

REN

PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

2016-25

Página em Branco

APRESENTAÇÃO

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de eletricidade (PDIRT) é elaborado pelo operador da rede de transporte (ORT) e apresentado, nos anos ímpares relativo ao período dos dez anos subsequentes, de acordo com o procedimento previsto no decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação. Assim, a proposta inicial do PDIRT é disponibilizada à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) até 31 de março. Após interação com esta entidade, o ORT procede à sua revisão que será entregue pela DGEG à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a quem compete a promoção da respetiva consulta pública, onde todas as partes interessadas se poderão pronunciar.

CONSULTA PÚBLICA E PARTICIPAÇÃO DOS *STAKEHOLDERS*

A elaboração do PDIRT é um processo de melhoria contínua, onde a participação dos *stakeholders* tem espaço próprio no âmbito da consulta pública, a partir da qual são integrados, na medida do possível, os contributos das diversas partes interessadas, num processo participativo e inerente a um contexto em constante evolução e mudança.

PROPOSTA FINAL E DECISÃO SOBRE A APROVAÇÃO DO PLANO

Após a realização da consulta pública, a ERSE emite um parecer, com base no qual e nos elementos da consulta pública o ORT elabora a proposta final, remetendo-a à DGEG que a submete, em sequência, à apreciação pelo membro do Governo com a responsabilidade pela área da energia, a quem compete decidir sobre a aprovação do Plano.

PRESSUPOSTOS E METODOLOGIAS

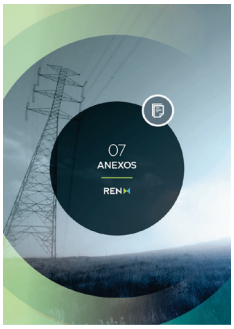
O PDIRT é um instrumento de planeamento, orientado por objetivos estratégicos, sendo elaborado a partir da Caracterização da RNT, das solicitações do operador da rede de distribuição e com pressupostos baseados no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento mais recente. A sua elaboração obedece aos padrões de segurança para planeamento da RNT que se encontram estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte, para além de observar as demais disposições regulamentares, designadamente as normas dos regulamentos de Operação das Redes e da Qualidade de Serviço. O PDIRT deve ter em conta as orientações de política energética, os pedidos de ligação de nova produção e estar devidamente coordenado com o plano decenal à escala europeia e com a rede de transporte de Espanha.

DADOS E INFORMAÇÃO

No PDIRT, é disponibilizada diversa informação técnica e regulamentar com o detalhe que visa permitir uma análise apoiada e uma compreensão abrangente dos seus conteúdos. Acresce que o ORT disponibiliza no seu sítio da *Internet* www.centrodeinformacao.ren.pt

SUMÁRIO EXECUTIVO E RELATÓRIO TÉCNICO





ANEXOS TÉCNICOS

informação de diversa índole que pode complementar a que se encontra incluída neste Plano. Não obstante, a informação comercialmente sensível ou sujeita a confidencialidade é mantida reservada, nos termos das obrigações legais, sem prejuízo das competências da ERSE, da DGEG e da Comissão Europeia.

RELATÓRIO E RESUMO

Um resumo não técnico (*Sumário Executivo*) acompanha o documento principal do PDIRT, onde são apresentados os principais temas e conteúdos de forma não exaustiva e sintética, pelo que a completa compreensão do Plano não deve dispensar a leitura do respetivo relatório e dos seus anexos.

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de eletricidade (PDIRT) relativo ao período de 2016 a 2025 (PDIRT 2015), elaborado pelo operador da rede de transporte (ORT), prevê um valor médio anual do investimento de 117 M€. A análise multicritério/custo-benefício realizada estima que, globalmente, os projetos do PDIRT permitem acrescentar um benefício de 180 M€/ano[1] ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), resultante dos seus atributos monetizados, o que excede o valor dos investimentos previstos, traduzindo uma relação benefício/custo de elevado valor acrescentado. Os projetos permitem ainda a incorporação de um conjunto de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E (associação europeia de operadores de redes de transporte de eletricidade) e aprovada pela Comissão Europeia, constituindo a RNT condição necessária para a concretização e materialização dos referidos benefícios.

INVESTIMENTO MÉDIO 2016-25

117 M€/ano

180 M€/ano

BENEFÍCIOS MONETIZADOS PROPORCIONÁVEIS 2025

Tabela 1

Síntese dos benefícios e custos

Benefícios e Custos	Total
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	**174**
Redução de custos para o SEN (M€/ano)	**6**
Manutenção ou criação de emprego externo *FTE* "full-time equivalent" (n)	16 557
Integração da produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 039
Redução de energia de Fontes de Energia Renovável perdida (MWh/ano)	180 000
Redução das emissões de CO_2 (kton/ano)	644
Melhoria do *Índice de Cobertura Probabilístico* (%)	9
Redução de energia distribuída em risco (*) (MWh/ano)	882
Redução de carga natural em risco de interrupção (*) (MW)	5 538
Redução de carga natural sem recurso em risco de corte (*) (MW)	2 082
Redução de capacidade de transporte em risco (*) (MVA)	184 633
Redução de potência de produção em risco de corte (*) (MW)	19 557
Redução das perdas de energia (MWh/ano)	90 075
Melhoria da média do *Indicador do Estado dos ativos* (0-10)	4
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km^2)	569
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	50
Custo médio de investimento (líquido de comparticipações) (M€/ano)	**117**
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	759

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

[1] O benefício global monetizado decorre essencialmente do benefício socioeconómico anual (no horizonte 2025) resultante do custo evitado na aquisição de combustíveis fósseis, do custo evitado em licenças de CO_2 e das trocas comerciais com Espanha que os novos projetos da RNT permitem incorporar no SEN (v. análise multicritério/custo-benefício no corpo do relatório).

PLANO DE INVESTIMENTO 2016-2025

Num quadro de investimento seletivo para o desenvolvimento e modernização da rede de transporte, este Plano apresenta uma perspetiva e programação de projetos reajustadas, resultando numa redução do montante de investimento face aos planos anteriores.

O panorama de investimento dos principais projetos com cabimento efetivo, a esta data, em horizontes temporais na próxima década, é apresentado na figura seguinte, com enfoque e detalhe anual do período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2016-2020), desagregados pelas atividades reguladas Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS).

O âmbito geográfico das infraestruturas associadas às atividades acima identificadas, abrange o território nacional continental, incluindo, a partir de 2017, uma zona marítima ao largo de Viana do Castelo, para receção de nova produção a partir de fontes de energia renováveis como medida de política energética determinada pelo Concedente.

INVESTIMENTO TEE
MÉDIA 2016-2025

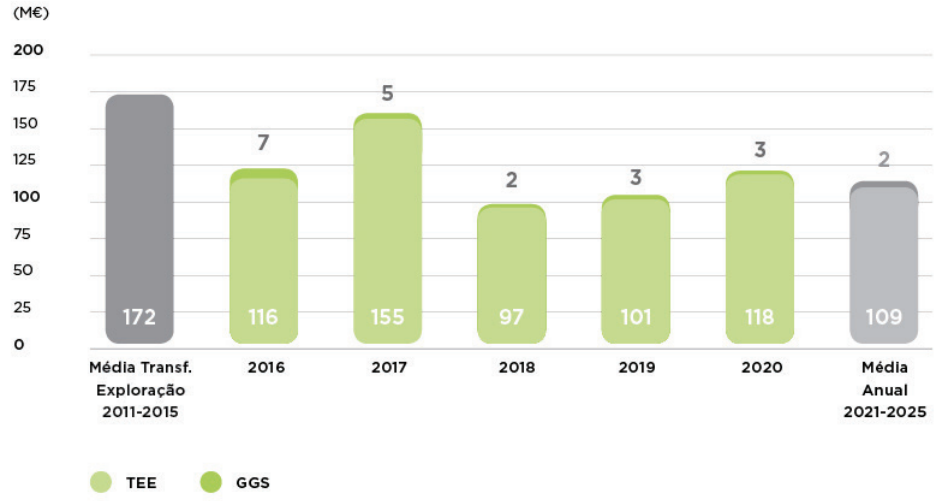
114
M€/ano

3,2
M€/ano

INVESTIMENTO GGS
MÉDIA 2016-2025

Figura 1

Transferências para Exploração líquidas de comparticipações



Os custos de investimento são expressos, ao longo deste Plano, 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.

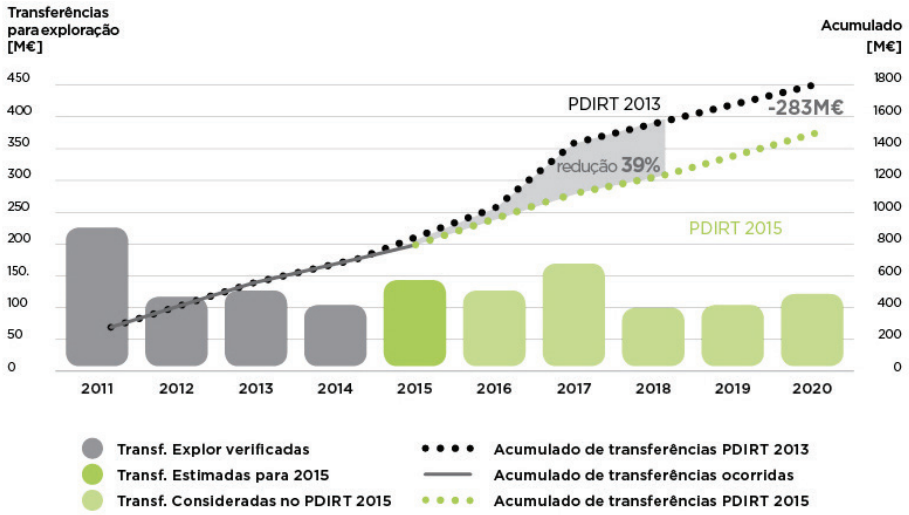
Adicionalmente, é apresentada, no relatório, uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado.

Tendo em conta o valor médio das transferências para exploração efetivamente ocorridas no quinquénio anterior ao do período do atual Plano e os cinco primeiros anos do presente PDIRT (a menos as de 2015 que são ainda provisórias e estimadas à data de elaboração da presente edição), a redução do investimento atinge 30 %.

A redução do investimento é mais significativa — 39 % — comparando o previsto no atual PDIRT 2015 face ao Plano anterior (o PDIRT 2013), para o triénio 2016-18.

FIGURA 2

Comparação do investimento PDIRT 2015 vs. PDIRT 2013



INVESTIMENTO NO PERÍODO 2016-2018
(PDIRT 2015 VS. PDIRT 2013)

-39
%

-283
M€

INVESTIMENTO ACUMULADO ATÉ 2020
(PDIRT 2015 VS. PDIRT 2013)

Para além da redução prevista no período dos três primeiros anos do horizonte do atual PDIRT, a realização verificada em 2014 e a estimada para 2015, no seu conjunto, representam uma redução específica de 55 M€ face ao que se encontrava previsto no PDIRT anterior. Esta redução reside em parte nas atuais condições do mercado, tendo o ORT conseguido preços eficientes na maioria das situações, e no adiamento de alguns investimentos com impacto no período 2014-15 que são agora inscritos no primeiro período de três anos do novo Plano.

Assim, o efeito combinado da realização efetiva no período 2014-2015 e dos investimentos previstos no atual Plano, traduz-se numa redução do valor acumulado do investimento, em 2020, de 283 M€.

Não sendo dispiciendo este movimento de redução do investimento, com captação e integração de benefícios que superam os custos específicos dos projetos que os proporcionam, mais relevante se torna esta relação benefício/custo se se tiver em conta o impacto do Plano no custo percebido pelo consumidor através de uma análise de sensibilidade aos efeitos previstos nas tarifas para os próximos cinco anos.

IMPACTO TARIFÁRIO

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 peso das atividades do ORT representarem apenas 5,5 % (v. Figura 4 *infra*) no preço médio do setor elétrico, em 2015, o presente Plano permite uma redução do preço médio de 1,7 €/MWh a 5,7 €/MWh e redução na tarifa de acesso à rede entre 0,2 % e 0,8 %, dependendo dos cenários de procura considerados (o impacto tarifário foi calculado com os valores estimados a custos totais).

IMPACTO NO PREÇO MÉDIO FINAL ELETRICIDADE EM 2020 (CENÁRIO SUPERIOR)

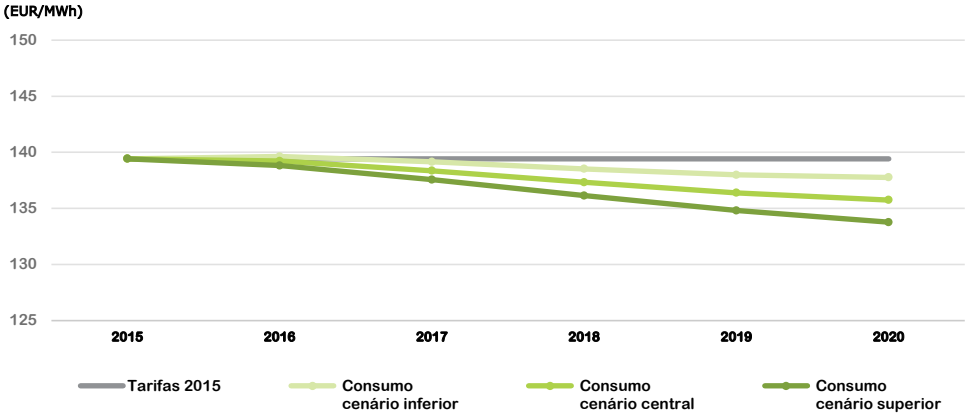
-5,7 €/MWh

-0,8 %

IMPACTO NA TARIFA DE ACESSO À REDE EM 2020 (CENÁRIO SUPERIOR)

FIGURA 3

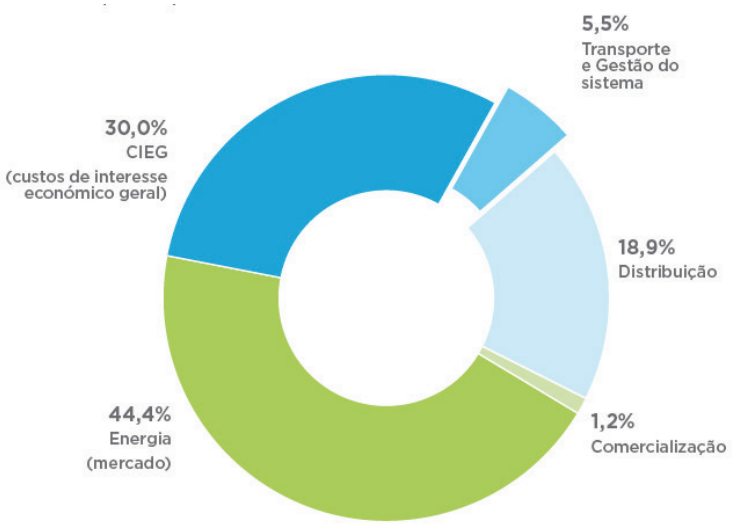
Impacto do PDIRT no preço médio do setor elétrico



Esta redução resulta da recalendarização dos principais projetos de investimento apresentados em anteriores edições de PDIRT, mercê dos adiamentos da generalidade dos projetos, entre os quais se destaca os de integração de nova produção de origem renovável, os de novos pontos injetores de apoio à rede de distribuição e a nova interligação com a rede de transporte espanhola.

FIGURA 4

Estrutura do preço médio do setor elétrico em 2015



PRESSUPOSTOS E METODOLOGIAS DE PLANEAMENTO

O PDIRT é um dos dois instrumentos de planeamento da rede de transporte, consagrado na lei, a par da Caracterização da RNT, cuja elaboração obedece a um procedimento normalizado pela lei.

Os pressupostos do PDIRT são baseados no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente e os padrões de segurança para planeamento da RNT encontram-se no Regulamento da Rede de Transporte. Para além deste regulamento, o planeamento da rede tem ainda que observar as demais disposições regulamentares, designadamente as normas dos regulamentos de Operação da Rede e da Qualidade de Serviço.

O PDIRT deve ainda estar devidamente coordenado com o plano decenal à escala europeia, com a rede de transporte de Espanha e com a rede nacional de distribuição.

Para além das normas que definem a sua elaboração e metodologias, o ORT acrescenta e harmoniza esses preceitos com informação real atualizada e demais condições que considera serem as mais plausíveis e mais ajustadas, face ao contexto de incerteza que um exercício desta natureza sempre acarreta, usando metodologias de planeamento específicas e modelos de apoio à decisão, em paridade com as suas congéneres europeias.

O ORT utiliza, entre outras, ferramentas computacionais específicas de simulação desenvolvidas em parceria com a Academia, como são disso exemplo o processo de cálculo para a capacidade de receção de nova produção e o modelo de avaliação da adequação da produção (modelo probabilístico de simulação de Monte Carlo) ambos desenvolvidos por equipas INESC/REN.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Num contexto macroeconómico de grande incerteza e de forte pressão restritiva, o operador da RNT definiu uma estratégia de seleção de investimentos alinhada com o contexto económico, sem perder de vista as bases da concessão de serviço público e a sua missão na prossecução dos valores e objetivos estratégicos que permitam a concretização de medidas de política energética, de segurança e qualidade do abastecimento e de apoio à competitividade.

Nesse sentido, o ORT orienta o planeamento da RNT à luz de seis objetivos estratégicos mobilizadores dos principais investimentos.

POLÍTICA ENERGÉTICA • SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO • QUALIDADE DE SERVIÇO • COMPETITIVIDADE • EFICIÊNCIA • VALORIZAÇÃO SÓCIO-AMBIENTAL.



No planeamento da rede de transporte, o ORT tem em consideração que os diversos projetos concorrem normalmente para mais do que um único objetivo e aqueles resultam de fatores associados a mais do que um mobilizador ou vetor de investimento.

De forma a harmonizar a recolha, organização e análise dos projetos, foram identificados cinco vetores de investimento (v. adiante) que permitem adicionalmente orientar o processo de análise multicritério/custo-benefício de apoio à decisão.

Neste PDIRT, é adotada uma estratégia de planeamento orientada pelos referidos objetivos estratégicos, realizando-se a necessária análise de sensibilidade aos vários cenários de procura e de oferta. Assim, embora os cenários sejam relevantes para uma avaliação da resposta da rede a condições decorrentes da evolução da procura e da oferta, interessa integrar, neste exercício, o largo espetro de partes interessadas. Nesse sentido, o PDIRT pretende ser a materialização de uma plataforma de convergência onde os atributos relevantes para uma tomada de decisão apoiada e sustentada sejam apresentados de forma ampla, explícita e com total transparência.

EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

O planeamento orientado por objetivos estratégicos não prejudica que as opções suportadas nos respectivos estudos e simulações incorporem e observem os cenários de oferta e procura que se encontram definidos com base no RMSA mais recente e cujos cenários e pressupostos definidos pela Direção-Geral de Energia e Geologia se encontram em anexo ao PDIRT.

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.

TAXA DE EVOLUÇÃO DO CONSUMO 2012-14

-0,2 %/ano

+2,7 %/ano

TAXA DE EVOLUÇÃO DA PONTA RNT 2012-14

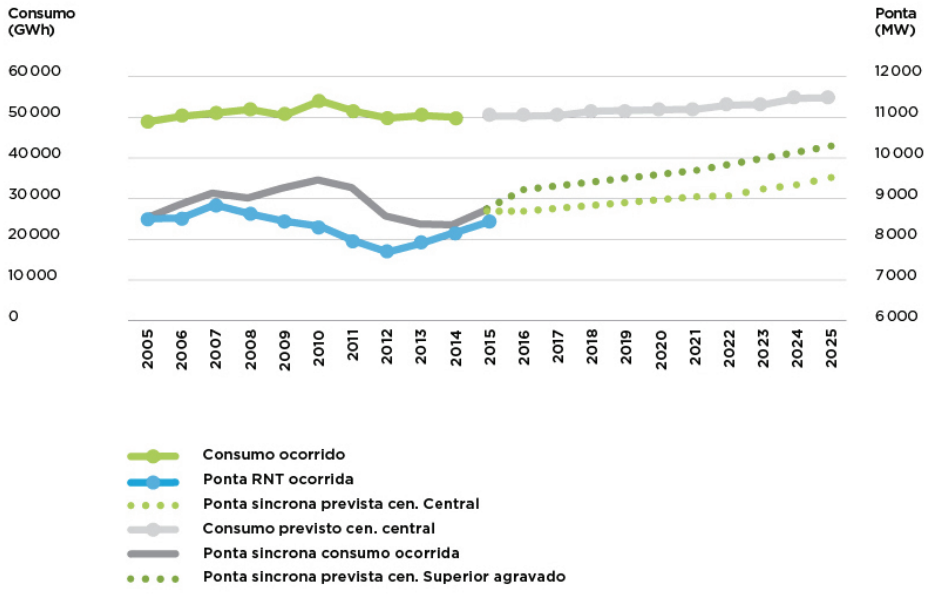
Ponderados os pressupostos e atualizadas as projeções com base em dados mais recentes, o planeamento da rede de transporte incorpora como referência uma previsão plausível à data da elaboração deste Plano, realizando uma análise de sensibilidade aos cenários mais extremos ou menos prováveis.

PROCURA

Após anos de acentuado crescimento, tanto do consumo, como das pontas, observou-se nos anos mais recentes uma estagnação do consumo após três anos de sucessiva redução e uma inflexão na descida das pontas[2], quer das cargas solicitadas ao SEN, quer da potência solicitada à rede de transporte.

FIGURA 5

Evolução do consumo (Energia) e das pontas (Potência)

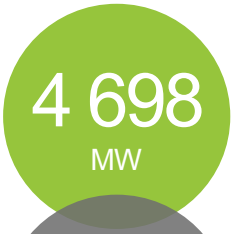


[2] O cenário central estima a procura para condições normais de temperatura e o cenário superior agravado estima a procura para condições extremas de temperatura com probabilidade de não excedência de 95 %.

Neste Plano, o cenário de referência corresponde ao cenário central do consumo, o que representa uma taxa de variação média anual de 0,91 %, confirmando a evolução conservadora observada recentemente e integrando nas suas previsões os efeitos das medidas de eficiência energética.

Não se pondera, neste exercício, evoluções mais ambiciosas do consumo em períodos diferentes no horizonte do PDIRT, para além da análise de sensibilidade já referida (a qual incide também sobre cenários de estagnação), tendo em conta que este Plano será alvo de uma 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.

NOVA POTÊNCIA DE PRODUÇÃO A LIGAR À REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO





PERÍODO MÉDIO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA **INFERIOR** A 10% DA SUA POTÊNCIA DE LIGAÇAO (OBSERVADO EM 2013)

OFERTA

Relativamente à oferta, o Plano assenta no cenário em que as atuais centrais térmicas de Sines (carvão), do Pego (carvão) e da Tapada (gás natural) se mantêm em serviço. Este cenário afigura-se como plausível e traduz uma medida conservadora na identificação de iniciativas de investimento que onerariam o SEN para acomodar a desclassificação destas centrais. Neste esteio, o Plano apresenta uma análise de sensibilidade à desclassificação destas centrais, sendo de destacar que apenas a desclassificação da central de Sines (carvão) implicaria a necessidade de antecipar alguns reforços de rede constantes neste PDIRT. Outros investimentos na rede inicialmente previstos como necessários, para além destas antecipações, podem ser evitados através da utilização de funcionalidades dos novos sistemas de comando e controlo de reatâncias *shunt*.

Não obstante, a concretização dos aproveitamentos hidroelétricos de elevado potencial e de projetos de produção de outras fontes de energias endógenas[3] assume particular relevância, uma vez que são mobilizadoras de parte significativa dos projetos de desenvolvimento estratégico da RNT, reforçando a potência instalada disponível a norte e centro de Portugal continental, num quadro de maior afastamento da produção em relação ao consumo cuja distribuição geográfica se mantém mais estável do que a distribuição geográfica da produção. Esta evolução nos montantes de produção disponível e da sua distribuição geográfica alteram os padrões dos fluxos de energia, os quais podem constituír um risco para a segurança da rede, em situações de contingência com fluxos importantes norte-sul, se não forem tomadas medidas operacionais de exploração adequadas e outras preventivas em sede de planeamento, apresentadas neste Plano.

Outro aspeto relevante na evolução da oferta tem que ver com o crescimento da potência embebida nas redes de distribuição que vem alterar o padrão do balanço dos fluxos energéticos na fronteira transporte-distribuição. De facto, assiste-se a uma redução dos fluxos provenientes da MAT para as redes de AT, compensada pela produção embebida, a qual o ORT tem em devida conta nas

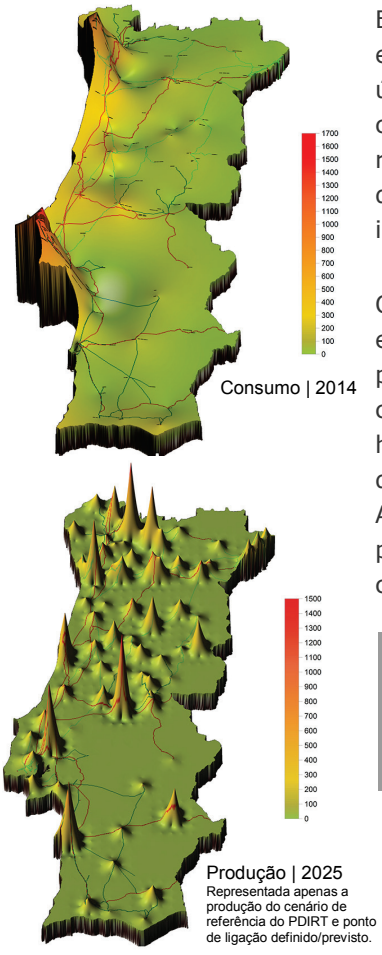
[3] As fontes de energia marinhas afetas à concessão da Zona Piloto têm o seu enquadramento próprio cujo impacto na RNT é negligenciável, dado os montantes previstos.

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, continuando a RNT, no médio prazo, a garantir o abastecimento — apesar do desenvolvimento previsível de instrumentos de resposta ativa do lado da procura ("Demand Side Response") que o ORT acompanha com acuidade e para a qual tem dado contributos de pendor estratégico no seio da sua participação na ENTSO-E, não se espera que os seus efeitos possam ter a massificação necessária em Portugal continental de forma a influenciar significativamente o planeamento da RNT no curto e médio prazo.

ASSIMETRIA GEOGRÁFICA ENTRE O CONSUMO E A PRODUÇÃO

Os principais centros de consumo encontram-se maioritarimente 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 2004-2014 e não se espera que haja alteração significativa do seu padrão na próxima década.

Figura 6
Distribuição do Consumo e da Produção (MW)



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 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 de eólica *on-shore* em zonas onde ainda existe potencial por explorar no centro interior e norte de Portugal continental.

A ASSIMETRIA DA DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA ENTRE O CONSUMO E A PRODUÇÃO REQUER O DESENVOLVIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE NUM QUADRO DE OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL E AMBIENTAL.

VETORES DE INVESTIMENTO NO PERÍODO 2016-2025

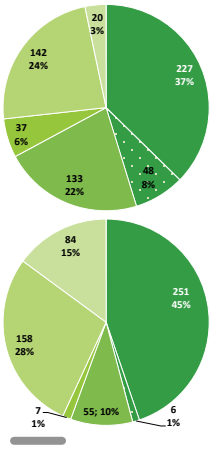
O PDIRT integra projetos de desenvolvimento e de modernização da rede e encontram-se organizados em cinco vetores principais de investimento que materializam os objetivos estratégicos de acordo com o esquema seguinte.

Objetivos estratégicos



O esquema apresentado descreve a relação entre os vetores de investimento e os principais objetivos estratégicos a que os projetos inscritos em cada um dos vetores pretendem dar resposta. A figura seguinte apresenta o investimento desagregado por vetor e por quinquénio. Por instrução da Secretaria de Estado da Energia, será realizada uma infraestrutura estratégica da RNT (v. *off-shore* na figura) para recolha de energia ao largo de Viana do Castelo, materializando uma medida de política energética para apoio à implementação de tecnologias inovadoras de aproveitamento de energias renováveis.

DISTRIBUIÇÃO DO INVESTIMENTO POR VETOR (M€) | **2016-20**

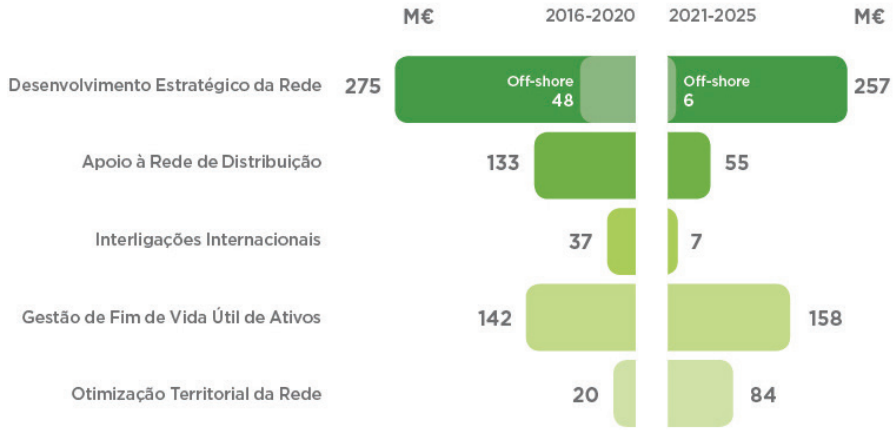


DISTRIBUIÇÃO DO INVESTIMENTO POR VETOR (M€) | **2021-25**

- Desenvolvimento Estratégico da Rede
- Apoio à Rede de Distribuição
- Inteligações Internacionais
- Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
- Otimização Territorial da Rede

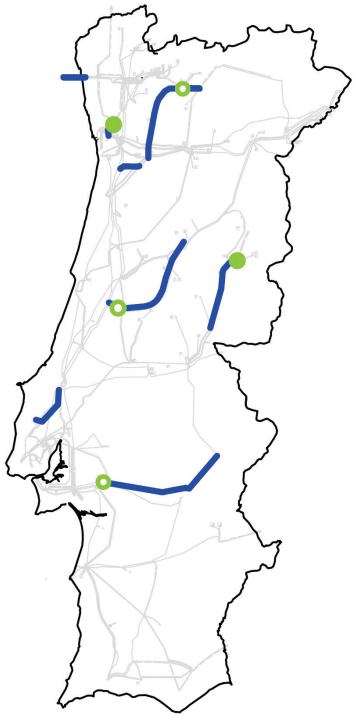
FIGURA 7

Distribuição do investimento por vetor | 2016-25



DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DA REDE
[Período 2016-20]

Neste vetor, enquadram-se os projetos que materializam as medidas de política energética, mormente os que permitem a ligação de nova produção e adequada capacidade de receção a longo prazo, para além dos que estabelecem as condições estruturantes para a resiliência da rede à variação dos fluxos energéticos emergentes do funcionamento do mercado, da intermitência e volatilidade das fontes de energia renovável.



Destacam-se, neste vetor, quatro eixos a 400 kV — (i) o eixo de ligação das novas centrais da bacia do Tâmega e (ii) de Girabolhos — [ambos recalendarizados com base na informação mais recente disponível] — (iii) o eixo na Beira Interior para eliminação de restrições atualmente existentes à receção de energia e disponibilização de nova capacidade nessa área de rede, (iv) o eixo Estremoz-(Divor)-Pegões estruturante para a segurança da rede, especialmente em situações de contingência com menor produção a sul, para além de permitir o aumento de capacidade de receção numa zona com potencial solar e assegurar a adequada fiabilidade às cargas de Estremoz, atualmente sem segurança 'n-1', e ainda (v) a acomodação da produção eólica *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, com o estabelecimento de um cabo submarino de 150 kV (operado a 60 kV) até à zona costeira e extensão desta ligação até à subestação de Vila Fria em 2017.

NOVOS CIRCUITOS DE LINHA 2020

650 km

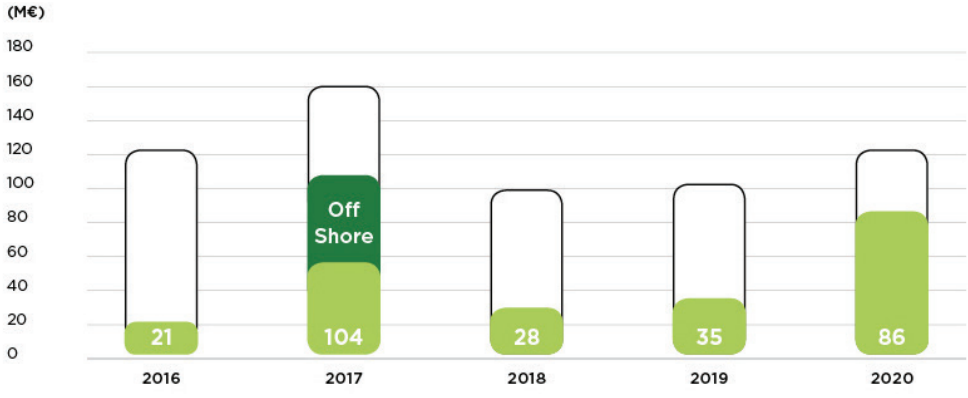
1 800 MVA

ACRÉSCIMO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO 2020

> "A capacidade de receção deve estar em concordância com a política energética nacional. Portugal apresenta potencial de PRE-FER ainda por explorar e que se mostra muito competitivo face aos seus parceiros europeus.
>
> **APREN** / *In* contribuições à consulta pública do PDIRT 2013

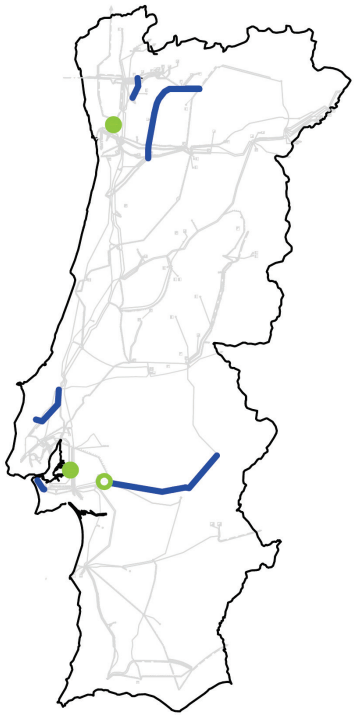
FIGURA 8

Desenvolvimento estratégico da rede (2016-20)



APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO
[Período 2016-20]

Acomodando as solicitações do operador da rede nacional de distribuição, quer de ampliações de subestações existentes, quer de criação de novos pontos injetores, os projetos mobilizados para apoio à rede de distribuição estão coerentes e alinhados com o PDIRD 2014 (plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição) recentemente apresentado em consulta pública. Estes projetos integram a adequação de transformação MAT/AT para assegurar as condições de segurança do abastecimento e continuidade do serviço, bem como parte dos montantes afetos a alguns reforços internos de RNT que visam assegurar os requisitos dos padrões de planeamento regulamentares, designadamente a segurança 'n-1' a cargas que ainda não se encontram cobertas por este critério.



A generalidade de novos pontos injetores é adiada, face ao PDIRT 2013, e.g. Vila Nova de Famalicão, Divor e Pegões, excetuando a subestação de Alcochete, antecipada para 2016 (cf. PDIRD 2014), de forma a conjugar-se o desenvolvimento coordenado das redes de transporte e de distribuição, numa lógica de permanente articulação entre os respetivos operadores de rede.

NOVOS PAINÉIS DE LINHA AT 2020

15

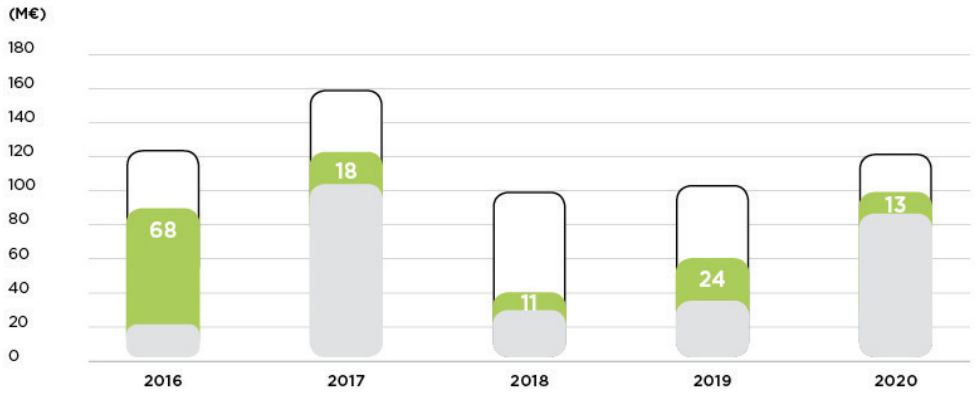
1 974
MVA

NOVA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO 2020

> "O reforço da alimentação à rede de distribuição através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT deve resultar de uma interação entre o Operador da RNT e o Operador da RND, identificando quais as necessidades da rede de distribuição a nível local, e estudar qual a melhor alternativa para colmatar as insuficiências detetadas.
>
> **ERSE** | *In* parecer à proposta do PDIRT 2013

FIGURA 9

Apoio à rede de distribuição (2016-20)



INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS
[Período 2016-20]

Com a competitividade em plano de enquadramento, estes projetos visam proporcionar aumento da capacidade de interligação, quer através de linhas internacionais, quer através de reforços internos da RNT com impacto na capacidade de interligação.



A linha de interligação Minho-Galiza, anteriormente prevista para 2016, encontra-se em fase de estudos para licenciamento em articulação com o operador da rede de transporte espanhola, sob supervisão das autoridades ambientais e administrativas centrais e locais de Portugal e de Espanha, de forma a assegurar-se a coordenação técnica e temporal.

Para a capacidade de interligação, contribuem outros projetos de reforço interno da RNT e da rede espanhola, de forma a assegurar uma capacidade líquida para fins comerciais em conformidade com os acordos firmados entre os governos de ambos os países e em linha com as orientações de política energética, tanto nacional, como no âmbito europeu para a efetivação do Mercado Interno (interligado) de Energia. Alguns dos benefícios incorporados, para o SEN e para a sociedade, considerados neste Plano, constam do plano decenal europeu, o TYNDP 2014.

CAPACIDADE DE INITERLIGAÇÃO 2020

3 000 MW

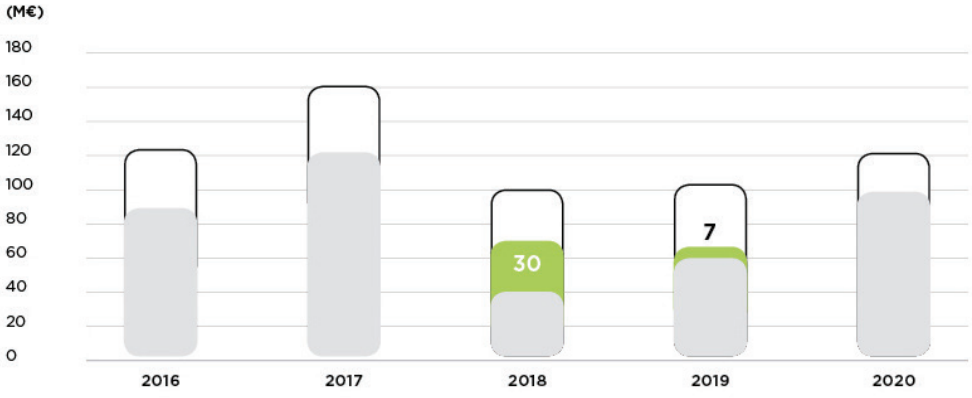
180 GWh/ano

ENERGIA RENOVÁVEL QUE SERIA PERDIDA SEM A NOVA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

> “ O reforço da capacidade de interligação é um objetivo de política energética que tem sido reiterado pelos Governos de Portugal e de Espanha no âmbito do processo de construção do MIBEL. Não estando em causa o cumprimento da legislação e dos compromissos políticos assumidos, o CC recomenda que seja reavaliada a calendarização destes investimentos, à luz de critérios de custo-benefício e de desenvolvimento dos mercados.
>
> **CONSELHO CONSULTIVO (ERSE)** | *In* contribuições à consulta pública do PPDIRT 2013

FIGURA 10

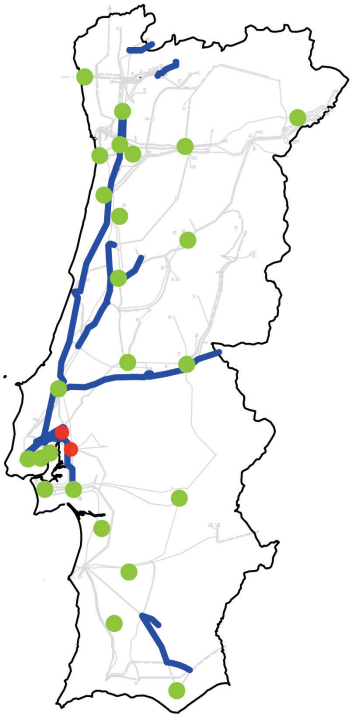
Interligações internacionais (2016-20)



GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

[Período 2016-20]

Na prossecução do objetivo de eficiência associada às atividades operacionais do ORT e à adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT, os projetos inscritos neste vetor dão igualmente resposta ao modelo de parâmetros do novo período de regulação 2015-17 do setor elétrico, designadamente ao *mecanismo de incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil*, enquadrando-se os investimentos específicos da RNT de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do estado dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição ou reconstrução de ativos.



Destes, destaca-se a reconstrução integral de duas das 67 subestações existentes (Porto Alto 150/60 kV e Carregado 220/60 kV), a substituição ou recondicionamento de transformadores e a remodelação de sistemas de proteção e controlo. A avaliação do estado dos ativos visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo poupar ao SEN cerca de 660 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade do ativos.

CUSTO EVITADO COM SELEÇÃO DOS ATIVOS A SUSBTITUIR BASEADA NA AVALIAÇÃO DO ESTADO VS. IDADE

660 M€

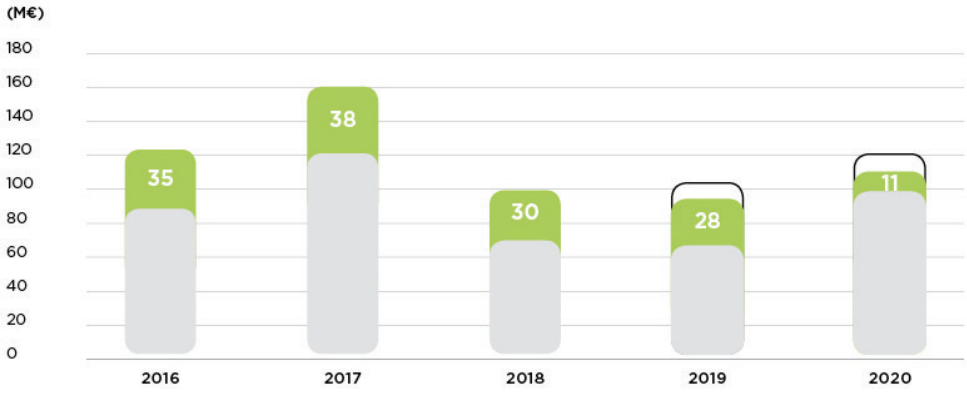
2 653 MVA

POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO REMODELADA 2020 (RECONDICIONAMENTO OU SUBSTITUIÇÃO)

> “ A renovação dos ativos é uma condição essencial para o desempenho das obrigações da REN e para a continuidade da excelência dos seus indicadores técnicos e de continuidade de serviço. Os investimentos previstos nesta proposta relativos a remodelação de instalações são considerados pertinentes.
>
> **CIP** | *In* contribuições à consulta pública do PDIRT 2013

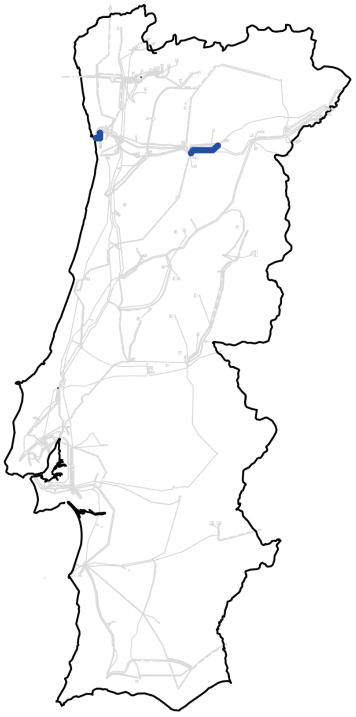
FIGURA 11

Gestão de fim de vida útil de ativos (2016-20)



OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE
[Período 2016-20]

Este vetor refere-se a projetos de reconfiguração da rede para otimização da ocupação territorial de superfície em zonas de Património da Humanidade e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional. Estes projetos, inscritos na edição anterior do PDIRT, são agora previstos para mais tarde, com data de implementação a partir de 2019.



O Alto Douro Vinhateiro é uma zona classificada como Património da Humanidade pela UNESCO. Nessa área, encontram-se implantadas linhas da RNT que poderão ser reconfiguradas, previsionalmente em 2019, como resultado de estudos em curso de otimização da ocupação territorial da RNT, sujeito ainda a apreciação e aprovação pelas autoridades competentes.

Outros dois projetos, a iniciar-se em 2020, numa primeira fase na zona do Porto e mais tarde na zona de Lisboa, visam minimizar os impactos da rede de transporte de muito alta tensão em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente consolidadas, através da substituição de troços de linha aérea por linhas subterrâneas a 220 kV, sendo esta a solução mais adequada à tipologia em causa.

REDUÇÃO OCUPAÇÃO TERRITORIAL LINEAR DE SUPERFCÍE EM ZONA URBANA 2020-22
(2020 1.ª FASE NO PORTO)

10
km

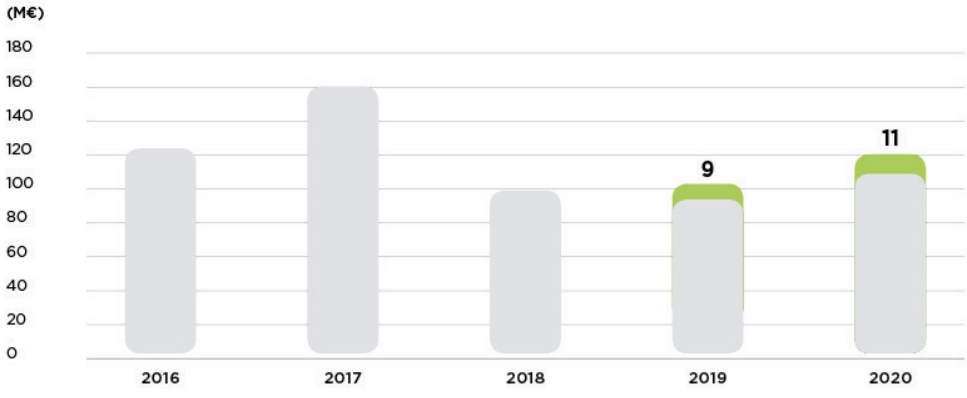
37
%

REDUÇÃO OCUPAÇÃO TERRITORIAL NO ALTO DOURO VINHATEIRO 2019
(PATRIMÓNIO HUMANIDADE)

> “ Relativamente à reformulação da RNT em áreas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional, admite-se o recurso ao estabelecimento de redes subterrâneas, quando devidamente justificadas do ponto de vista socio urbano e desde que estas soluções sejam justificadas numa óptica de custo benefício.
>
> **CONSELHO CONSULTIVO (ERSE)** | *In* contribuições à consulta pública do PPDIRT 2013

FIGURA 12

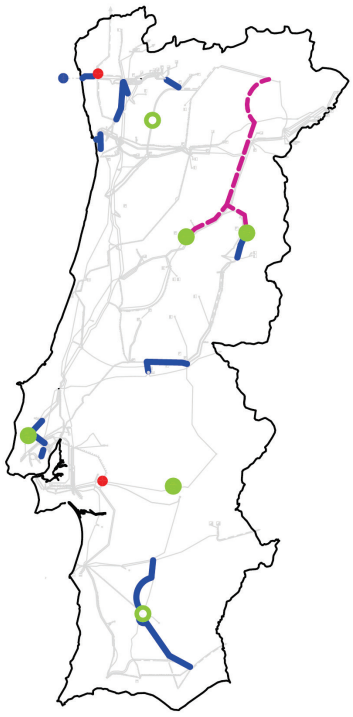
Otimização territorial da rede (2016-20)



RESUMO DO INVESTIMENTO NO PERÍODO INDICATIVO 2021-25

[Período 2021-25][4]

O período 2021-25 constitui o horizonte indicativo do Plano. Neste período, são apresentados projetos cuja solidez técnica já permite descrevê-los ou estimar os seus custos, ainda que de forma aproximada, mas a sua calendarização está sujeita a diversos fatores de incerteza e poderão ser melhor enquadrados em posteriores edições do PDIRT.



Acresce que a perspetiva de alguns dos vetores de investimento é nesta altura insuficiente, desde logo pela assimetria de horizontes entre os planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (cinco anos) e de transporte (dez anos) e pela estratégia de gestão de fim de vida útil de ativos adotada que baseia a sua decisão no estado dos equipamentos, requerendo informação futura agora indisponível — o Plano apresenta valores para este vetor com base na média dos cinco anos iniciais do PDIRT ajustado pela espetativa atual de evolução da rede e do estado dos ativos, mas que requer uma monitorização contínua e será alvo de revisões em cada edição do PDIRT, numa janela operacional deslizante de cinco anos.

REDUÇÃO OCUPAÇÃO TERRITORIAL 2023-25 (ZONA URBANA LISBOA)

22 km

1 500 MVA

ACRÉSCIMO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO 2021-25

Assim, são apenas descritos os projetos que foram adiados ou já se encontravam neste horizonte em anteriores edições do PDIRT e os que possibilitam uma visão a mais longo prazo de desenvolvimento estratégico da RNT como possíveis medidas de política energética, destacando-se os eixos a 400 kV na zona do Minho, do desenvolvimento da RNT na zona de Trás-os-Montes e Alto Douro, ligando ao fecho da malha Seia-Guarda-Fundão (estes como meramente indicativos e inscritos apenas nos montantes de investimento, sem descrição técnica específica) e, a sul de Portugal continental, o eixo a 400 kV Ferreira-Ourique-Tavira.

Complementarmente, refira-se que ainda não estão definidos quais os reforços de rede necessários em concreto, após 2020, para potenciar o aproveitamento dos recursos endógenos disponíveis no mar ao largo de Viana do Castelo, uma vez que, à data de conclusão deste PDIRT ainda não se encontra estabilizada a solução técnica da subestação *off-shore*, nem estão identificados todos os

[4] Não se encontram identificados os projetos de gestão de fim de vida útil de ativos, uma vez que a estratégia se baseia na avaliação do estado que, a esta altura, se considera extemporânea. Os projetos identificados para integração de renováveis no nordeste e centro de Portugal continental não estão considerados nos dados técnicos da RNT no horizonte do Plano e são incluídos estritamente a título indicativo. Em qualquer dos casos, o Plano aloca um valor de investimento neste quinquénio relativo aos custos previsionais para esses efeitos.

reforços de rede necessários para a capacidade adicional de receção dessa produção.

Neste horizonte, não são apresentados projetos complementares que possam vir a dar resposta às metas de capacidade de interligação para 2030, decorrentes das resoluções do Conselho Europeu de outubro de 2014, estando o operador da RNT a desenvolver estudos coordenados nesse sentido com a sua congénere, a Red Eléctrica de España, quer no âmbito dos trabalhos do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), quer no âmbito dos trabalhos relativos ao novo plano decenal europeu, o TYNDP 2016.

A elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte, permite um acompanhamento mais preciso do contexto e dos fatores críticos de decisão, através da janela temporal deslizante de dez anos subsequentes e assim, em cada nova edição, ter uma perspetiva com maior acuidade dos investimentos da RNT para o segundo quinquénio do horizonte do atual Plano.

NOTAS FINAIS

A RNT NO CONTEXTO EUROPEU E OS PROJETOS DE INTERESSE COMUM

A elaboração deste Plano encontra-se articulado 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 inscritos neste PDIRT à atribuição do estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC). Estes projetos especiais podem ser enquadrados em instrumentos específicos da União Europeia, designadamente os programas de apoio financeiro, no âmbito dos quais a REN pretende candidatar os projetos da RNT classificados como PIC aos fundos previstos nesses programas, de acordo e nos termos da regulamentação própria para o efeito.

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

A REN, desde 2011, tem participado ativamente na preparação e no desenvolvimento dos futuros códigos de rede europeus (quer no seio da ENTSO-E, que está mandatada para a redação destes códigos de rede na área da eletricidade, quer através de uma colaboração ativa com a DGEG e com a ERSE), os quais têm como objetivo definir e harmonizar um conjunto de regras no setor elétrico europeu, com enfoque na operação das redes e acesso às mesmas e no funcionamento dos mercados. A necessidade do desenvolvimento destes códigos decorre diretamente do Regulamento (CE) n.º 714/2009, o qual estabelece que os mesmos devem ser aprovados em processo de comitologia e depois ser votado de acordo com a legislação da União Europeia e implementados em cada um dos Estados-Membros, com vista a real implementação do Mercado Interno de Energia.

Tendo o primeiro código de rede sido aprovado em sede de comitologia ("Capacity Allocation & Congestion Management - CACM") e assumindo a calendarização da Comissão Europeia, na qual os restantes serão também aprovados até dezembro de 2015, é expectável que, no horizonte de abrangência deste PDIRT, a sua aplicação ao setor se torne num importante e crítico desafio para todas as entidades envolvidas, em particular para o ORT.

ENQUADRAMENTO E AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRT

A metodologia de avaliação ambiental adotada para o PDIRT é de índole estratégica e baseia-se nos trabalhos desenvolvidos aquando do procedimento de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) realizado em edições anteriores do Plano. Neste quadro, foi realizado um procedimento metodológico de AAE do PDIRT em que se toma a AAE em vigor como referência em todas as suas dimensões (fatores críticos para a decisão, avaliação estratégica, diretrizes e quadro de governança). Desta forma, foi realizada uma apreciação dos fatores e premissas de base (incluindo o Quadro Estratégico de Referência) quanto a se ocorreram alterações e quais as suas implicações, ou se foi entretanto identificada a necessidade de alguma infraestrutura nova e de dimensão significativa não descrita anteriormente, e como esta se enquadra na AAE em

vigor, designadamente quanto às orientações e diretrizes estratégicas. A avaliação ambiental do PDIRT foi realizada dentro destas premissas e metodologia, por equipas internas técnicas de planeamento, projeto e ambiente do operador da RNT, concluindo-se que se conservam válidas as conclusões obtidas para a estratégia de evolução da RNT adotada na AAE em vigor, designada como "Estratégia F", com a Fauna, o Ordenamento do Território e a Energia como fatores críticos para a decisão. A análise diferencial entre os projetos inscritos nesta edição e na que serviu de referência à AAE em vigor conclui pela validade material do Plano não existindo alterações que violem os seus resultados.

SÚMULA DA CARACTERIZAÇÃO DA RNT EM 2016, 2020 E 2025

CARACTERIZAÇÃO DA RNT		2016	2020	2025
Comprimento dos circuitos de linha [km]	400 kV	2 563	3 134	3 742
	220 kV	3 570	3 836	3 924
	150 kV	2 686	2 611	2 626
Potência instalada transformação [MVA]	400/60 kV	4 080	4 930	6 120
	220/60 kV	12 650	13 228	13 228
	150/60 kV	6 306	6 060	5 934
Potência instalada autotransformação [MVA]	MAT/MAT	14 470	16 270	17 170
Instalações não-lineares	400 kV	28	34	40
	220 kV	38	38	39
	150 kV	17	15	15
Painéis MAT e AT	400 kV	197	232	273
	220 kV	372	392	397
	150 kV	260	261	267
	60 kV	584	599	890
Interligações internacionais	Capacidade comercial [MW]	2 000 2 600	3 000	3 200
	Circuitos MAT	9	10	10
Capacidade de receção[5] [MW]	Trás-os--Montes (zonas C e D)	800	1 300	1 300
	Beira Interior (zonas F e H)	300	1 000	1 300
	Alentejo[6] (zonas J e M)	400	700	1 100

[5] Estes montantes excluem nova capacidade que os projetos do fecho dos 400 kV da Beira Interior e ligação a Trás-os-Montes e Alto Douro, integrariam na RNT uma vez que os mesmos são apresentados a título meramente indicativo e serão alvo de análise mais detalhada em futuras edições do PDIRT, caso as metas mínimas para a integração de renováveis, no âmbito das orientações de política energética, sejam revistas.

[6] No cálculo para 2025, considerou-se a transferência de parte de capacidade reservada em Sines (sujeito a confirmação pelo Concedente).

FIGURA 13

Capacidade de receção de nova produção

Situação prevista para 2025

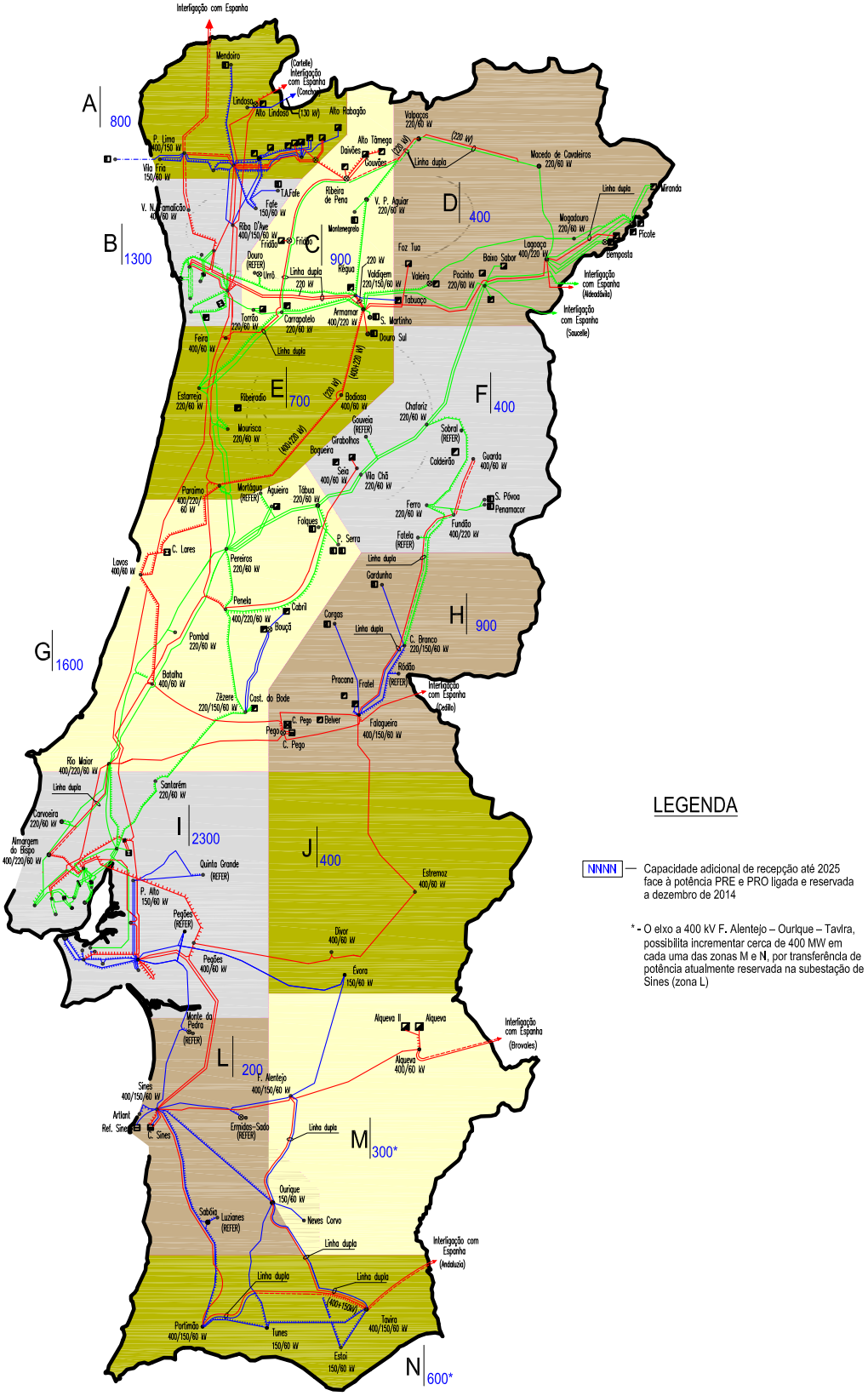
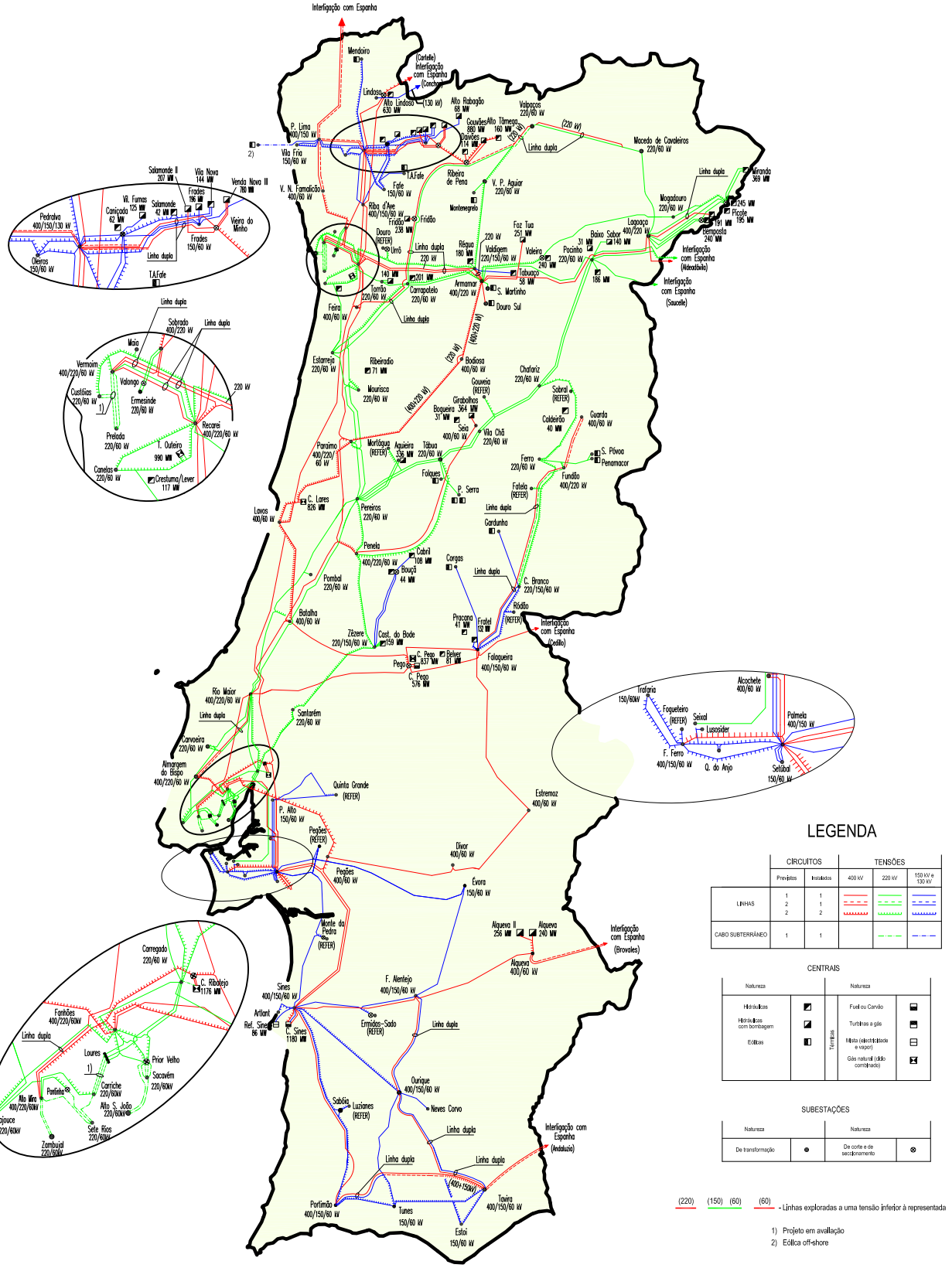


FIGURA 14

Mapa da Rede Nacional de Transporte

Situação prevista para 2025



Página em Branco

ÍNDICE

APRESENTAÇÃO III

SUMÁRIO EXECUTIVO V

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 ESTRATÉGICOS PARA 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 2014-2023 18

1.7. CONTEÚDO DO PDIRT 20

2. PRESSUPOSTOS DO PLANO 23

2.1. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA 25
2.1.1. ENQUADRAMENTO 25
2.1.2. METODOLOGIAS E EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DAS PONTAS 25

2.2. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA 28
2.2.1. PREVISÃO DA PONTA SÍNCRONA DE CARGA 28
2.2.2. PREVISÃO DE CARGAS POR PONTO DE ENTREGA (PDE) 34
2.2.3. MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO NA FRONTEIRA RNT/RND 44

2.3. FLEXIBILIDADE NA PROCURA 47
2.3.1. 'DEMAND SIDE RESPONSE' 47
2.3.2. INTERRUPTIBILIDADE 49

2.4. A PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA 51
2.4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS 51
2.4.2. PONTOS DE LIGAÇÃO DE GRANDES CENTROS ELETROPRODUTORES 52
2.4.3. PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA 52
2.4.4. PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE HÍDRICA 53
2.4.5. PRODUÇÃO EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA 54

2.5. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT 56

2.6. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL 59
2.6.1. AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRT 59

3. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE 61

3.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES 63

3.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 64
3.2.1. CONSUMO 64
3.2.2. PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 67

3.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT 71

3.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 73

3.5. EVOLUÇÃO DAS PERDAS 77

3.6. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL 79

4. PLANO DE INVESTIMENTOS 2016-2025 83

4.1. VALORES DE INVESTIMENTO 2016-2025 85
4.1.1. PANORÂMICA GERAL DOS INVESTIMENTOS DO PDIRT 2016-2025 85
4.1.2. TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO NO PERÍODO 2016-2020 88
4.1.3. TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO NO PERÍODO 2021-2025 95
4.1.4. COMPARTICIPAÇÕES 96

4.2. INVESTIMENTOS NO DESENVOLVIMENTO DA RNT 98
4.2.1. ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO 100
4.2.2. ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO 105
4.2.3. ÁREA 3 - GRANDE PORTO 108
4.2.4. ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE O GRANDE PORTO E A GRANDE LISBOA 110
4.2.5. ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR 113
4.2.6. ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL 116
4.2.7. ÁREA 7 - ALENTEJO 119
4.2.8. ÁREA 8 - ALGARVE 123
4.2.9. POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO MAT/AT PARA APOIO A CONSUMOS 124
4.2.10. PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES À REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO 130
4.2.11. GESTÃO DE REATIVA 131
4.2.12. ENERGIAS MARINHAS E EÓLICA *OFF-SHORE* 136

4.3. INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO DA RNT 140
4.3.1. ENQUADRAMENTO À GESTÃO DE ATIVOS 140
4.3.2. METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO 147
4.3.3. PLANO DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS 149

4.4. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA 161
4.4.1. RTS 161
4.4.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE 165

5. PRINCIPAIS RESULTADOS E INDICADORES 167

5.1. INDICADORES DE EVOLUÇÃO 169
5.1.1. CIRCUITOS ELÉTRICOS DE LINHAS 169
5.1.2. POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO 171
5.1.3. INSTALAÇÕES DA RNT 175
5.1.4. PAINÉIS DE MAT E AT 176
5.1.5. PERDAS NA RNT 176
5.1.6. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO 178

5.2. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 186
5.2.1. EVOLUÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZO 186
5.2.2. A NOVA INTERLIGAÇÃO MINHO-GALIZA E O MERCADO EUROPEU DE ENERGIA 188

5.3. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO 190
5.3.1. ENQUADRAMENTO 190
5.3.2. PROCESSO DE CÁLCULO 191
5.3.3. NECESSIDADES DE REFORÇO DA REDE 192
5.3.4. CAPACIDADES DE RECEÇÃO PARA NOVA GERAÇÃO POR GRANDES ZONAS 194

6. ANÁLISE GLOBAL 201

6.1. AVALIAÇÃO AMBIENTAL 203
6.1.1. PROCESSO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL 203
6.1.2. ANÁLISE AMBIENTAL DIFERENCIAL DO PDIRT 204

6.2. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA 205
6.2.1. EVOLUÇÃO DA PROCURA 205
6.2.2. EVOLUÇÃO DA OFERTA - GRANDE TÉRMICA 206
6.2.3. EVOLUÇÃO DA OFERTA - GRANDE HÍDRICA 207
6.2.4. IMPACTO AO NÍVEL DAS TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO 208

6.3. ESTABILIDADE DO SISTEMA 210
6.3.1. PRINCÍPIOS GERAIS 210
6.3.2. REQUISITOS PARA A GERAÇÃO EÓLICA 211
6.3.3. NOVAS EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES 212

6.4. APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO 213
6.4.1. ENQUADRAMENTO 213
6.4.2. METODOLOGIA DE APOIO À DECISÃO PARA O PDIRT 216
6.4.3. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MCB AOS PROJETOS DO PDIRT 226
6.4.4. ANÁLISE COMPLEMENTAR À CAPACIDADE REMANESCENTE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO 246

6.5. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO 249
6.5.1. ENQUADRAMENTO 249
6.5.2. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO 249

6.6. IMPACTO TARIFÁRIO 256

SIGLAS

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
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
CE	Comissão Europeia
CEM	Campos Electromagnéticos
CSW RG	Continental South-West Regional Group
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
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
FER	Fontes de Energias Renovável
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)
MAOT	Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV)
PCH	Pequenas Centrais Hídricas
PIC	Projetos 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
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
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SWG	Cabos de guarda em aço
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
VPN	Virtual Private Network
ZP	Zona Piloto



01
ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN

Página em Branco

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 saldos de trocas internacionais. Por outro lado, uma rede malhada favorece também a definição e adoção de soluções de desenvolvimento que conjuguem uma 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 caso 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 os objetivos e políticas energéticas estabelecidos.

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

O presente PDIRT, observando os fatores atrás descritos, apresenta o conjunto de projetos de expansão e modernização da RNT previstos para os próximos 10 anos, tendo 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 especifica 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 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 electroprodutores (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;

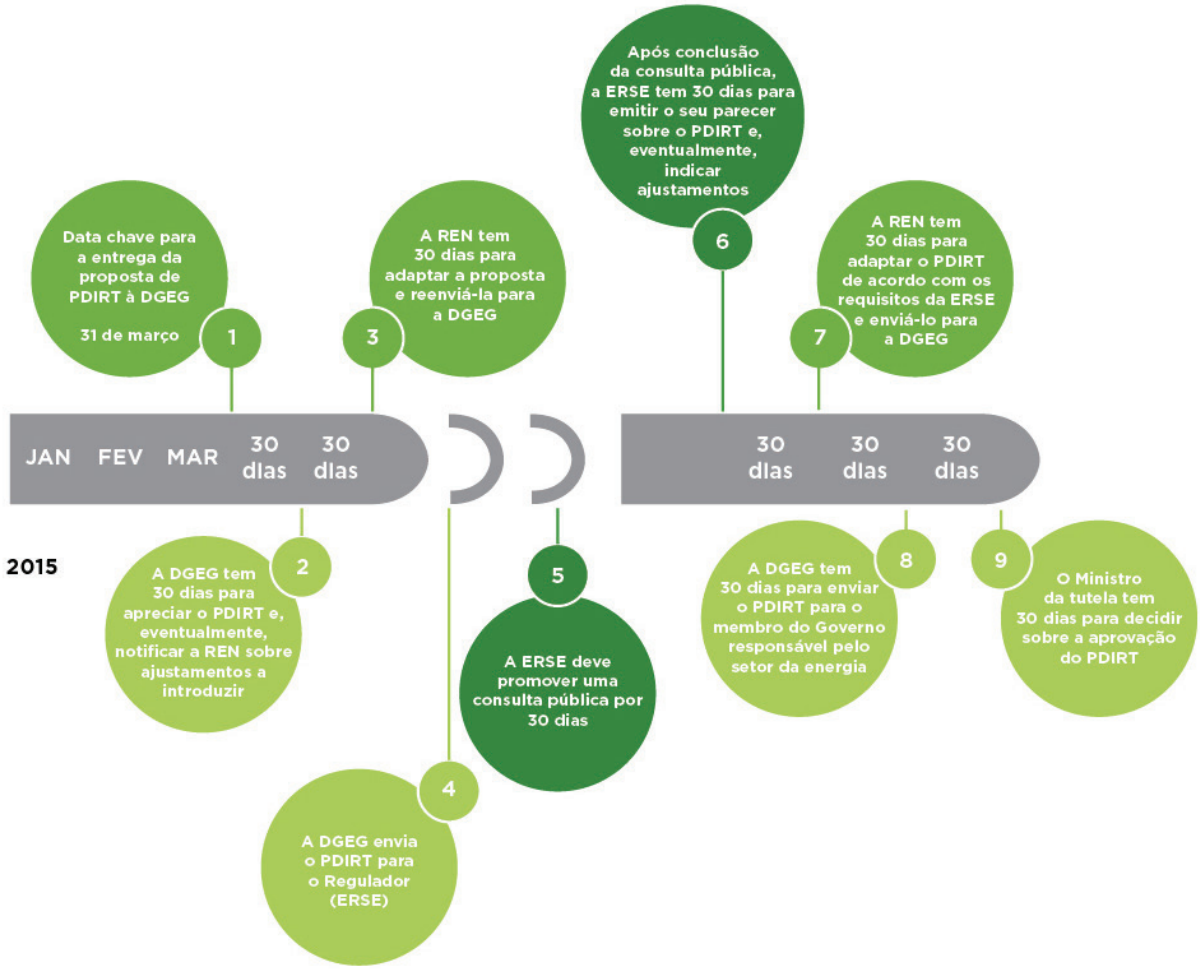
  d) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede 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 sua apreciação. A DGEG, no prazo de 30 dias, poderá solicitar alterações ao documento, que a REN 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 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 futuros 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 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: "Requirements for Grid Connection of Generators" - RfG, "Demand Connection Code" - DCC e High Voltage Direct Current Connection - HVDC;
- Códigos de operação: "Operational Security" - OS, "Operational Planning and Scheduling" – OPS e "Load–Frequency Control and Reserves" – LFCR;
- Códigos de mercado: "Capacity Allocation & Congestion Management" - CACM, "Forward Capacity Allocation" – FCA e "Electricity Balancing" – EB.

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 encontram-se em desenvolvimento desde 2011. Após recomendação da ACER, cada código é apresentado à Comissão Europeia para aprovação através de um processo de comitologia, para depois ser votado de acordo com a legislação da UE e implementado nos Estados-Membros.

A publicação e 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 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 trabalho de implementação que será bastante extenso. Ainda durante a fase de comitologia e também futuramente na fase de implementação nacional, 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 "Requirements for Grid Connection of Generators - RfG" e "Capacity Allocation & Congestion Management - CACM" sejam publicados e entrem em vigor ainda durante o ano de 2015. É também expectável que os restantes códigos de rede sejam aprovados em sede de comitologia ou entrem em vigor no primeiro quinquénio de abrangência deste PDIRT 2016-2025.

1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT

Neste enquadramento, o presente PDIRT incorpora as orientações de política energética definidas pelo Estado Português e os demais compromissos estabelecidos com 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 o PDIRT 2016-2025 já incorpora as obrigações assumidas, quer no âmbito do reforço da rede na fronteira Transporte/Distribuição, quer no âmbito 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 ESTRATÉGICOS PARA PLANEAMENTO

O exercício de planeamento da Rede Nacional de Transporte (RNT) empreendido na atual proposta de PDIRT, visa identificar as necessidades de desenvolvimento e modernização da RNT, tendo no conjunto dos seus principais fatores de mobilização, os seguintes objetivos:

(i) existência de capacidade de receção para novas fontes de energia e demais orientações de política energética;

(ii) garantia de uma adequada segurança do abastecimento dos consumos;

(iii) assegurar bons padrões de qualidade de serviço de acordo com as melhores práticas internacionais;

(iv) assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, promovendo uma maior integração europeia e competitividade na perspetiva da efetivação do Mercado Interno (e interligado) de Energia;

(v) eficiência operacional associada ao exercício das atividades cometidas ao operador da rede de transporte, designadamente em sede de operação da RNT, onde os aspetos de gestão de ativos dão expressão instrumental a esse objetivo;

(vi) valorização socioambiental compreendida na prossecução das melhores práticas internacionais de que Portugal foi pioneiro, através de uma avaliação ambiental do tipo estratégico para o desenvolvimento dos principais eixos da RNT a constituir-se e incorporando uma análise sobre a rede existente na perspetiva da sua otimização no esteio dos três pilares *energia*, *ambiente* e *ordenamento do território*.

Alinhados com este conjunto de objetivos, os projetos de investimento consubstanciados no presente plano resultam de fatores associados a mais do que um mobilizador de investimento que neste contexto se designam por vetores de investimento:

a) Desenvolvimento Estratégico da Rede: enquadra os projetos que materializam as medidas de política energética, mormente os que permitem a ligação de nova produção e adequada capacidade de receção a longo prazo, para além dos que estabelecem as condições estruturantes para a resiliência da rede à variação dos fluxos energéticos emergentes do funcionamento do mercado, da intermitência e volatilidade das fontes de energia renovável, em particular a que não é suscetível de armazenamento, e para a gestão global do sistema de forma eficaz e sustentada.

b) Apoio à Rede de Distribuição: Acomoda as solicitações do operador da rede nacional de distribuição, quer de ampliações de subestações existentes, quer de criação de novos pontos injetores. Estes projetos integram ainda a adequação de transformação MAT/AT para assegurar as condições de segurança do abastecimento e continuidade do serviço e parte de alguns reforços internos de rede que visam assegurar os requisitos de segurança dos padrões de planeamento regulamentares.

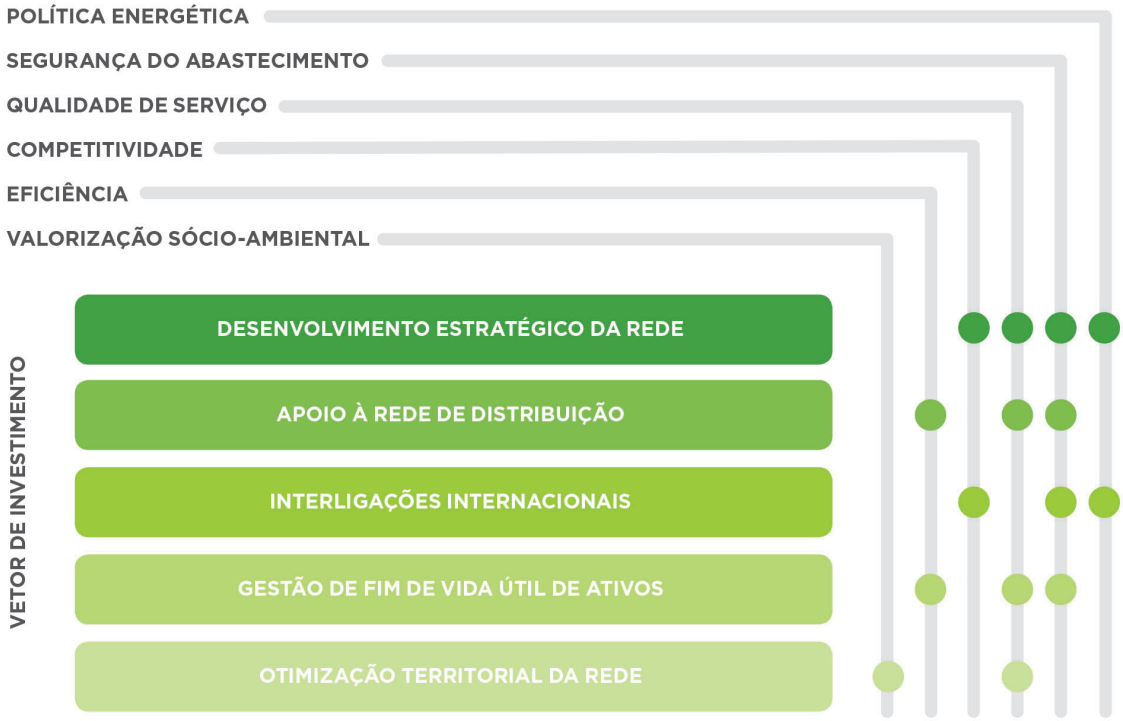
c) Interligações Internacionais: estes projetos visam proporcionar o aumento da capacidade de interligação, quer através de novas ligações internacionais, quer através de reforços internos da RNT com impacto na capacidade de interligação.

d) Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos: investimentos específicos na RNT, de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do estado dos equipamentos, como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição ou reconstrução de ativos.

e) Otimização Territorial da Rede: projetos de reconfiguração da rede existente para a otimização da ocupação territorial de superfície em zonas de património mundial e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional.

FIGURA 1-2

Correlação entre objetivos estratégicos e vetores de investimento



Na definição das soluções de desenvolvimento da RNT, em resposta às necessidades e objetivos estratégicos estabelecidos, o operador da RNT procura criar soluções que permitam, na medida do mais possível, dar resposta simultânea às diferentes necessidades e propósitos identificados, procurando as soluções otimizadas de desenvolvimento da rede que minimizem os custos de investimento e a ocupação territorial, sem comprometer uma evolução estratégica de mais longo prazo.

Cabe aqui 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 os 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"[7] (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 "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP). A versão mais recente deste plano foi publicada no final do ano de 2014 e intitula-se "TYNDP 2014"[8], tendo sido enviado à "Agency for the Cooperation of Energy Regulators" (ACER) que emitiu a sua opinião em janeiro de 2015. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de "Cost Benefict Analysis" dos projetos neles contidos, foram sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais *stakeholders*, fatores que permitiram melhorias significativas no resultado final.

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.

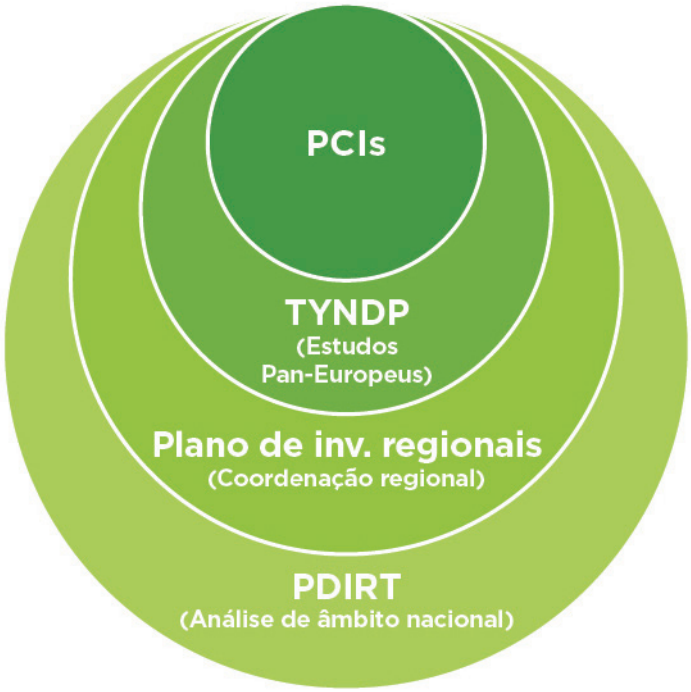
Do ponto de vista operacional e organizativo, a ENTSO-E, no seu comité de planeamento e desenvolvimento das redes, encontra-se dividida em seis grupos regionais, os quais realizam os estudos técnicos que suportam as conclusões e a elaboração do TYNDP, identificando as necessidades de rede em cada região 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 depende do cumprimento de um conjunto de critérios definidos à partida, nomeadamente a observância 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/1000 km^2 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.

[7] Designada na legislação portuguesa por "rede europeia dos operadores das redes de transporte".

[8] https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf

FIGURA 1-3

O PDIRT no contexto europeu



Os projetos que não respeitem uma destas condições não poderão ser incluídos no TYNDP, podendo, no entanto, ser classificados de caráter nacional ou regional (caso sejam assim reconhecidos no seio dos grupos regionais) e, neste último caso, publicados nos "Regional Investment Plans"[9] 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 2014, encontram-se publicados no "Regional Investment Plan 2014 - Continental South West"[10].

ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRT 2016-2025 E O TYNDP 2014

O PDIRT 2016-2025, nomeadamente por imperativo do ponto 6 d) do artigo 36.º do DL 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 2014 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.

[9] https://www.entsoe.eu/major-projets/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx

[10] https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20RgIP%20CSW_.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 2014.

Os projetos PDIRT 2016-2025 incluídos no TYNDP 2014 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 2014, bem como o correspondente código de projeto PDIRT neste Plano e a data prevista de entrada em exploração.

Informação adicional sobre a descrição dos *clusters*, 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), e entre outros os custos de investimento, pode ser consultada com maior detalhe no relatório do TYNDP 2014, disponível no site da ENTSO-E [11].

[11] https://www.entsoe.eu/major-projets/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx

QUADRO 1-1

Projetos deste Plano incluídos no TYNDP 2014

Ref.ª TYNDP 2014	Nome	Descrição	Reforços de rede em Portugal	Projeto PDIRT/ Data de entrada ao serviço
1	"RES in north of Portugal"	Este *cluster* 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 ORT.	• Linha de 400kV V. Minho-Pedralva • Linha de 400kV Pedralva-V. Castelo • Linha dupla de 400kV V.Minho-R.Pena-Feira (1 terno equipado a 220kV para a linha V.P.Aguiar-Carrapatelo) • Subestação de R.Pena • Posto de Corte do Fridão • Linha de 400kV Pedralva-Sobrado	• PR0434/2015 • PR0608/2015 • PR0914/2020-21 • PR0914/2020 • PR0914/2022 • PR0911/2022
2	"RES in centre of Portugal"	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 do aproveitamento hidroelétrico 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	• PR1016/2020 • PR1016/2019 • PR1016/2019 • PR0917/2017 • PR0917/2017
4	"Interconnection Portugal - Spain"	Estes reforços de rede em Portugal correspondem aos compromissos assumidos pela REN, no âmbito do MIBEL, para assegurar uma capacidade de interligação comercial entre os dois países da Península Ibérica de 3000MW. Este *cluster* contempla ainda alguns reforços a ser desenvolvidos pela REE internamente na sua rede, os quais podem ser consultados no "TYNDP 2014".	• Linha Fontefria-V. Castelo-V. Conde (400kV) • Linha dupla V. Conde-Recarei/Vermoim (400kV) • Subestação de V. Castelo • Subestação de V. Conde	• PR0608/2015 PR0709/2018 • PR0608/2015 • PR0709/2018 • PR0608/2015
85	"Integration of RES in Alentejo"	O fecho de malha a 400kV entre F. Alentejo e Tavira possibilita escoar o potencial de produção solar existente na região, para o qual as instalações de 150 kV não dispõem de capacidade de transporte suficiente. Este fecho de malha permite ainda reforçar o N-1 da alimentação dos consumos do Algarve.	• Linha dupla F. Alentejo-Ourique-Tavira (400+150 kV) • Ampliação da subestação de Ourique	• PR1208/2024 PR1209/2025 • PR1208/2024

Nota:
Neste novo PDIRT foram alteradas as seguintes designações:
- Linha Pedralva-V. Castelo agora designada por linha Pedralva-P. Lima
- Linha Fonte Fria-V. Castelo-V. Conde agora designada por linha Fonte Fria-P. Lima-V. Nova Famalicão
- Linha dupla V. Conde-Recarei/Vermoim agora designada por linha dupla V. Nova Famalicão-Recarei/Vermoim
- Subestação de V. Castelo agora designada por subestação de P. Lima
- Subestação de V. Conde agora designada por subestação de V. Nova Famalicão

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. Não obstante, considerando a pouca maturidade à data, quer das metodologias de análise custo-benefício aplicadas, quer do processo de seleção propriamente dito, a primeira lista de PIC, que foi publicada no regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 de 21 de dezembro de 2013, teve por base, não apenas os projetos contidos no TYNDP 2012, mas também as candidaturas de projetos de terceiras partes cuja análise foi realizada pela própria CE em separado. Em 2015, e com data prevista para o final do ano, a CE tem em desenvolvimento o processo de elaboração de uma segunda lista de projetos PIC, desta vez suportada nos projetos e resultados do TYNDP 2014. Esta segunda lista integrará novos projetos bem como outros anteriormente já classificados como de interesse comum e entretanto ainda não concretizados. No caso dos projetos já classificados como de interesse comum, a sua inclusão na segunda lista está dependente de nova avaliação em 2015.

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 2016-2025

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 e publicadas na primeira lista da CE em dezembro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013). Este facto confirma, não só a necessidade de investimento nestes projetos numa lógica nacional, que já estava adquirida, como também o seu valor acrescentado numa perspetiva Pan-Europeia. Estes projetos encontram-se identificados no Quadro 1-2.

Adicionalmente, indica-se também nesse mesmo Quadro 1-2 um resumo da quantificação dos benefícios estimados, calculado no quadro do TYNDP 2014, para o horizonte 2030. Os valores apresentados agregam os resultados das simulações para as quatro visões analisadas no TYNDP 2014. Informação mais pormenorizada sobre os benefícios destes projetos, em particular a sua estimativa em cada uma das 'visões' consideradas para a cenarização do plano decenal Europeu, pode ser consultada no *Appendix 1.2 do TYNDP 2014*.

QUADRO 1-2

Benefícios estimados em sede de TYNDP 2014 para os PIC da RNT

Número PIC (lista dez. 2013)	Projeto	Projeto PDIRT/ Data de entrada em serviço	Análise CBA para 2030*			
			Benefício Socioeconómico [M€/ano]	CO_2 [kT/ano]	FER [MW ou MWh/ ano]	Perdas [MWh/ ano]
2.16.1	Linha de 400kV Pedralva- Alfena (Sobrado)	PR0911 2022	15 a 24	-81 a -51	360 a 540 MW	670 a 11000
2.16.2	Linha de 400kV Pedralva- V. Fria B (P. Lima)	PR0434 2015	12 a 20	-67 a -42	290 a 440 MW	550 a 9000
2.16.3	Linha de 400kV Frades B (V. Minho)-R. Pena Feira	PR0914 2020 a 2021	16 a 26	-87 a -55	380 a 580 MW	720 a 12000
2.17	Interligação a 400kV V.Fria B (P. Lima) – V.Conde (V.Nova Famalicão)– Recarei (PT) e Beariz - Fontefría (ES)	PR0709 2015 a 2018	3 a 130	-330 a 220	7200 a 770000 MWh	-14000 a 9900

* - Gamas tendo em consideração as quatro 'visões' do TYNDP 2014.

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 *1ª 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 avaliadores[12] 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 será submetida novamente para apreciação, em conjunto com o projeto da nova linha de 400 kV V. Minho-R. Pena, para o qual se prevê metodologia idêntica.

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 irá recandidatar ao estatuto de PIC os projetos apresentados no Quadro 1-2 e que são passíveis de candidatura, ou seja, os que tenham data de conclusão posterior a 2015. Caso este estatuto venha a ser revalidado na nova lista a publicar em 2015, a REN irá, com base nas ferramentas que tiver ao seu dispor, 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, a REN irá continuar a colaborar de perto com a DGEG, enquanto ponto de contato nacional, bem como com a ERSE no espírito do Regulamento (UE) n.º 347/2013.

[12] INEA - http://europa.eu/about-eu/agencies/executive_agencies/inea/index_pt.htm

1.6. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO À PROPOSTA DE PDIRT 2014-2023

A presente proposta de PDIRT 2016-2025 representa uma evolução face à proposta de PDIRT 2014-2023 apresentada em 2013, suportada num processo de melhoria contínua, onde a participação dos *stakeholders* tem espaço próprio, nomeadamente no âmbito da consulta pública. 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 englobados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de Plano, destacando-se os seguintes pontos:

- ✓ A presente proposta de Plano incorpora, na previsão de cargas, a evolução da procura mais recente, adotando, de entre os dois cenários que constam dos contributos para o RMSA-E 2014, o cenário de menor exigência (Cenário Central) para efeitos de simulação e adequação da RNT. Adicionalmente, é realizada também uma análise de sensibilidade considerando dois outros cenários de evolução da procura;

- ✓ Documenta-se a contribuição da produção embebida na satisfação da 'carga natural', tanto ao nível do funcionamento global da RNT, como também da segurança de abastecimento em cada ponto de entrega, tendo em conta a devida consideração dos "Padrões de Segurança para Planeamento da RNT" e das demais exigências regulamentares;

- ✓ Não obstante no horizonte temporal abrangido pelo PDIRT 2016-2025 não ser expectável um efeito expressivo da 'Demand Side Response', em particular no primeiro quinquénio, a atual edição do Plano reporta um acompanhamento atento deste tema, o qual tem vindo a dar os seus primeiros passos no seio da Europa como forma de utilização mais eficiente dos recursos disponíveis;

- ✓ Relativamente à evolução da oferta, a presente proposta de PDIRT incorpora as mais recentes orientações de política energética, considerando uma previsão de evolução da capacidade instalada alinhada com os cenários e pressupostos do RMSA-E 2014;

- ✓ O Plano não considera, até 2025, a entrada de nenhuma nova Grande Térmica, adotando um cenário em que se mantêm em serviço todas as centrais térmicas atualmente em exploração. No que se refere à Grande Hídrica, do conjunto de novos aproveitamentos previstos no PDIRT 2014-2023 e que ainda não entraram em exploração, a presente proposta de PDIRT, mantendo todos os restantes, não incorpora os aproveitamentos hidroelétricos de Alvito, Paradela II e Carvão-Ribeira, os quais, de acordo com as mais recentes indicações da DGEG, não entrarão em exploração no período temporal abrangido pela presente proposta de PDIRT;

- ✓ Contempla-se uma análise de sensibilidade à evolução da oferta, assinalando o impacto que eventuais alterações significativas no parque electroprodutor nacional podem ter, quer na operação da RNT, nomeadamente perante a eventual inexistência de grandes centrais termoelétricas (desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines, Pego e de ciclo

combinado da Tapada do Outeiro), quer nos montantes de investimento (valores relativos a Entradas em Exploração);

- ✓ Apresenta-se também a avaliação ambiental do PDIRT, com inclusão de uma análise ambiental diferencial do mesmo face a ciclos anteriores, nomeadamente o do PDIRT 2012-2017 (2022);

- ✓ São apresentados os valores de investimento (expressos em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos, com base nos preços de referência e respetivos fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014) específico no Transporte de Energia Elétrica (TEE) e na Gestão Global do Sistema (GGS), relevando-se uma redução significativa de 39 % face ao PDIRT anterior, para os três primeiros anos do período em análise (2016-2018). Refere-se ainda que para o primeiro quinquénio do Plano, é apresentada uma decomposição anual dos montantes correspondentes a entradas em exploração para cada vetor de investimento. Estes valores são líquidos de comparticipações de terceiros e permitem uma melhor perceção de adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas;

- ✓ No sentido de melhor clarificação e fundamentação dos projetos de desenvolvimento da RNT, a atual proposta de PDIRT contém uma caraterização e justificação individual detalhada dos principais projetos de desenvolvimento da rede, sob a forma de ficha 'padrão', integrando cinco campos de informação: (i) enquadramento (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar;

- ✓ O PDIRT incorpora e descreve as necessidades de investimento a realizar na modernização da RNT, tendo por base uma análise do estado dos respetivos ativos, ponderado pelo nível de risco associado;

- ✓ A qualidade de serviço, identificada como um dos objetivos estratégicos, figura neste Plano com uma análise dos resultados dos principais indicadores de qualidade de serviço que resultam da execução do PDIRT 2016-2025;

- ✓ Faz-se uma contextualização sobre o controlo de tensões na RNT, expondo o novo paradigma no que se refere à gestão de reativa e qual o seu impacto na operação da rede. São igualmente apresentadas alternativas de controlo de reativa tecnicamente disponíveis para implementação em MAT, mencionando algumas das suas vantagens/desvantagens;

- ✓ Para apoio à decisão no exercício de planeamento, numa ótica de custo e benefício, o Plano inclui a aplicação de uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, assente numa análise multiatributo;

- ✓ Com base nas previsões de investimento na RNT constantes do Plano, é apresentada uma estimativa, para o período 2016-2020, do correspondente impacto tarifário, verificando-se nos preços médios do setor elétrico um desagravamento das tarifas entre 1,7 €/MWh e 5,7 €/MWh, respetivamente para os cenários de procura inferior e superior;

- ✓ Simplificação da estrutura e apresentação do relatório, em linha com as práticas internacionais, designadamente europeias, sem prejudicar a densidade dos seus conteúdos de forma a disponibilizar informação detalhada, quer técnica, quer financeira.

1.7. CONTEÚDO DO PDIRT

A proposta de PDIRT 2016-2025, documentada no presente documento, encontra-se estruturada em 6 capítulos, que se dão a conhecer:

Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;

Capítulo 2 – Pressupostos do Plano;

Capítulo 3 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;

Capítulo 4 – Plano de Investimentos 2016-2025;

Capítulo 5 – Principais Resultados e Indicadores;

Capítulo 6 – Análise Global.

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 especifica aplicável ao desempenho da função de operador da RNT. 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.

O capítulo 2 contém os pressupostos do Plano, começando por uma apresentação dos cenários de evolução da procura considerados para o horizonte temporal do PDIRT e da adequação da RNT à procura. Neste último pressuposto são apresentados, entre outros conteúdos, valores previsionais de carga (para efeitos de simulação do comportamento da RNT e para verificação da adequação da transformação MAT/AT nas subestações), com, uma referência à contribuição da produção embebida e ao potencial impacto futuro da DSR (*Demand Side Response*). Este capítulo refere igualmente a evolução do parque produtor. Já na 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 3 procede-se à caracterização atual da rede de transporte. Numa primeira parte, faz-se uma descrição dos elementos constituintes da rede, seguida de uma caracterização da 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 electroprodutor nacional, bem assim como a sua evolução geográfica (localização) 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, e ainda a evolução dos principais indicadores de qualidade de serviço.

No capítulo 4 é apresentado o plano de investimentos relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e os afetos à Gestão Global do Sistema (GGS) para o período 2016-2025. Apresentam-se igualmente 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 principais projetos de investimento no desenvolvimento, incluindo referência à Zona Piloto e às energias marinhas, na modernização da RNT e na gestão global do sistema. A apresentação dos investimentos na modernização da RNT é precedida de um enquadramento quanto aos principais tipos de manutenção de ativos.

O capítulo 5 contempla os principais resultados e indicadores que se obtêm com a concretização do plano de investimentos previsto para o período decenal 2016-2025. São apresentados indicadores de evolução relativos à composição da RNT, à estimativa de perdas na RNT, bem como às correntes de defeito. São igualmente apresentados neste capítulo os valores mínimos previstos de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para o horizonte 2016-2025, com destaque para os benefícios alcançados com a concretização da nova interligação prevista entre as regiões do Minho e da Galiza. No final do presente capítulo são indicados os valores previsíveis de capacidade adicional de receção de nova geração.

No capítulo 6 é efetuada uma análise global ao Plano, apresentando-se no início do capítulo uma análise ambiental diferencial do PDIRT, com exposição dos elementos distintivos entre a edição do PDIRT 2012-2017 (2022) e o presente Plano. É também feita uma análise de sensibilidade da evolução do parque de transformação MAT/AT face a uma eventual redução nas taxas previstas de crescimento de consumos, assim como uma apreciação sobre a estabilidade do sistema, dando-se a conhecer, nesta última, novas exigências regulamentares decorrentes dos novos códigos europeus. Faz também parte deste capítulo um enquadramento às metodologias multicritério/custo-benefício, com apresentação da arquitetura da abordagem de apoio à decisão seguida no PDIRT e a aplicação desta aos projetos que compõem o presente Plano. Na parte final do capítulo, são analisados os principais indicadores de qualidade de serviço e o impacto tarifário resultante da concretização do Plano.

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 2014 | Cenários e Pressupostos

Anexo 3 – Repartição do investimento na RNT por vetor e estado dos projetos

Anexo 4 – Quadros de entradas em serviço de 2016 a 2018 e Mapas da RNT de 2015, 2016 e 2018

Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço de 2019 a 2025 e Mapas da RNT de 2020 e 2025

Anexo 6 – Equipamento em serviço previsto em finais de 2016, 2018, 2020 e 2025

Anexo 7 – Fichas dos principais projetos de investimento

Anexo 8 – Discriminação dos projetos de desenvolvimento e modernização da RNT

Anexo 9 – Estudos e projetos inovadores

Anexo 10 – Projetos da RNT no TYNDP 2014

Anexo 11 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2016, 2018, 2020 e 2025

Anexo 12 – Potência instalada de produção (excluindo grande hídrica e grande térmica)

Anexo 13 – Planos de produção e mapas de trânsitos de potência na RNT no Horizonte 2025

Anexo 14 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 15 – Evolução das correntes de defeito



02
PRESSUPOSTOS DO PLANO

Página em Branco

2.1. CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DA PROCURA

2.1.1. Enquadramento

Os dados recolhidos ao longo dos anos mais recentes têm vindo a confirmar que a situação de crise económica vivida em Portugal, a par da implementação de medidas de política energética, resultou, nos últimos anos, numa redução do consumo de eletricidade (energia elétrica) e do valor da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental.

Assim, este PDIRT incorpora esta realidade na previsão de cargas e de consumos para o período 2016-2025, elaborada de acordo com a metodologia descrita no Anexo 9.III, 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.

Tendo por base as atuais previsões, a satisfação da procura não será, nos próximos anos, dos objetivos estratégicos mais exigentes do ponto de vista das necessidades de investimento na RNT.

2.1.2. Metodologias e evolução do consumo e das pontas

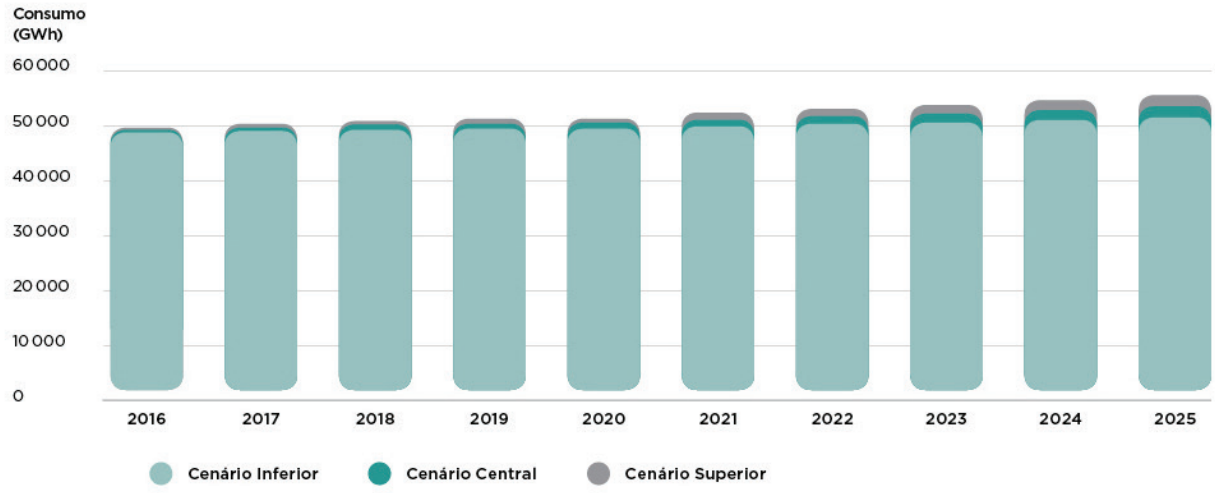
Os estudos previsionais mais recentes e que constam dos contributos para o "RMSA-E 2014, referente ao período 2015-2030", estabelecem as estimativas para a evolução da procura de eletricidade, a nível global de Portugal continental, e apresentam dois cenários de crescimento da procura: um assim designado de *Cenário Central*, e um outro de maior crescimento, chamado de *Cenário Superior*, ambos com taxas de crescimento médio anual de valor reduzido, respetivamente de 0,91 % e 1,22 %. Esta banda foi desenvolvida no pressuposto de 'temperatura média' e com base na metodologia descrita no Anexo 9.III, a qual incorpora os cenários e pressupostos para o RMSA-E 2014 comunicados pela DGEG, apresentados no Anexo 2 a este documento.

Salienta-se contudo que, para efeitos da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes dois cenários, que constam dos contributos para o RMSA-E 2014, o ORT adotou o de evolução menos exigente (Cenário Central), efetuando depois análises de sensibilidade a cenários complementares, de forma a salvaguardar o cumprimento das obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço técnica, incluindo um cenário com um crescimento inferior da procura.

FIGURA 2-1

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental[13]

Contributos e pressupostos para o RMSA-E 2014 (horizonte 2016-2025)

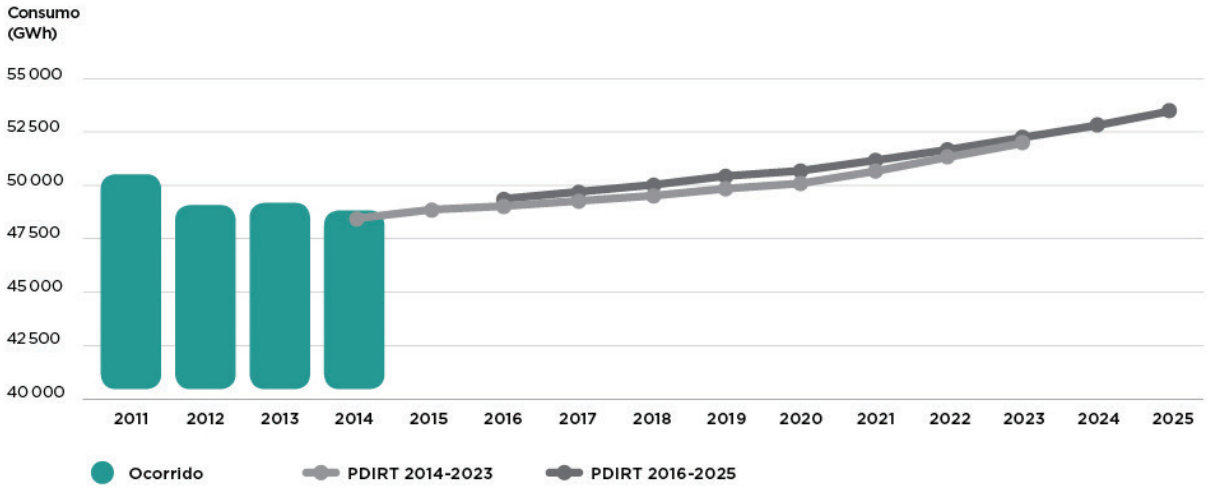


Em complemento, na Figura 2-2 compara-se a previsão da evolução do consumo incluída na proposta de PDIRT 2014-2023 com a prevista na presente proposta de PDIRT 2016-2025, ambas para o Cenário Central, assinalando-se os valores efetivamente verificados entre 2011 e 2014.

FIGURA 2-2

Evolução ocorrida e estimada do consumo em Portugal continental para o Cenário Central

Ocorrido e PDIRT 2014-2023 vs PDIRT 2016-2025



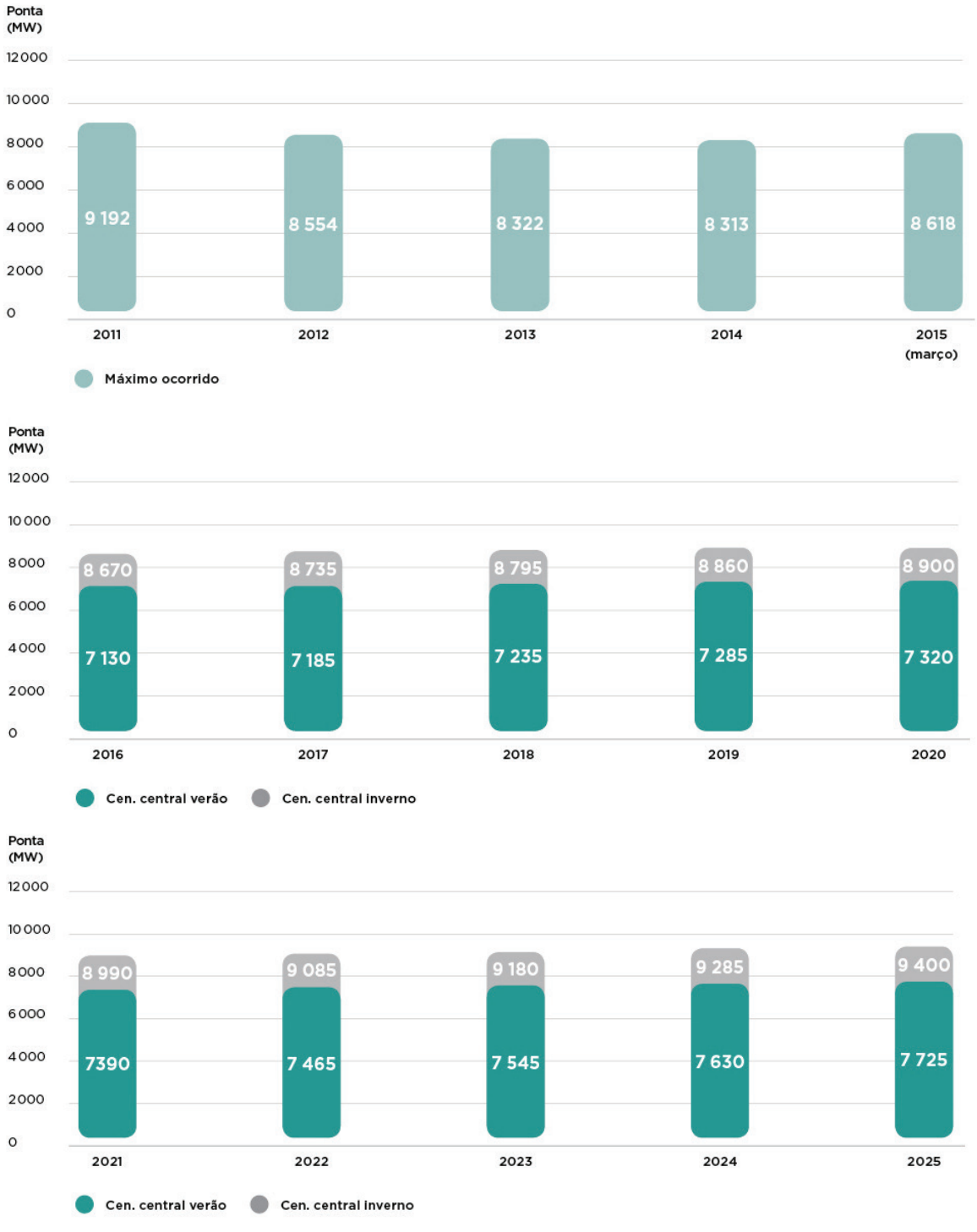
[13] As taxas de crescimento médio anual para os cenários de evolução do consumo apresentados nesta figura são, para os cenários superior, central e inferior, respetivamente de 1,22 %, 0,91 % e 0,6 %.

Na Figura 2-3, apresenta-se a evolução prevista nos contributos para o "RMSA-E 2014 para o período 2015-2030", para as pontas síncronas sazonais em Portugal continental no Cenário Central e para o horizonte temporal deste PDIRT, incluindo-se os valores da ponta síncrona máxima verificada em 2011, 2012, 2013 e 2014 e também em 2015 (até março).

FIGURA 2-3

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

Ocorrido e contributos para o RMSA-E 2014 (horizonte 2016-2025)



* Referida à emissão

2.2. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA

2.2.1. 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 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 CENTRAL

Em consequência do referido no ponto anterior, a verificação da adequação da rede à procura foi efetuada, neste PDIRT, para a situação de simultaneidade de carga e com a previsão de cargas associada ao Cenário Central incluído nos contributos para o "RMSA-E 2014 para o período 2015-2030" (v. Figura 2-3).

Com base na previsão para as pontas síncronas de carga correspondentes ao Cenário Central, 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 natural[14] 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 - tg(ϕ) - caraterísticos de cada PdE. Recentemente, estes fatores foram alvo de revisão, realizada a partir de registos da potência ativa e reativa por ponto de entrega. Da análise desenvolvida verificou-se a ocorrência de uma redução nos valores da tg(ϕ) da RNT, referida aos pontos de entrega, situando-se estes valores da tg(ϕ) em cerca de 0,28 e 0,20, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno. Esta alteração no comportamento das cargas encontra justificação nas consideráveis modificações verificadas nos últimos tempos ao nível da gestão de reativa por parte do operador da RND, com consequências significativas sobre a gestão dos perfis de tensão na RNT, obrigando à implementação de medidas corretivas adicionais.

[14] valor da potência ativa da carga reportada ao nível de AT - tensão de entrega à RND - e que é satisfeita pela totalidade da produção existente, independentemente de esta se encontrar ligada em MAT ou em AT, a instalações da RNT ou inserida na rede de distribuição.

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.

Análise de sensibilidade ao Cenário 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 ao Cenário Superior incluído nos contributos para o "RMSA-E 2014 para o período 2015-2030" e considerando, ainda, o efeito do agravamento da temperatura.

Desta análise de sensibilidade resulta que não são necessários outros projetos de investimento específicos a adicionar ao *portfolio* de projetos proposto, tendo-se verificado que a estrutura da RNT existente e a proposta neste Plano para atingir igualmente outros objetivos estratégicos de desenvolvimento, tem condições para dar resposta a essa eventual situação mais exigente, sem prejuízo da necessidade de adoção transitoriamente de esquemas especiais de exploração.

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, face a níveis verificados de procura e a previsões de consumos mais recentes com valores consideravelmente superiores, desde que as necessidades dos mesmos não se materializem num prazo inferior a 3/4 anos.

Análise de sensibilidade a um Cenário de estagnação das pontas

A verificação da adequação da RNT à procura incluiu também uma análise de sensibilidade a um cenário de evolução das cargas com um crescimento inferior, através de uma análise de sensibilidade às taxas de crescimento locais por PdE, considerando no limite um cenário de estagnação de pontas após 2015.

Esta análise de sensibilidade encontra-se detalhada nos pontos 2.2.2 e 6.2, destacando-se como resultado da mesma, e apenas do ponto de vista da RNT, a possibilidade de adiamento de algumas novas subestações e unidades de transformação MAT/AT previstas para após 2018.

As análises de sensibilidade efetuadas à procura revelaram ainda que os diferentes cenários de procura não têm impacto nos vetores de investimento da presente proposta de PDIRT, para além do considerado no vetor de Apoio à Rede de Distribuição.

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").

A designação 'carga natural' das subestações refere-se ao valor da potência ativa (MW) da carga reportada ao nível de AT (tensão de entrega à RND) e que é satisfeita pela totalidade da produção existente, independentemente de ela se encontrar ligada à RNT ou inserida no seio da rede de distribuição. 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, e a sua quantificação é apresentada no Anexo 13. A correspondente energia, os fluxos dela decorrente, bem como as suas potenciais variações, ilustradas a nível de Portugal continental para o ano de 2014 nas Figura 2-4 a 2-9, 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.

FIGURA 2-4

Produção embebida medida em Portugal continental em 2014

Diagrama cronológico

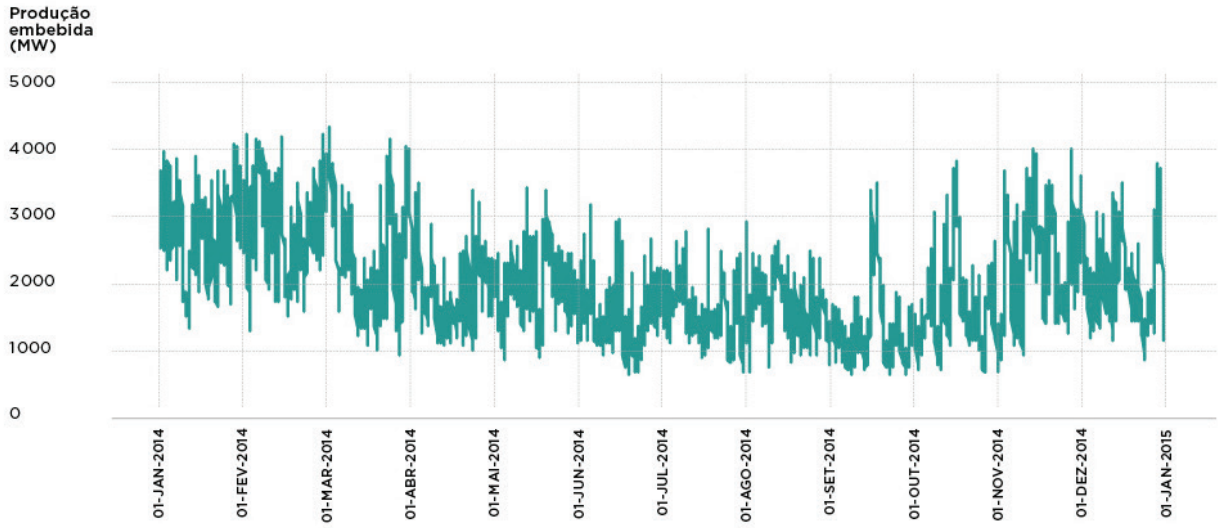


Diagrama dos valores acumulados

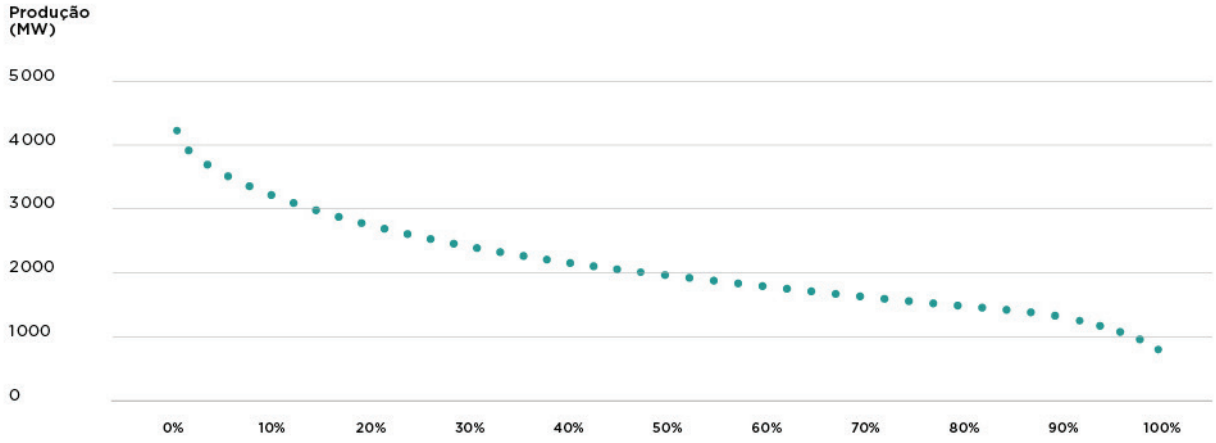


FIGURA 2-5

Contributo da produção embebida em Portugal continental na satisfação da carga natural nas subestações da RNT em 2014

Diagrama cronológico

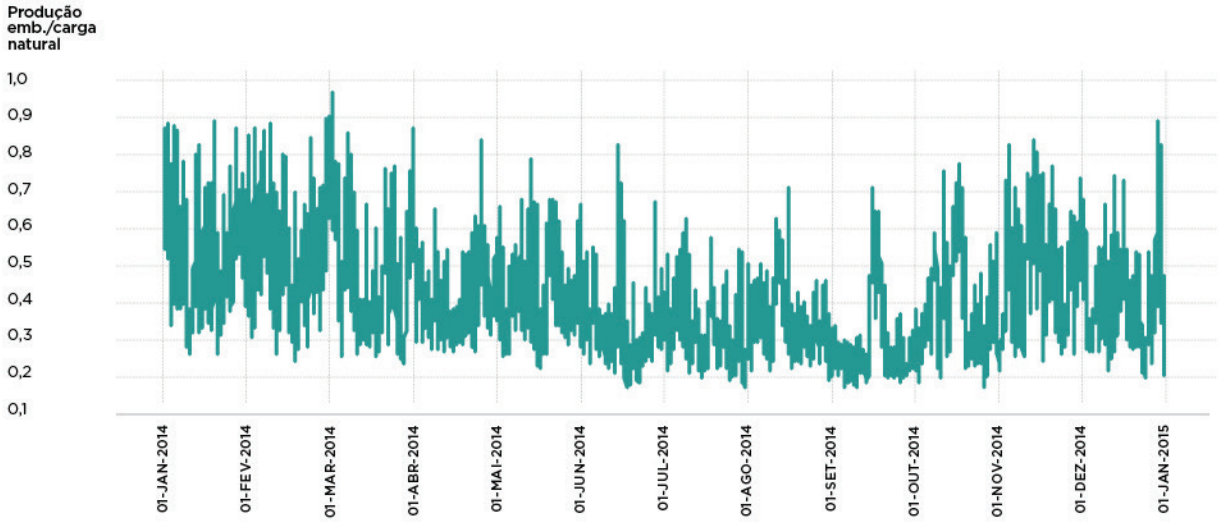


FIGURA 2-6

Produção embebida medida em Portugal continental no inverno 2014, horas 18-21 (ponta)

Diagrama cronológico e do acumulado

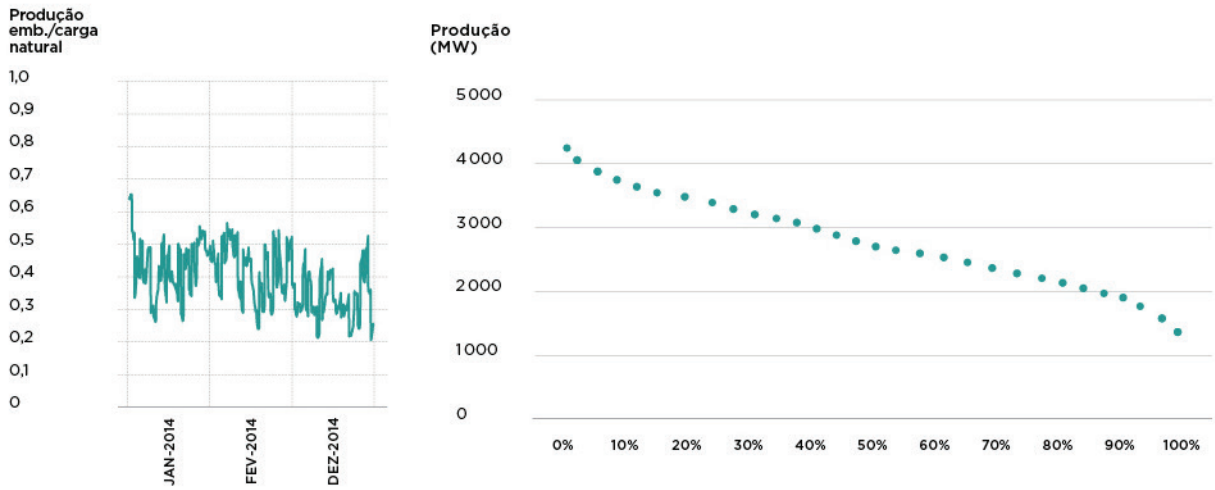


FIGURA 2-7

Produção embebida medida em Portugal continental no inverno 2014, horas 02-06 (vazio)

Diagrama cronológico e do acumulado

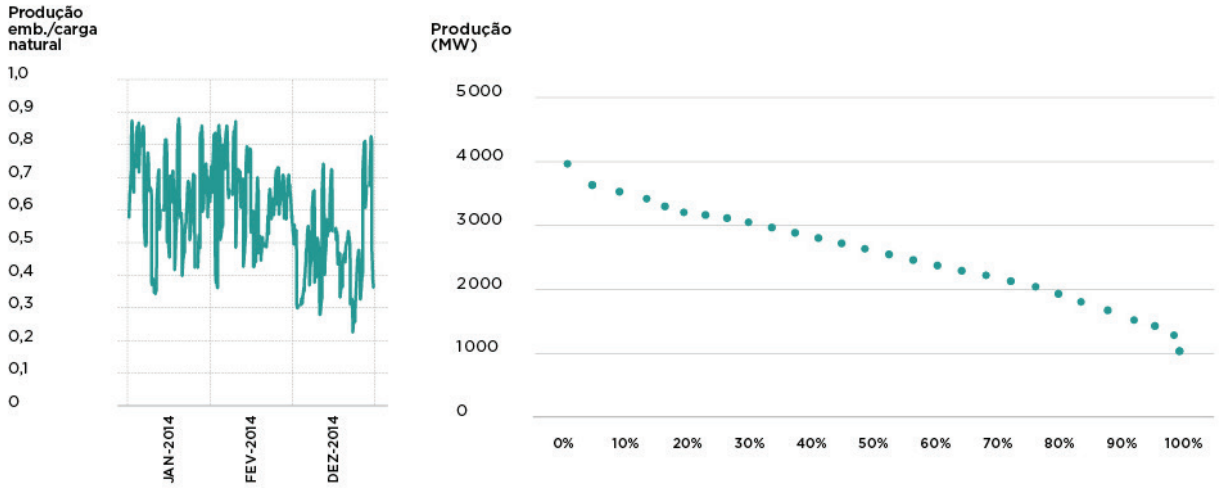


FIGURA 2-8

Produção embebida medida em Portugal continental no verão 2014, horas 14-17 (ponta)

Diagrama cronológico e do acumulado

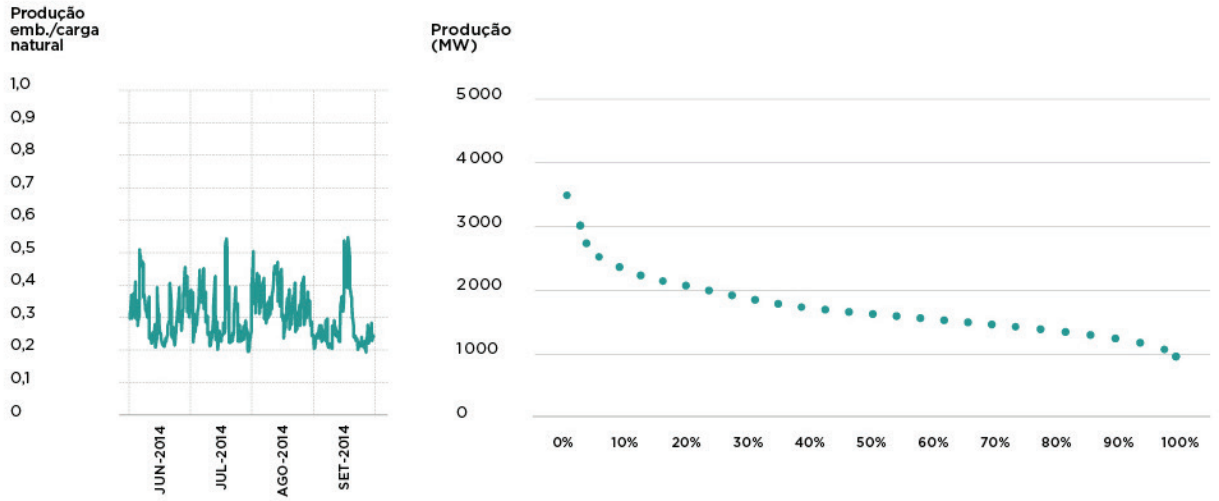
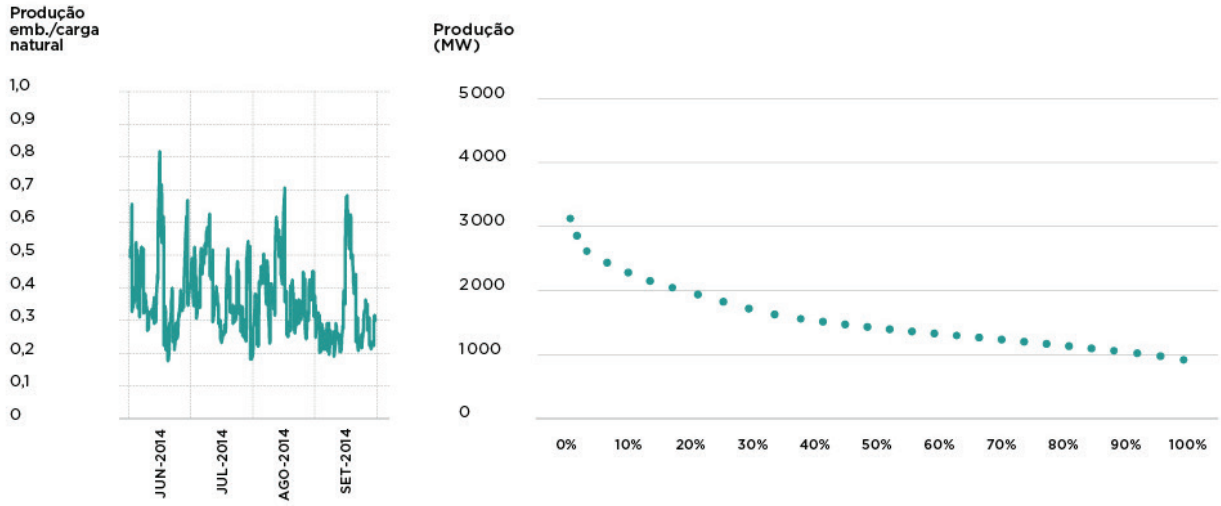


FIGURA 2-9

Produção embebida medida em Portugal continental no verão 2014, horas 02-07 (vazio)

Diagrama cronológico e do acumulado



2.2.2. 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 na adequação da transformação local em cada PdE. O Regulamento da Rede de Transporte (RRT), no ponto 9.5.1.2, refere 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 coerente dos registos das pontas sazonais da carga em cada PdE da RNT ao longo dos últimos anos, resultando daqui uma estimativa das pontas típicas das cargas em cada PdE.

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, ou acontecimentos singulares relevantes na exploração das redes.

O resultado desta previsão encontra-se explicitado, 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 ponto 4.2.9, no Anexo 4 e no Anexo 5.

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 após 2015.

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 2016-2018, não se considera, decorrente desta análise de sensibilidade, qualquer alteração ao desenvolvimento previsto para a RNT nesta componente. Caso contrário, poderia ser posta em causa a garantia de abastecimento a consumos, com uma trajetória efetiva 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 2018.

Esta análise de sensibilidade e os seus resultados são apresentados no ponto 6.2.

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 57 % 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, as Figura 2-10 e 2-11 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 do Torrão e da subestação de Vila Chã, ambas durante o ano 2013.

A subestação do Torrão possuía, em 2013, um valor de potência ligada de produção embebida de 100 MW, constituída por produção de origem eólica, e uma carga natural com uma ponta de cerca de 117 MW.

Por sua vez, a produção embebida na subestação de Vila Chã, com uma potência de ligação em 2013 de 137 MW, repartia-se por 91 MW de produção hídrica, 23 MW de produção eólica e 23 MW de produção térmica de cogeração. A carga natural nesta subestação apresentou, ainda em 2013, uma ponta de cerca de 149 MW.

FIGURA 2-10

Produção embebida medida na zona de influência da subestação do Torrão em 2013

Diagrama cronológico

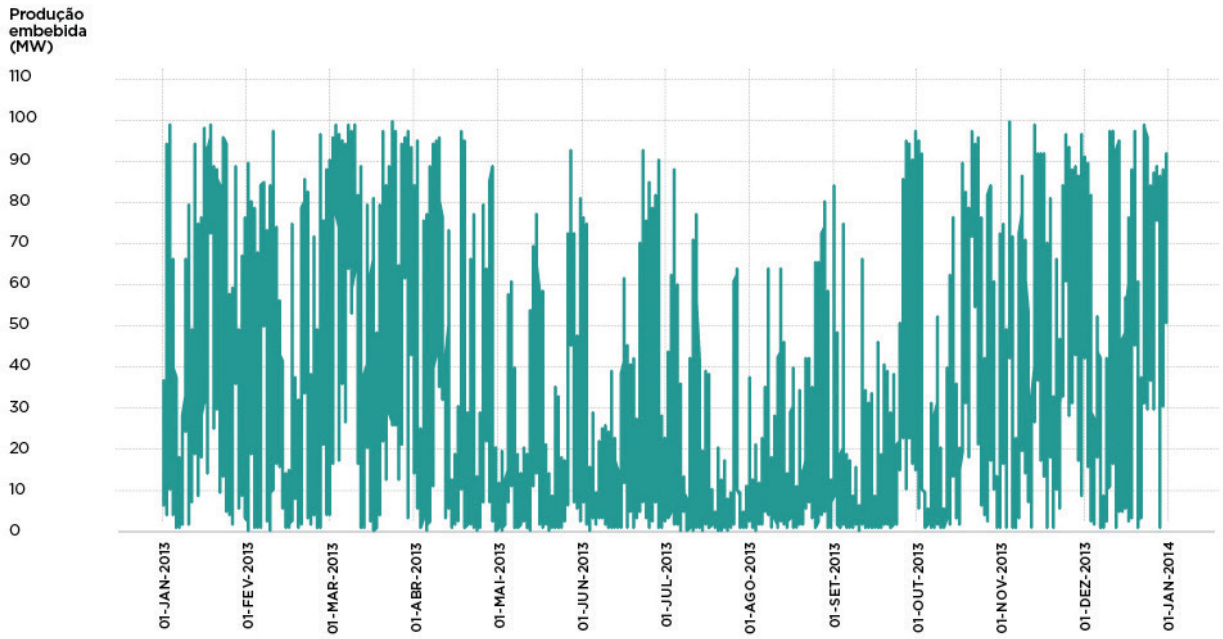
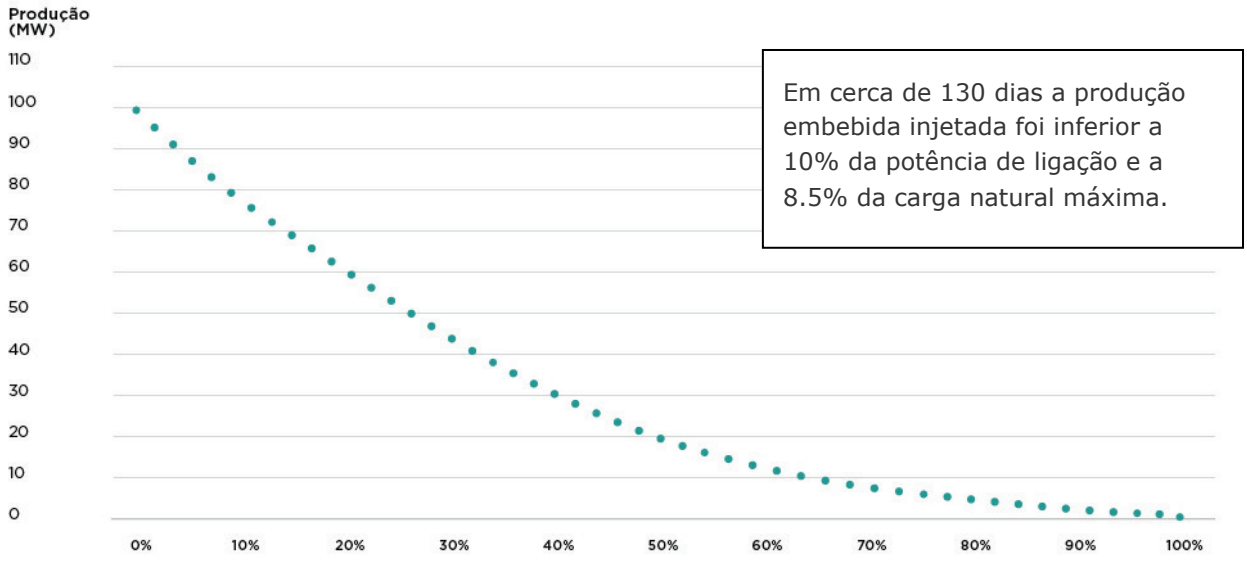


Diagrama dos valores acumulados



Em cerca de 130 dias a produção embebida injetada foi inferior a 10% da potência de ligação e a 8.5% da carga natural máxima.

Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural

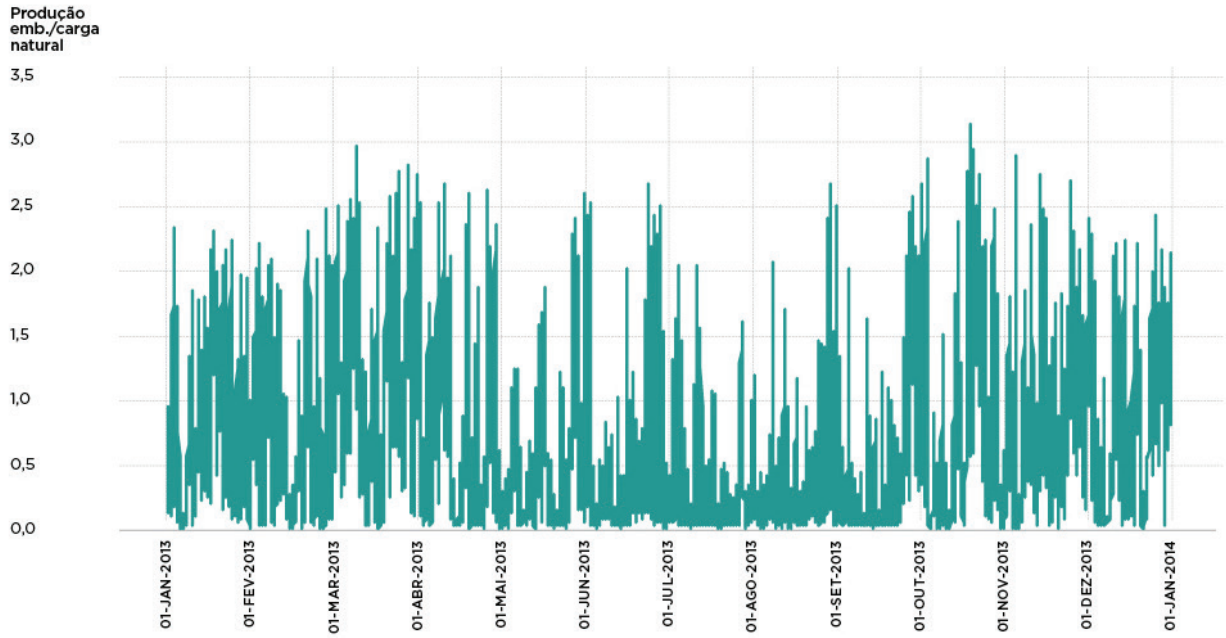


FIGURA 2-11

Produção embebida medida na zona de influência da subestação de Vila Chã em 2013

Diagrama cronológico

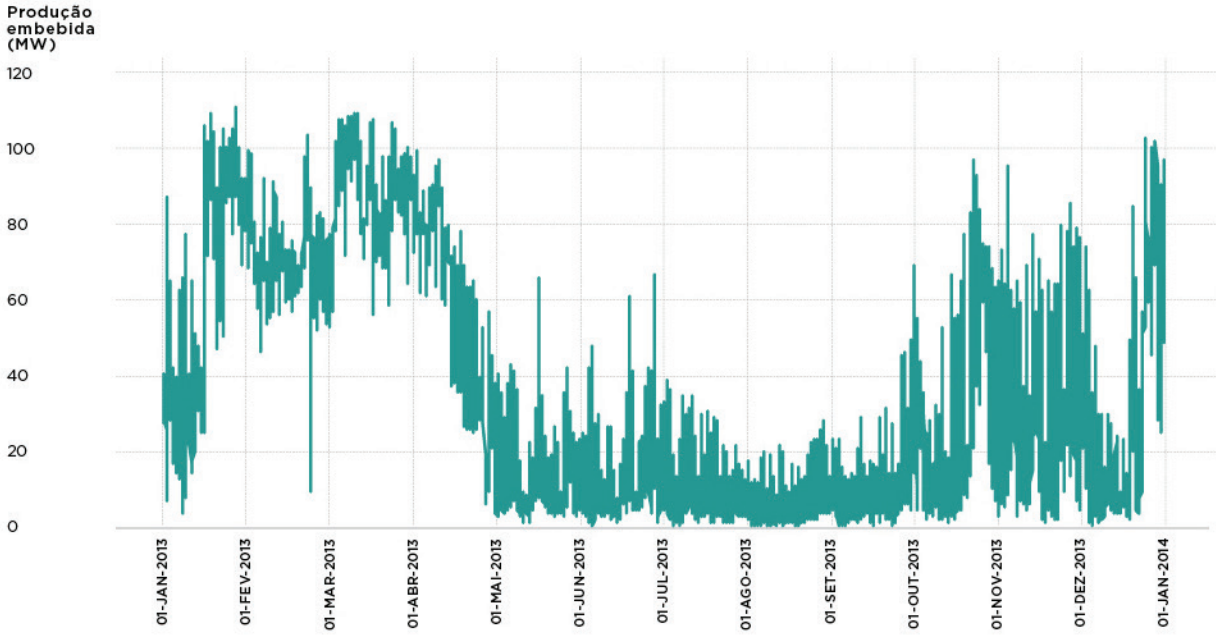


Diagrama dos valores acumulados

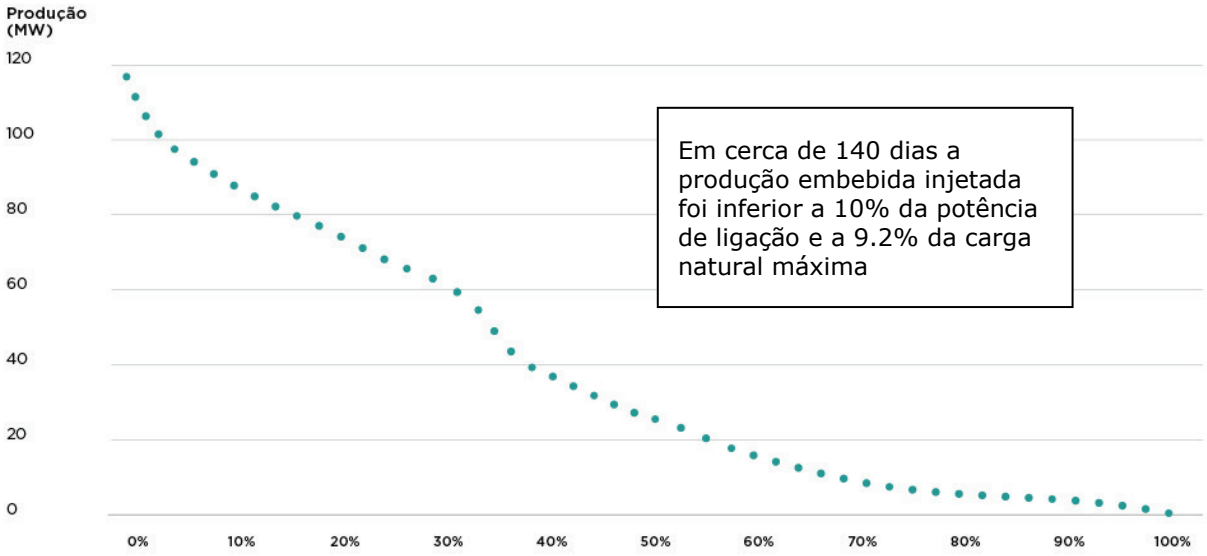
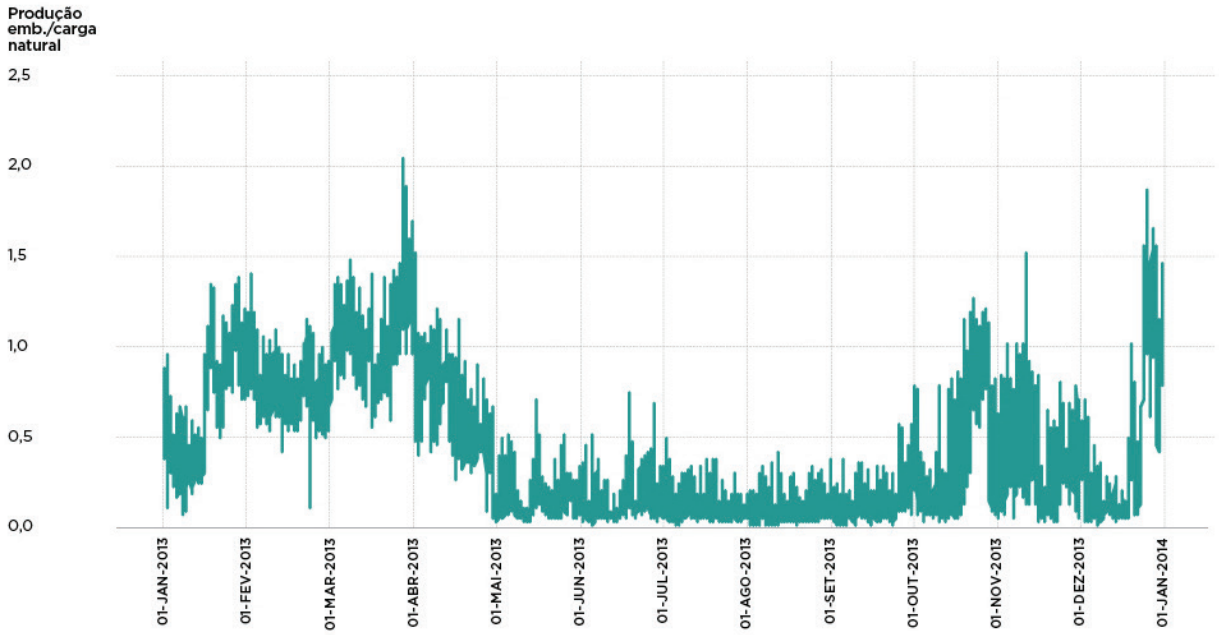


Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural



Complementarmente, as Figura 2-12 e 2-13 ilustram um '*zoom*' efetuado na contribuição da produção embebida para a satisfação da carga natural, respetivamente nas subestações do Torrão e de Vila Chã, em torno da hora a que em 2013 se deu a ponta síncrona em Portugal continental (19 de dezembro às 19:45) e no dia seguinte no mesmo período horário. É possível observar a existência de uma volatilidade elevada e ainda que o contributo da produção embebida para a satisfação da carga local foi muito reduzido. Conclui-se por isso que, enquanto o comportamento conjunto da produção embebida e da procura não puder assegurar a continuidade de serviço, o operador da RNT manterá 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 designada '*Demand Side Response* – DSR', aprofundado mais adiante, vierem a ser implementados com sucesso e fiabilidade.

FIGURA 2-12

Contributo da produção embebida coletada na zona de influência da subestação do Torrão

Hora da ponta síncrona nacional 2013 (dia da ponta e dia seguinte)

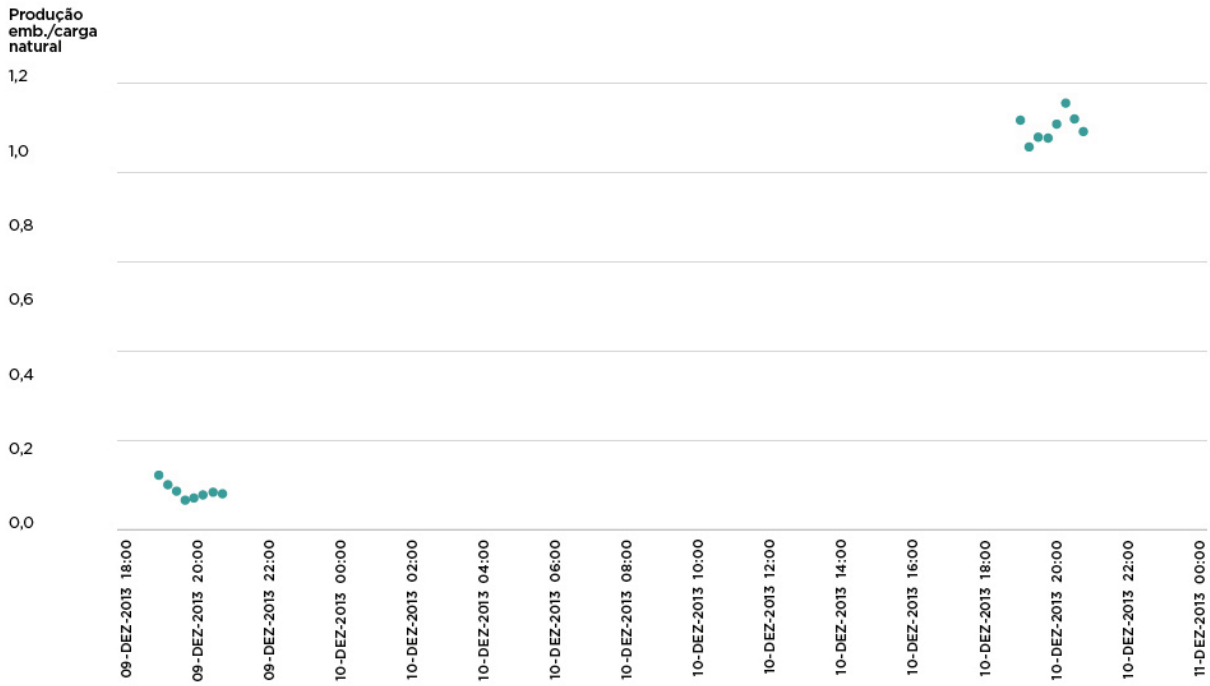
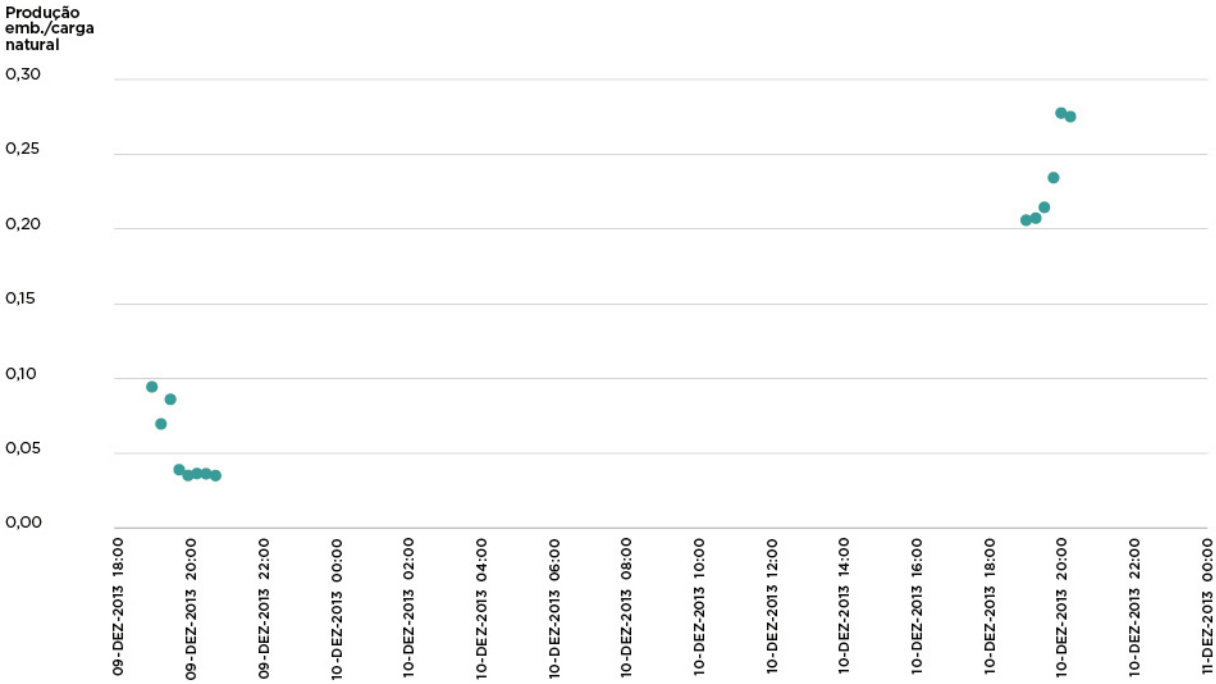


FIGURA 2-13

Contributo da produção embebida coletada na zona de influência da subestação de Vila Chã

Hora da ponta síncrona nacional 2013 (dia da ponta e dia seguinte)



INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO

O indicador de adequação da transformação, $(Ad_{TR})_{RNT}$, pretende determinar, 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 DL n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à revisão do DL 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 2014 a 6 casos num total de 63 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 si*' adequadas. Para efeitos da determinação numérica do indicador global de adequação da transformação assume-se que o seu valor será 1.0, uma vez que a sua inexistência violaria um requisito técnico e regulamentar.

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 a subestação é predominantemente dirigida ao escoamento da produção) e a potência de transformação em 'n-1', i.e., quando um dos transformadores 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 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:

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

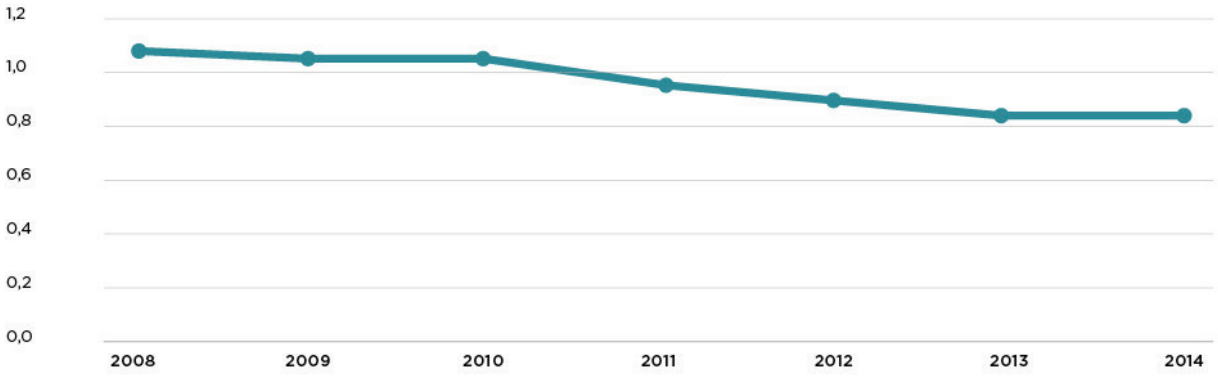
Em que:

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

Indica-se de seguida o valor assumido pelo indicador global (AdTR) para a RNT desde 2008.

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, deverá tender para 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 ponto 6.4.2) 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 está devidamente adequada para garantir o abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida.

Os valores obtidos revelam ainda 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 neste PDIRT, existirá capacidade para acomodar esse acréscimo, sem necessidade de investimento adicional em transformação.

Considera-se ainda oportuno dar conta neste capítulo da recente aprovação do Regulamento (EU) n.º 548/2014 da Comissão Europeia, de 21 de maio de 2014, o qual dá execução à Diretiva 2009/125/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, no que diz respeito aos transformadores de pequena, média e grande potência.

Este regulamento estabelece requisitos mínimos de eficiência para os transformadores tendo por base o Índice de Eficiência de Pico (IEP), uma medida que relaciona a potência aparente transmitida do transformador menos as perdas elétricas com a potência aparente transmitida do

transformador, refletindo portanto a eficiência energética do processo de transformação. Uma descrição mais pormenorizada deste tema encontra-se no Anexo 9, relativo à eficiência energética e '*eco-design*' de transformadores.

2.2.3. Melhoria da qualidade de serviço na fronteira RNT/RND

Em reunião de coordenação das áreas de Planeamento da REN e da EDP Distribuição, ocorrida em outubro de 2013, os operadores da RNT e RND acordaram na realização de estudos conjuntos que tiveram como principal objetivo analisar a viabilidade técnica e económica de fechar malhas, através da rede de distribuição em AT, envolvendo Pontos de Entrega da RNT monoalimentados, com o intuito de melhorar a qualidade de serviço com controlo de custos e não onerar o SEN, através da redução da probabilidade de ocorrência de interrupções de curta duração aos consumos alimentados na zona de influência daqueles PdE mono alimentados.

Foram realizados estudos de trânsitos de energia, em regime normal de exploração e em situação de contingência 'n-1' de elementos da RNT e da RND, de forma a determinar os perfis de tensão e os desvios angulares e identificar eventuais sobrecargas em elementos das redes, avaliando ainda o impacto no nível de correntes de curto-circuito, no diferencial de perdas em regime 'n' e na necessidade de adaptação de sistemas de proteção, para vários perfis de geração e de carga acordados entre ambos os operadores.

Dos estudos efetuados, o REN e da EDP Distribuição concluíram ser possível vir a fechar a malha envolvendo o PdE da RNT de Pedralva com o PdE de Vila Fria, através da rede de 60 kV (e parcialmente a 130 kV) da RND, evitando-se assim custos acrescidos ao SEN caso se tomasse a alternativa de ampliação da subestação de Pedralva da RNT

FECHO DE MALHA ENVOLVENDO O PDE DE PEDRALVA

Com base nos resultados obtidos pela REN e pela EDP Distribuição, concluiu-se que a configuração de rede que considera ambos os disjuntores das subestações da RND de Feitosa e Valença fechados em regime normal de exploração é de entre as configurações consideradas neste estudo envolvendo os PdE da RNT de Pedralva e Vila Fria, a única que não apresenta restrições técnicas proibitivas uma vez que, no horizonte temporal analisado, as tensões, mesmo em contingência do transformador de Pedralva, são sistematicamente superiores ao mínimo admissível (exceto para o limite de regulação do transformador de potência número 3 da subestação de Troviscoso) e as sobrecargas inexistentes.

Relativamente às perdas induzidas por este fecho de malha, verificou-se que em termos médios ocorre apenas um ligeiro aumento da ineficiência da rede relacionado com o aumento das perdas por efeito de Joule na ordem dos 1 %, quando comparado com a configuração de rede atual.

Do ponto de vista do funcionamento seletivo dos sistemas de proteção, é possível garantir a exploração em malha, após a remodelação das proteções dos painéis de linha AT da subestação da RNT de Vila Fria.

Será ainda necessário compatibilizar a regulação automática das tomadas nos transformadores da RNT e da RND, respetivamente nas subestações de Pedralva da RNT e do Lindoso da RND.

A REN e a EDP Distribuição concluíram, portanto, com base no estudo conjunto realizado com o intuito de melhorar a qualidade de serviço na fronteira RNT/RND em caso de falha do transformador de Pedralva da RNT e/ou de alguns elementos da RND, que será técnica e economicamente viável fechar uma malha a 60 kV (e parcialmente também a 130 kV) entre os PdE de Pedralva e de Vila Fria, resultando num benefício para o SEN, desonerando-o de custos mais avultados que decorreriam da ampliação da subestação de Pedralva com mais um transformador que assim se evita.

Fecho de malha envolvendo o PdE de Estremoz

Este estudo conjunto procurou analisar a viabilidade de fechar uma malha entre os PdE da RNT de Estremoz, Falagueira e Évora, através da rede AT da RND, de forma a minorar a probabilidade de ocorrência de interrupções de curta duração aos consumos alimentados pelo PdE de Estremoz, no caso de falha da linha Falagueira–Estremoz explorada a 150 kV, enquanto a subestação de Estremoz não tiver bi-alimentação.

Com base nos resultados obtidos verificou-se que, em regime permanente e em alguns cenários de rede simulados, algumas linhas da RND se encontram bastante carregadas, assim como os transformadores MAT/AT de Estremoz. A implementação de qualquer uma das configurações estudadas em detalhe implicaria que esta zona da RND passaria a ser mais crítica ao nível da supervisão, ficando extremamente vulnerável a qualquer variação de carga ou contingência que possa ocorrer no sistema, com instabilidade dos níveis de tensão e potencial perda de carga em cadeia.

Por outro lado, em caso de contingência (em particular na falha do PdE de Estremoz) obter-se-iam tensões baixas em algumas subestações da EDP Distribuição, podendo inclusivamente, nos instantes iniciais levar à atuação de funções de controlo de deslastre por mínimo de tensão instaladas ao nível dos andares MT. Além disso, observar-se-iam em linhas AT da RND sobrecargas em caso de contingência.

Ao nível de perdas, e em termos médios, ocorreria um aumento da ineficiência da rede da RND relacionado com o aumento das perdas por efeito de Joule perto dos 12 % no horizonte de mais curto prazo, quando comparado com a configuração de rede atual.

Relativamente à exploração seletiva dos sistemas de proteção, seria ainda necessário a realização de investimento nos sistemas de proteção de vários painéis de linha AT.

Consequentemente, a REN e a EDP Distribuição concluíram, com base nos estudos conjuntos realizados com o intuito de melhorar a qualidade de serviço na fronteira RNT/RND, que é tecnicamente inviável fechar uma malha a 60 kV entre os PdE de Estremoz, Évora e Falagueira. Dessa forma, a necessária bi-alimentação do PdE de Estremoz a curto/médio prazo só poderá ser realizada através da RNT.

FECHOS DE MALHA NAS REGIÕES DE LISBOA E DO PORTO

Complementarmente, em reunião de coordenação das áreas de Planeamento da REN e da EDP Distribuição, ocorrida em Novembro de 2014, a EDP Distribuição anunciou que, na sequência de anterior abordagem a esta questão entre as duas empresas, realizou alguns estudos com o objetivo de se poder garantir a alimentação das cargas nas cidades de Lisboa e do Porto, na situação de indisponibilidade total de um ponto injetor da REN, ou do posto de seccionamento AT da EDP Distribuição correspondente, tendo em conta a relevância das cargas alimentadas e o facto destes pontos injetores, falhando, não terem, nalguns casos, recurso total pela rede AT de distribuição na sua configuração atual.

Na proposta de PDIRD 2015-2019, estão previstas as intervenções necessárias para garantir a alimentação às cargas alimentadas pelo injetor da REN Sete Rios ou do PS de Palhavã, no caso de falha total de um destes. Ainda relativamente a este caso de Sete Rios/Palhavã, informou também a EDP Distribuição que, após a abertura do injetor de Alto de S. João, com as reconfigurações que planeia introduzir na sua rede, fica também assegurado o recurso a todas as suas subestações que dependem da subestação de Sete Rios/PS Palhavã, mesmo em caso de falha integral de qualquer uma destas duas instalações.

Para o injetor Zambujal, os estudos neste campo encontram-se ainda em desenvolvimento, não estando ainda definidas soluções de alimentação alternativas para todas as subestações da EDP Distribuição dependentes do injetor Zambujal.

2.3. FLEXIBILIDADE NA PROCURA

A REN e a EDP Distribuição têm mantido uma cooperação no âmbito do planeamento das suas infraestruturas para 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 agora impulsionada também por um dinamismo nascente junto dos consumidores finais e entidades locais diversas que se tornam mais ativamente protagonistas como a seguir se refere. São tendências gerais na Europa e um pouco por todo o mundo e que são objeto duma necessidade de readequação do planeamento e operação dos sistemas elétricos por todos os operadores de rede.

A REN, na sua missão de Gestão Técnica Global do Sistema Elétrico Nacional, tem acompanhado esta tendência geral e considera-a na adequação do sistema à modificação que se vai operando através destas novas exigências sobre o serviço que presta.

2.3.1. '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. Para além do aumento dos focos de variabilidade, com o alargamento das respetivas potências de ligação destas novas fontes, começa a emergir alguma dificuldade tecnológica da produção convencional em se adaptar a este novo *mix*, quer a mínimos técnicos de 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 fazia no sentido de assegurar o necessário equilíbrio permanente entre a oferta e a procura, começa a evidenciar maiores dificuldades. A tendência para uma cada vez 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, priva-o de outros serviços, como por exemplo a regulação de tensão e frequência que essas unidades prestavam.

Assim a REN, como as suas congéneres, na sua missão da gestão técnica global do sistema, procura encontrar alternativas para o aprovisionamento dos serviços de sistema, tendo-se vindo internacionalmente a alargar e a refinar uma nova arquitetura para o processo de recolha desses mesmos serviços, a partir de flexibilidades possíveis do lado do consumo, para além do previsível serviço do lado da oferta de unidades que o possam disponibilizar e mais recentemente através de aquisição desses serviços no mercado interno europeu: desde junho de 2014 a troca transfronteiriça de serviços de sistema, a nível ibérico, visa maior eficiência reduzindo custos e facilitando mais a integração da produção renovável. Aprofundando assim a integração do mercado europeu da eletricidade, aproveita-se ainda mais a capacidade de interligação existente, com a

partilha da reserva de regulação terciária. No passo seguinte esta troca estender-se-á à França e ao Reino Unido.

Do lado da participação do consumidor final a arquitetura que se projeta já dera os primeiros passos com as tarifas estáticas por postos horários (*time-of-use*) que já visavam levar o consumidor a colocar a procura em horas menos penalizadoras para o sistema elétrico, normalmente no vazio (sendo disso um exemplo a conhecida tarifa bi-horária). Com o mesmo objetivo, outro arquétipo aproveitável, desde que aperfeiçoado para tornar o seu contributo mais efetivo, será o da interruptibilidade contratualizada de consumos.

As tecnologias inteligentes permitem hoje o desenvolvimento de comportamentos do lado do consumidor final energeticamente mais eficientes: a possibilidade de acompanhar o consumo na sua instalação em tempo real permite assumir uma nova atitude de autocontrolo. Complementarmente, a produção distribuída recebe um incentivo que se verá aumentado, caso se opte pelo fornecimento de serviços de sistema em colaboração com a gestão técnica levada a cabo pelos operadores das redes de transporte e de distribuição, num quadro de uma gestão menos incerta quanto à volatilidade e adequação das unidades geradoras ao funcionamento das redes, mesmo em regime perturbado.

Este dinamismo na extremidade mais a jusante dos Sistemas de Energia Elétrica, já abordado no Códigos de Rede Europeus em desenvolvimento (alguns, na presente data, já em estado avançado do processo de aprovação e comitologia) vai obviamente aprofundar-se, dados os benefícios que dele se espera, antes de mais para o próprio consumidor final, mas, e em consequência, para todo o sistema elétrico global, acumulando-se esse benefício ao longo da estrutura das redes, desde a distribuição até às redes de transporte. É que, embora os tarifários "time-of-use" estáticos, como o bi-horário, possam já tirar partido duma gestão mais atenta permitida pelos contadores inteligentes, outras inovações se esperam no mercado a retalho.

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 tenham de ser aproveitados e mereçam o empenho dos operadores de rede que os têm de aprovisionar para uma adequada gestão técnica do sistema. A *Demand Side Response* (DSR) é, segundo a ENTSO-E no seu "Demand Side Response Policy Paper", de setembro de 2014, a parte da procura capaz de um comportamento ativo, no sentido da sua modificação em reação a um sinal, e aponta-a como fonte de serviços de sistema e capaz de fornecer, à gestão do sistema elétrico, maior flexibilidade de operação em conjunto com uma otimização acrescida na utilização da infraestrutura e dos investimentos nas redes. O Conselho de Reguladores Europeus de Energia (CEER) no seu Public Consultation Paper "The Future Role of DSOs", de dezembro de 2014, alarga o conceito DSR para incluir modificações no padrão do consumo ou geração, em reação a um estímulo, por exemplo tarifário, ou como resposta automatizada a um sinal.

A comunicação bidirecional inteligente, complementada pela automação inteligente dos processos industriais e de serviços, dos edifícios e pela utilização de equipamentos eletrodomésticos e outros dotados de interfaces que os tornam aptos para a DSR, terão disponibilidades de flexibilidade que poderão ir mesmo ao armazenamento de energia, para além do fornecimento. Os contratos de abastecimento poderão ter que se adaptar às caraterísticas de cada instalação, bem como ao perfil e preferências pessoais dos utilizadores finais, cujo envolvimento voluntário, mas tão empenhado quanto possível, se visa atingir. O papel de intermediários agregadores de elevado número de instalações será crucial para se atingir a possibilidade de gerir em modelos estocásticos,

complementaridades que ultrapassem a granularidade resultante de se pretender angariar toda a flexibilidade possível, mesmo de instalações de dimensão muito reduzida e individualmente intratáveis para operadores de sistemas de nível superior, como o da rede de transporte.

Mais recentemente, ao longo do ano de 2014, a ENTSO-E tem vindo a afirmar a importância estratégica que atribui à DSR para garantia da segurança de abastecimento e para otimização dos investimentos na infraestrutura de transporte. Simultaneamente, tem referido a melhoria que se introduziria na arquitetura do mercado interno de eletricidade, desde que a DSR fosse colocada de modo transparente em igualdade de circunstâncias com a geração e o armazenamento, bem como o resultante aumento de competitividade. Tem, por outro lado, advogado um quadro europeu harmonizado, onde se deve 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 e que ganhe raízes de profundidade.

A REN tem acompanhado atentamente este posicionamento e o debate que o precedeu, e o seu envolvimento tem ficado refletido, por exemplo, na definição de prioridades de investigação, desenvolvimento e demonstração, bem como em contributos para diversos relatórios produzidos, com um forte empenho na atividade interna que a ENTSO-E vem desenvolvendo neste campo.

IMPACTO DA DSR NO PLANEAMENTO E ADEQUAÇÃO DA RNT

As linhas de trabalho que aqui se apontam não terão ainda um efeito visível no plano de investimentos das infraestruturas da rede de transporte até 2020, dado tratar-se de preocupações emergentes e ainda dependentes de esforços conjugados de um alargado conjunto de atores do sistema elétrico, bem como do sistema energético mais geral, necessitando ainda de maior maturação e de apropriada regulamentação, para que se possa apresentar ao sistema elétrico como um instrumento disponível para uso *comercial*. Para além de 2020, admite-se que a DSR possa progressivamente vir a tomar peso na gestão dos sistemas de energia elétrica.

No horizonte temporal abrangido pelo presente PDIRT 2016-2025, os efeitos que se espera destas realidades serão ainda reduzidos, não se vislumbrando, à data presente, modificações substanciais no plano de investimentos ora previsto. 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, possa ser, no horizonte final do PDIRT, controlada também com a participação da DSR, evitando reforços adicionais de rede e/ou transformação que, caso contrário, seriam necessários para ultrapassar essas solicitações mais extremas.

2.3.2. Interruptibilidade

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, institui que 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.

De acordo como 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.

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

2.4. A PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

2.4.1. Considerações gerais

A evolução considerada no presente PDIRT para o sistema eletroprodutor nacional é apresentada em seguida. Esta evolução teve em conta as decisões do Governo português para a evolução da oferta de eletricidade, as licenças de produção atribuídas pela DGEG, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

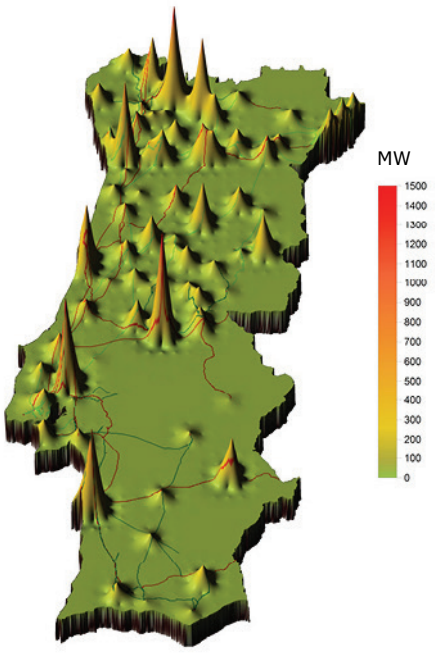
De acordo com o DL n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, do conjunto de instrumentos que a elaboração do PDIRT deve ter em consideração e a que o operador da RNT está obrigado, faz parte o 'RMSA mais recente' (cf. alínea b) do n.º 5 do artigo 36.º do referido DL), fazendo eco das políticas energéticas nacionais superiormente estabelecidas.

Neste PDIRT, a oferta considerada 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, definidos como metas de política energética, adicionada da capacidade de interligação com outras redes de muito alta tensão, neste caso com a rede espanhola.

Na Figura 2-15 ilustra-se a distribuição geográfica da potência instalada dos centros electroprodutores que se considerou em serviço no horizonte de 2025.

FIGURA 2-15

Distribuição da potência de produção instalada em 2025



2.4.2. Pontos de ligação de grandes centros eletroprodutores

No que diz respeito aos centros eletroprodutores de maior dimensão, as soluções adotadas para a sua integração na RNT e inscrita no PDIRT, foi, caso a caso, suportada em estudos efetuados em tempo e em exercícios anteriores pelo operador da RNT, designadamente quanto às capacidades disponíveis e necessárias em cenários futuros de operação previsional da rede. Essas soluções foram, caso a caso, acordadas entre o operador da RNT e os promotores dos respetivos empreendimentos, com a aprovação da DGEG, que atribuiu os respetivos pontos de interligação à RNT. Estes pontos de interligação, incluindo o respetivo nível de tensão, são condições-fronteira para o PDIRT, sendo extemporânea qualquer asserção que disponha em sentido diferente sobre essa matéria, uma vez que a decisão do concedente está tomada e vincula o operador da RNT a tê-la em devida conta na elaboração do PDIRT, tal como previsto na alínea d) do n.º 5 do artigo 36.º do DL 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

Ainda em relação à ligação de novos centros eletroprodutores, é importante salientar que, para além das datas de entrada em serviço das instalações produtoras, o operador da RNT acorda com os promotores, no âmbito do tratamento dos pedidos e processos de ligação à RNT e na sequência da concessão da respetiva licença de produção pela DGEG, o prazo máximo a ter em conta para a finalização da construção dos elementos de ligação, para que haja condições para disponibilização atempada de tensão para testes e ensaios das instalações elétricas dos centros electroprodutores e respetivos elementos de ligação, ensaios esses que antecedem a entrada em serviço propriamente dita das instalações de produção.

Normalmente, a necessidade de tensão para ensaios antecede um intervalo de tempo que se situa entre seis a doze meses da entrada em serviço industrial das instalações de produção, período este que deve ser tido em consideração nas datas objetivo de finalização de projetos da RNT para ligação de novos centros eletroprodutores, nomeadamente dos grandes aproveitamentos hidroelétricos.

De salientar também que este PDIRT integra diversos elementos, expressos ao longo do documento, que acautelam o dinamismo da evolução da oferta tendo em conta um contexto de incerteza, estabelecendo os mecanismos necessários à adaptação da calendarização dos projetos em função de aspetos chave da sua mobilização e considerando a revisão a cada dois anos do PDIRT. Estes mecanismos observam duas fontes essenciais de atualização: o concedente, através da DGEG que atribui as necessárias licenças de produção e procede à revisão do RMSA, estabelecendo aí de forma material as metas de política energética, e os próprios promotores dos diversos projetos, em especial os que se relacionam com os centros eletroprodutores com ligação prevista à RNT.

2.4.3. Produção a partir da Grande Térmica

Na evolução considerada para o sistema electroprodutor 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 2025, tendo-se também considerado no presente exercício que, pelo menos até àquela data, se manteriam disponíveis todas as grandes centrais térmicas atualmente em serviço. Não obstante, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando a eventual

desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines e do Pego, e de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, cujos resultados se apresentam no ponto 6.2, incluindo o impacto que estas desclassificações terão na operação e necessidades de desenvolvimento da RNT e nos montantes de investimento.

2.4.4. Produção a partir da Grande Hídrica

No que respeita à nova geração a partir da Grande Hídrica[15], é de salientar a concretização de diversos novos aproveitamentos, já licenciados ou atribuídos por concurso pela DGEG, nos quais se incluem os novos empreendimentos que constam do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), os quais, não obstante, apresentam uma calendarização significativamente diferente, para mais tarde, da que foi considerada no anterior PDIRT. Neste quadro, o presente Plano estima a colocação em serviço das infraestruturas de rede para mais tarde e "coladas" aos prazos elegíveis dos contratos de concessão de início de exploração industrial, ficando dependente da formalização dos respetivos promotores a indicação da data que efetivamente venham a necessitar de tensão da RNT para ensaios, se diferente da que neste PDIRT se encontra considerada.

A evolução do parque hidroelétrico nacional vai ao encontro das linhas de orientação das políticas energéticas nacionais que assentam na pluralidade de fornecedores e de fontes de energia para efeitos de abastecimento de consumos. Adicionalmente, os novos grandes aproveitamentos hidroelétricos garantem também 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 2-1, apresentam-se os novos grandes empreendimentos hidroelétricos considerados no horizonte deste Plano.

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

QUADRO 2-1

Nova Grande Hídrica [16]

	Potência Instalada [MW]	Nº de Grupos	Data de entrada em serviço
Venda Nova III	780 (rev)	2	2016
Foz Tua	251 (rev)	2	2016
Subtotal até 2018	1031		
Dos quais com Bombagem	1031		
Girabolhos / Bogueira	364 (rev) + 31	2+3	2020
Daivões	114	2	2020-2022
Gouvães	880 (rev)	4	2020-2022
Alto Tâmega	160	2	2020-2022
Fridão	238	1	2022
Subtotal 2019-2025	1 787		
Dos quais com Bombagem	1 244		
Total	2 818		
Dos quais com Bombagem	2 275		

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

2.4.5. Produção excluindo Grande Hídrica e Grande Térmica

A evolução ao longo do período de 2016 a 2025 dos montantes globais previsionais considerados neste plano de nova produção excluindo a Grande Hídrica e Grande Térmica (ver Quadro 2-2), é a que consta dos pressupostos do RMSA-E 2014.

QUADRO 2-2

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

Potência Instalada [MW]								
Horizonte	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica*
2015	1 640	77	130	1	59	400	436	4 842
2016	1 660	77	140	6	60	460	434	4 942
2020	1 700	77	220	6	60	720	470	5 300
2025	1 840	77	250	8	65	810	570	5 820

* A partir de 2017 inclui 25MW de produção 'off-shore' ao largo de Viana do Castelo.

[16] Relativamente ao contido em "RMSA-E 2014 – Cenários e Pressupostos" (Anexo 2), por indicação da DGEG a central de Girabolhos/Bogueira adiou para 2020 e a do Alvito não entrará em serviço até 2025.

Relativamente à energia eólica, fonte de energia primária com maior peso neste conjunto de centros eletroprodutores, prevê-se que, até 2025, a potência instalada em parques eólicos *on-shore* possa chegar a valores perto dos 5 800 MW, o que representa um crescimento de aproximadamente 1 000 MW face ao que estava em serviço no final de 2014.

Complementarmente, o Concedente, através do ofício com a sua ref.ª Proc.º El2.0, de janeiro de 2015, deu conhecimento ao ORT da aprovação de reserva de capacidade num montante de 25 MW para receção de energia eólica *off-shore* ao largo de Viana do Castelo com ligação à RNT a partir de 2017, tendo posteriormente, por despacho de maio de 2015, determinado que o ORT procedesse à realização das respetivas infraestruturas da RNT necessárias para o efeito. Este projeto é descrito em maior detalhe no ponto 4.2.12 deste Plano.

A produção de energia elétrica a partir da energia solar representa a componente de nova produção renovável com maior crescimento relativo. Prevê-se que este tipo de produção possa chegar a valores na casa dos 800 MW em 2025, enquanto orientação de política energética para um *mix* de produção endógena numa perspetiva sobretudo de satisfação dos consumos nacionais. Dada a sua facilidade de instalação, nomeadamente em ambiente urbano, estima-se que será a fonte de energia renovável com maior peso ao nível da micro e minigeração na produção de energia elétrica.

Em relação aos restantes centros produtores listados no Quadro 2-2, prevê-se um crescimento individual na ordem dos 100 a 200 MW ou até mesmo de valor inferior.

Estima-se que a maior parte do acréscimo de produção renovável apresentado no Quadro 2-2, com maior variação nas componentes eólica e solar, venha a ter lugar em regiões interiores, com maior potencial de recurso mas com menor densidade populacional e consumo, e também, por conseguinte, menos dotadas de infraestruturas de rede e de menor capacidade para assegurar o escoamento de toda a sua produção, mantendo-se a assimetria de distribuição geográfica entre os grandes centros de consumo e o parque electroprodutor em Portugal continental, facto que exige um desenvolvimento eficiente do ponto de vista dos custos e otimizado do ponto de vista de ocupação territorial e ambiental.

2.5. 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 2-3).

QUADRO 2-3

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 da 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 2-4 e Quadro 2-5), destacando-se em particular que, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência se devem verificar cortes de consumo.

QUADRO 2-4

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 30º 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 30º após redespachos realizáveis em 15 minutos

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

QUADRO 2-5

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.

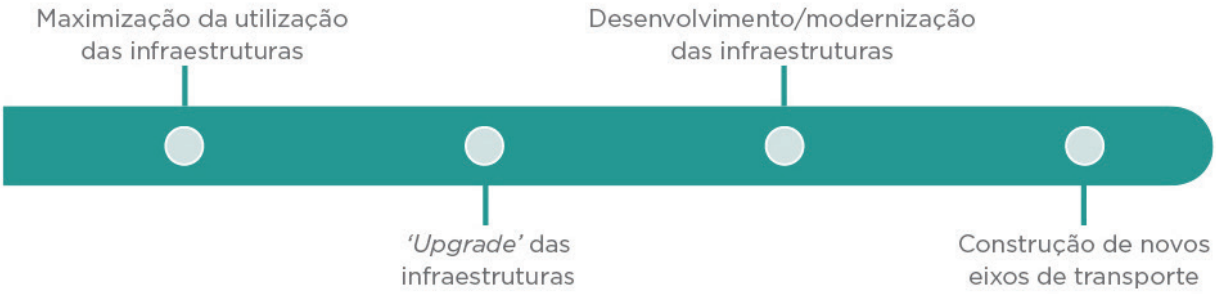
O não cumprimento dos "Padrões de Segurança para Planeamento da RNT" determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas). Da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais interessante, 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 impacte 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, quando aplicável, que se apresentem como as mais vantajosas sob o ponto de vista técnico-económico.

QUADRO 2-6

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 a REN e as diversas partes interessadas, destacando-se neste âmbito a estreita cooperação e coordenação com os operadores dos sistemas elétricos conexos à RNT (EDP-Distribuição e REE).

2.6. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL

A visão do desenvolvimento equilibrado e sustentável na REN mantém o perfil quanto à sua missão, visão, valores e políticas. Neste contexto, a REN 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* aí se possam reconhecer, bem como encontrar neste Plano uma unidade, um corpo globalmente articulado, com valor acrescentado.

2.6.1. Avaliação ambiental do PDIRT

Conforme já referido, de acordo com o definido nos Decretos-Lei n.º 29/2006[17] e nº 172/2006[18], 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, 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-E[19].

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 e modernização da RNT. Constituem assim o Plano e o respetivo Relatório Ambiental (RA) 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

[17] Art.º 30.º.

[18] Art.ºs 36.º, 36.º-A e 37.º.

[19] 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).

Ambiental (AIA) previstos no Decreto–Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de novembro. A metodologia de avaliação ambiental desenvolvida no Relatório Ambiental é uma metodologia de *Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)*. Com a metodologia de AAE coloca-se um enfoque nos aspetos prioritários numa escala de análise que abrange todo o território continental de Portugal.

Com este quadro em mente, a avaliação ambiental, neste exercício, é realizada através de procedimento metodológico de AAE do PDIRT em que se toma a AAE em vigor como referência em todas as suas dimensões (fatores críticos para a decisão, avaliação estratégica, diretrizes, quadro de governança). Desta forma, o que se considera adequado (necessário e suficiente) realizar é uma apreciação dos fatores e premissas de base (incluindo o QER – Quadro Estratégico de Referência) quanto a se ocorreram alterações e quais as suas implicações, ou se foi entretanto identificada a necessidade de alguma infraestrutura nova e de dimensão significativa não descrita anteriormente, e como esta se enquadra na AAE em vigor, designadamente quando às orientações e diretrizes estratégicas.

Como a previsão em geral é de que estas necessidades tenham, por desenho, um enquadramento nessas orientações e diretrizes, esta avaliação é efetuada no âmbito do próprio documento do PDIRT, no presente capítulo, e consiste na identificação enumerada dessas necessidades e a comprovação do seu enquadramento nas orientações e diretrizes da AAE em vigor.

Nesta medida, os resultados do relatório ambiental emergente da AAE em vigor mantêm-se válidos, quanto à sua dimensão estratégica e aplicada a metodologia incidente sobre as infraestruturas previstas no presente PDIRT e sobre os projetos de investimento naquela rede de transmissão de energia elétrica.



03

CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE

REN

Página em Branco

3.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES

Em 31 de dezembro de 2014, a RNT tinha em serviço 67 subestações, 11 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 3-1

Síntese dos principais equipamentos da RNT

EQUIPAMENTOS RNT	2014-12-31
COMPRIMENTO DAS LINHAS EM SERVIÇO (km)	8 630
400 kV	2 467
220 kV*	3 601
150 kV**	2 561
POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO EM SERVIÇO (MVA)	35 754
AUTOTRANSFORMAÇÃO (MAT/MAT)	14 040
TRANSFORMAÇÃO (MAT/AT)	21 394
TRANSFORMAÇÃO (MAT/MT)***	320

* Inclui 95,2 km de circuitos subterrâneos.
** 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 2014, os montantes de 2 370 Mvar e 515 Mvar respetivamente. Para limitação das correntes de defeito, encontram-se em serviço na RNT diversas reatâncias de fase e de neutro.

3.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS

3.2.1. Consumo

Em 2014, o consumo de energia elétrica totalizou 48,8 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 manteve, em 2014, os valores de 2013, considerando a correção do efeito da temperatura e do número de dias úteis, o que acontece pelo segundo ano consecutivo.

No que respeita à evolução dos consumos nos últimos anos, verifica-se que o seu crescimento praticamente estagnou (Figura 3-1) e que, do ponto de vista geográfico, o padrão se mantém estável, localizando-se os grandes centros de consumo na faixa litoral, em particular nas áreas urbanas do Porto e de Lisboa (Figura 3-2).

FIGURA 3-1

Evolução do consumo nos últimos anos

Portugal continental

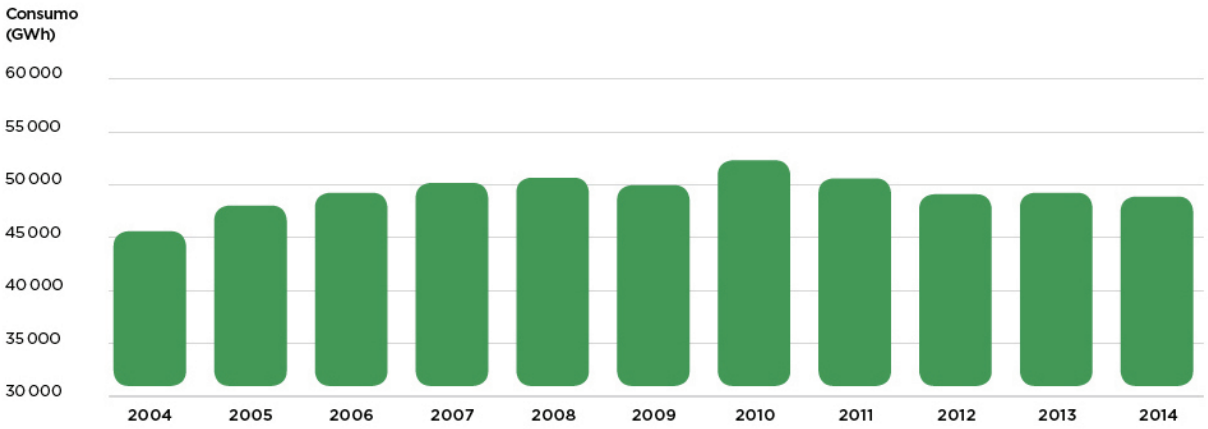
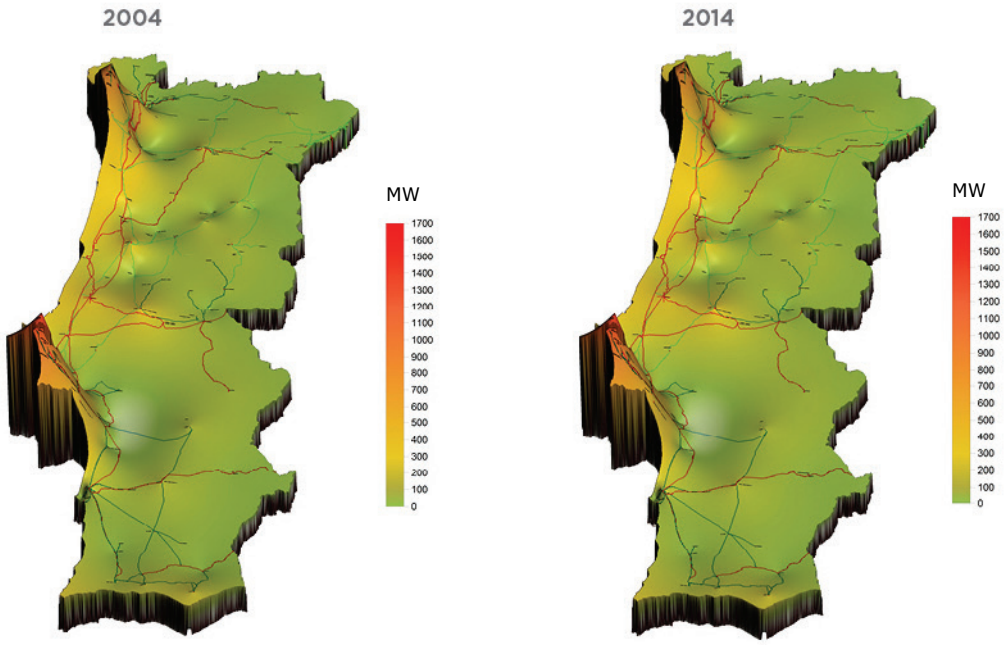


FIGURA 3-2

Ponta de carga por subestação da RNT nas horas de ponta síncrona verificadas em 2004 e em 2014

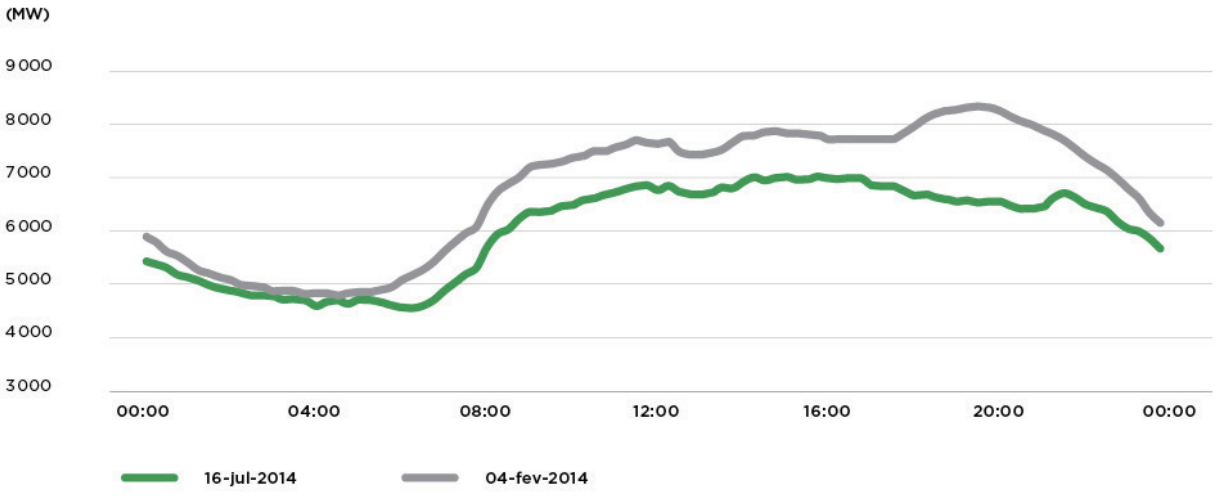


Na Figura 3-3 e na Figura 3-4 apresenta-se a evolução da carga nos dias de maior ponta de inverno e de verão em 2014, para Portugal continental como um todo e, dada a sua importância a nível de valores agregados de consumo, também para as zonas do Grande Porto, da Grande Lisboa, da Península de Setúbal e do Algarve.

FIGURA 3-3

Carga* nos dias de pontas sazonais mais elevadas

Portugal continental

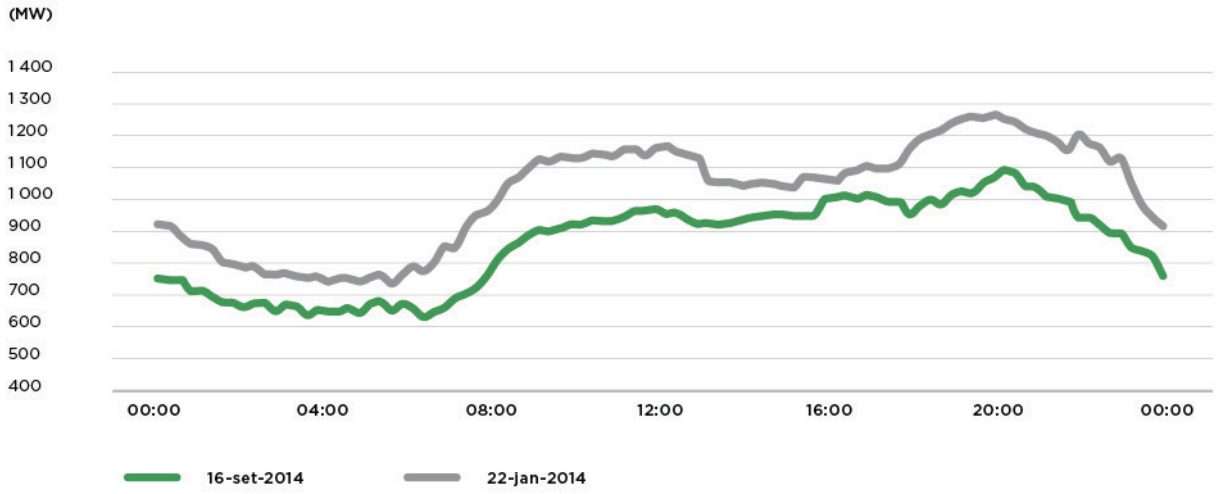


* A carga ilustrada é referida à emissão

FIGURA 3-4

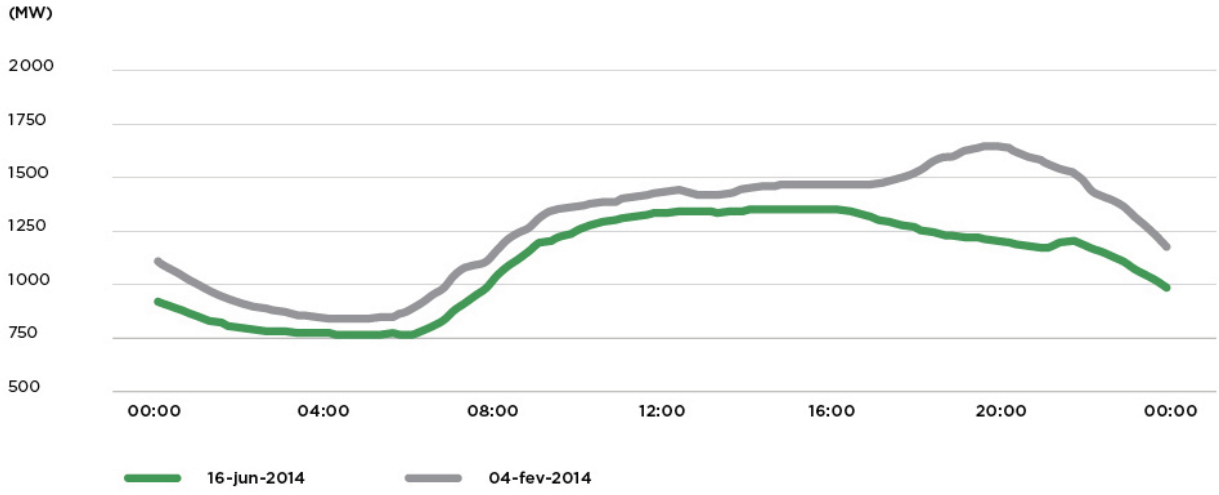
Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas

Grande Porto [a)]



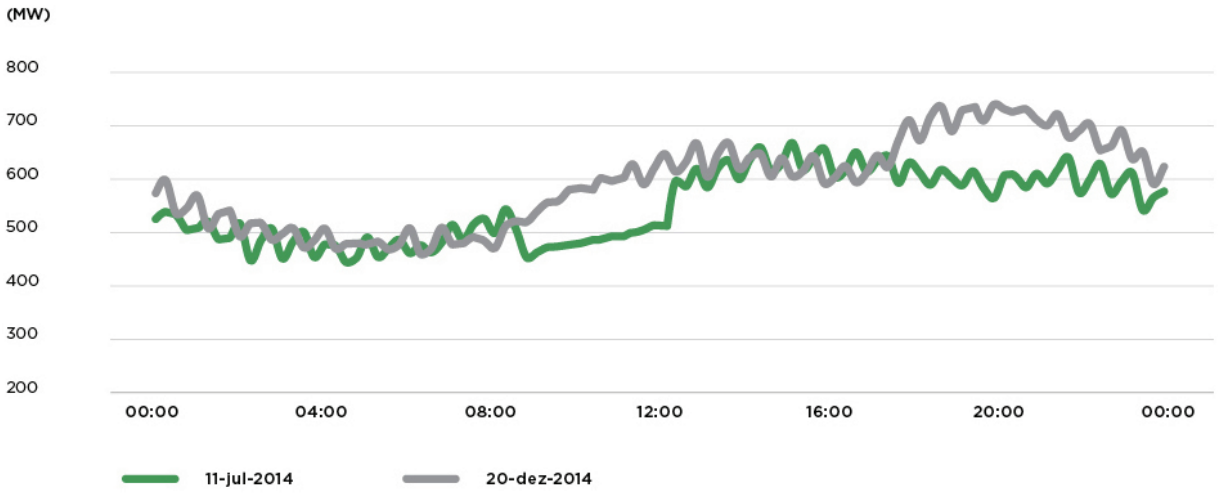
[a)] Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, a carga da Siderurgia Nacional da Maia e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Grande Lisboa [b)]



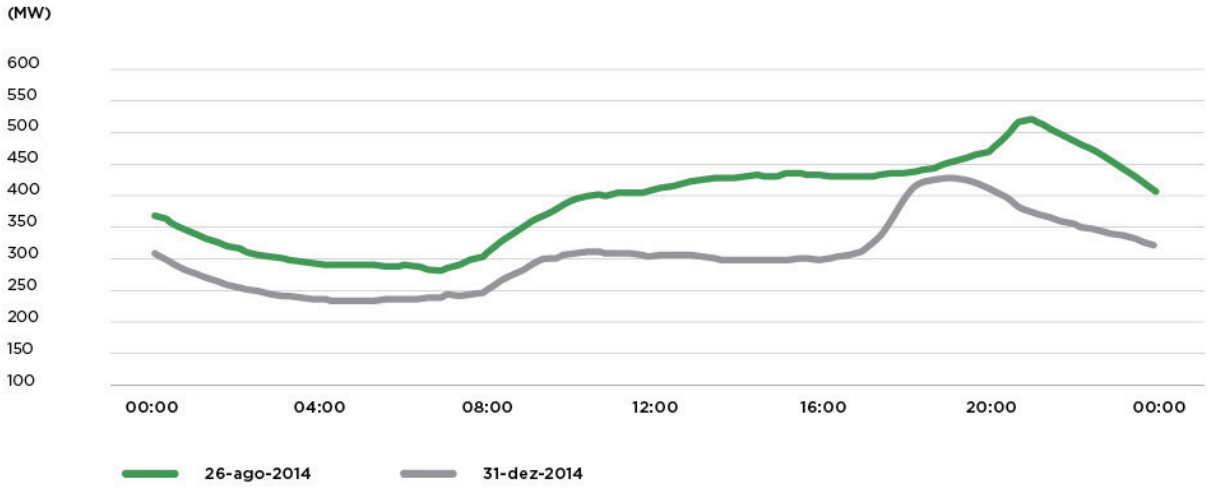
[b)] Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Carriche, Carvoeira (apenas parte), Carregado, Fanhões, Trajouce, Sete-Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Península de Setúbal [c)]



[c)] Engloba as entregas da transformação à rede de distribuição nas subestações de Fernão Ferro, Trafaria e Setúbal, a carga da Quinta do Anjo, da subestação de tração do Fogueteiro e das instalações da Siderurgia Nacional do Seixal, 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.

3.2.2. Pontas síncronas sazonais

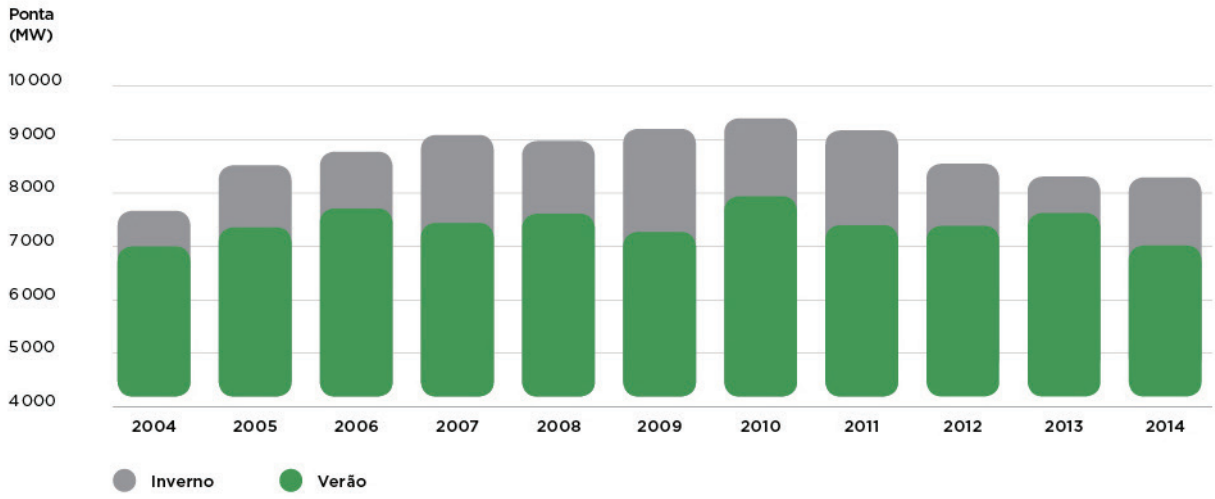
No ano de 2014, a potência máxima verificada no Sistema Elétrico Nacional (SEN) foi de 8 313 MW, valor que é aproximadamente 12 % inferior à ponta máxima verificada em Portugal e mantém a tendência de evolução face ao passado recente.

Na Figura 3-5, 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.

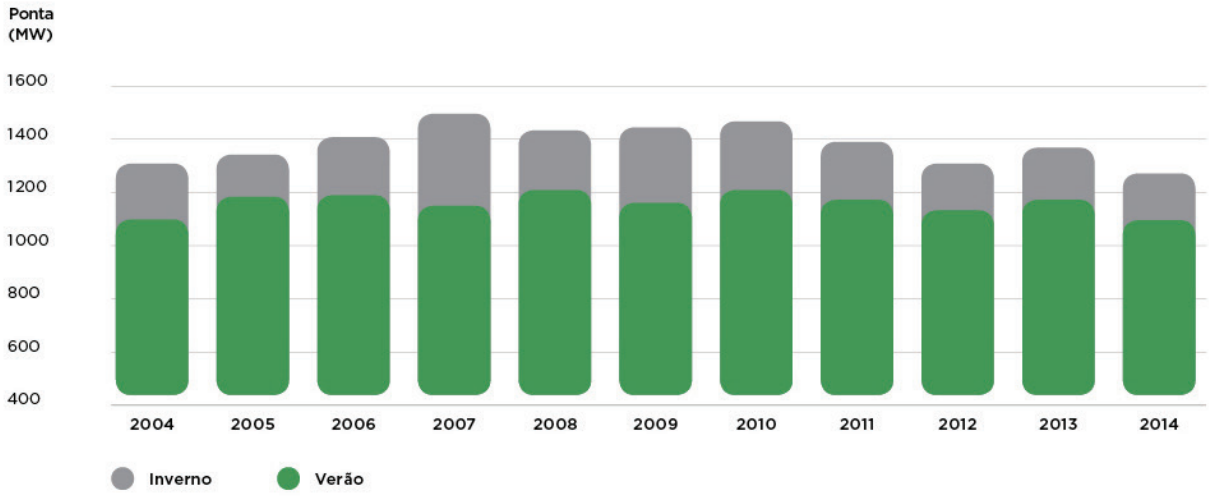
FIGURA 3-5

Pontas de carga síncronas sazonais nos últimos anos

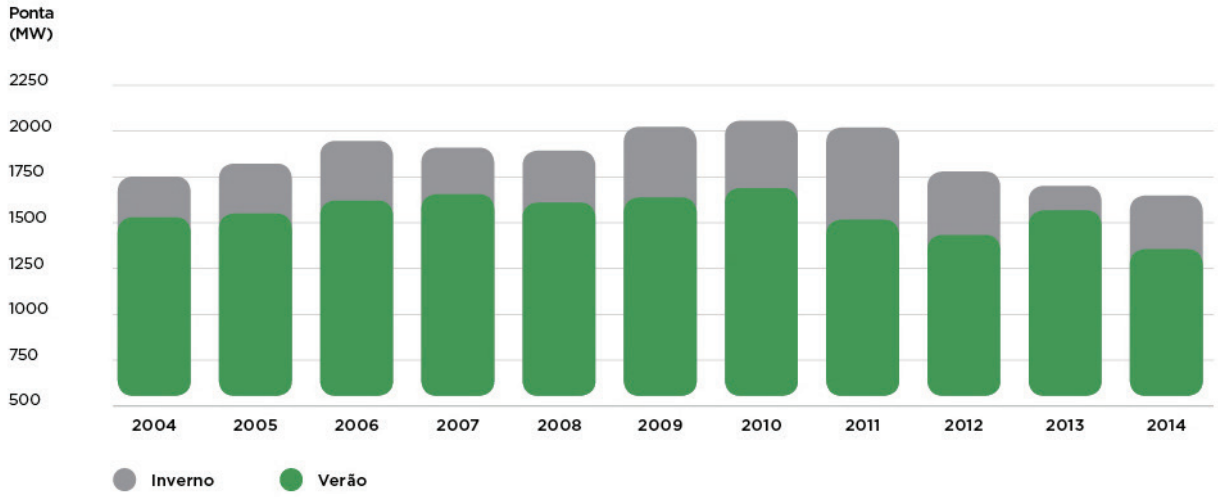
Portugal continental



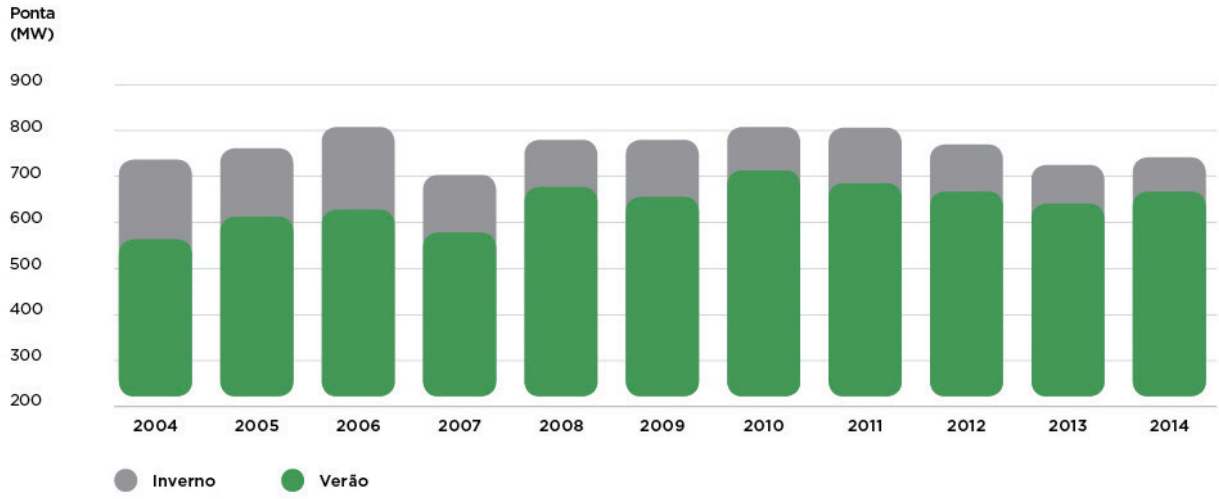
Grande Porto



Grande Lisboa



Península de Setúbal



Algarve

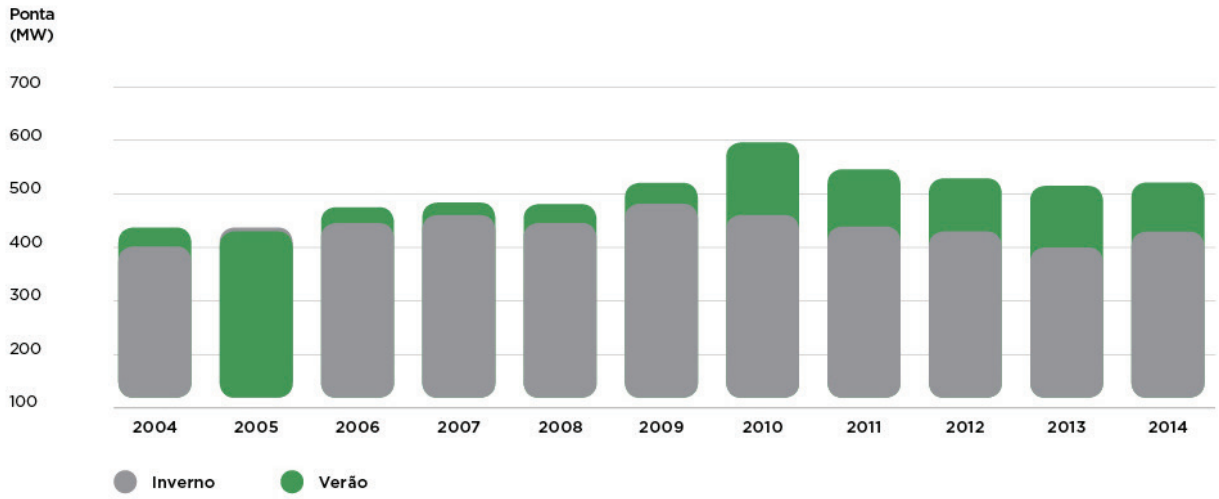
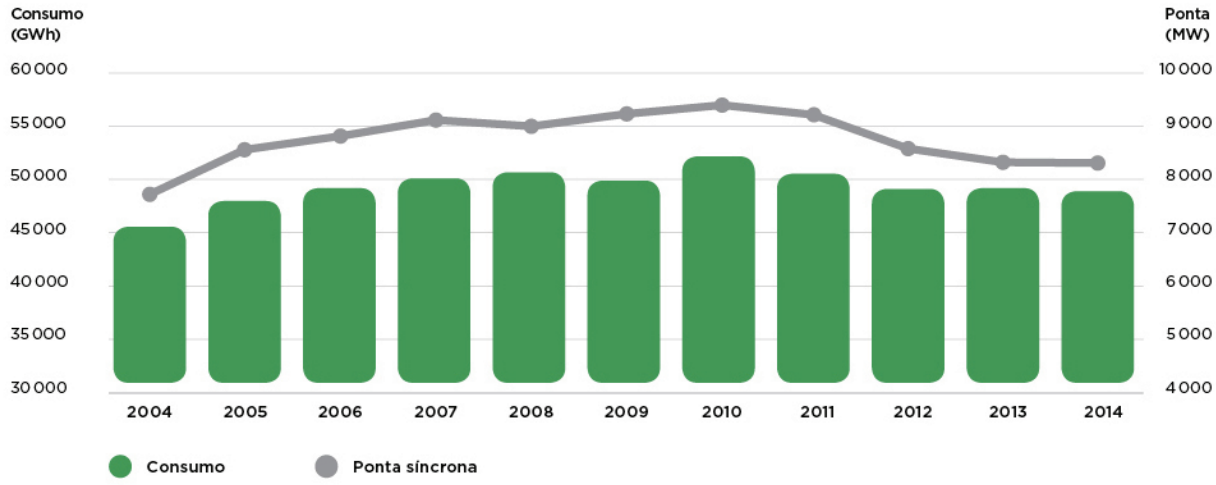


FIGURA 3-6

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



As Figuras Figura 3-3 e Figura 3-5 apresentadas confirmam que, efetivamente, a situação de crise económica e a implementação de medidas de política energética têm resultado, nos últimos anos, numa estagnação do consumo (energia) e numa redução da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental.

No entanto, a Figura 3-6 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 numa maior separação entre o valor da ponta síncrona e o somatório das pontas máximas por Ponto de Entrega (PdE), com impactos diferenciados na adequação da rede como um todo e nos valores locais da potência de transformação em cada PdE.

3.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT

No final de 2014, o valor total da potência de produção instalada era de 17 834 MW, dos quais 11 222 MW de origem renovável e 6 612 MW de origem não renovável. A potência total correspondente às centrais de produção não renovável registou um decréscimo de 242 MW, na sua maior devido à desclassificação da central de Tunes. A desclassificação desta central, que possibilita uma redução de custos para o sistema elétrico nacional, foi possível devido à entrada em serviço da nova linha de interligação de 400 kV Tavira-P.Guzmán (garantia de segurança de abastecimento à região do Algarve). A potência relativa à produção renovável cresceu 325 MW motivada essencialmente pelo crescimento dos aproveitamentos eólicos e solares. No Quadro 3-2 apresenta-se uma síntese da potência instalada em Portugal em 31 de Dezembro de 2014.

QUADRO 3-2

Síntese da potência instalada em Portugal continental

POTÊNCIA INSTALADA EM PORTUGAL CONTINENTAL [MW]	31-12-2014
TOTAL	17 834
RENOVÁVEL	11 222
HÍDRICA	5 684
MINI-HÍDRICA*	415
EÓLICA	4 541
TÉRMICA	601
COGERAÇÃO	343
SOLAR	396
NÃO RENOVÁVEL	6 612
CARVÃO	1 756
GÁS NATURAL	4 718
COGERAÇÃO	888
OUTROS	138
COGERAÇÃO	125

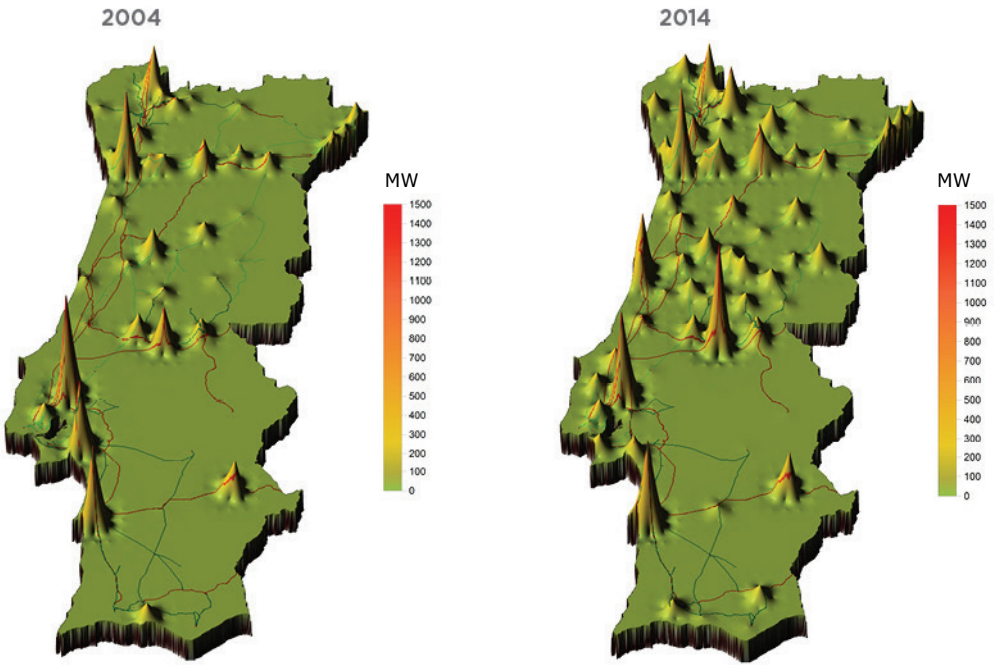
* Centrais com potencia instalada inferior a 30 MW.

O crescimento da componente de produção renovável no *mix* energético nacional verificado na última década 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 se registou a desclassificação das centrais a fuelóleo do Carregado e de Setúbal (cerca de 1 700 MW no conjunto das duas centrais), é bem visível na Figura 3-7, quando se comparam as manchas da localização da potência instalada em 2014 com aquelas que se verificavam em 2004 e com as figuras das localizações dos consumos apresentadas na secção

3.2.1. Constata-se que a produção (potência instalada) se tem deslocado do litoral para o interior, ao passo que a maior parte do consumo (cerca de 80 %) se localiza na faixa litoral entre Braga e Setúbal e na costa Algarvia.

FIGURA 3-7

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 do País, tem sido um dos principais *drivers* de investimento na expansão da rede nos últimos anos, uma vez que só com uma adequada capacidade de transporte de energia elétrica é possível levar toda esta geração até aos centros de consumo, evitando desta forma o desperdício de energia renovável e assegurando a segurança do sistema.

3.4. 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 elétrica 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 3-8 e na Figura 3-9, as quais apresentam, respetivamente, a distribuição acumulada da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal (o sentido com maior utilização nos últimos anos) e de Portugal para Espanha.

FIGURA 3-8

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

Distribuição acumulada 2005, 2010 e 2014

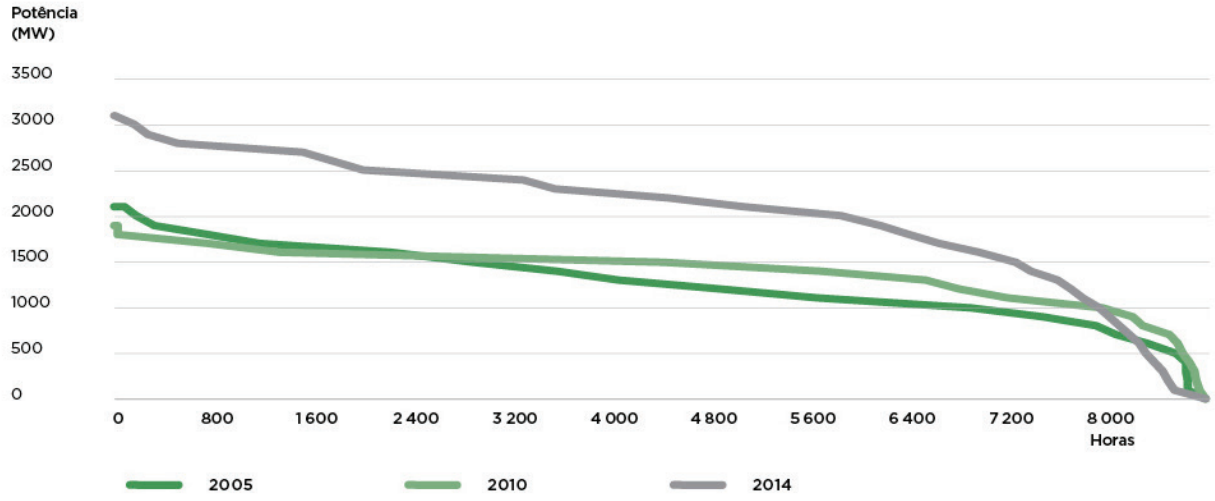
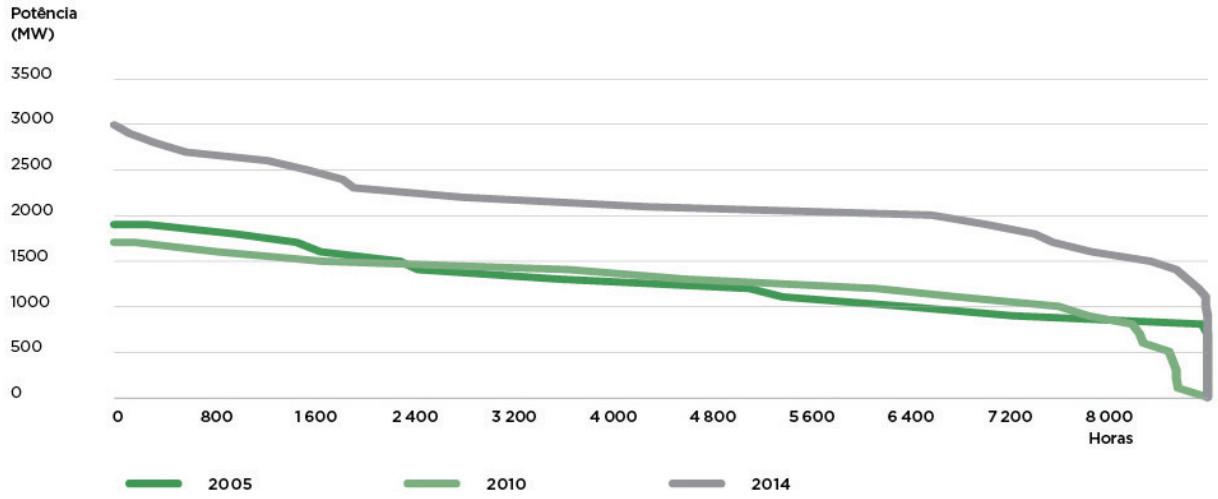


FIGURA 3-9

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

Distribuição acumulada 2005, 2010 e 2014



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:

- ✓ Reforço da capacidade de transporte em linhas existentes, na década de 2001 a 2010;
- ✓ Segundo circuito da linha dupla de interligação a 400 kV Alto-Lindoso – Cartelle, em 2004;
- ✓ Nova linha de interligação a 400 kV Alqueva – Balboa, em 2004;
- ✓ 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 Tavira – Puebla de Guzmán, que entrou ao serviço em 2014.

Em relação aos valores mais reduzidos da capacidade de interligação apresentados na Figura 3-8 e na Figura 3-9, 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, nomeadamente em alguns períodos de menor produção hidroelétrica, que pode induzir 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);
- ✓ Crescimento dos montantes de potência injetada na rede de origem renovável não armazenável, que, conjugado com períodos de consumos mais reduzidos, reduz

consideravelmente a quantidade de carga que pode ser satisfeita pelas 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 spliting* 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 3-10 e na Figura 3-11 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 3-10

Percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting*

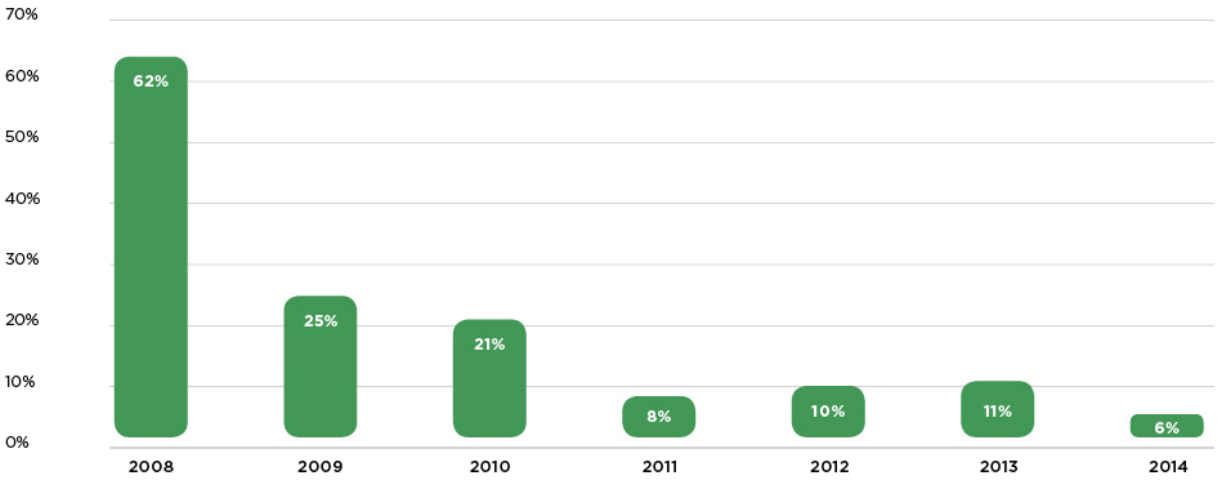
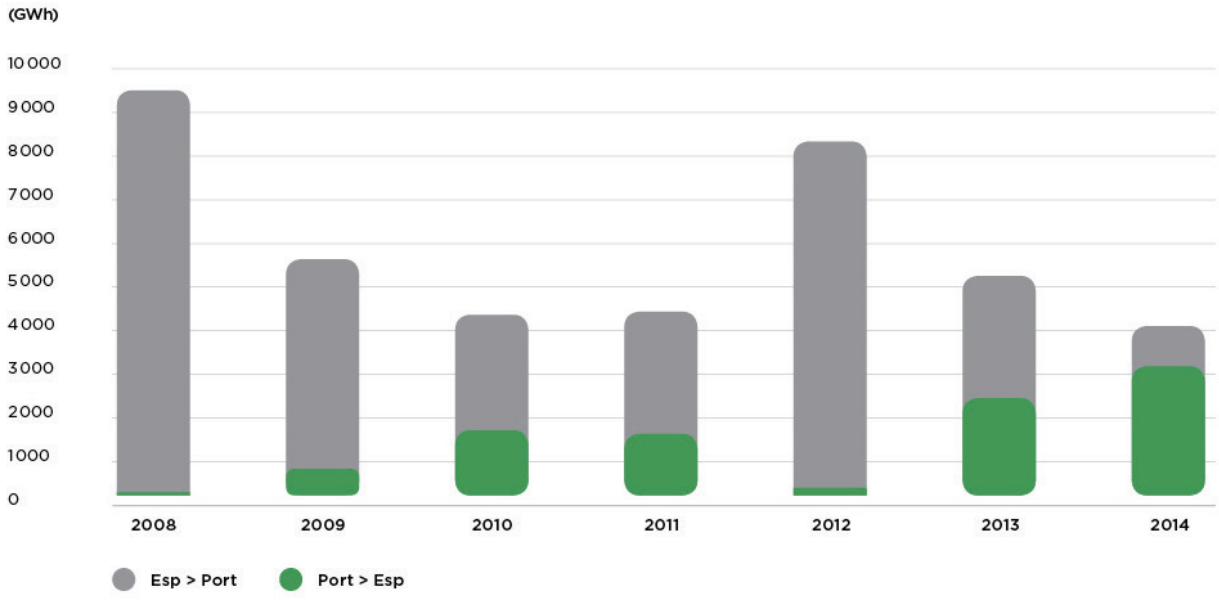


FIGURA 3-11

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



Da observação das Figuras 13-1 a 13-4, pode-se concluir que o aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha tem contribuído fortemente para a redução dos períodos em que se registaram limitações ao livre funcionamento do MIBEL. Em 2014, e para um total de 7,3 TWh de energia transacionada entre os dois países, correspondendo aproximadamente a 15 % do consumo anual do sistema elétrico português, ocorreram situações de *market splitting* em 6 % do tempo.

Tal como mencionado anteriormente, parte destes períodos de *market splitting* ocorrem, 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.

Cumulativamente, com a subida dos níveis de capacidade de interligação 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 ocasiões atrás referidas de elevada produção renovável em períodos de menor consumo.

Com a concretização dos novos centros produtores previstos neste Plano a médio/longo prazo, é de esperar uma inversão na tendência maioritariamente importadora do sistema elétrico português que se tem vindo a registar na última década, podendo até passar à situação de exportador durante uma parte significativa do tempo, nomeadamente em períodos de maior produção renovável.

3.5. EVOLUÇÃO DAS PERDAS

Na Figura 3-12, mostra-se a evolução das perdas na RNT verificada desde o ano de 2010, quer em valores absolutos, quer percentuais relativamente à energia entrada na RNT. Na Figura 3-13, apresentam-se as perdas médias diárias verificadas ao longo do ano de 2014, quer em valores absolutos quer em percentagem da energia entrada na RNT.

FIGURA 3-12

Evolução das perdas na RNT ocorridas no período 2010-2014

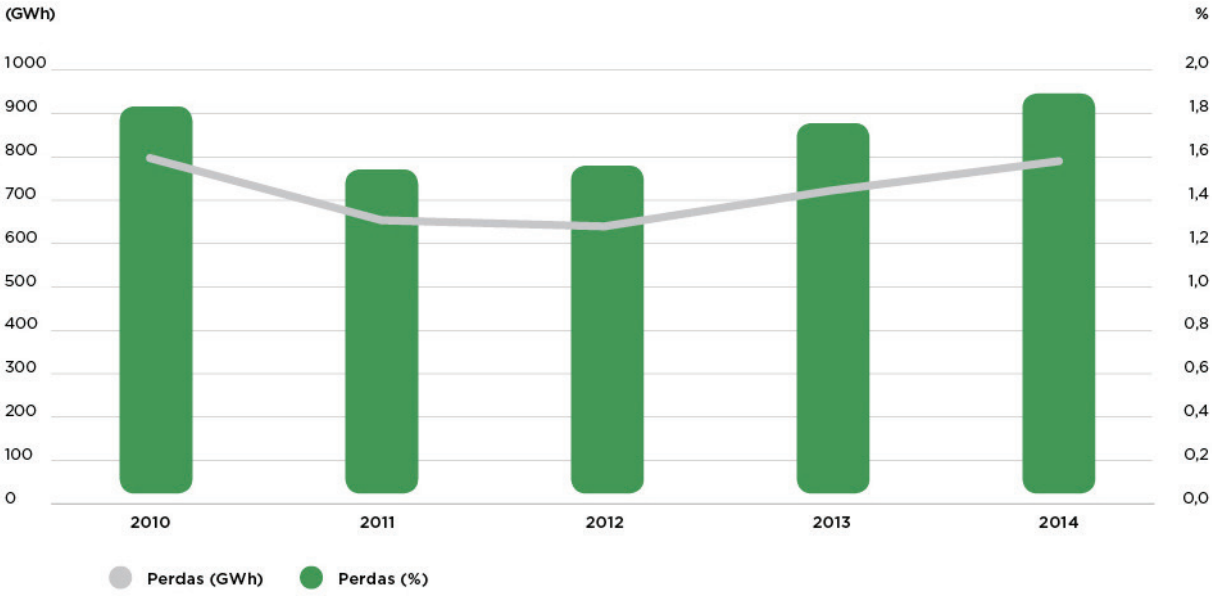
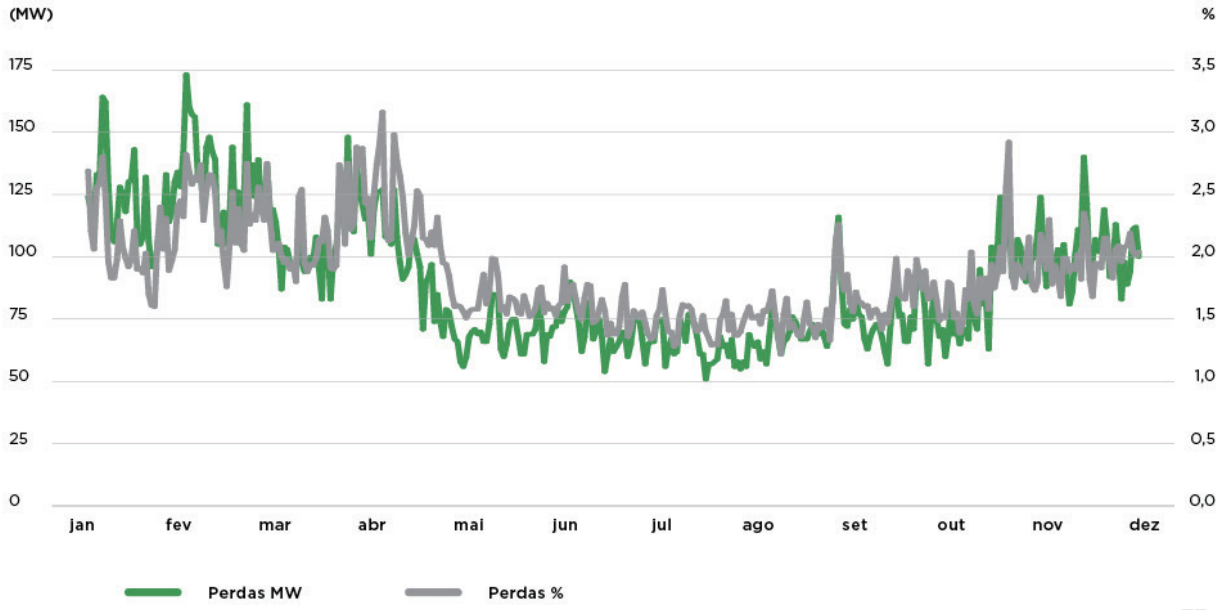


FIGURA 3-13

Evolução das perdas ocorridas durante o ano de 2014



Da observação destes dois gráficos verifica-se que as perdas na rede estão muito dependentes dos cenários de geração/consumo, constatando-se um aumento de perdas quando se verificam anos de elevada produção hídrica e/ou eólica, tal como verificado em 2013 e 2014, com índices de hidraulicidade e eolicidade superiores a 1.

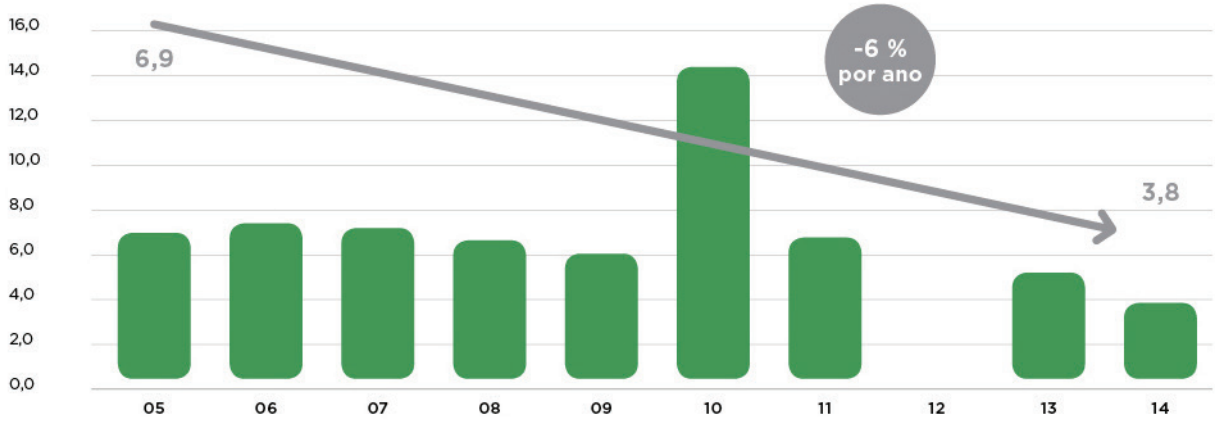
3.6. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Resultante do investimento efetuado pelo ORT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, a REN tem conseguido incrementos nos níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que tem otimizado os custos operacionais da RNT. Na Figura 3-14, ilustra-se a evolução globalmente positiva da RNT na última década nos indicadores de qualidade de serviço, em particular para o SARI, SAIFI, SAIDI e TIE.

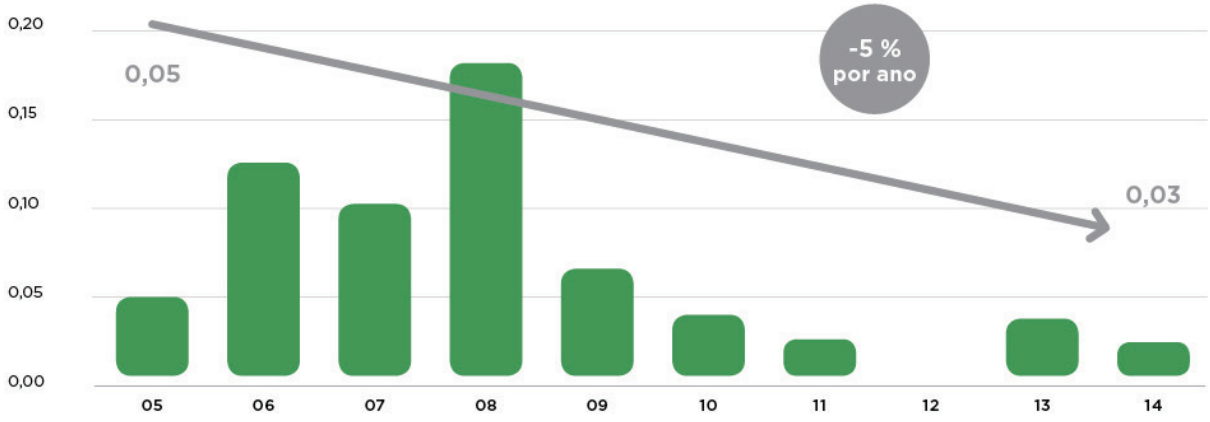
FIGURA 3-14

Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da REN no período 2005-2014

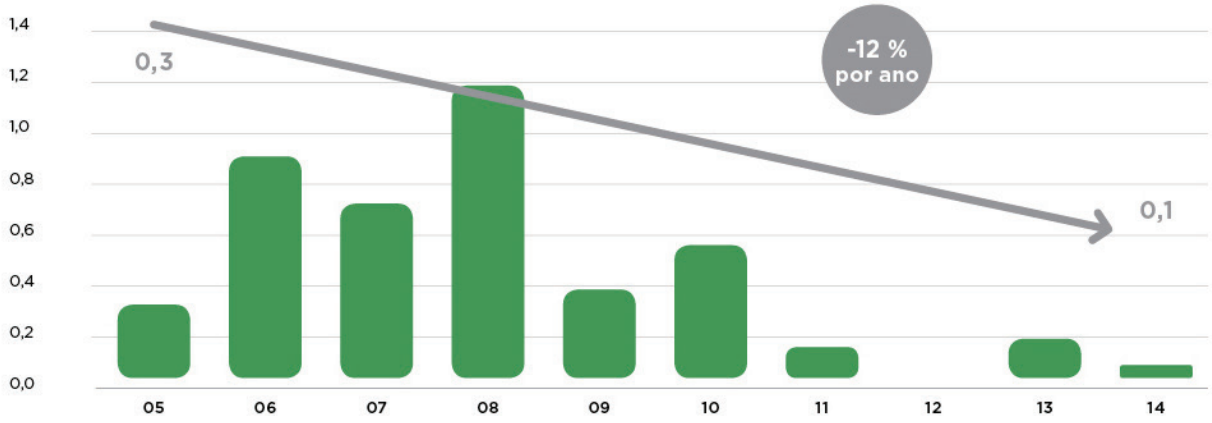
SARI – System Average Restoration Index
(minutos)



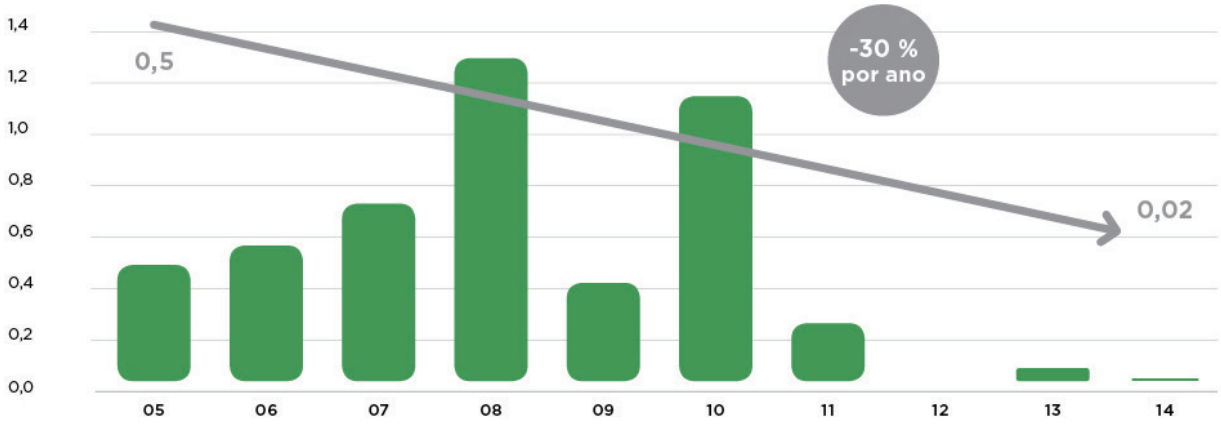
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index
(nº de interrupções/nº de pontos de entrega)



SAIDI – System Average Interruption Duration Index
(minutos)



TIE – Tempo de Interrupção Equivalente
(minutos)

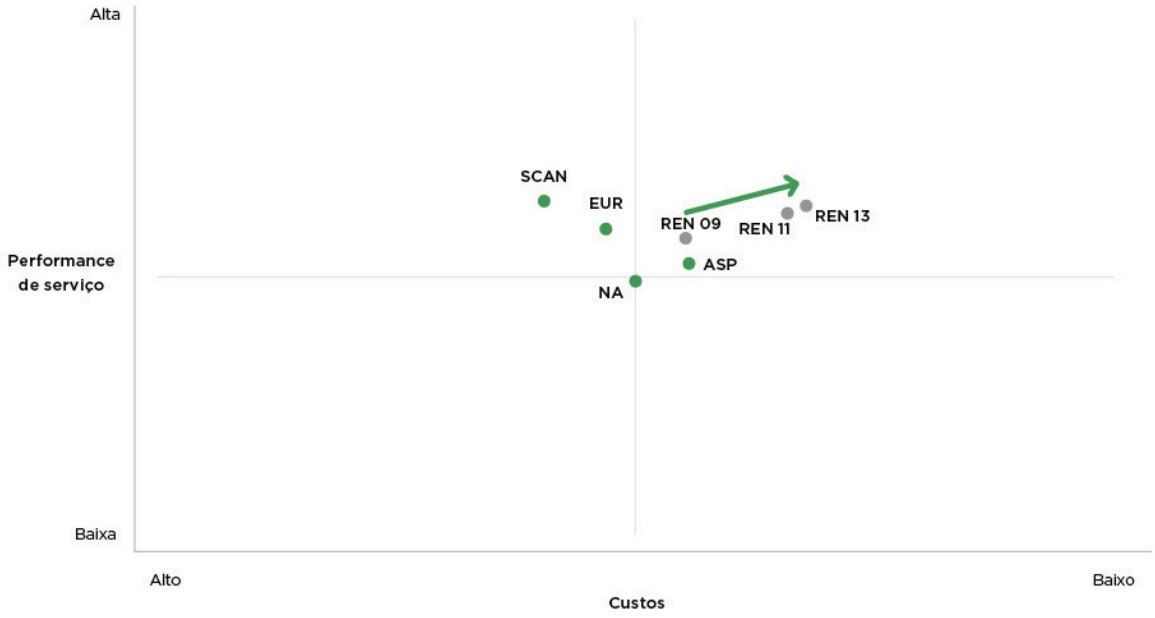


No que em particular se refere ao Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), indicador de desempenho global usualmente utilizado pelas *utilities* elétricas, o seu valor foi de 0,02 minutos em 2014, correspondendo a uma energia não fornecida de 1,8 MWh.

Na Figura 3-15, ilustram-se os resultados de estudo de *benchmarking* internacional de operação e manutenção ITOMS (Operations & Maintenance benchmark), onde se verifica que esta melhoria da qualidade de serviço tem sido acompanhada por uma otimização da eficiência operacional do ORT. Este foco na maximização da *ratio* qualidade de serviço/eficiência operacional é considerado crítico para a REN e tem contribuído para uma otimização dos encargos da infraestrutura de transporte de eletricidade na tarifa final do consumidor.

FIGURA 3-15

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



Página em Branco



04
PLANO DE INVESTIMENTOS 2016-25

REN

Página em Branco

4.1. VALORES DE INVESTIMENTO 2016-2025

Neste capítulo, apresentam-se os investimentos relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e os afetos à Gestão Global do Sistema (GGS), de acordo com a programação-objetivo contida na presente edição do PDIRT para o período 2016-2025, refletindo uma redução significativa de 39 % face ao PDIRT anterior para os três primeiros anos do período (2016-2018). Esta redução resulta da operacionalização dos 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 principalmente por objetivos estratégicos.

Complementarmente, estes montantes são também apresentados decompostos por vetor de investimento, para os períodos 2016-2020 e 2021-2025. Para o primeiro período, 2016-2020, é ainda indicado o montante anual de Transferências para Exploração para cada um dos vetores de investimento.

No Anexo 3 deste documento apresenta-se os montantes de Transferências para Exploração por projeto, bem assim como o estado de desenvolvimento dos projetos, atualizados a junho de 2015.

Os valores de investimento apresentados encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos preços de referência e respetivos fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014. Estes valores, líquidos de comparticipações[20], permitem uma melhor perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas[21].

4.1.1. Panorâmica geral dos investimentos do PDIRT 2016-2025

Nesta secção apresenta-se um resumo do investimento, 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 2016-2025 com a realização deste plano, bem como as comparticipações de promotores.

Os montantes de investimento (CAPEX) respeitantes aos projetos de desenvolvimento e/ou modernização da RNT 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 em conformidade a base de ativos da RNT atualizada com os novos elementos da RNT/remodelações, de acordo com as normas em vigor.

[20] Montantes de investimento na RNT da responsabilidade de promotores e que não impactam nas tarifas.

[21] 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 comparticipações de promotores, aos valores das transferências.

Sendo a base de ativos remunerados da REN calculada descontando as amortizações e as comparticipações de promotores, conforme o Regulamento Tarifário, cuja versão mais recente foi publicada em dezembro de 2014, apresentam-se também no Quadro 4-1 os montantes que se prevê receber no período em análise relativos a estas comparticipações. Neste plano, os valores apresentados como comparticipações de promotores dizem respeito a painéis a implementar nas instalações da RNT para ligação de novos centros electroprodutores. Como referido, os valores indicados nesta rubrica não são incluídos na base de ativos remunerados, pelo que não representam um custo a refletir nas tarifas.

O âmbito geográfico das infraestruturas constantes neste PDIRT abrange o território nacional continental, incluindo, a partir de 2007, a zona marítima, designadamente ao largo de Viana do Castelo, para receção de nova produção a partir de fontes de energia renovável como medida de política energética determinada pelo Concedente, no quadro de compromissos assumidos com a Comissão Europeia[22]. Assim, no Quadro 4-1, incluem-se os montantes de investimento relativos à acomodação da primeira fase do projeto de recolha de produção *off-shore* ao largo de Viana do Castelo (ver secção 4.2.12), que prevê, para esta fase, a ligação de um montante de 25 MW de geração de origem eólica.

A segunda fase deste projeto, a implementar após 2020, pressupõe outros reforços de rede, nomeadamente a construção de uma subestação *off-shore*, cuja conceção e projeto estão ainda em fase de estudos, não sendo possível apresentar neste Plano todos os montantes de investimento associados a estes reforços.

[22] Despacho nº 22/SEEnergia/2015, de 07-05-2015.

QUADRO 4-1

Resumo global do CAPEX, Comparticipações e Transferências para Exploração no período 2016-2025

CAPEX no período 2016-2025

CAPEX	Inv. anterior a 2016[1]	2016	2017	2018	2019	2020	Média 2021-2025[2]
Desenvolvimento Estratégico da Rede	11	38	83	31	36	79	50,5
Apoio à Rede de Distribuição	26	45	18	12	22	14	10,2
Interligações Internacionais	1	1	2	27	6	0	1,4
Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	11	32	35	28	21	20	30,6
Otimização Territorial da Rede	0	0	0	1	10	12	16,0
Total	**49**	**116**	**138**	**99**	**95**	**125**	**108,7**

Comparticipações de promotores (CAPEX) no período 2016-2025

Comparticipações	Inv. anterior a 2016[1]	2016	2017	2018	2019	2020	Média 2021-2025
Comparticipações de promotores	0	0,10	0,55	0,24	0,49	4,24	0,37

Transferências para Exploração no período 2016-2025

Transferências para exploração	2016	2017	2018	2019	2020	Média 2021-2025
Desenvolvimento Estratégico da Rede	21	104	28	35	86	51,3
Apoio à Rede de Distribuição	68	18	11	24	13	10,9
Interligações Internacionais	0	0	30	7	0	1,5
Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	35	38	30	28	11	31,5
Otimização Territorial da Rede	0	0	0	9	11	16,7
Total	**124**	**160**	**99**	**103**	**121**	**111,9**

[1] Relativo a projetos a concluir no período 2016-2020

[2] Cerca de 16 M€ de CAPEX relativo a projetos com data de entrada em serviço calendarizada para o período 2021 2025, está previsto ser realizado no período 2016-2020.

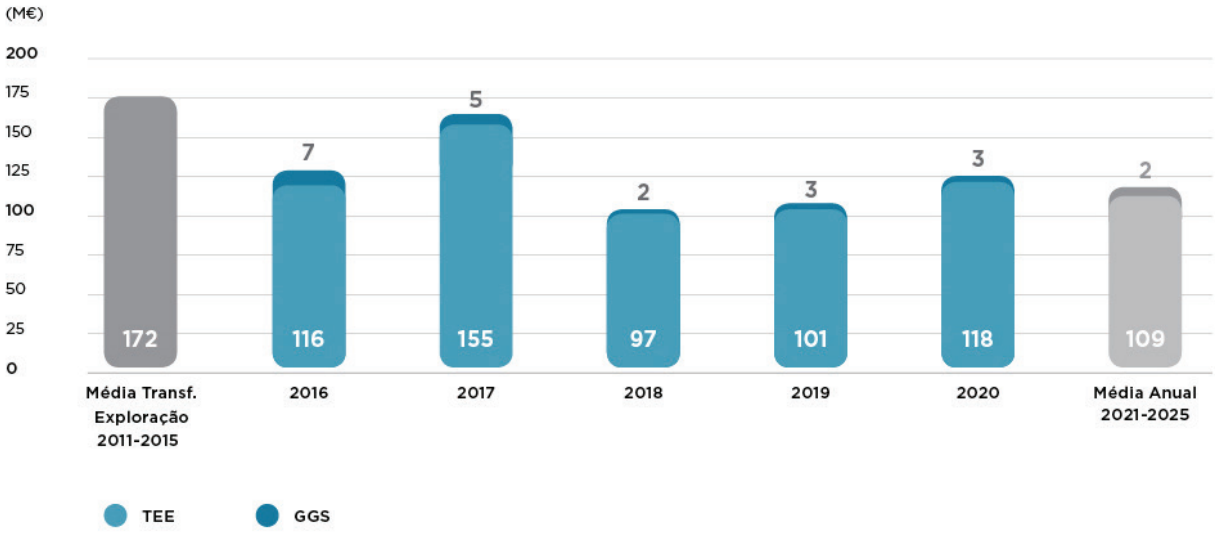
Nos pontos seguintes, são apresentados com maior detalhe os valores relativos às Transferências para Exploração previstas no período 2016-2025, a custos diretos externos eficientes com base nos preços de referência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o que permite uma maior aderência dos valores apresentados ao custo real esperado das intervenções que se prevê serem implementadas, tendo em conta as condições do mercado.

4.1.2. Transferências para Exploração no período 2016-2020

Na Figura 4-1, apresentam-se os valores estimados para as Transferências para Exploração anuais no período 2016-2020 (primeiros 5 anos de análise) consideradas neste PDIRT, bem como a sua comparação com a média das Transferências para Exploração verificadas nos últimos 5 anos (2011-2015[23]). Nesta figura, inclui-se ainda uma estimativa das médias das Transferências para Exploração no período 2021-2025 consideradas neste exercício. A análise desta figura permite concluir que a média das Transferências para Exploração prevista neste plano para os próximos 5 anos, na casa dos 121 M€/ano, apresenta uma redução significativa de cerca de 50 M€ anuais médios, quando comparada com a média das Transferências para Exploração verificada desde 2011 (que é de 172 M€). Esta redução representa cerca de 30 % comparativamente com a média verificada no período 2011-2015 e reflete, sobretudo, uma efetiva desaceleração nas taxas de progressão associadas ao crescimento e recalendarização de integração de nova produção renovável e convencional, bem como uma redução, ainda que de menor impacto, das taxas de crescimento dos consumos.

FIGURA 4-1

Transferências para Exploração de ativos da RNT no período 2016-2020



N.B.:
(1) O valor considerado para 2015 é a melhor estimativa existente à data de elaboração deste plano

Os montantes de Transferências para Exploração apresentados na Figura 4-1 incluem o investimento na RNT, no período 2016-2020, necessário à acomodação do projeto de recolha de produção *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, o qual resulta de uma determinação do Concedente. Está previsto, numa primeira fase a desenvolver até 2017, a ligação de uma potência de 25 MW de eólica *off-shore*. Para esta fase o projeto implica a construção de um cabo submarino a 150 kV (inicialmente a operar a 60 kV) desde a zona de exploração *off-shore* até à costa na zona

[23] O valor considerado para 2015 é a melhor estimativa existente à data de preparação deste Plano.

de Viana do Castelo, bem como a extensão desta ligação até à subestação de Vila Fria da RNT, representando todos estes reforços um montante de investimento da ordem dos 48 M€.

No total, a presente edição do PDIRT prevê que, no período 2016-2020, o ORT coloque em serviço cerca de 607 M€ em novos ativos e na remodelação/reconstrução de uma parte seletiva dos existentes. 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 ponto 6.4 e no Anexo 7 apresenta-se ainda, para a generalidade dos novos projetos de investimentos, as soluções adotadas e, quando aplicável, as alternativas analisadas, bem como o racional à tomada de decisão.

As Transferências para Exploração consideradas neste PDIRT resultam das necessidades de investimento na RNT mobilizadas pelos cinco vetores de investimento que, por sua vez, consubstanciam os objetivos estratégicos prosseguidos na elaboração deste Plano:

(i) Desenvolvimento Estratégico da Rede;

(ii) Apoio à Rede de Distribuição;

(iii) Interligações Internacionais;

(iv) Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos;

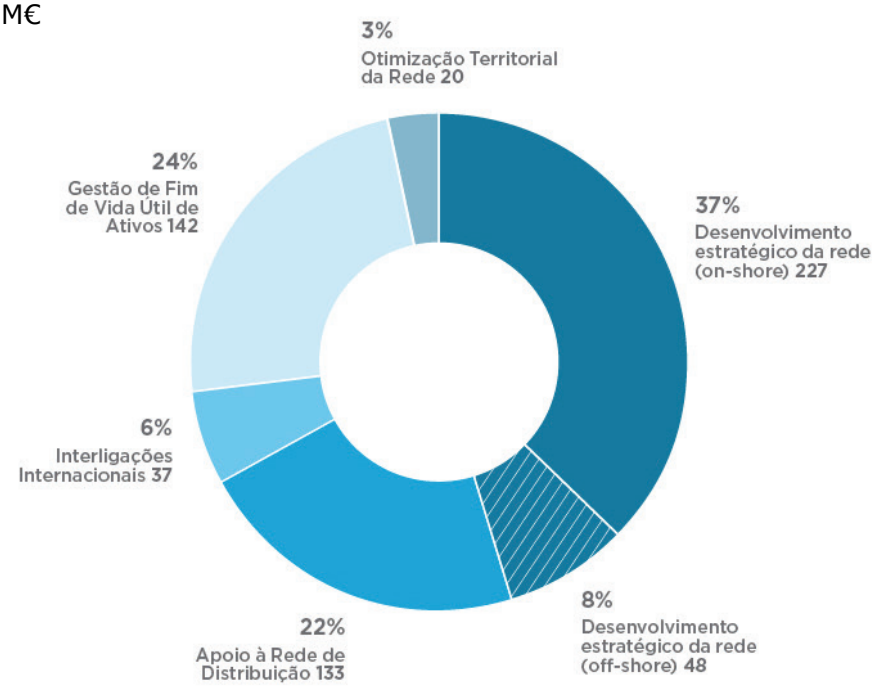
(v) Otimização Territorial da Rede.

Na Figura 4-2 é apresentada a decomposição das Transferências para Exploração por vetor de investimento no período 2016-2020, considerando as atividades de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema.

FIGURA 4-2

Transferências para Exploração por Vetor de Investimento no período 2016-2020

Unidade: M€



Do total das Transferências para Exploração no período 2016-2020, o vetor Desenvolvimento Estratégico da Rede (45 %) é o predominante, como resultado em grande parte de medidas de política energética, incluindo o projeto de receção de produção *off-shore* ao largo de Viana do Castelo.

INVESTIMENTO NA RNT MOBILIZADO POR VETOR

Nas subsecções seguintes, apresenta-se o investimento consignado neste PDIRT organizado por vetor de investimento para o período 2016-2020.

Desenvolvimento Estratégico da Rede

O vetor Desenvolvimento Estratégico da Rede contempla os investimentos necessários para acomodar as orientações de política energética para integração da nova produção, bem como os reforços de rede que são críticos para a manutenção da segurança e qualidade de serviço da RNT, num cenário de profunda alteração na localização do parque produtor, com elevada concentração de produção renovável no interior norte e centro do País (nova grande hídrica, mas também eólica) e progressiva redução do valor da potência instalada a sul de Portugal continental.

Na Figura 4-3, apresentam-se os valores anuais de Transferências para Exploração associados a este vetor, sendo de destacar o significativo adiamento de parte deste tipo de infraestruturas. Neste período, destaca-se:

- ✓ A integração das centrais hidroeléctricas do PNBEPH do Alto Tâmega e de Girabolhos, para os quais se apresenta a necessária infraestrutura de rede de transporte calendarizada para datas ajustadas para mais tarde em função das condições decorrentes dos respetivos contratos de concessão — estas infraestruturas só serão realizadas para as datas que os promotores vierem a formalizar junto do operador da rede de transporte tendo em conta as condições técnicas de que necessitem para os ensaios dos novos grupos (o que até à data da elaboração deste Plano ainda não aconteceu).

- ✓ A integração de nova renovável eólica na zona da Beira Interior, onde já existem ou estão em construção alguns empreendimentos de produção (cerca de 110 MW de origem eólica) que se ligam à rede sujeitos a restrições de operação até ao aparecimento de capacidade nesta zona.

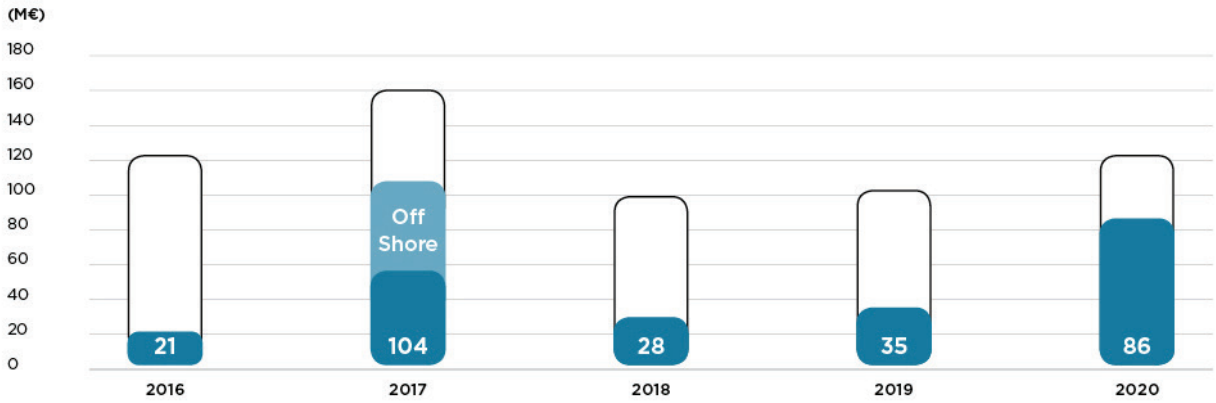
- ✓ O fecho do eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões, crítico para a segurança e garantia de continuidade de serviço na zona sul do país, em particular na ocorrência de cenários com reduzida produção a sul de Portugal continental, ou ainda, situação mais gravosa, de perda súbita de montantes elevados de produção nesta área de rede.

- ✓ Ligação do projeto de receção de produção *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, que na sua primeira fase, até 2017, contempla a implementação de um cabo submarino a 150 kV, inicialmente explorado a 60 kV, entre a zona de exploração *off-shore* e a costa na zona de Viana do Castelo, bem como a extensão desta ligação à subestação de Vila Fria da RNT.

FIGURA 4-3

Transferências para Exploração no período 2016-2020

(Desenvolvimento Estratégico da Rede)



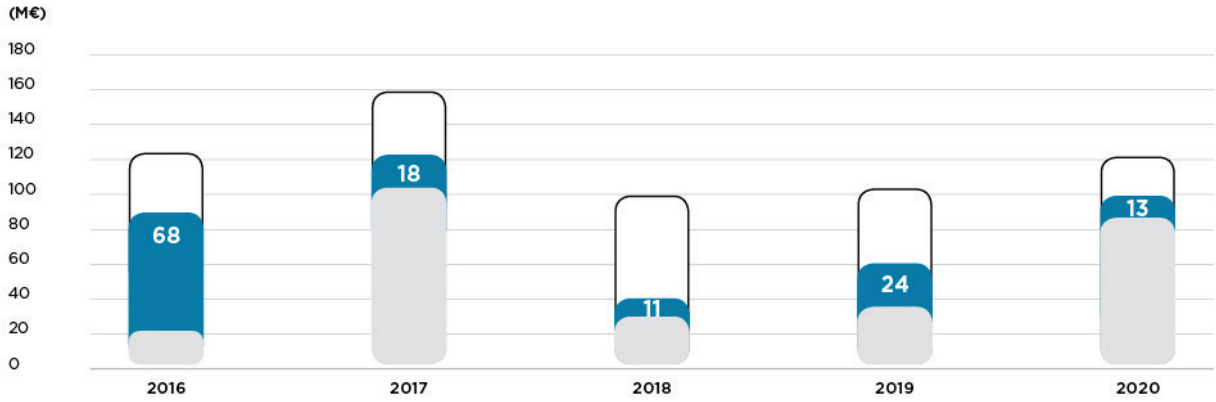
Apoio à Rede de Distribuição

As Transferências para Exploração anuais no vetor Apoio à Rede de Distribuição apresentam-se na Figura 4-4, encontrando-se em linha com a recente edição do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição - PDIRD 2015-2019. De facto, a maioria dos novos pontos injetores são alvo de um significativo adiamento face ao PDIRT anterior, à exceção do novo injetor "Alcochete", antecipado para 2016 a pedido do operador da rede de distribuição.

FIGURA 4-4

Transferências para Exploração no período 2016-2020

(Apoio à Rede de Distribuição)



Neste período destaca-se, para este vetor de investimento, a abertura dos pontos injetores de Alcochete e de Ourique numa primeira fase, e de Vila Nova de Famalicão mais tarde, bem como o reforço de alimentação à subestação da Trafaria (linha aérea/subterrânea F. Ferro - Trafaria) e à zona de Estremoz/Évora (linha Estremoz - Divor, inicialmente a operar a 60 kV integrada na RND).

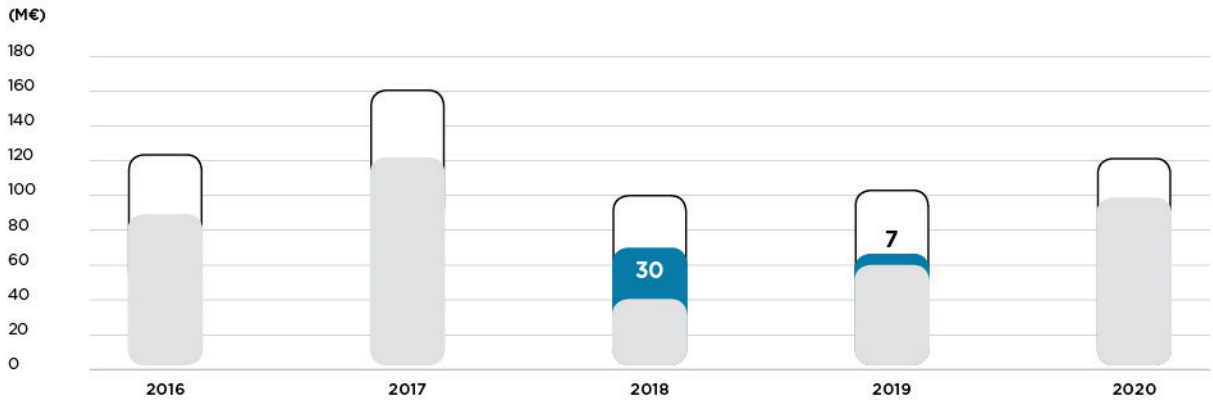
Interligações Internacionais

Para o vetor Interligações Internacionais, as Transferências para Exploração são apresentadas na Figura 4-5 e visam sobretudo assegurar os compromissos assumidos por Portugal no âmbito do MIBEL e do Mercado Interno de Energia no âmbito Europeu, nomeadamente o de alcançar 3 000 MW de capacidade de comercial de interligação com Espanha, em ambos os sentidos. Neste período, o principal reforço da RNT que concorre para este objetivo é, essencialmente, a construção da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES).

FIGURA 4-5

Transferências para Exploração no período 2016-2020

(Interligações Internacionais)



Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

O investimento na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos da rede elétrica de muito alta tensão tem como principal objetivo otimizar o uso dos equipamentos da RNT, bem como melhorar a eficiência operacional da rede, e contempla a remodelação, por obsolescência, de instalações da RNT (integral ou parcial, de linhas e de subestações) ou de sistemas de comando, proteção e controlo. A tomada de decisão sobre a estratégia de investimento neste objetivo baseia-se na avaliação do estado dos ativos da rede ponderada em função do risco que a sua operação representa para a segurança do serviço de transporte de energia elétrica.

Esta opção do ORT, visa promover uma maior seletividade nos investimentos relativos à substituição e remodelação de equipamentos, com uma maior eficiência na gestão do risco, contribuindo para uma valorização dos custos associados a este vetor de investimento. De facto,

tomando como base uma estratégia baseada na análise do estado, este Plano permite poupar ao sistema cerca de 660 M€ que de outra forma seriam gastos se se baseasse a decisão de substituição de ativos em fim de vida com base exclusivamente na sua idade. Não obstante, esta estratégia permite desonerar significativamente o sistema mas incorpora riscos operacionais, que podem ser controlados e geridos com uma adequada monitorização e análise sistemática que o ORT realiza aos ativos constituintes da RNT.

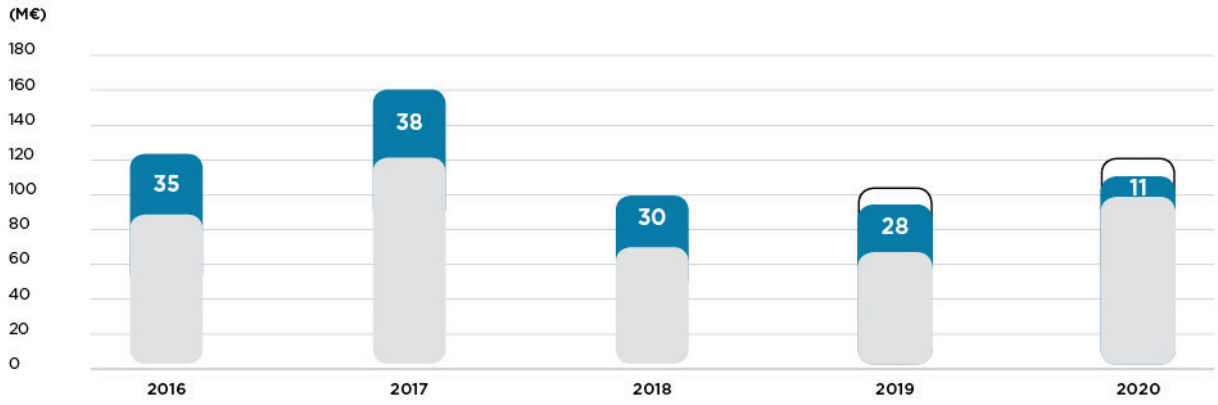
Na Figura 4-6, indicam-se os montantes anuais estimados de Transferências para Exploração referentes à Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos, no período em causa.

Neste período, para além da substituição de diversos sistemas de comando, proteção e controlo, e de outros equipamentos MAT/AT e ativos singulares, como transformadores, disjuntores, elementos de linhas de transmissão, edifícios e infraestruturas de instalação elétrica geral, faz também parte deste plano a remodelação integral de duas das atuais subestações da RNT: a do Carregado e do Porto Alto.

FIGURA 4-6

Transferências para Exploração no período 2016-2020

(Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos da Rede)



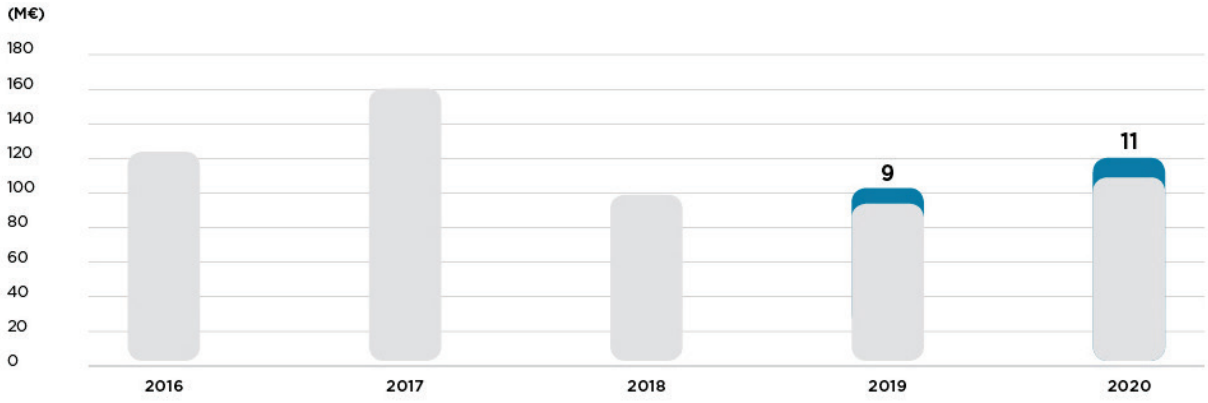
Otimização Territorial da Rede

Finalmente, e no sentido de ir ao encontro das solicitações de alguns *stakeholders*, a REN inclui neste PDIRT um conjunto de projetos que visam minimizar os impactos da rede de transporte de muito alta tensão em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas nas zonas do Porto e de Lisboa ou consideradas património mundial (Alto Douro Vinhateiro). Para o período 2016-2020, as Transferências para Exploração previstas neste Plano sobre esta matéria - Otimização Territorial da Rede - consideram a primeira fase da reconfiguração de alguns circuitos existentes na área metropolitana do Porto, bem como uma intervenção na região do Alto Douro Vinhateiro, cuja realização está dependente de avaliação pelo concedente dos estudos em elaboração.

FIGURA 4-7

Transferências para Exploração no período 2016-2020

(Otimização Territorial da Rede)



INVESTIMENTO ESPECÍFICO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No período 2016-2020, o presente Plano considera um conjunto de investimentos associados com a Gestão Global do Sistema (GGS), designadamente em infraestruturas críticas para as funções de Despacho Nacional (DN) e Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS), incluindo também a remodelação de dois edifícios - em Sacavém e em Lisboa - nas instalações afetas à Rede Nacional de Transporte. No Quadro 4-2, apresentam-se estes valores de investimentos para o período 2016-2020, discriminando-se os montantes afetos a edifícios dos restantes.

QUADRO 4-2

Transferências para Exploração em GGS, RTS e Edifícios

Unidade: M€

Tipo de Investimento	2016	2017	2018	2019	2020
GGS e RTS	2,2	2,7	2,4	2,6	2,6
Edifícios[1] (DN, *Data Center* e Ed. Av. EUA)	5,3	10,6	-	-	-

[1] Na componente de remodelação de edifícios, as Transferências para Exploração afetas à GGS incluem 100% do valor da remodelação do edifício em Sacavém (Despacho Nacional e Data Center) e 20% do valor da remodelação do edifício da Av. EUA onde são realizadas actividades inerentes à concessão da RNT (neste, os restantes 80% estão afectos a TEE).

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, este inclui, para além de infraestruturas técnicas, parte ou a totalidade das remodelações dos edifícios mencionados no quadro anterior. Assim, um dos projetos afetos à GGS diz respeito à remodelação do edifício da antiga subestação de Sacavém para acomodar o

Despacho Nacional e o *Data Center* da RTS. Este projeto, estruturante para o desenvolvimento estratégico da RNT, é descrito e justificado com detalhe em secção própria neste PDIRT. A GGS acolhe ainda uma parte dos custos previstos para a remodelação do edifício sede do ORT localizado em Lisboa, onde são desenvolvidas atividades nucleares da concessão afetas ao Transporte de Energia Elétrica (80 %), e à Gestão Global do Sistema (20 %). Estes projetos visam assegurar de forma sustentada os requisitos de Segurança, Higiene e Saúde no Trabalho, ambientais, e de climatização e segurança para o funcionamento dos equipamentos.

4.1.3. Transferências para Exploração no período 2021-2025

No período 2021-2025, as Transferências para Exploração totalizam um montante de aproximadamente 560 M€. A repartição deste montante pelos vetores de investimento encontra-se ilustrada na Figura 4-8.

Relativamente ao vetor Desenvolvimento Estratégico da Rede, que representa quase metade (46 %) do investimento da REN neste período, os montantes apurados neste PDIRT resultam na sua maioria da integração das orientações de política energética nacional, sendo que a sua efetiva realização está dependente da evolução destas políticas nos próximos anos e do respetivo ritmo de implementação, sendo o PDIRT revisto a cada dois anos, deste modo captando e adaptando os seus conteúdos em função da real evolução futura destes fatores.

Neste vetor não estão considerados os reforços de rede em meio marinho necessários à acomodação da segunda fase do projeto de receção de produção *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, que prevê, na sua segunda fase, a ligação de um montante de potência até 200 MW. Os reforços de rede necessários ainda se encontram em fase de estudo, sendo, nesta altura, apenas possível apresentar com algum detalhe parte dos reforços de rede previstos em terra, os quais implicam a construção de uma linha a 150 kV desde a atual subestação de Vila Fria até à futura de Ponte de Lima (representando cerca de 6 M€) tirando partido da capacidade de receção criada com a abertura desta subestação.

No vetor Apoio à Rede de Distribuição, os montantes apurados traduzem a melhor estimativa do ORT, tendo em consideração o possível desenvolvimento na fronteira transporte-distribuição, representando este vetor cerca de 10 % do total do investimento previsto no período 2021-2025.

O investimento associado a Interligações Internacionais representa 1% do montante total neste período.

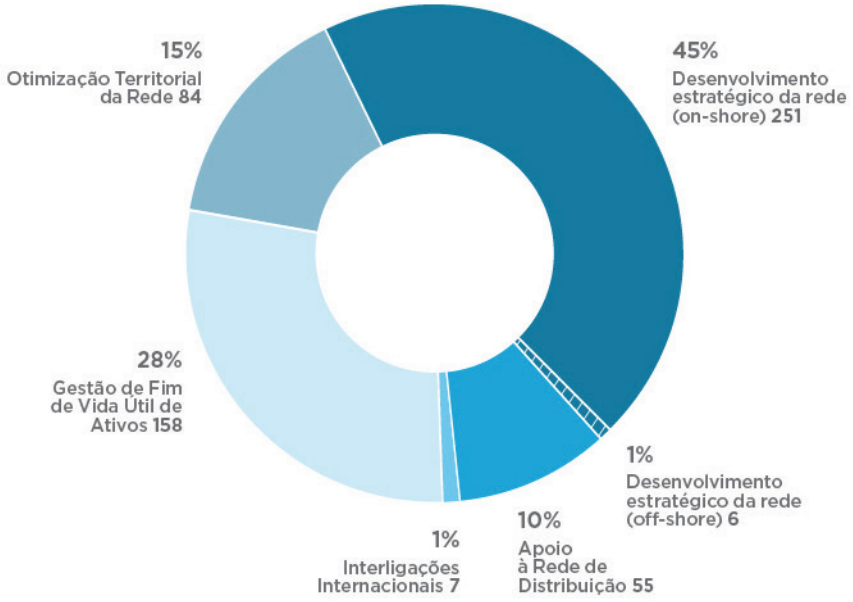
A Gestão de Fim de Vida Útil dos Ativos representa, neste período, cerca de 28 % das Transferências para Exploração, facto que reflete a necessidade de intervenção em alguns ativos da RNT a médio prazo para manutenção da fiabilidade e segurança de operação da rede, mantendo-se a perspetiva de intervir de forma seletiva nos equipamentos que apresentem, a essa altura, índices de estado suscetíveis de evoluírem para níveis que possam pôr em risco a segurança de pessoas e bens. Face à incerteza sobre a evolução do estado destes equipamentos, este valor será naturalmente adaptado no próximo exercício do PDIRT, mediante novo cálculo dos respetivos indicadores. Registe-se, no entanto, que a calendarização dos investimentos para Gestão de Fim de Vida Útil dos Ativos é suportada numa estratégia de avaliação do estado e do risco e não

meramente no seu tempo de vida contabilístico, o que permite custos evitados para o sistema muito relevantes, como o que se estima para o primeiro quinquénio do Plano.

FIGURA 4-8

Transferência para Exploração no período 2021-2025

Unidade: M€



Tal como referido *supra*, o montante alocado à Otimização Territorial da Rede está relacionado com a valorização socioambiental decorrente das diversas solicitações de *stakeholders* em áreas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional, e que encontram neste Plano um adiamento de calendarização face ao atual contexto macroeconómico, estando o ORT naturalmente disponível para reavaliar os projetos e a sua respetiva calendarização à luz dos outros elementos que possam vir a ser considerados relevantes, esperando que as entidades representativas dos interessados com responsabilidade administrativa possam dar testemunho da oportunidade e valor que este tipo de intervenção pode suscitar.

Refere-se que nos montantes de investimento indicados na Figura 4-8 estão também incluídos os valores referentes a dois projetos identificados para integração de renováveis no nordeste e no centro de Portugal continental, os quais não estão detalhados na caracterização técnica dos investimentos da RNT, estando aqui incluídos estritamente a título indicativo.

4.1.4. Comparticipações

O DL 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 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.

Nesta perspetiva, são identificados neste capítulo os montantes de investimento relativos a comparticipações, sendo que, neste exercício de PDIRT, estes montantes têm que ver exclusivamente com a construção de novos painéis em instalações da RNT para ligação de centros electroprodutores, cujos encargos são da responsabilidade dos respetivos promotores. Assim, os montantes indicados nesta secção não estão incluídos nas Transferências para Exploração apresentadas nos pontos anteriores, 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 decorrentes de apoios de fundos europeus à concretização de infraestruturas, nomeadamente as classificadas como Projetos de Interesse Comum (PIC), à data de execução deste Plano, a REN encontra-se a aguardar o resultado da sua candidatura para acesso a apoio de financiamentos a estudos de alguns dos atuais PIC, bem como da recandidatura ao estatuto de PIC dos projetos apresentados no ponto 1.5, pelo que se considera extemporânea a apresentação de quaisquer valores.

Neste enquadramento, os montantes estimados relativos a comparticipações de promotores constantes neste PDIRT ascendem a 7,5 M€, distribuídos conforme o Quadro seguinte:

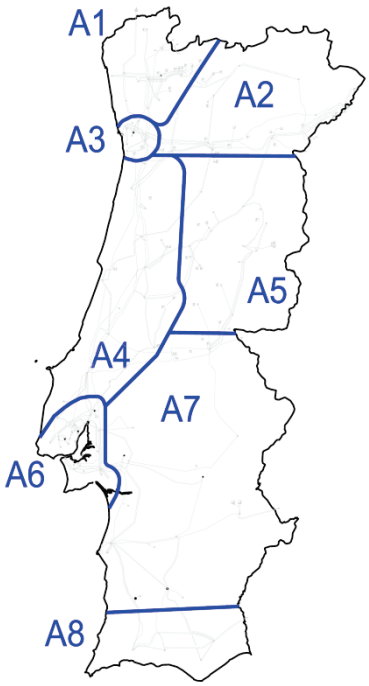
QUADRO 4-3

Comparticipações de Promotores

Período	M€
2016-2020	5,6
2021-2025	1,9

4.2. INVESTIMENTOS NO DESENVOLVIMENTO DA RNT

Este capítulo contém uma apresentação e descrição dos principais projetos de investimento da RNT previstos neste PDIRT, sem prejuízo de uma caracterização e justificação individual mais detalhada, que está contida no Anexo 7 e no Anexo 8. A apresentação dos projetos de investimento está organizada seguindo uma sequência geográfica por grandes áreas do Continente, a saber:



Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto

Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro

Área 3 - Grande Porto

Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

Área 5 - Beira interior

Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal

Área 7 - Alentejo

Área 8 - Algarve

Estas áreas não seguem uma correspondência com regiões administrativas existentes, mas decorrem antes da estrutura e comportamento da RNT, em ligação e proximidade com as áreas mais importantes de concentração de consumos ou de centros eletroprodutores.

Cabe aqui referir, uma vez mais, que na definição das soluções de desenvolvimento da RNT, em resposta às necessidades e objetivos estratégicos estabelecidos, o operador da RNT procura criar soluções que permitam, na medida do mais possível, dar resposta simultânea às diferentes necessidades e objetivos identificados, procurando as soluções otimizadas de desenvolvimento da rede que minimizem os custos de investimento e a ocupação territorial, sem comprometer uma evolução estratégica de mais longo prazo. Isto é tão mais importante quanto, como se sabe, a implementação das novas infraestruturas ao nível da rede MAT tem geralmente tempos de concretização bastante elevados, por vezes da ordem dos 4-5 anos, ou mais, nem sempre totalmente compatíveis com as dinâmicas de alteração de contexto que amiúde ocorrem.

Deste modo, a escolha das soluções de rede tem de ter em consideração todas estas dinâmicas, necessitando de conter níveis adequados de flexibilidade e robustez para poder ajustar-se às incertezas inerentes ao processo de planeamento, isto sem perder de vista o vetor estratégico subjacente à evolução das redes, tão mais importantes numa rede de transporte, em que uma parte não despiciente dos projetos associados representa volumes de investimento de alguma

dimensão, mas que, ao mesmo tempo, contêm cada vez mais uma maior dificuldade de concretização, em particular por questões de natureza socioambiental. Isto implica que a seleção dos projetos deve ter em conta, não apenas as necessidades de curto prazo, mas também incorporar, quando se justifique, uma perspetiva de longo prazo, minimizando, num período mais alargado de vida útil das infraestruturas, tanto os volumes totais de investimento necessário como também a ocupação territorial.

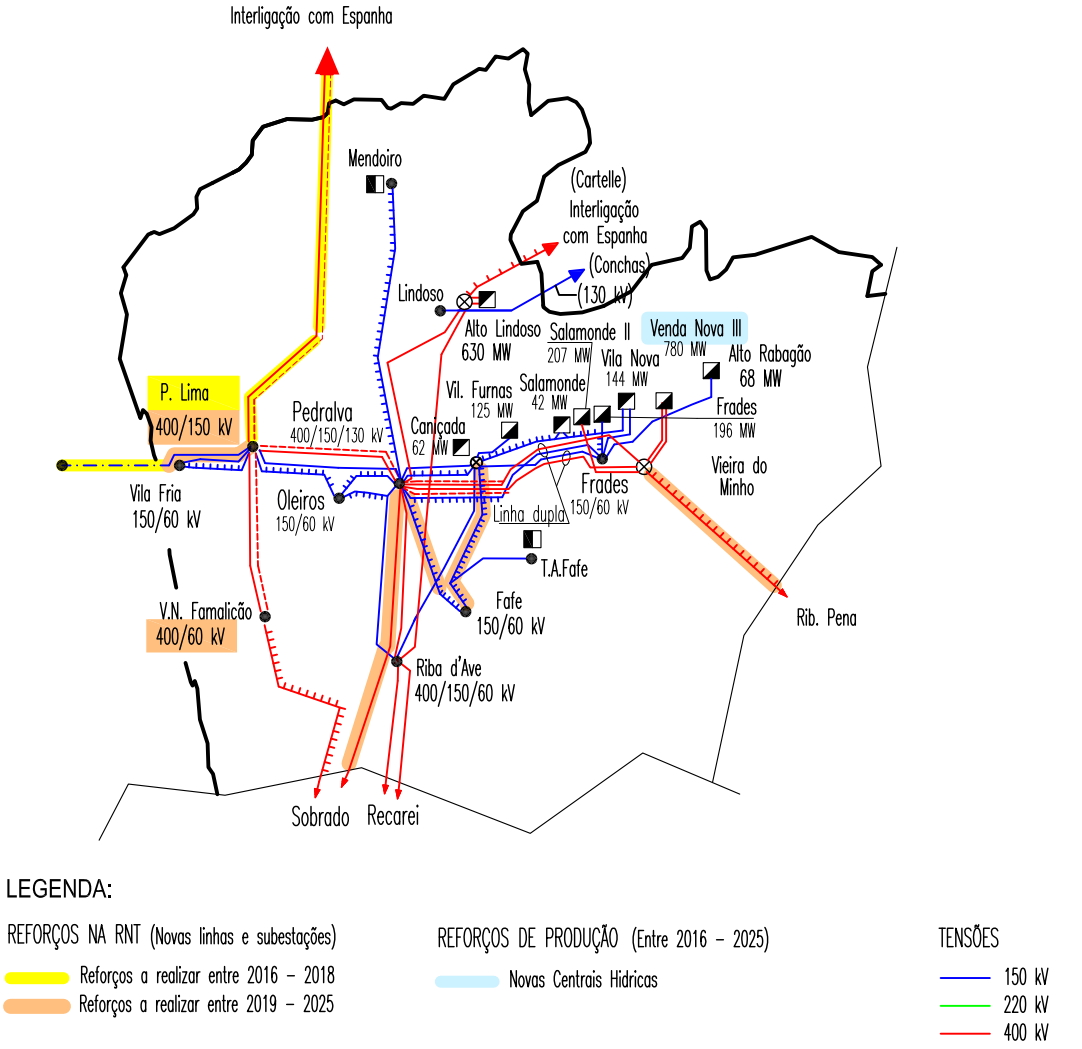
É também de recordar que, e na linha das preocupações acima referidas, na procura e definição de soluções para o desenvolvimento e reforço da RNT, sempre que possível e se revele mais favorável do ponto de vista ambiental e de ordenamento do território, procura-se tirar partido de corredores já estabelecidos e/ou de infraestruturas já existentes e com desativação prevista, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais.

Como mencionado, nos textos deste capítulo não se faz uma descrição completa e exaustiva de cada um e todos os projetos do PDIRT, mas antes uma referência relativamente àqueles de maior relevância. O Anexo 7 e o Anexo 8 contêm informação mais detalhada sobre o *portfolio* de projetos do PDIRT. Os mapas apresentados ao longo deste capítulo, relativos a cada uma das áreas mencionadas, ilustram o desenvolvimento previsto nessa área até 2025, último ano do horizonte deste Plano.

A janela temporal abrangida por este Plano é de dez anos: os primeiros três dizem respeito maioritariamente a obras que se encontram em curso ou prestes a iniciar, e os dois seguintes a investimentos com uma elevada probabilidade de concretização nesse horizonte. Os últimos cinco anos do Plano assumem um carácter mais indicativo, estando a sua concretização, no formato e nas datas indicados, dependente 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, revisto a cada dois anos.

De referir também que, apesar da retração verificada no atual cenário macroeconómico relativamente à evolução dos consumos, a necessidade de reforço ao abastecimento local continua a estar presente em determinados pontos da RNT, seja porque a garantia e qualidade de fornecimento apresenta já debilidades que é necessário ultrapassar, seja por questões associadas à remodelação/alteração de operação da RND que o operador da respetiva rede perspetiva e que expressou no seu próprio plano de desenvolvimento e investimento PDIRD que recentemente foi apresentado em consulta pública.

4.2.1. Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)
- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)
- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES
- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

NOVA INTERLIGAÇÃO A 400 KV MINHO - GALIZA

No âmbito do MIBEL estão acordados entre Portugal e Espanha objetivos de capacidade de troca de 3 000 MW para fins comerciais, em ambos os sentidos. Para dar satisfação a esta meta torna-se necessário o reforço das interligações internacionais, em particular na zona Minho/Galiza, onde o grande 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 atualmente fator de limitação à 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 significativo aumento do valor de energia que aflui a esta zona da rede proveniente, no curto prazo, dos reforços de potência do Cávado (987 MW, de Salamonde II e Venda Nova III), e mais tarde das centrais do Tâmega, contribui também para uma elevada ocupação desta zona da rede.

Deste modo, de forma a proporcionar o aumento para 3 000 MW do valor mínimo das capacidades de troca internacionais, em particular no sentido de importação, encontra-se 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, está prevista a abertura de uma nova instalação da RNT em Ponte de Lima (subestação de Ponte de Lima), inserida na ligação 'zona do Porto' - Vila Nova de Famalicão – Pedralva, e a partir da qual se desenvolverá uma nova linha de 400 kV até à fronteira com Espanha, a linha Ponte de Lima (PT) – Fontefria (ES).

Este projeto, previsto para 2016 no anterior PDIRT 2014-2023, foi adiado e encontra-se agora previsto para 2018, de forma coordenada com o operador da rede espanhola, o que permitirá um desenvolvimento de uma solução que promova a convergência de fatores críticos socioambientais com minimização dos impactes globais em ambos os Estados Membros.

ARTICULAÇÃO 400/150 KV EM PONTE DE LIMA

Já no período indicativo do PDIRT está prevista a possibilidade de instalação de autotransformação 400/150 kV na subestação de Ponte de Lima, e a abertura neste ponto das linhas a 150 kV Oleiros - Vila Fria 1 e 2 e da linha Pedralva – Vila Fria, com o objetivo de reforço da capacidade de alimentação ao conjunto das subestações de Vila Fria e Oleiros (total de 510 a 560 MW entre 2020-2025), evitando, deste modo, a construção de novas linhas de 150 kV a partir da subestação de Pedralva, de alguma extensão (superior a 20 km) e com elevadas dificuldades de passagem, e também custos superiores de implementação.

Não obstante a sua inscrição neste PDIRT, a título indicativo para o segundo quinquénio, uma definição mais fina da data de concretização deste reforço encontra-se dependente de análises a desenvolver, tendo em consideração a real evolução futura das necessidades da RNT nesta região.

RECEÇÃO DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL *OFF-SHORE* AO LARGO DE VIANA DO CASTELO

O Concedente, através do ofício com a sua ref.ª Proc.º EI2.0, de janeiro de 2015, deu conhecimento ao ORT da aprovação de reserva de capacidade de injeção na RESP de 25 MW, informando igualmente da aprovação do início dos trabalhos associados aos estudos do projeto de ligação à RNT de uma infraestrutura para receção de energia eólica *off-shore* ao largo de Viana do Castelo.

Também, através do Despacho n.º 22/SEEnergia/2015, de 07-05-2015, do Senhor Secretário de Estado da Energia, enviado ao ORT, deu o Concedente indicações para que a concessionária da RNT continue os trabalhos e conclua a construção das infraestruturas elétricas de ligação do projeto de eólica *off-shore*, no calendário previsto.

Neste sentido, o PDIRT prevê nesta região a implementação de um conjunto de reforços de rede, os quais, apresentados aqui de uma forma resumida, são desenvolvidos em três fases:

- ✓ Fase 1 (2017) - Instalação a partir da costa na zona de Viana do Castelo de um cabo submarino dimensionado para 150 kV, mas inicialmente operado a 60 kV, o que permite

uma capacidade máxima de receção de 80 MVA (limitada a 50 MVA por restrições de capacidade na subestação de Vila Fria; desta capacidade em Vila Fria há a descontar o valor de 25 MW, já atribuído pelo Concedente);

- ✓ Fase 2 (2020-2022) - Entrada em operação de uma subestação *off-shore* 150/60 kV da RNT, para ligação ao cabo submarino implementado na Fase 1, passando este a operar a 150 kV; em *on-shore*, a ligação a Vila Fria estabelecida na Fase 1 será prolongada em linha aérea a 150 kV para ligação à subestação de Ponte de Lima da RNT. Esta fase permite aumentar a capacidade de receção *off-shore* até um máximo de 200 MVA.

- ✓ Fase 3 (previsivelmente após 2025) - Nesta fase, torna-se possível aproveitar maior potencial *off-shore*, duplicando a capacidade de receção para 400 MVA com a instalação de nova transformação na subestação *off-shore*, duplicação do cabo submarino e outros reforços *on shore*, quer nos 150 kV quer ao nível da rede a 400 kV da RNT (reforços estes que nesta altura se encontram ainda indefinidos).

Uma descrição em maior detalhe sobre o conteúdo e programação deste projeto, pode ser vista no ponto 4.2.12, apresentado mais adiante neste documento.

LIGAÇÕES A 150 KV FAFE – CANIÇADA E FAFE - PEDRALVA

A alimentação à subestação de Fafe é, no presente, realizada essencialmente 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, no qual o troço entre Riba d'Ave e a zona do Porto já se encontra totalmente fora de serviço, os 150 kV de Riba d'Ave irão, de forma gradual, assumindo 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 'desenhada' em duas etapas distintas, com uma primeira a partir de Riba d'Ave, conforme referido, e uma segunda suportada em ligações a Caniçada e a Pedralva. Esta segunda etapa contempla o prolongamento dos dois ramais (ambos em linha dupla) construídos para desvio para Fafe das linhas Terras Altas de Fafe – Riba d'Ave e Caniçada – Riba d'Ave 2, o primeiro deles até ao posto de corte da Caniçada e o segundo até à subestação de Pedralva.

Estes dois reforços encontravam-se ambos calendarizados para o segundo quinquénio do PDIRT. No entanto, face ao estado de conservação menos bom que apresenta a atual linha a 150 kV Caniçada – Riba d'Ave 1, já muito antiga (de 1955, com origem na antiga Caniçada - Ermesinde 2) e de reduzida capacidade (91/134 MVA, respetivamente verão/inverno), foi antecipada para o final do primeiro quinquénio do PDIRT a ligação de Fafe ao posto de corte da Caniçada, permitindo desativar definitivamente, nesse mesmo horizonte, a referida linha a 150 kV Caniçada – Riba d'Ave 1 e optar, no muito curto prazo, por uma intervenção nesta linha de muito menor dimensão e custo, evitando-se assim o sobrecusto de uma maior antecipação da ligação ao posto de corte de Caniçada.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Vieira do Minho

A integração na RNT das centrais do PNBEPH, localizadas na zona do Alto Tâmega, incluindo a central do Fridão, será conseguida pelo estabelecimento de um eixo a 400 kV desde a futura subestação de Ribeira de Pena até à atual subestação da Feira, passando pelo posto de corte do Fridão (ver Área 2). Contudo, face aos elevados montantes de potência em causa (cerca de 1 400 MW), o eventual disparo da ligação Fridão - Feira pode causar no sistema a perda instantânea de um elevado valor de potência (que pode alcançar os referidos 1 400 MW), resultando num desvio muito significativo no balanço geração-consumo.

Neste contexto, o estabelecimento da prevista ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, criando uma segunda via de escoamento da produção deste conjunto de centrais, evitará um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à referida perda de 1 400 MW.

A data de concretização deste projeto depende das necessidades decorrentes da efetiva evolução dos projetos de nova produção previstos nesta zona, a definir em estreita articulação com os seus promotores.

Criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão

O novo ponto injetor da RNT de Vila Nova de Famalicão irá apoiar consumos da RND localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde, possibilitando resolver constrangimentos futuros (2018) identificados na rede local da RND (redução de ENF de 5,1 MWh/ano), com uma maior aproximação na entrega de energia a centros de consumo com elevada expressão, sendo acompanhado de uma redução nas distâncias e, consequentemente, nas perdas de transporte via RND (redução de 6 973 MWh/ano).

Este novo injetor, anteriormente previsto para 2017, teve a sua data de concretização adiada na presente Proposta de PDIRT 2016-2025 para a parte final do primeiro quinquénio do PDIRT. Não obstante, caso os novos estudos em desenvolvimento conjunto com o operador da RND mostrem a sua necessidade noutras datas, o operador da RNT fará os ajustes necessários.

Eixo a 400 kV Pedralva – zona do Porto (Sobrado)

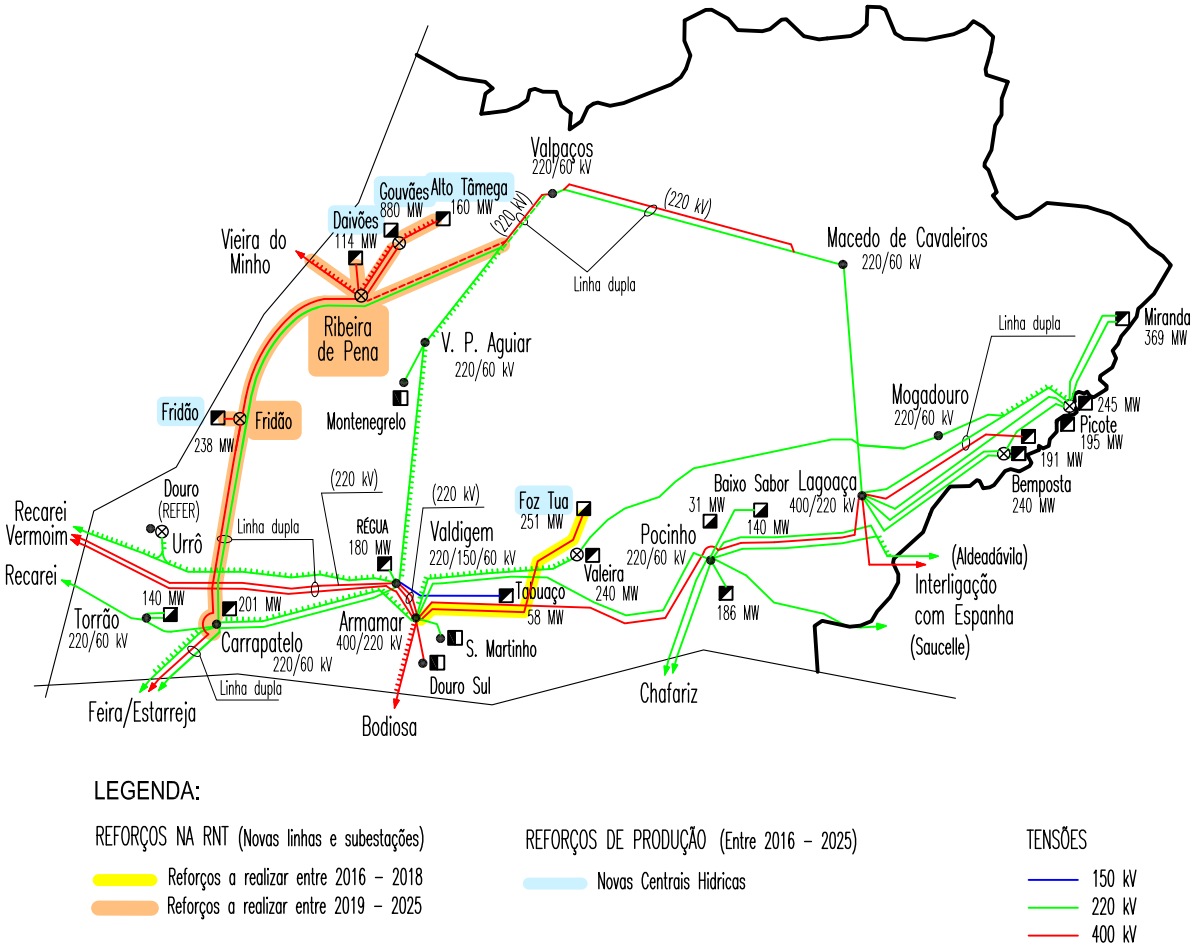
Faz parte deste projeto o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto. Para a sua concretização poderão vir a ser utilizados traçados de linhas de 150 kV existentes na região, desde que a sua reconstrução se mostre viável e mais vantajosa em termos socioambientais, face à alternativa de definição de um corredor novo para a sua construção.

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 nos valores-objetivo de 3 000 MW, designadamente no sentido de importação, face a aumentos previsíveis (que podem

atingir valores até 500 MW) dos fluxos no eixo Galiza - Minho – Porto, resultantes, nomeadamente, do crescimento da geração instalada no norte de Portugal e na região da Galiza. Simultaneamente, este reforço de rede permitirá incrementar o valor da capacidade de receção na região (na casa dos 300 a 400 MW).

A data prevista de concretização deste projeto foi alvo de adiamento neste PDIRT, tendo em consideração as novas atualizações sobre as perspetivas de evolução dos parques produtores português e espanhol nesta região.

4.2.2. Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro



LIGAÇÃO A 400 KV RIBEIRA DE PENA – FRIDÃO - FEIRA

Devido à incerteza sobre o horizonte de concretização efetiva dos novos centros eletroprodutores de Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Fridão, as infraestruturas da RNT necessárias para disponibilização de tensão de rede são recalendarizadas para a data mais tarde da exploração industrial do primeiro grupo, ficando o promotor responsável por formalizar a data efetiva em que venha a requerer tensão na rede.

Para integração na RNT da produção das centrais do PNBEPH de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, com ponto de interligação à RNT na subestação de Ribeira de Pena, e da central do Fridão, no posto de corte do Fridão, está previsto no desenvolvimento estratégico da RNT, como já referido, a construção de uma nova linha a 400 kV entre a futura subestação de Ribeira de Pena e a atual da Feira. À subestação de Ribeira de Pena, num caso, e ao posto de corte do Fridão, no outro, afluirão as linhas provenientes das centrais, promovidas pelos respetivos promotores.

O montante global de potência associada a este conjunto de centrais representa cerca de 1 400 MW, distribuído por Gouvães (880 MW reversíveis), Alto Tâmega (160 MW), Daivões

(114 MW) e Fridão (238 MW), pelo que, o eventual disparo da ligação Fridão-Feira pode causar a perda instantânea de um elevado valor de potência (até 1 400 MW). Deste modo, o estabelecimento da prevista ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, criando uma segunda via de escoamento da produção deste conjunto de centrais, evitará um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à referida perda de 1 400 MW.

De forma a facilitar a implementação de uma nova ligação a 220 kV entre a subestação de Vila Pouca de Aguiar e a do Carrapatelo (mais adiante descrita), entre Ribeira de Pena e a zona do Carrapatelo esta linha será suportada em apoios de linha dupla com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, evitando a necessidade de construção de uma segunda linha ao longo do mesmo corredor, minimizando assim a ocupação territorial e os custos globais de investimento na RNT.

Ligação a 220 kV entre Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes, servida pelo eixo da RNT a 220 kV que alimenta as subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, apresentam atualmente valores reduzidos (cerca de 70 MW no conjunto das três instalações), tendo em consideração o potencial existente na região, em particular de origem eólica. De forma a proporcionar o aumento das capacidades de receção nesta região de Trás-os-Montes, em particular no que se refere à possibilidade de ligação de novos centros eletroprodutores renováveis, está prevista a criação de uma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapatelo.

Um outro objetivo deste projeto é o de proporcionar um reforço na garantia de continuidade de serviço no conjunto das subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, as quais se encontram ligadas em série na malha de Trás–os-Montes e em que a indisponibilidade de uma das ligações Lagoaça - Macedo de Cavaleiros ou Vila Pouca de Aguiar - Valdigem potencia condições para a perda simultânea destes três injetores (160 MW de consumo em 2020).

Esta ligação, tirando partido doutras infraestruturas na região necessárias ao desenvolvimento da RNT, será, em grande parte do seu traçado, suportada num dos circuitos de uma linha dupla a construir na região, equipada com um circuito a 220 kV e outro a 400 kV, em que o circuito de 400 kV se destina ao escoamento da produção das centrais do PNBEPH do Alto Tâmega (projeto Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Fridão - Feira).

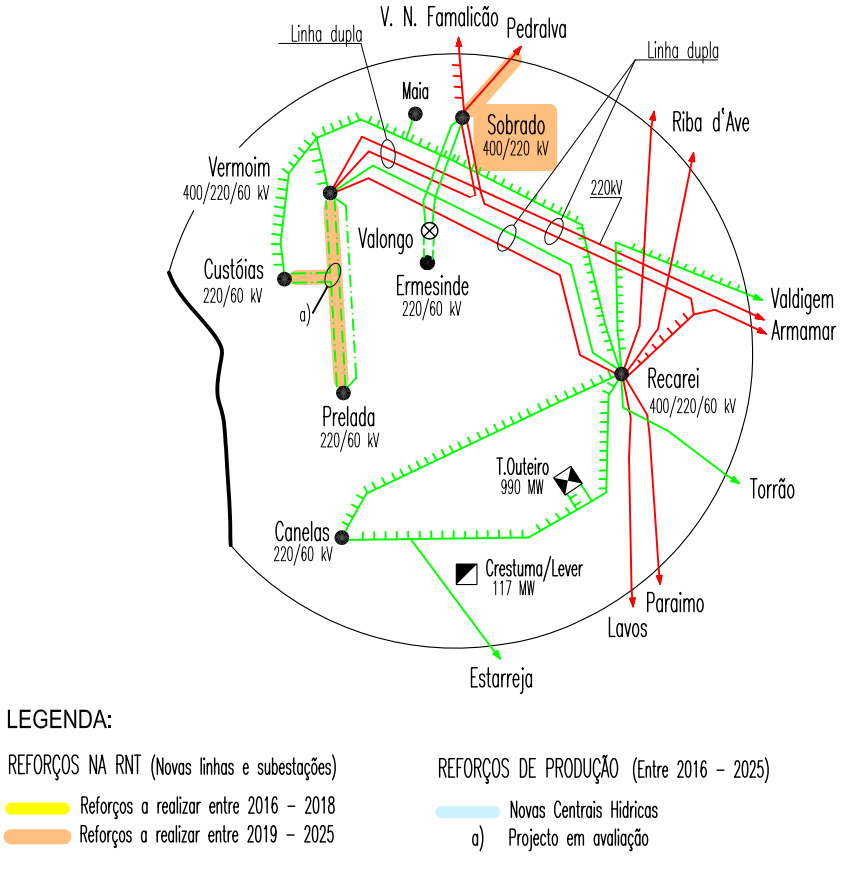
Face à retração verificada na evolução das metas de renováveis, nesta proposta de PDIRT a nova ligação a 220 kV entre Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo foi adiada para o fim do primeiro quinquénio do PDIRT.

Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV)

Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar – Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foi efetuada a 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 relocalização fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes. A realização desta intervenção, inscrita como possibilidade de vir a ser implementada em 2020, depende ainda de uma avaliação dos estudos em curso, a serem aprovados pelo Concedente.

4.2.3. Área 3 - Grande Porto



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)
- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)
- Novas Centrais Hídricas
- a) Projecto em avaliação

TENSÕES
- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO 400/220 KV DO SOBRADO

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.

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 que asseguram o 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 elevado consumo (na casa dos 210-220 MW em 2020), pelo que, no sentido de ultrapassar esta situação, encontra-se previsto na futura subestação de Sobrado a instalação de autotransformação 400/220 kV e do nível de tensão de 220 kV, a partir do qual se passará a alimentar Ermesinde com melhor e mais adequada fiabilidade e garantia de continuidade de serviço, ao facultar uma redução da ordem dos

35 % no valor da taxa média de falhas dos seus atuais dois circuitos de alimentação, dos quais um deles apresenta valores acima da média para o nível de tensão de 220 kV (2,21 'vs' 1,63 falhas/ano).

Cumulativamente, esta subestação permitirá também obter um maior equilíbrio de fluxos entre as duas ligações a 400 kV que unem os importantes nós da RNT na zona do Porto, de Recarei e de Vermoim, alimentando valores elevados de consumo (superior a 900 MW em 2020). Contribuirá ainda, mais tarde e com a construção da linha Pedralva - Sobrado, para que seja possível continuar a assegurar o valor objetivo de 3 000 MW de capacidade mínima de interligação entre Portugal e Espanha, em presença de fluxos norte-sul elevados no eixo Minho-Porto, com acréscimos que podem atingir os 500 MW face a incrementos na potência instalada no norte de Portugal e na região da Galiza.

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

Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto

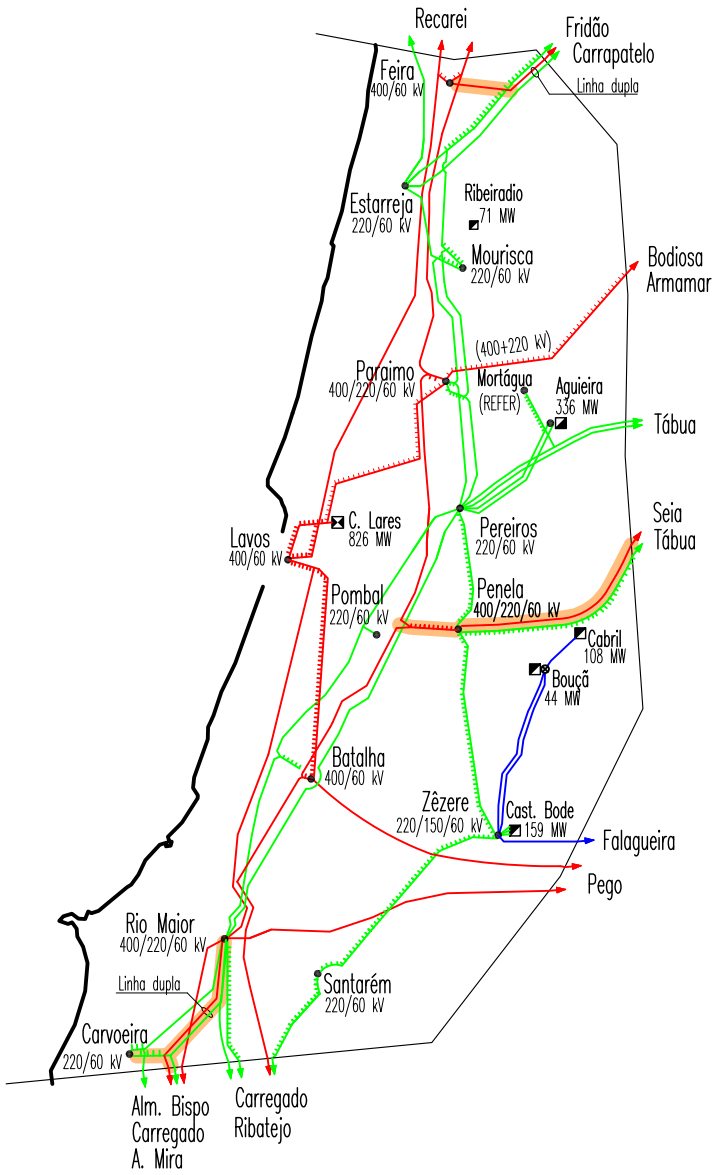
As propostas constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

Estas propostas 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, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2020 e 2022.

4.2.4. Área 4 - Faixa litoral entre o Grande Porto e a Grande Lisboa



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)
- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)
- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES
- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

LIGAÇÃO A 400 KV ENTRE A ZONA DE SEIA E O LITORAL

Integrado no projeto da nova ligação a 400 kV entre a zona de Seia e o Litoral, projeto este descrito com maior detalhe na Área 5, está previsto com maior impacto nesta zona a introdução do nível de tensão de 400 kV na subestação de Penela e o desvio e abertura em Penela da atual linha

a 400 kV Paraimo-Batalha. A subestação de Penela receberá também uma nova linha a 400 kV proveniente da zona de Seia, mediante a qual a futura central de Girabolhos se ligará à RNT e será também criada capacidade adicional de receção para nova produção no lado poente da Serra da Estrela na futura subestação de Seia.

Este conjunto de infraestruturas está nesta edição do PDIRT previsto para o final do primeiro quinquénio, em horizonte muito posterior ao previsto em anteriores PDIRT. Contudo, a data efetiva de realização destes reforços está ainda dependente da real evolução dos novos empreendimentos de produção previstos e dos acordos a estabelecer com os respetivos promotores.

Segundo autotransformador 400/220 kV da subestação de Paraimo

Com o objetivo de assegurar a garantia n-1 na ligação entre as redes de 400 e 220 kV na zona centro-litoral, está previsto na subestação de Paraimo a entrada ao serviço do segundo autotransformador 400/220 kV. Com a instalação desta unidade assegura-se que, em caso de falha da única existente, as duas redes – a de 400 e a de 220 kV - se possam conservar ligadas, mantendo a sua complementaridade e adequação aos diferentes regimes de hidraulicidade/eolicidade, concorrendo para a segurança de abastecimento e integração de produção na região centro.

Esse projeto, mercê da avaliação da evolução dos fluxos energéticos associados à evolução do binómio produção-consumo, foi adiado face a anteriores edições do Plano, estando agora previsto para o final do primeiro quinquénio do PDIRT.

Nova ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e de Carvoeira

A subestação da RNT da Carvoeira encontra-se presentemente abastecida através de dois circuitos de 220 kV, os quais, na 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 qualquer dos apoios deste troço, o serviço prestado por este injetor poderá ser interrompido.

Deste modo, com o objetivo de aumentar a segurança de abastecimento aos consumos que dependem da atual subestação de Carvoeira (110 MW em 2020), está previsto o estabelecimento de um novo circuito de alimentação a 220 kV com origem na subestação de Rio Maior, através de um corredor de alimentação alternativo e obviando as restrições descritas. Com este novo circuito a continuidade de alimentação a Carvoeira fica também mais assegurada perante situações de indisponibilidade de um dos circuitos Rio Maior – Carvoeira ou Carvoeira – Trajouce.

O estabelecimento deste novo circuito a 220 kV Rio Maior-Carvoeira, encontra-se integrado na primeira fase de uma nova ligação a 400 kV a estabelecer entre a subestação de Rio Maior e a Grande Lisboa (projeto descrito mais adiante), a qual entre Rio Maior e a zona da Carvoeira será dupla com um circuito a 400 kV e outro a 220 kV.

Relativamente a anteriores PDIRT, face a alguma retração na evolução dos consumos e à sua dimensão, este projeto viu a sua data de concretização sofrer adiamento.

LIGAÇÃO A 400 KV RIO MAIOR - ZONA NORTE DA GRANDE LISBOA

Este projeto prevê a construção de uma ligação 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 ligação 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 acompanhado de uma redução na metade sul (redução de potência em grandes centrais térmicas).

A referida passagem deste novo eixo pelas zonas da Carvoeira e de Almargem do Bispo tem em vista, por um lado, facilitar o reforço de alimentação à subestação da Carvoeira (referido noutro projeto *supra*), e por outro potenciar a abertura futura de uma possível instalação na zona de Almargem do Bispo (ainda a estudar em maior detalhe), apoiando consumos nos concelhos de Sintra e de Mafra.

Face à retração verificada na evolução dos consumos, na presente proposta de PDIRT este reforço foi adiado relativamente a edições anteriores, encontrando-se previsto para o final do primeiro quinquénio. Contudo, se a evolução da potência de produção instalada a sul vier a ter uma alteração substancial face ao presente, a antecipação deste projeto será uma necessidade.

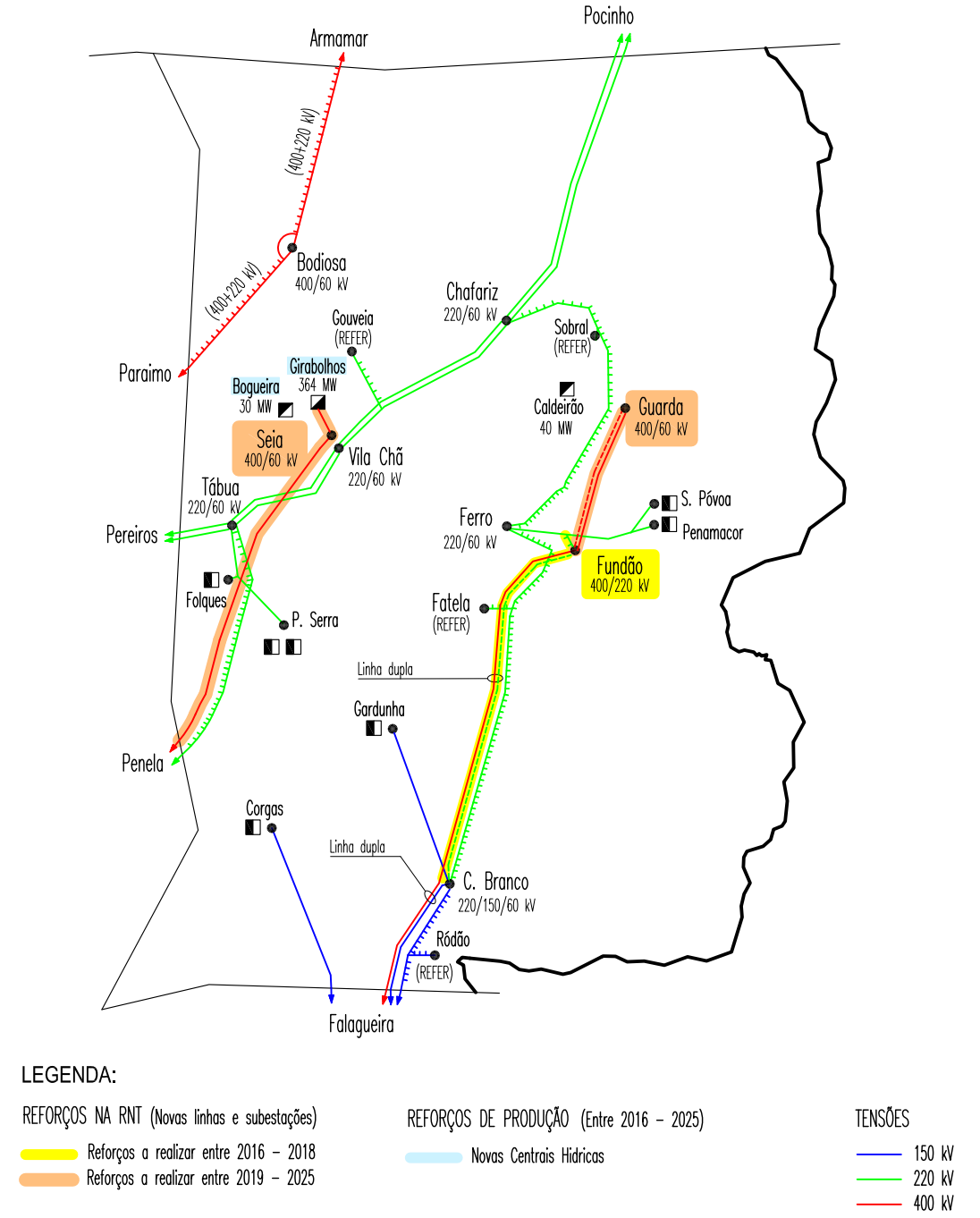
SEPARAÇÃO DE TERNOS NO EIXO A 220 KV CARREGADO – SANTARÉM – ZÊZERE - PENELA

As subestações de Santarém e do Zêzere estão inseridas num eixo a 220 kV que vai desde a subestação do Carregado até às de Penela/Pereiros. Este eixo é constituído por apoios de linha dupla em toda a sua extensão, mas em que os seus dois circuitos estão presentemente a ser explorados unidos, ou seja, ligados a um mesmo painel em cada extremo. Isto significa que a indisponibilização de uma qualquer destas linhas ou dos respetivos painéis terminais, obriga à indisponibilização de ambos os circuitos. Em situações mais restritivas, a indisponibilização de uma das linhas Carregado-Santarém ou Zêzere-Penela faz perder a segurança n-1 de alimentação às subestações de Santarém e Zêzere, criando-se condições para a perda simultânea destes dois injetores da RNT. A esta situação acresce o facto de que, para que seja possível manter em operação a atual linha a 150 kV Zêzere – Falagueira, já muito antiga, seriam necessários investimentos avultados de substituição no curto prazo.

A separação de ternos no eixo Carregado - Santarém – Zêzere – Penela permitirá minimizar os períodos de tempo em que as subestações de Santarém e do Zêzere (cerca de 350 MW de consumo em 2016) tenham de operar sem segurança n-1, aumentando deste modo a sua fiabilidade e garantia de continuidade de serviço, possibilitando ainda retirar de serviço a linha de 150 kV Zêzere – Falagueira, evitando os dispêndios avultados necessários à sua reabilitação.

A implementação deste reforço encontra-se prevista para os anos de 2016 e 2017.

4.2.5. Área 5 - Beira interior



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)
- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)
- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES
- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

Ligação a 400 kV entre a zona de Seia e o Litoral

Devido à incerteza sobre o horizonte de concretização efetiva do novo centro eletroprodutor de Girabolhos, as infraestruturas da RNT necessárias para disponibilização de tensão de rede são recalendarizadas para a data mais tarde da exploração industrial do primeiro grupo, ficando o promotor responsável por formalizar a data efetiva em que venha a requerer tensão na rede.

A nova ligação a 400 kV a estabelecer entre a zona de Seia, onde está prevista uma nova subestação da RNT, e o litoral, prevê a construção de uma linha a 400 kV desde a zona de Seia até à atual subestação de Penela, que será ampliada com o nível de 400 kV, e o desvio e abertura em Penela da atual linha a 400 kV Paraimo-Batalha.

Numa primeira fase, estas novas infraestruturas, alinhadas com o desenvolvimento estratégico da RNT, possibilitarão a integração na RNT da central do PNBEPH de Girabolhos (364 MW reversíveis), com ponto de interligação à RNT na futura subestação de Seia, onde chegará a linha vinda da central. Numa segunda fase, criam também nesta zona capacidade de receção para nova produção renovável, em projetos de menor dimensão, com a instalação do nível de 60 kV. A mais largo prazo, este eixo fará parte de uma ligação a 400 kV rodeando por norte a Serra da Estrela (já previsto em anteriores Planos e que neste se apresenta sem data-objetivo e de forma meramente indicativa para o segundo quinquénio, a avaliar em edições subsequentes do PDIRT).

Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira

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 de nova geração nas regiões da Beira interior e norte da Serra da Estrela, onde já existem ou estão em construção alguns empreendimento de produção (de origem eólica), e que se ligam à rede sujeitos a restrições de operação até ao aparecimento de capacidade nesta zona, conforme condições constantes na ficha 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 electroprodutores renováveis), criando nesta região interior um montante de capacidade adicional da ordem dos 500 MW.

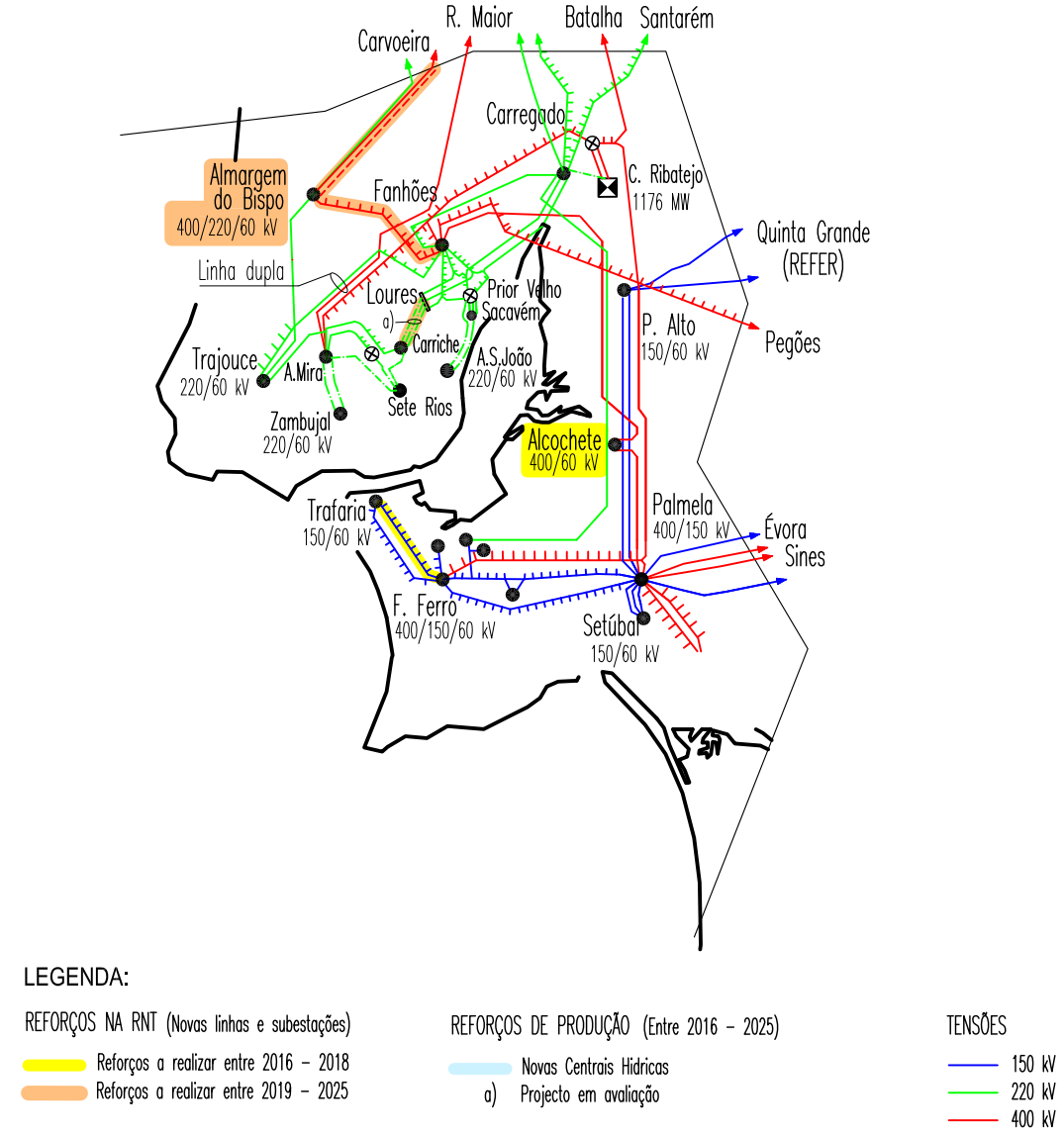
Este reforço está previsto para 2017, desbloqueando restrições de rede já existentes no presente. Em anteriores exercícios de PDIRT encontrava-se previsto para horizonte temporal mais cedo, mas a retração verificada nos últimos anos sobre a taxa de evolução dos objetivos nacionais de energias renováveis, levou ao seu adiamento.

Nova subestação 400/60 kV da Guarda

O projeto de abertura da subestação 400/60 kV da Guarda prevê a introdução nesta zona de uma nova subestação MAT/AT para criação de condições para a receção de nova energia eólica proveniente do potencial existente nesta região. Esta subestação será alimentada através do prolongamento até à zona da Guarda da linha Falagueira-Fundão a 400 kV. Numa fase posterior, possivelmente para além do horizonte temporal abrangido pelo presente PDIRT (aqui inscrito sem data-objetivo e de forma meramente indicativa, a ser objetivada em edições futuras do Plano), esta ligação fará parte integrante de um eixo a 400 kV que, circundando por norte a Serra da Estrela, ligará as subestações de Penela e da Falagueira, conforme avaliado anteriormente em sede de Avaliação Ambiental Estratégica.

O momento mais adequado para a criação da nova subestação da Guarda da RNT, calendarizado para o segundo quinquénio do PDIRT, será ainda alvo de ajuste em função da evolução futura que se venha a verificar relativamente ao aproveitamento do potencial renovável desta região.

4.2.6. Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal



ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE ALMARGEM DO BISPO

Em horizonte temporal mais dilatado, antevê-se a possibilidade de abertura de um novo ponto injetor na zona ocidental de Grande Lisboa, previsivelmente na zona de Almargem do Bispo, para apoio a consumos localizados nos concelhos de Sintra e Cascais. A abertura desta subestação tira partido de novo eixo a 400 kV a constituir entre as subestações de Rio Maior e de Fanhões ("Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa", também descrito nesta Área), ficando inserida neste eixo.

Não obstante a sua inscrição no período indicativo deste Plano, i.e. no segundo quinquénio, este projeto, antevisto para o longo prazo, encontra-se ainda em fase de estudos e maturação, podendo

vir a ser alvo de ajustes de natureza diversa, nomeadamente no que se refere à sua localização e muito em particular à data de concretização.

Abertura da subestação de Alcochete

A abertura da nova subestação da REN de Alcochete, prevista para 2016 neste PDIRT, tem a sua data de abertura antecipada face à anterior Proposta de PDIRT 2014-2023, antes 2017, após solicitação nesse sentido manifestada pelo operador da RND junto do operador da RNT e expresso no plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição recentemente apresentado em consulta pública.

O crescimento urbano verificado na margem esquerda do rio Tejo, na zona do Montijo/Alcochete, motivou o estudo entre os operadores da RNT e da RND da possibilidade de abertura de um novo ponto injetor MAT/AT na zona. Com a abertura da subestação de Alcochete será possível ultrapassar constrangimentos verificados ao nível da RND em caso de falha de uma de várias linhas locais da RND (redução de ENF de 46,7 MWh/ano), permitindo, simultaneamente, uma redução significativa de perdas na RND (redução de 5 367 MWh/ano). Os benefícios deste projeto ficarão ainda mais reforçados com a eventual entrada em exploração da subestação Plataforma Logística da RND. O novo ponto injetor da RNT de Alcochete será alimentado a 400 kV, por abertura da atual linha Palmela - Fanhões.

Reforço de ligação à subestação da Trafaria

A subestação 150/60 kV da RNT da Trafaria encontra-se, atualmente, alimentada por um duplo circuito proveniente da subestação de Fernão Ferro, suportado em apoios de linha dupla em todo o seu percurso. Significa isto que, em caso de avaria grave envolvendo um ou mais dos apoios desta linha, é elevado o risco de quebra de continuidade de serviço no injetor Trafaria. De modo a ultrapassar definitivamente esta severa limitação, encontra-se previsto, para 2016, o estabelecimento de uma nova ligação a 150 kV entre Fernão Ferro e Trafaria, a qual, devido a restrições relacionadas com a ocupação do território na zona, se encontra com atraso face ao inicialmente previsto.

Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa

Este projeto, já referido na Área 4, prevê a construção de uma ligação a 400 kV entre as subestações de Rio Maior e de Fanhões, de modo a reforçar a capacidade de transporte norte-sul na zona litoral, que será sucessivamente mais solicitada, com o progressivo aumento do valor da potência de produção instalada na metade norte do território, em simultâneo com uma redução na metade sul (redução de potência em grandes centrais térmicas). No seu trajeto esta ligação passará, já na região da Grande Lisboa, pela zona de Almargem do Bispo, potenciando a abertura, mais tarde, de uma nova subestação na zona para apoio a consumos localizados nos concelhos de Sintra e de Mafra.

Face à retração verificada nos anos mais recentes na evolução dos consumos, este reforço está agora neste PDIRT previsto para mais tarde, relativamente a anteriores edições, encontrando-se colocado no período indicativo, i.e., no segundo quinquénio.

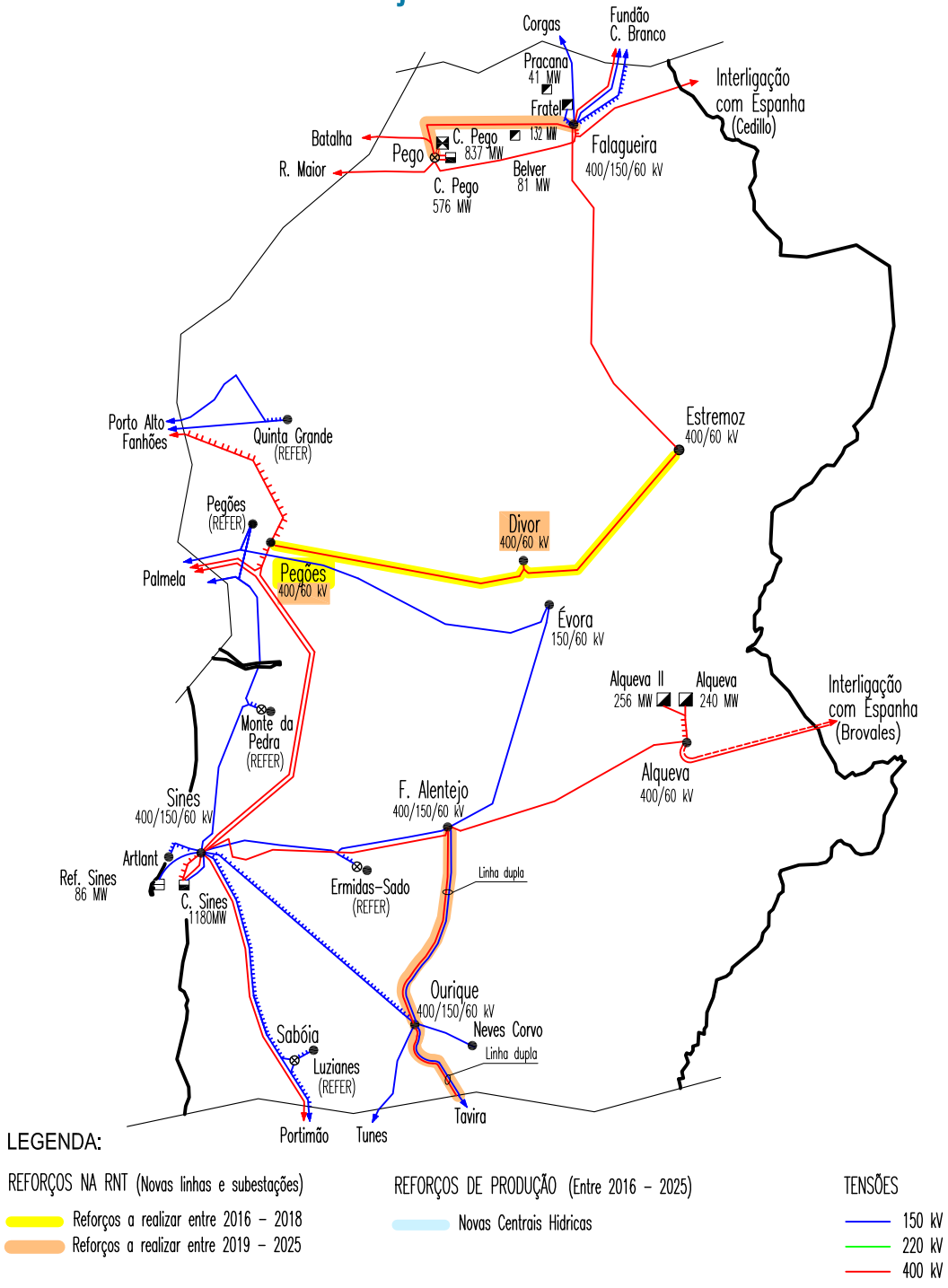
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa

As propostas 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.

Estas propostas 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, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente da finalização de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever desde já a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2023 e 2025.

4.2.7. Área 7 - Alentejo



SEGUNDA LIGAÇÃO A 400 KV FALAGUEIRA - PEGO

Faz parte deste projeto a construção de uma segunda ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o posto de corte do Pego, com o duplo objetivo de, por um lado facilitar o escoamento

dos fluxos que confluem na subestação da Falagueira provenientes do eixo da Beira interior, resultantes de produção a partir de fontes de energia renovável localizada nas zonas mais interiores do norte e centro, e por outro reforçar o eixo de interligação do Tejo. No troço compreendido entre as zonas da Falagueira e do Pego, esta linha poderá tirar partido do corredor da atual linha a 150 kV Zêzere - Falagueira, reconvertendo-a para 400 kV em parte do seu traçado, desde que esta solução se mostre socioambientalmente mais favorável.

A data de concretização deste projeto foi alvo de novo adiamento neste PDIRT, encontrando-se calendarizada para o segundo quinquénio e ainda dependente de reanálises a desenvolver.

Nova linha Estremoz – Divor a 400 kV

A linha Estremoz-Divor faz parte do objetivo estratégico de desenvolvimento da RNT, em resposta a diversos objetivos estratégicos. Com o seu prolongamento, mais tarde, até à zona de Pegões, a nova linha Estremoz - Divor permitirá, por um lado estabelecer pela região interior uma ligação entre as metades norte e sul do país, criando as condições para uma adequada resposta da RNT perante situações de grandes desequilíbrios norte-sul do parque gerador, com particular destaque para variações bruscas de valor significativo (e.g. disparos de grupos geradores), e por outro dotar a subestação de Estremoz da pretendida segurança n-1, a qual não é tecnicamente viável através do recurso a fechos de malha pela rede AT da RND, conforme os estudos conjuntos realizados entre o ORT e o ORD referidos *supra*. Possibilita ainda a implementação de uma solução robusta e duradoura para alimentação à zona de Évora, com a abertura, mais tarde, da subestação de Divor, esta adiada face à edição anterior do Plano.

Sendo um investimento impactante, o eixo Estremoz - Divor - Pegões está planeado ser desenvolvido em duas fases, a primeira das quais apenas entre Estremoz e Divor e na qual esta nova infraestrutura fica, temporariamente, integrada na rede de distribuição, possibilitando dar condições de segurança n-1 de alimentação a consumos da região, exceto as que dependem de contingências singulares na rede MAT, uma vez que a subestação de Estremoz está apenas alimentada por uma única linha da RNT.

Em articulação com o projeto "Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – (Divor) - Pegões", para além da referida melhoria na segurança n-1 da rede e da resiliência face ao parque eletroprodutor, este projeto possibilita ainda aumentar, num montante entre 300 a 400 MW, a capacidade de receção de nova geração nesta zona do Alto Alentejo, onde o potencial solar apresenta uma expressão apreciável.

A linha Estremoz – Divor encontra-se neste Plano prevista para 2016.

Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – (Divor) - Pegões

Dando sequência ao projeto da nova linha a 400 kV Estremoz-Divor, atrás referido, está previsto neste projeto o prolongamento desta linha até à zona de Pegões, onde será criado um novo posto de corte da RNT onde se interligarão o novo eixo a 400 kV Falagueira-Estremoz-Pegões com o já existente no litoral, também a 400 kV, entre as subestações de Sines e Palmela e a zona da

Grande Lisboa. Este projeto contempla ainda a passagem à exploração a 400 kV das linhas Falagueira-Estremoz e Estremoz-Divor, o mesmo acontecendo com a atual subestação de Estremoz, concebida desde o seu início para essa possibilidade, concretizando-se nessa altura a atribuição de adequação n-1 às cargas alimentadas pela subestação de Estremoz.

Com a concretização deste projeto, que irá facilitar as transferências de energia entre as metades norte e sul de Portugal, ficam agora estabelecidas 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), obrigando a deslastre de consumos.

Com este fecho fica também assegurada a bi-alimentação em MAT à atual subestação de Estremoz, cf. referido, 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. Efetivamente, no presente, a subestação de Estremoz encontra-se alimentada a 150 kV, a partir de um único circuito proveniente da subestação da Falagueira com um comprimento significativo (89 km), o que, do ponto de vista da fiabilidade e da segurança de abastecimento, obriga a uma solução estratégica para o desenvolvimento da rede nesta zona, com vista à segurança de abastecimento dos consumos dependentes da subestação de Estremoz.

Paralelamente, fica também potenciada a possibilidade de criação de uma alimentação mais robusta e duradoura às cargas servidas atualmente pela subestação de Évora, com a abertura da subestação de Divor, esta, no entanto, para mais tarde.

Este fecho possibilita ainda aumentar, num montante entre 300 a 400 MW, a capacidade de receção de nova geração nesta zona do Alto Alentejo, onde o potencial solar apresenta uma expressão apreciável. 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 da ordem de 2 000 MW (ver Quadro 5-7).

Este projeto encontra-se calendarizado para 2018 na presente Proposta de PDIRT 2016-2025.

Abertura da subestação de Divor

A abertura do injetor Divor encontra-se na presente proposta de PDIRT calendarizado para o inicio do segundo quinquénio, em data mais tarde que em anteriores edições do PDIRT

A atual subestação de Évora é uma instalação limitada, na qual o estado de conservação das suas três unidades de transformação, duas das quais já de idade bastante considerável (47, 39 e 30 anos), exige um acompanhamento e uma atenção especial. Por outro lado, estudos realizados com vista ao reforço da capacidade de alimentação MAT a este injetor, identificaram a inviabilidade de conseguir fazer chegar a este ponto da RNT uma terceira linha de alimentação em MAT, o que, a

prazo, condiciona fortemente o crescimento desta instalação. A nova subestação 400/60 kV de Divor, integrada no eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, possibilitará obviar as dificuldades identificadas relativamente à manutenção e crescimento da subestação de Évora, com uma transferência progressiva de consumos de Évora para Divor. A par dos objetivos acima referidos, com a abertura de Divor são também criadas condições para um aumento da capacidade de receção de nova geração na região, nomeadamente baseados no aproveitamento da energia solar.

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR EM PEGÕES

Este novo ponto injetor da RNT tem neste PDIRT a sua data de abertura referida para o segundo quinquénio, representando um adiamento face a edições anteriores do PDIRT. Não obstante, decorrem ainda estudos entre os operadores da RNT e RND com vista a uma reanálise de alguns dos pressupostos relacionados com este novo injetor, no sentido de uma revisão da data mais adequada para a sua abertura.

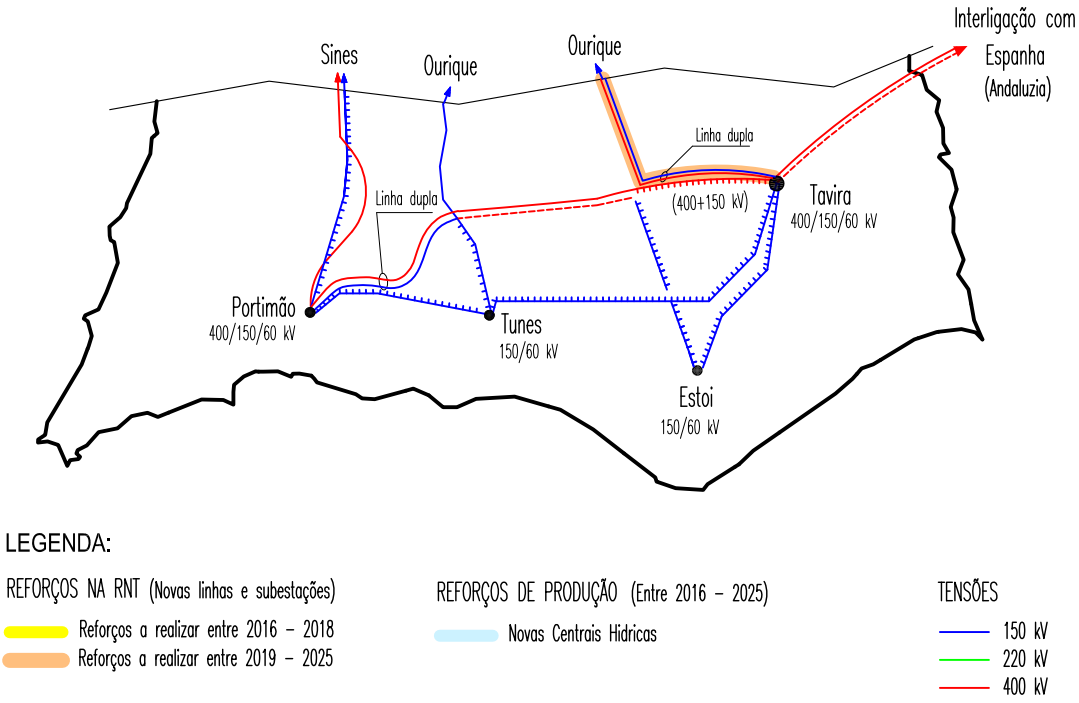
Tirando partido da construção do posto de corte a 400 kV de Pegões da RNT, e de forma a melhor abastecer consumos da RND localizados no eixo Pegões – Vendas Novas - Montemor-o-Novo, está previsto a possibilidade de instalação de transformação 400/60 kV em Pegões, numa segunda fase da sua evolução. A abertura do injetor de Pegões traduzir-se-á também numa redução do valor anual de perdas na rede da RND (redução de 2 459 MWh/ano).

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR EM OURIQUE

No atual posto de corte de Ourique está prevista a introdução de transformação MAT/AT para apoio à RND na região. Este reforço permitirá melhorar o abastecimento dos consumos no eixo central do Baixo Alentejo, entre Ferreira do Alentejo e Loulé, com mais de 100 km, atualmente abastecido por uma linha da RND estabelecida em 1957. Verificou-se nesta região um aumento significativo dos consumos, perdendo a reserva de fiabilidade n-1 pela RND (ENF de 99 MWh/ano), constrangimentos que a introdução de transformação MAT/AT em Ourique permitirá solucionar, possibilitando, simultaneamente, uma redução de perdas na RND (estimada em 2 599 MWh/ano).

Este reforço em Ourique está previsto para o 2016, na presente edição do PDIRT.

4.2.8. Área 8 - Algarve



Segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira

A colocação em serviço do segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira tem como objetivo assegurar nesta zona da RNT as condições de segurança e garantia de alimentação aos consumos do Sotavento Algarvio perante a eventualidade de falha da única unidade 400/150 kV em serviço nesta subestação, ocorrência que obrigaria ao transporte de valores significativos de potência, em particular nos regimes de Verão, do Barlavento para o Sotavento Algarvio. Em simultâneo, o segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira contribui também para um aumento da capacidade de receção de nova geração na região (acréscimo de 70 MW), em particular nas zonas associadas às subestações de Tavira e de Estoi, com destaque para o potencial solar.

O segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira tem a sua data de entrada em serviço prevista para 2016.

Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira

A zona do Algarve e Baixo Alentejo constitui um pólo de atração de projetos de centros eletroprodutores fotovoltaicos. De facto, o potencial de renovável solar das 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 da ordem de 2 000 MW (ver Quadro 5-7).

Nesse sentido, a solução técnica para o reforço da capacidade de receção de maiores montantes de energia encontra-se identificada, passando pela criação de um novo eixo a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e de Tavira, cuja concretização será oportunamente equacionada, acompanhando as diversas iniciativas de realização dos mencionados projetos de centros eletroprodutores solar-fotovoltaico e a evolução das metas de integração de renováveis.

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 do montante global de potência que se encontra atualmente reservada na subestação de Sines[24], parte dela (cerca de 800 MW) possa ser transferida para a zona mais interior do Baixo Alentejo e Algarve.

De forma indicativa, a ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira está, na presenta edição de PDIRT 2016-2025, calendarizada para os últimos dois anos do período decenal em consideração.

4.2.9. Potência de transformação MAT/AT para apoio a consumos

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.
- ✓ Substituição de unidades obsoletas - Substituição de transformadores que se encontram em fim de vida útil (geralmente com um elevado número de anos de serviço), sempre que seja confirmada a necessidade de reposição do valor da potência instalada na subestação em causa. Esta classe será objeto de desenvolvimento mais detalhado no ponto 4.31.1.

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

[24] Atualmente encontra-se reservada em Sines uma potência na ordem dos 1600 MW para a instalação de duas centrais termoelétricas.

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 2016-2025, 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.

Atualmente encontram-se em serviço, na RNT, vários 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 tecnicamente 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.

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 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, esse recurso via RND vai normalmente reduzindo-se, deixando de ser suficiente para a satisfação da totalidade desse consumo. Com 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, fica assegurada 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 e Pedralva).

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 em conjunto com a Figura 4-9, ilustram a evolução prevista para as necessidades de transformação MAT/AT para o período 2016-2025, de acordo com as previsões de evolução de consumo acima referida. Para efeitos comparativos, apresenta-se a mesma previsão conforme as anteriores projeções do PDIRT 2014-2023 (no caso deste somente para o período 2016 a 2023, comum a ambos os planos).

QUADRO 4-4

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

Subestação	Motivo	PDIRT 2016-2025		PDIRT 2014-2023 (apenas 2016-2023)	
		Potência (MVA)	Ano	Potência (MVA)	Ano
Período 2016-2018					
Alcochete	Nova subestação	+170	2016	+170	2017
Ourique	Nova subestação	+126	2016	+63*	2016
Porto Alto	Substituição	-63 -63 +126 +126*	2016	-63 -63 +126 +126*	2015**
Rio Maior	Reforço	+126	2016	+126	2016
Vila Chã	Substituição	-63 -63 +63* +63*	2016	-63 -63 +126	2016
Carregado	Substituição	-120 +170	2017	-120 +170	2018
Guimarães	Desativação do injetor	-126	2017	-126	2019
Lavos	Reforço	+170	2017	+170	2017
Recarei	Reforço	+170	2017	-	-
Setúbal	Substituição	-120	2017	-120 +126	2017
Sines	Reforço	+126	2017	-	-
Zambujal	Reforço	+170	2017	+170	2019
Estremoz	Reforço	-63 -63 +170 +170	2018	-63 -63 +170 +170	2019
Falagueira	Reforço	+126	2018	-	-
Fernão Ferro	Substituição	-126	2018	-126 +126	2018
Valdigem	Substituição	-126 +170	2018	-126 +170	2017
Período 2019-2025					
Alcochete	Segundo transformador	+170	2019	+170	2019
Carregado	Substituição	-120 +170	2019	-	-
	Substituição	-120 +170	2020	-	-
Pereiros	Substituição	-126 +170	2019	-	-
V. N. Famalicão	Nova subestação	+170	2019	+170	2017
	Segundo transformador	+170	2021	+170	2018
Évora/Divor	Substituição	-63 +170	2021	-63 +170	2018
	Substituição	-63 +170	2022	-63 +170	2020
Pegões	Nova subestação	+170	2022	+170	2019
Almargem	Nova subestação	+170	2025	+170	2023
Custóias	Transferência	-	-	-126	2019
	Reforço			+170	
Fafe	Reforço	-	-	+170	2019
Feira	Reforço	-	-	+170	2019
Batalha	Reforço	-	-	+170	2020
Paraimo	Reforço	-	-	+170	2020

* Proveniente de outra instalação. No caso particular de Ourique, foi entretanto verificado que a máquina a transferir já não apresentava as condições de fiabilidade para continuar em serviço.

** Não obstante ter estado previsto para 2015, houve um adiamento de um ano neste projeto pelo que só será concretizado em 2016.

QUADRO 4-5

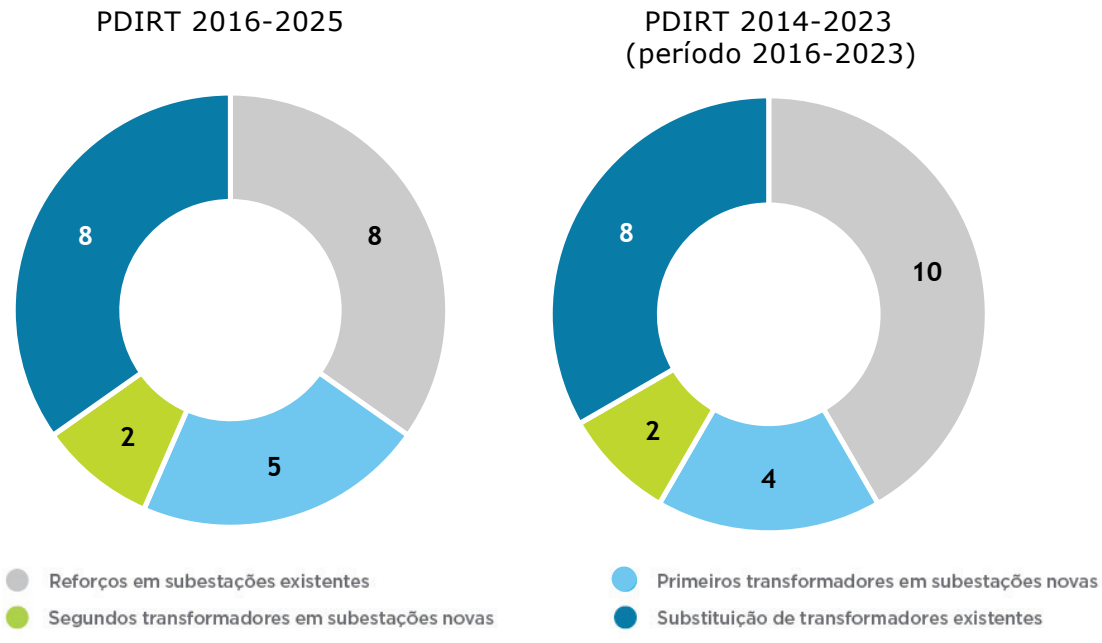
Síntese da evolução* da potência de transformação MAT/AT para apoio a consumos

	PDIRT 2016-2025		PDIRT 2014-2023 (apenas 2016-2023)	
	Nº de Unidades	MVA	Nº de Unidades	MVA
Reforços em subestações existentes	8	1 228	10	1 656
Primeiros transformadores em novas subestações	5	806	4	680
Segundos transformadores em novas subestações	2	340	2	340
Substituições por fim de vida útil**	-16	-1 488	-14	-1 248
	8	1 316	8	1 184
Total de novas máquinas	23	3 690	24	3 860
Saldo	7	2 202	10	2 612

* Não estão aqui considerados transformadores que, apesar de serem instalados neste horizonte, são provenientes de outras subestações.
** Está também aqui considerada a substituição de três transformadores por alteração topológica de rede

FIGURA 4-9

Distribuição das necessidades de novos transformadores por finalidade



Da análise do Quadro 4-5 observa-se, para o horizonte 2016-2025, a necessidade de 23 novos transformadores para subestações já existentes ou a entrar em serviço neste período, equivalendo a um montante global de 3 690 MVA. No mesmo período, são desclassificadas 16 unidades, correspondendo a 1 488 MVA. Neste contexto, no período de 10 anos de abrangência do presente

Plano, prevê-se um acréscimo de 7 unidades, com um total de 2 202 MVA de potência de transformação MAT/AT.

Quando comparado com o anterior PDIRT 2014-2023 e apenas para o período 2016-2023, constata-se uma redução da ordem dos 16 % no aumento da transformação MAT/AT (- 410 MVA).

Esta redução tem maior representatividade na categoria de substituição de transformadores por fim de vida útil. Salienta-se neste particular os casos das subestações de Fernão Ferro e de Setúbal, onde se prevê a desativação de transformadores em fim de vida útil, os quais, tendo em consideração a evolução agora prevista dos consumos, em conjugação com a abertura de novas subestações na região, não serão substituídos por unidades novas. Outras subestações há em que a substituição de máquinas a desclassificar será efetuada com recurso à transferência de transformadores provenientes de outras subestações, como são os casos de Porto Alto e de Vila Chã.

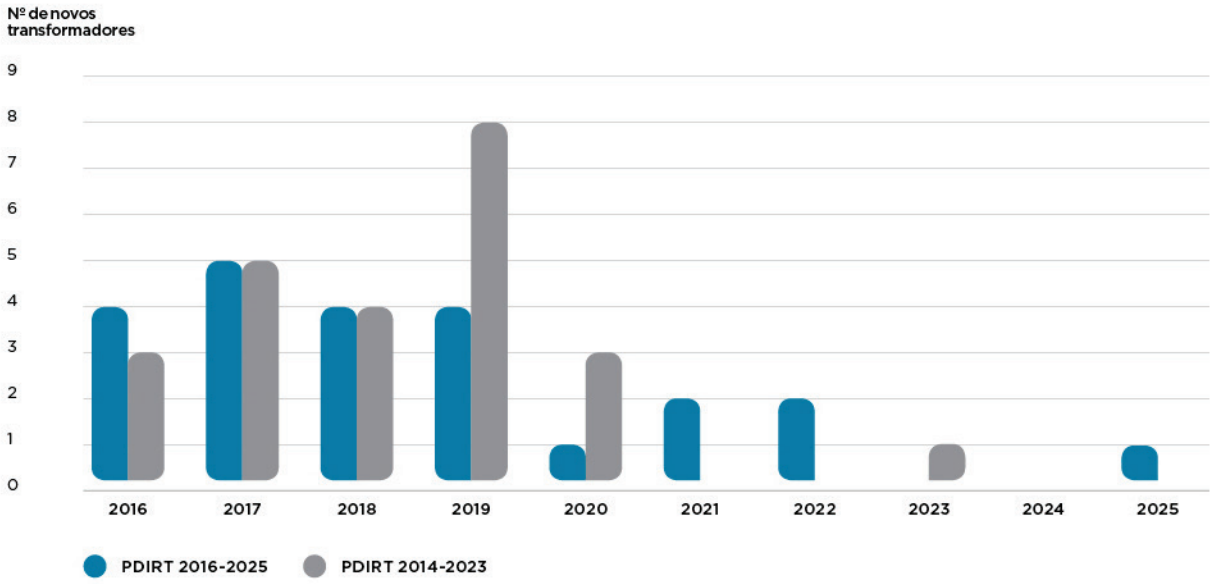
No que diz respeito à abertura de novos pontos injetores da RNT de apoio à RND, não está previsto nenhuma nova subestação face ao previsto no Plano anterior. Não obstante, dá-se conta neste Plano de mais um transformador (5 em vez de 4) a adquirir nesta classe, na medida em que, para equipar o novo ponto de apoio à RND em Ourique, encontrava-se previsto no anterior PDIRT a utilização de uma unidade que seria desativada em Chaves, mas o seu estado de conservação recomenda que se proceda à instalação de uma nova máquina, dado se ter verificado que a unidade de Chaves, já com 50 anos, não oferece a fiabilidade mínima necessária.

Merece ainda aqui uma nota os casos das subestações de Estremoz e de Divor. A abertura da nova subestação 400/60 kV de Divor e o reforço gradual da sua transformação tem por base, não só a inviabilidade de reforço de alimentação em linhas MAT à atual subestação de Évora, como a necessidade de, gradualmente, se proceder à desclassificação das unidades aí instaladas, das quais duas delas apresentam um estado de conservação que começam a não oferecer os requisitos de fiabilidade necessários. Em relação à subestação de Estremoz, a necessidade de restruturação da topologia da rede na região, com a alteração do respetivo nível de tensão de 150 para 400 kV, torna necessário a substituição dos dois transformadores aí existentes (também eles já com uma idade avançada, com cerca de 45 anos em serviço à data da sua prevista substituição) por dois novos.

Na Figura 4-10, pode observar-se a distribuição por anos, de 2016 a 2025, da previsão de novas unidades de transformação MAT/AT (para reforço ou substituição) para apoio à RND, quer relativa ao atual PDIRT 2016-2025 quer ao anterior PDIRT 2014-2023 (este apenas até 2023).

FIGURA 4-10

Distribuição anual da evolução da potência de transformação MAT/AT para apoio à RND



Da observação do gráfico pode-se constatar uma distribuição mais uniforme do número de novos transformadores a instalar na RNT.

4.2.10. Painéis de linha AT para novas ligações à Rede Nacional de Distribuição

O Quadro 4-6 apresenta, ordenado por subestações de norte para sul, 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 4-6

Painéis de linha AT para novas ligações à RND

Subestação RNT	Designação do Painel	Horizonte
Período 2016-2018		
Alcochete	S. Francisco	2016
	Montijo	2016
	Pinhal Novo	2016
Castelo Branco	Castelo Branco	2016
Estremoz	Divor/Cerâmica-Sousel	2016
Lavos	Gala	2016
Ourique	Porteirinhos	2016
Tavira	Conceição	2016
Sines	Sto. André	2017
Penela	Pontão	2018
Período 2019-2025		
V.N. Famalicão	Lousado	2019
	Requião	2019
	Beiriz	2020
	Vila do Conde	2020
Vila Fria	S. Romão de Neiva 2	2020
Divor	Évora	2021
	Arraiolos	2021
	Montemor 1	2021
	Montemor 2	2021
Pegões	Vendas Novas	2022
	Pegões	2022
Almargem do Bispo	'a definir'	2025
	'a definir'	2025

4.2.11. Gestão de reativa

CONTEXTUALIZAÇÃO

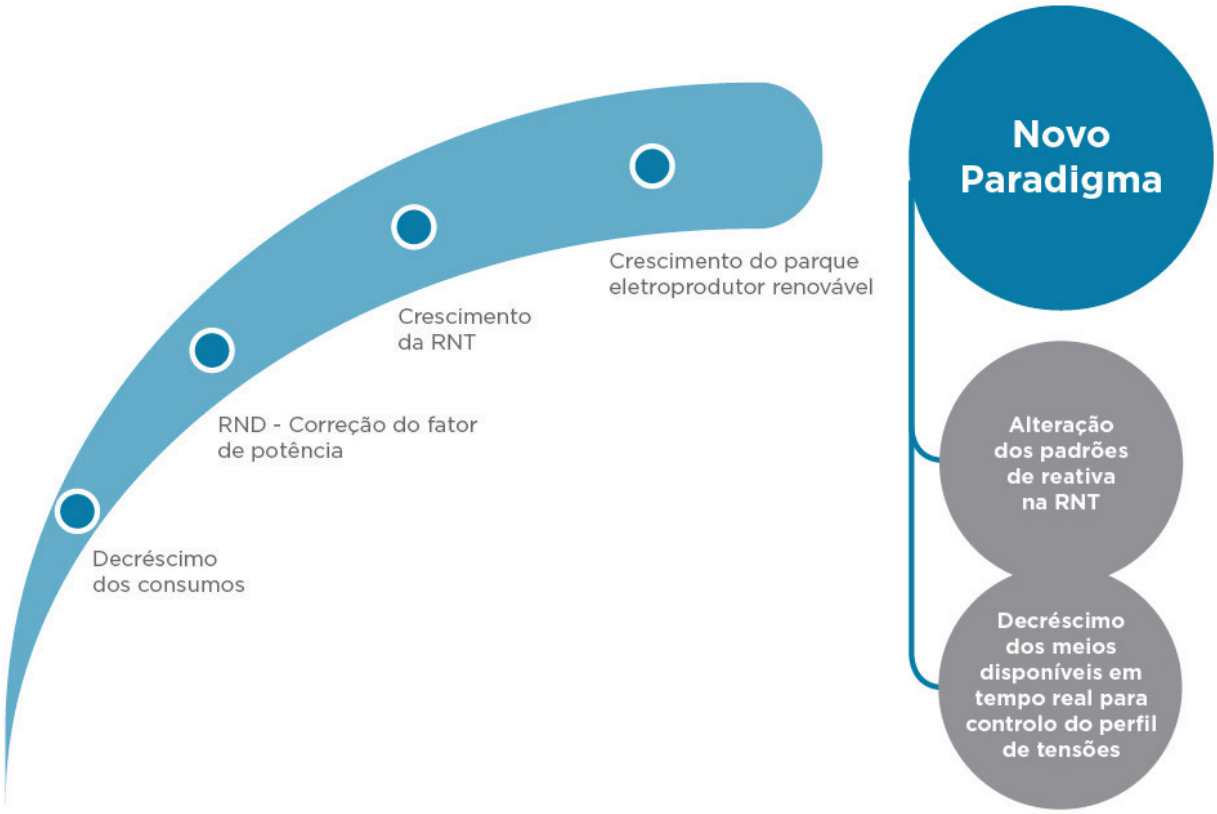
O Sistema Elétrico Nacional tem-se deparado nos últimos anos com uma mudança de paradigma no que respeita à reativa nas redes, com impacto ao nível dos perfis de tensão na RNT, dificultando o seu controlo em largos períodos de tempo. Esta mudança é resultado, nomeadamente, de um conjunto de alterações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

que se refere à regulamentação da sua produção, nomeadamente no que se refere à renovável eólica, seja no que tem que ver com o consumo e respetivo tarifário.

Adicionalmente, 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 na produção de reativa), e ainda algum decréscimo no valor dos consumos, são outros fatores que contribuem para este novo paradigma (Figura 4-11).

FIGURA 4-11

Gestão de reativa (Novo Paradigma)



Esta nova realidade, ao abranger toda a cadeia de valor, desde a produção, passando pela RNT e chegando ao próprio consumidor final, conduziu a um cenário em que a RNT se confronta quase diariamente com valores elevados de reativa, com as subsequentes dificuldades no controlo de tensão, fundamentalmente ao nível dos 400 kV.

Assinala-se a este propósito que na gestão atual da RNT, face aos níveis de tensão verificados, em particular nos regimes de vazio, o ORT tem sido sistematicamente obrigado a colocar fora de serviço um conjunto alargado de linhas (alteração topológica de rede), com o objetivo de conseguir

controlar o perfil de tensões na RNT, não obstante os inconvenientes operacionais e aumento de risco que tal opção apresenta.

Nestes casos, o duplo efeito negativo que resulta de correntes fortemente 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) do perfil de tensões, 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.

Desta forma, considera-se que o recurso a alterações sistemáticas da topologia da rede não é uma solução efetiva e sustentável na gestão eficiente do perfil de tensões na RNT e da segurança da rede, devendo, pelo contrário, o recurso a este tipo de medida limitar-se apenas a situações de carácter pontual.

O fenómeno de tensões elevadas nas redes em períodos de carga menos elevadas não é um exclusivo da RNT, sendo antes um fenómeno que afeta igualmente outras redes de transporte. Efetivamente, a utilização de meios de compensação de reativa tem vindo a constituir, de forma crescente, um aspeto de relevo nas estratégias de investimento e desenvolvimento das redes de transporte, em particular no sul da Europa, destacando-se o exemplo da rede operada pela Red Eléctrica de España, que em finais de 2014 possuía um montante superior a 9 700 Mvar em equipamentos para compensação e gestão de reativa.

A utilização deste tipo de equipamentos, em particular nos regimes de operação da rede caracterizados pela existência de correntes predominantemente capacitivas, permite dotar a RNT de meios operacionais que possibilitem evitar elevações de tensão excessivas, ao mesmo tempo que asseguram condições de segurança mais adequadas na gestão e operação dos equipamentos constituintes da rede de MAT.

TECNOLOGIA EXISTENTE

Atualmente os meios de compensação de reativa comercialmente disponíveis para implementação em MAT, para além dos clássicos Compensadores Síncronos (para o mesmo valor de potência com um custo mais elevado), contemplam três tipos de equipamento: Reatâncias *shunt*, 'Static Var Compensator' (SVC) e 'Static Synchronous Compensator' (STATCOM), pertencendo os últimos dois à família das designadas tecnologias 'Flexible AC Transmission System' (FACTS). Deste conjunto de soluções alternativas e atendendo 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, representa a melhor solução técnico-económica para o fim em vista (Quadro 4-7).

Efetivamente, de acordo com estudo desenvolvido pelo INESC Porto para a REN, intitulado "Estudo de Estabilidade Transitória e de Controlo de Tensão na RNT" (Anexo 9), os FACTS são atualmente reconhecidos como uma tecnologia madura. No entanto, quando comparados com os dispositivos de controlo mecânico, nomeadamente reatâncias *shunt*, o custo de aquisição daqueles é ainda bastante elevado, determinando que a opção por esse tipo de tecnologia se deva cingir a projetos cuja principal finalidade seja reforçar os meios para controlo dinâmico da tensão no SEN.

Paralelemente, a área de terreno necessário em cada tecnologia constitui outra característica importante a ter em consideração no exercício de planeamento. No que diz respeito a esta variável, as tecnologias que recorrem à utilização de eletrónica de potência requerem uma área de terreno apreciável, o que poderia constituir, em caso de opção por essa solução, uma limitação numa boa parte das instalações da RNT.

QUADRO 4-7

Meios de compensação de reativa – Relações de custo e área ocupada por tecnologia

Tipo de tecnologia	Reatância shunt [1]	SVC [2]	STATCOM [2]
Nível de tensão	400 kV	400 kV	400 kV
Potência nominal	150 Mvar	+/- 150 Mvar	+/- 150 Mvar
Custo	Refª	8x	10x
Área ocupada	Refª	8x	7x

[1] Considerou-se como referência o custo típico referente às reatâncias 'shunt'.

[2] A informação contida neste quadro traduz valores indicativos, podendo estes sofrer alterações mediante as condições de mercado.

COMPENSAÇÃO DE REATIVA (HORIZONTE 2020)

Com base no atual paradigma, e atendendo à necessidade e reconhecidas vantagens para a operação da RNT da utilização de reatâncias *shunt*, encontra-se previsto no presente Plano a instalação deste tipo de dispositivo num conjunto de subestações da RNT, de forma a continuar a garantir o cumprimento dos critérios de aceitabilidade para desvios de tensão definidos nos "Padrões de Segurança para Planeamento da RNT" impostos pelo respetivo Regulamento da Rede de Transporte.

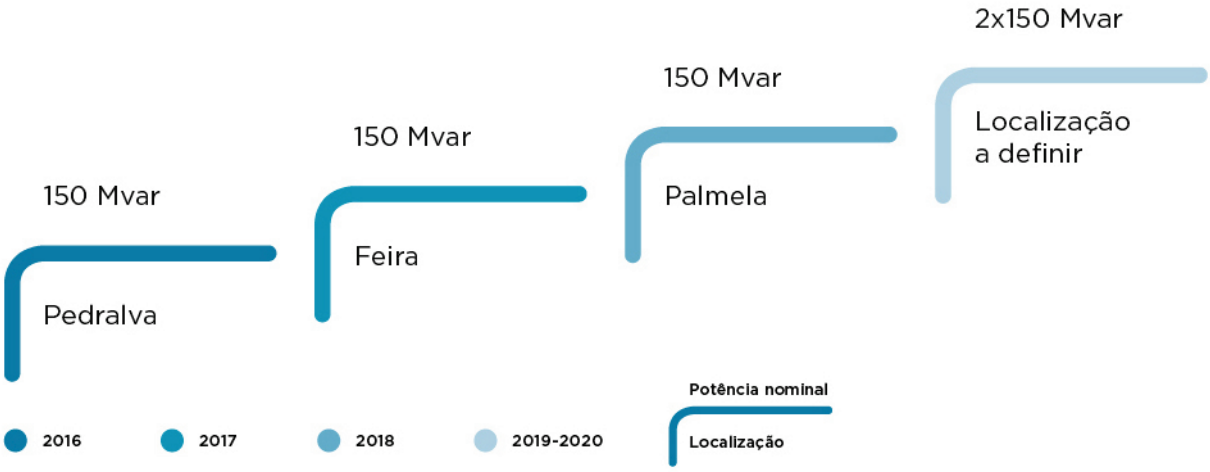
Faz parte do plano de compensação de reativa até ao horizonte 2018 (Figura 4-12), a instalação de reatâncias *shunt* – unidades de 150 Mvar - nas subestações de Pedralva, Feira e Palmela, instalações da RNT que nos estudos efetuados foram identificadas como as mais favoráveis para o controlo eficiente dos perfis de tensão.

Uma distribuição de reatâncias *shunt* de menor potência por mais pontos da RNT, embora proporcionasse um ajuste mais fino e flexível para o controlo das tensões ao longo da rede, seria substancialmente mais oneroso, constituindo a proposta incluída no PDIRT uma adequada solução de compromisso entre o valor a investir e os escalões de ajuste de tensão disponíveis. Para o biénio de 2019-2020, estima-se uma necessidade adicional de meios de compensação de reativa

na ordem dos 300 Mvar, encontrando-se os respetivos estudos em fase de consolidação, especificamente no que concerne à localização mais apropriada para a sua implementação.

FIGURA 4-12

Reatâncias *shunt* no período 2016 – 2020



Assim, os novos equipamentos de compensação de reativa da RNT permitirão dotar o ORT dos meios técnicos necessários e adequados à evolução prevista da rede de transporte, assegurando que os perfis de tensão nas instalações da RNT se mantenham dentro dos limites máximos admissíveis, mesmo nos períodos de menor carga.

Para o efeito, está previsto no presente Plano a instalação, até 2020, de um total de 750 Mvar em reatâncias *shunt*, distribuídos por cinco unidades de 150 Mvar em cinco diferentes subestações.

Importa também sublinhar que as condições de operação da RNT, em particular junto à fronteira entre Portugal e Espanha, são significativamente influenciadas pelo parque eletroprodutor espanhol em operação. Neste contexto, a incerteza e o caráter mais volátil associado ao controlo de reativa na ligação entre as redes portuguesa e espanhola constituem fatores a que o ORT está atento e que, neste particular, poderão conduzir a algum eventual ajuste ao atual plano de compensação de reativa.

4.2.12. Energias marinhas e eólica *off-shore*

PROJETOS PARA RECEÇÃO DE PRODUÇÃO A PARTIR DE FONTES DE ENERGIAS MARINHAS

A RNT, ainda que estabelecida para função transporte do setor elétrico em território continental, está articulada com outras concessões de transmissão de energia elétrica no continente, designadamente com a concessão da Rede Nacional de Distribuição e com a concessão da Zona Piloto (ZP). A presente proposta de PDIRT tem como limites de âmbito os atinentes aos termos da correspondente concessão, não sendo de estabelecer informação específica das demais concessões, exceto no que às devidas interfaces e articulação com estas diz respeito. Nesse sentido, não cabe no presente exercício as infraestruturas específicas das demais concessões, nomeadamente as da ZP, a qual de resto não está concessionada ao operador da RNT.

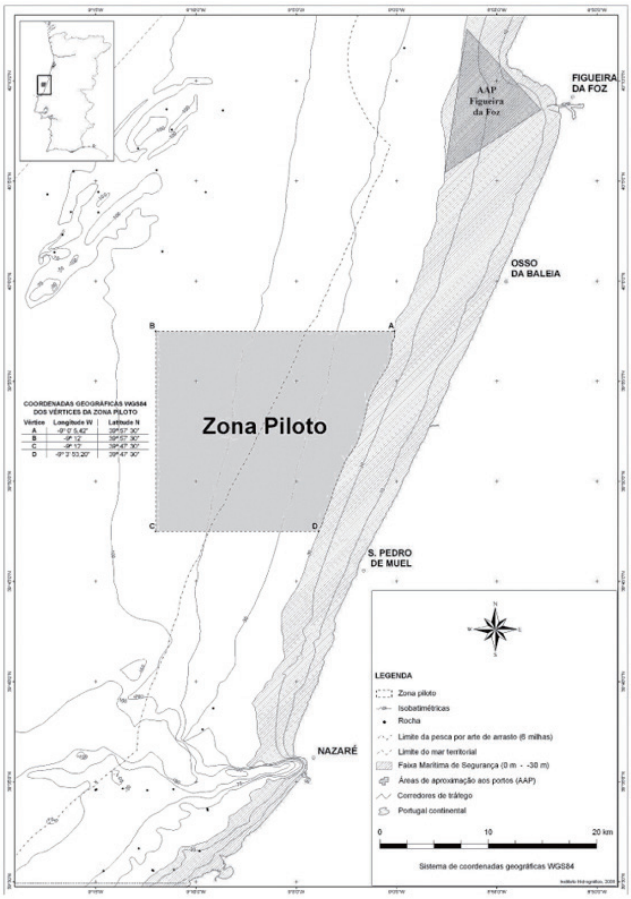
ZONA PILOTO

Os Decretos-Lei (DL) n.º 5/2008, de 8 janeiro, e DL n.º 238/2008, de 15 de dezembro, criaram uma Zona Piloto para o desenvolvimento das energias marinhas com especial enfoque na energia das ondas, dotada dos estudos, documentação, infraestrutura e meios necessários para que, a partir de 2013, permita receber promotores de energias marinhas.

A ZP, criada em 8 de janeiro de 2008, tem como objetivo tornar-se um pólo de excelência para as energias marinhas, atraindo promotores, contribuindo para a concretização de um 'cluster' científico e industrial de aproveitamento sustentado do mar, na área das energias renováveis marinhas.

As potências que se encontram previstas até 2025 (horizonte temporal deste Plano) no RMSA mais recente relativamente à energia das ondas (8 MW) serão acomodáveis nas redes de distribuição e não induzirão reforços adicionais na estrutura da RNT.

FIGURA 4-13
Zona piloto



EÓLICA *OFF-SHORE*

O Concedente, através do ofício ref.ª Proc.º EI2.0, de janeiro de 2015, deu conhecimento ao ORT da aprovação de reserva de capacidade de injeção na RESP de 25 MW, informando igualmente da aprovação do início dos trabalhos associados aos estudos do projeto de ligação à RNT de uma infraestrutura para receção de energia eólica *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, solicitando que o ORT diligencie nesse sentido, o que se encontra atualmente em desenvolvimento e não permite, nesta altura, detalhar mais do que se encontra na presente secção.

Complementarmente, através do Despacho n.º 22/SEEnergia/2015, de 07-05-2015, do Senhor Secretário de Estado da Energia, enviado ao ORT, deu o Concedente indicações para que a concessionária da RNT continue os trabalhos e conclua a construção das infraestruturas elétricas de ligação do projeto de eólica *off-shore*, no calendário previsto.

A data prevista para a implementação da primeira fase do conjunto de infraestruturas de rede para ligação deste projeto à RNT é 2017, salvaguardado que os estudos em curso confirmem a sua viabilidade técnica e que os aspetos relativos ao seu enquadramento regulatório, na vertente

técnico-económica e de licenciamento fiquem definidos num prazo que não obstaculize a realização de ações no terreno para a verificação das condições técnicas para o efeito.

O desenvolvimento da RNT inclui uma nova subestação na zona de Ponte de Lima, inicialmente apenas com o nível de tensão de 400 kV, com entrada em serviço prevista para 2018, em articulação com o estabelecimento da nova interligação Minho-Galiza. A criação desta subestação e das linhas a ela ligadas permitem o estabelecimento de uma capacidade de receção adicional de nova produção nos 400 kV desta instalação, num montante de cerca de 200 MVA, conforme consta do Anexo N da 'Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2014 (Caracterização da RNT 2014) com a estimativa da capacidade disponível para receção de nova geração da RNT. Com a instalação de autotransformação 400/150 kV na subestação de Ponte de Lima, inscrito na proposta do PDIRT para o período indicativo em 2022, será possível receber produção eólica, ou de qualquer outra fonte energética, em contexto marinho enquadrada em termos da política energética, até 200 MVA, a estabelecer ao largo de Viana do Castelo. Para esse efeito, e tendo em conta os montantes potenciais de energia, será necessário construir-se uma ligação a 150 kV com cerca de 26 km desde a localização prevista para a futura subestação de Ponte de Lima, situada na margem sul do Rio Lima, até à costa, nas proximidades da foz do Rio Lima, passando na zona da atual subestação de Vila Fria. Esta ligação terá uma transição para cabo submarino, de forma a estabelecer-se a transmissão de energia no mar, através de um cabo isolado para 150 kV e de 200 MVA com características específicas para contexto marinho, com cerca de 17 km de comprimento, a ligar a uma futura subestação de transformação 150/60 kV *off-shore* da RNT. Esta solução, permite assim a receção de energia proveniente de projetos de centrais de conversão no mar, mediante a ligação desses centros eletroprodutores aos 60 kV da referida subestação 150/60 kV *off-shore* da RNT.

Com esta solução de ligação ficam criadas as condições para a compatibilização entre o desenvolvimento previsto da RNT e a minimização dos custos da sua expansão para criação de condições de receção de produção eólica *off-shore* inserida nos objetivos de política energética, uma vez que se evitam custos os quais de outra forma se incorreria com as outras ligações a estabelecer na zona entre os diversos projetos de conversão de energia e com impactos ambientais significativos, quer no mar, quer em terra. Esta solução de ligação permite ainda uma progressiva escalabilidade em função dos montantes de energia requeridos, otimizando as necessidades de investimento, uma vez que, provisoriamente, se poderá explorar o cabo submarino a 60 kV, ainda que projetado *ab initio* para 150 kV, e efetuar a sua ligação direta à subestação de Vila Fria da RNT, a qual tem capacidade de receção suficiente[25] para acomodar produção eólica *off-shore* nesta zona, nomeadamente o montante de 25 MW previsto e já reservado para a primeira fase. Desta forma, inicialmente, na zona da subestação *off-shore* existirá apenas uma infraestrutura mais simples para a execução de junções entre os cabos dos promotores e o cabo submarino de 150 kV da RNT, explorado a 60 kV, para ligação até à subestação de Vila Fria.

Os custos de investimento na RNT requeridos e estimados são apresentados seguidamente, ainda que mereçam a necessária ressalva de terem menor acuidade que os montantes calculados para os demais projetos, uma vez que não há ainda em Portugal experiência com custos relativos a estas tecnologias de MAT, sendo necessário desenvolver estudos em maior detalhe, com vista à orçamentação mais precisa e programação efetivas.

Em conformidade com a evolução atrás descrita, consideram-se três fases distintas:

[25] Capacidade à data de 31 de março de 2015, conforme 'Caracterização da RNT 2014'.

- **Fase 1 [Capacidade máxima: 80 MVA[26]; Custo RNT adicional: 48 M€; 2017]**

Nesta fase dá-se resposta ao montante de capacidade que se encontra reservado (25 MW)[27], mediante a instalação de um cabo submarino (*export cable*) dimensionado para 150 kV, mas inicialmente operado a 60 kV, com cerca de 17 km de comprimento, terminando em *off-shore* por uma infraestrutura do tipo *hub* para união ao cabo submarino de 60 kV dos promotores (*array cable*) e continuando em *on-shore* por uma ligação em parte subterrânea e em parte aérea, com cerca de 11 km, até à subestação da RNT de Vila Fria, na qual será necessário equipar um novo painel de 60 kV (painel cujo custo é suportado pelo Promotor). Esta fase decorre até 2017, importando num investimento estimado em cerca de 48 M€.

- **Fase 2 [Capacidade máxima: 200 MVA; Custo RNT adicional: a determinar; 2020-2022]**

Nesta fase, a desenvolver em conformidade com a manifestação concreta de interesses, fica viabilizada uma capacidade de receção acima do montante da Fase 1, garantindo-se a receção, na subestação de Ponte de Lima, de um montante de potência até 200 MVA. Esta fase não se prevê que ocorra antes de 2020-2022. O investimento é globalmente dominado pela entrada em operação na RNT de uma subestação *off-shore* 150/60 kV, à qual os *cable arrays* dos promotores se poderão ligar a 60 kV, e onde se liga também o cabo submarino de 150 kV instalado na Fase 1, agora a operar a 150 kV. Em *on-shore*, a ligação a Vila Fria estabelecida na Fase 1 será desviada desta subestação e prolongada em linha aérea a 150 kV, com uma extensão aproximada de 15 km, até à subestação de Ponte de Lima, na qual será necessário equipar um novo painel de 150 kV. O investimento global previsto, para além do referente à subestação *off-shore*, de valor ainda por calcular nesta altura, estima-se em 6 M€ e refere-se às infraestruturas em *on-shore* acima descritas.

- **Fase 3. [Capacidade máxima: 400 MVA; Custo RNT adicional: 45* M€; >2025]**
  (*o custo estimado não inclui reforços adicionais na rede a 400 kV | a analisar)

Nesta fase, previsivelmente depois de 2025, seria possível aproveitar maior potencial *off-shore* duplicando a capacidade de receção para 400 MVA com a instalação de capacidade de transformação adicional na subestação *off-shore*, instalação de um segundo cabo submarino a 150 kV entre a subestação *off-shore* e a sua transição para cabo *on-shore*, instalação de segundo troço de cabo *on-shore* até ao encontro com o troço em circuito aéreo, instalação de um novo painel de linha a 150 kV na subestação de Ponte de Lima e ainda reforços nos 400 kV da RNT na zona, reforços estes que nesta altura se encontram ainda indefinidos.

[26] Por limitação de capacidade de receção na subestação de Vila Fria, conforme 'Caracterização da RNT 2014', para além da potência já atribuída (25 MW), no curto prazo só é possível a ligação de mais 20 MVA.

[27] Conforme estipulado no ofício da DGEG com a sua ref.ª Proc.º EI2.0, de janeiro de 2015

4.3. INVESTIMENTOS NA MODERNIZAÇÃO 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. A grande questão atual não é identificar os recursos mínimos necessários para alcançar um determinado nível de fiabilidade, mas sim a máxima fiabilidade que se consegue alcançar com um número limitado de recursos[28]. Tendo em consideração as boas práticas internacionais para *asset management* (nomeadamente a PAS55 e a ISO55000), a política de manutenção da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos ativos. O ponto de partida para uma política de gestão de ativos consiste, por conseguinte, em caracterizar a população de equipamentos da RNT.

No final de 2014 a infraestrutura da RNT era composta por 8 534 km de circuito de linha aérea e 17 999 apoios, com três níveis de tensão diferentes (150, 220 e 400 kV).

QUADRO 4-8

Caracterização dos circuitos das linhas aéreas e apoios

Nível tensão	Comprimento de circuito total (km)	Nº apoios
150 kV*	2 561	4 915
220 kV	3 506	6 972
400 kV	2 467	6 112
Total	8 534	17 999

* 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 2014 era a seguinte.

[28] 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 4-9

Caracterização dos segmentos das linhas aéreas

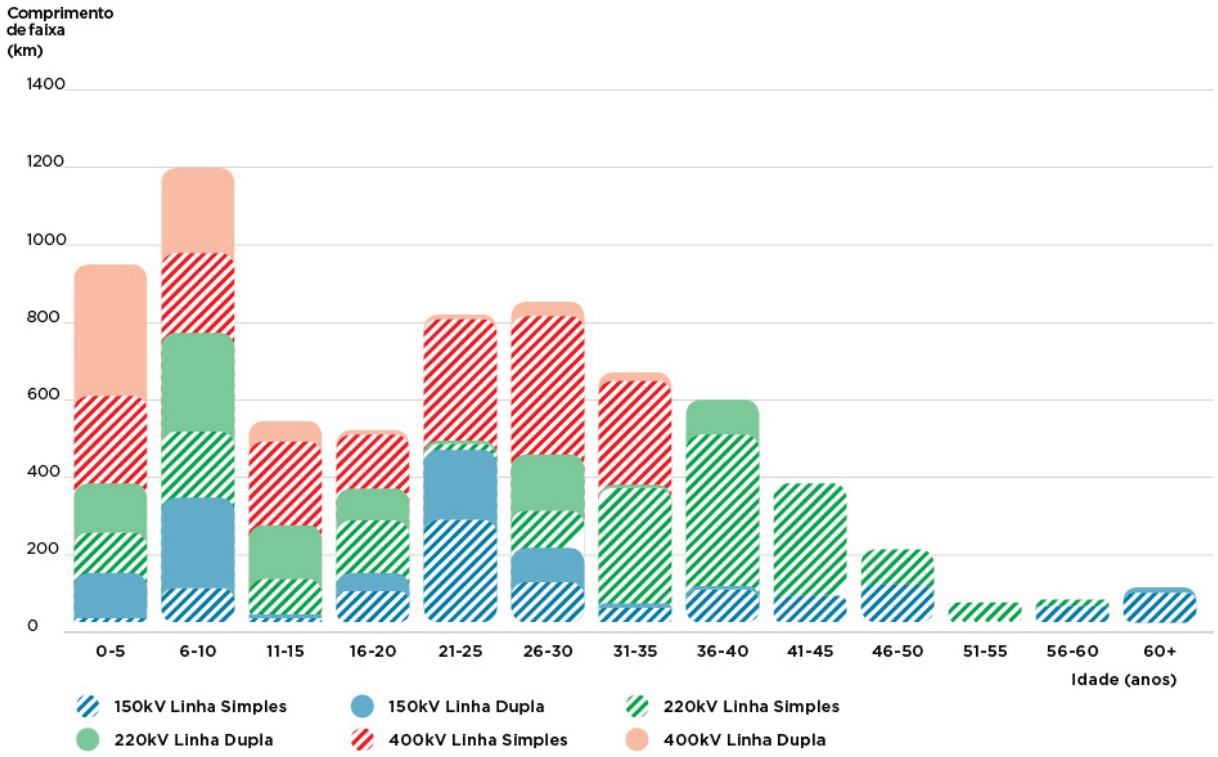
Nível tensão	Comprimento dos segmentos (km)
150 kV*	1 852
220 kV	2 706
400 kV	2 329
Total	6 887

* 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 2014, o comprimento dos segmentos de linhas da RNT com idade igual ou superior a 30 anos era de 2 655 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 4-14 com a idade corrigida, que é apresentada de seguida.

FIGURA 4-14

Perfil de idades corrigidas das linhas aéreas



No que diz respeito às linhas subterrâneas, no final de 2014 existiam 14 circuitos de linha subterrânea, perfazendo um total de 95,2 km.

QUADRO 4-10

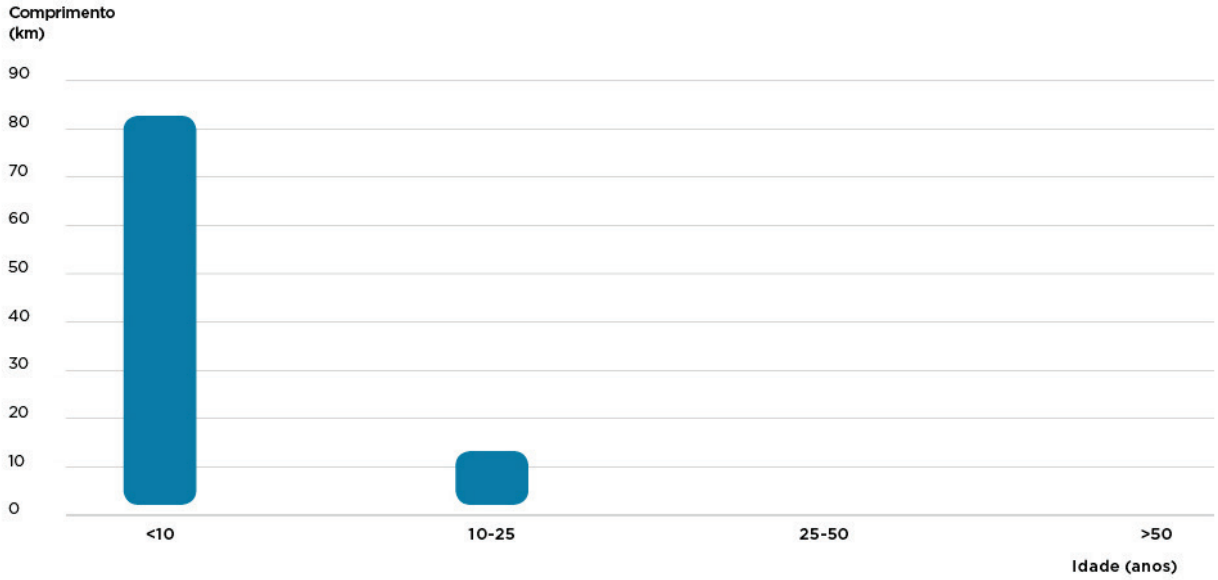
Caracterização das linhas subterrâneas

Nível tensão	Nº circuitos de Linha Subterrânea	Comprimento de circuito total (km)
150 kV	0	0
220 kV	14	95,2
400 kV	0	0
Total	14	95,2

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

FIGURA 4-15

Perfil de idades das linhas subterrâneas (220 kV)



Quanto às subestações, no final de 2014 existiam 66 instalações na RNT (sendo 57 isoladas a ar e 9 do tipo GIS - *Gas Insulated Switchgear*), 14 postos de corte, seccionamento e transição (sendo 12 isolados a ar e 2 do tipo GIS).

QUADRO 4-11

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

Nível tensão	Nº Subestações[a]		Nº Postos de Corte/ Seccionamento / Transição[a]		Nº painéis
	AIS	GIS	AIS	GIS	
60 kV	-	-	-	-	557
150 kV	11[b]	2	4	1	249
220 kV	27	6	4	1	359
400 kV	19[c]	1[d]	4	0	181
Total	57	9	12	2	1 346

[a] Considerado o nível de tensão mais elevado.
[b] Sem contabilizar a subestação de Ruivães, que não faz parte da base de ativos da REN.
[c] Está aqui contabilizada a subestação da Batalha, embora esta detenha módulos blindados a SF6 nos 400 kV.
[d] A subestação de Fernão Ferro é blindada a SF6 nos níveis de 150 e 60 kV, e tem módulos blindados a SF6 nos 400 kV. Apresentando uma tipologia semelhante à da subestação da Batalha, foi considerada no nível dos 400 kV, no tipo AIS.

Relativamente aos ativos incluídos nas subestações, pode ser identificada a seguinte desagregação (situação a 31 de dezembro de 2014).

QUADRO 4-12

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

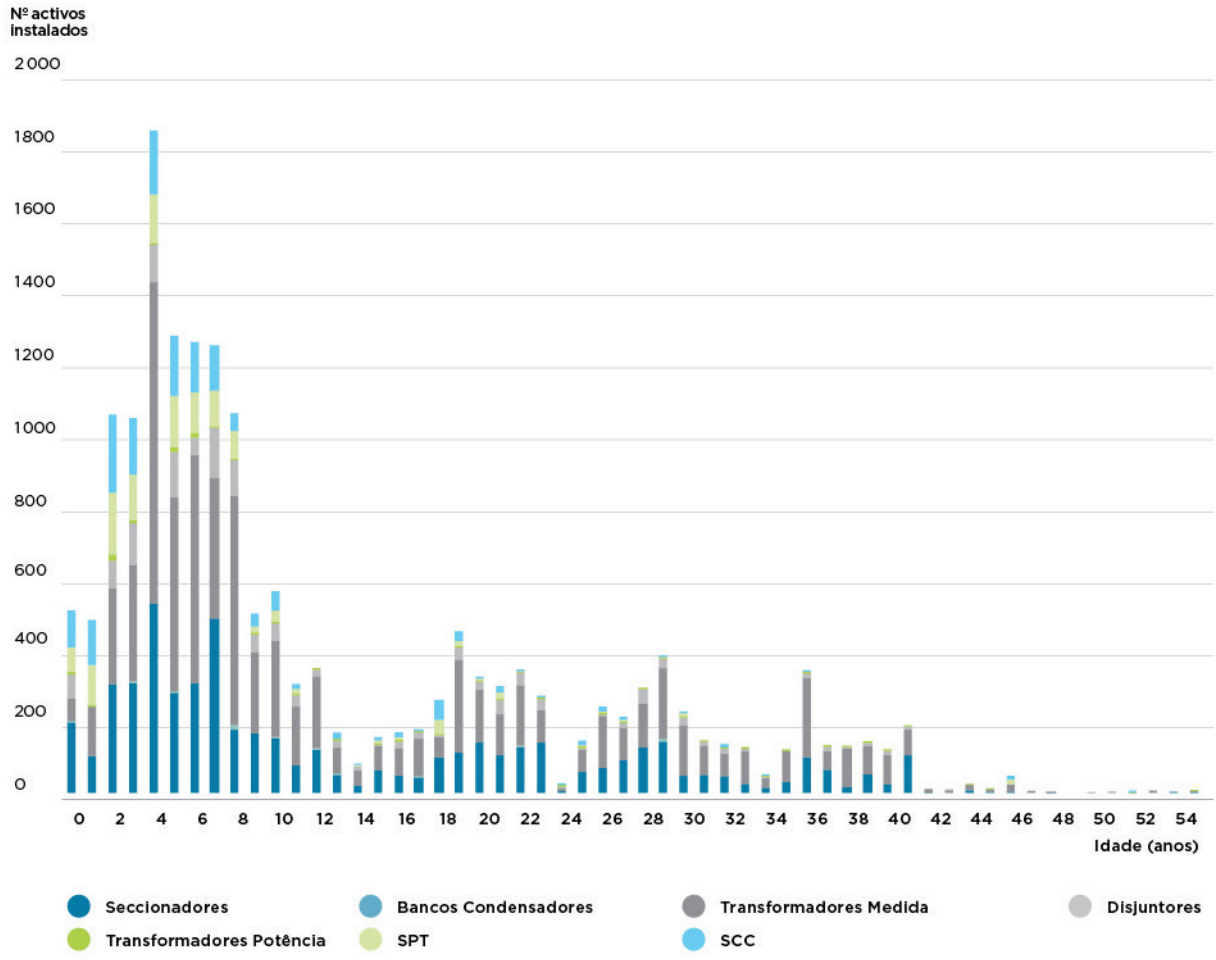
Equipamento	Número de ativos
Transformadores/Autotransformadores	195
Transformadores de Serviços Auxiliares	164
Reactâncias Shunt	5
Disjuntores	1 373
Bancos Condensadores	56
Seccionadores	5 197
Transformadores Medida	8 017
Reactâncias Fase	66 (conjunto de 3 fases)
Reactâncias Neutro	52
Sistemas de Alimentação*:	
Retificadores, Onduladores e Conversores CC-CC	327
Grupos Eletrogéneos de Socorro	105
Baterias de Acumuladores	411
Sistemas de Comando e Controlo*:	
UGP	2 289
UGC	204
SCADA Local	56
RTU	64
RTU Server	134
RCA	4
SAS	77
Sistemas de Proteção*:	
Eletromecânica	538
Estática	615
Numérica	2 932

* Situação a 31 de dezembro de 2013.

Na Figura 4-16 encontra-se uma caracterização da idade dos ativos das subestações.

FIGURA 4-16

Perfil de idades dos ativos integrados nas subestações



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

4.3.1.2. Estratégias de manutenção

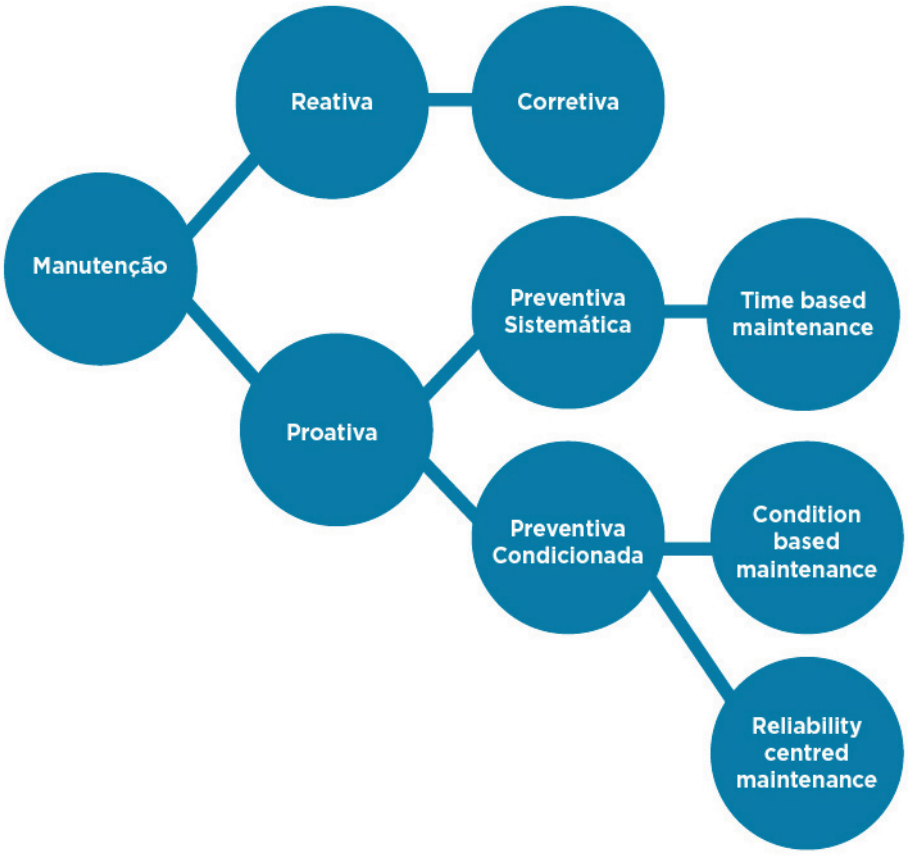
O ciclo de vida completo de um ativo da Rede Nacional de Transporte (RNT) pode ser expresso pela seguinte cadeia de valor: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento e abate. Trata-se, portanto, de uma visão holística do ciclo de vida do ativo, ou sistemas de ativos, tal como preconizado na *Publicly Available Specification* 55 (PAS 55) e na ISO55000.

Existem duas classes de abordagem às atividades de manutenção de ativos: a manutenção reativa, em que um ativo não é intervencionado até ocorrer uma falha; e a manutenção proativa, em que a manutenção é efetuada de modo a prevenir a ocorrência de falhas. A manutenção proativa pode ser dividida em manutenção preventiva sistemática, planeada com base em períodos fixos, e manutenção preventiva condicionada ou preditiva, onde a manutenção apenas é executada se for necessária. São exemplos de manutenção preventiva a *TBM - Time Based Maintenance* (preventiva

sistemática), a *CBM - Condition Based Maintenance* e a *RCM - Reliability Centred Maintenance* (preventiva condicionada ou preditiva).

FIGURA 4-17

Tipos de manutenção de ativos



A atual política de manutenção de linhas de transporte e de equipamentos das subestações da RNT tem em consideração, sobretudo, a prevenção, procurando garantir os padrões adequados de qualidade de serviço, condições de segurança, saúde e minimização dos impactos ambientais, a custos controlados.

Para além dos tipos de manutenção supramencionados, importa também abordar a manutenção do tipo melhorativa, a qual consiste na modificação das condições iniciais do equipamento ou instalação, com o intuito de introduzir uma melhoria no desempenho do equipamento. Este tipo de manutenção inclui o recondicionamento, o *uprating* de linhas, assim como outras ações que repõem ou melhoram as características técnicas originais dos ativos. Normalmente, as referidas ações melhorativas apenas se executam uma vez na vida de cada ativo.

Quando a manutenção não assegura os requisitos funcionais dos ativos para o nível de fiabilidade exigido, a substituição de equipamentos e/ou componentes afigura-se como a opção de gestão de ativos que oferece a melhor relação custo/benefício.

Alguns dos fatores que motivam a substituição de equipamentos e/ou componentes são os seguintes: baixa fiabilidade; elevados custos de operação e manutenção; descontinuação de fabrico; e obsolescência/desadequação tecnológica.

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 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 estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNT e não tendo em conta apenas na sua idade económica.

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 do 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 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.

A REN, após um profundo estudo sobre o *Condition Based Maintenance* (CBM), *Risk Based Maintenance* (RBM) e *Reliability Centred Maintenance* (RCM), decidiu construir um IE em linha com as boas práticas preconizadas pela ENTSO-E[29]. Deste modo, passa-se a apresentar o modelo construído pela REN para o Indicador do Estado do Ativo.

DESCRIÇÃO DO MODELO DE APOIO À DECISÃO

O exercício de planeamento de investimentos na RNT visa responder a duas perguntas fundamentais:

- Quais são os ativos que devem ser sujeitos a ações de remodelação/susbtituição?
- 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 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 e de Comando 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, escala = 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;

[29] ENTSO-E, Facing the Replacement Wave - Projet for approval by SDC members, 2015

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.

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

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, no presente PDIRT apenas são consideradas remodelações de ativos até 2020, assumindo-se que o montante a investir anualmente, entre 2021 e 2025, poderá manter um valor aproximado ao agora antevisto para 2020.

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 caraterísticas 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 integrais da subestação e seus constituintes; sistemas de proteção e de comando 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, num conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1970 e 1980. No caso particular das linhas Riba d'Ave-Recarei 1, Riba d'Ave-Recarei 2 e Falagueira-Cedillo, localizadas em eixos estruturantes da interligação com a rede espanhola, revela-se oportuno executar o aumento da sua capacidade de transporte durante a intervenção de beneficiação baseada no estado.

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.

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.

No que concerne especificamente aos cabos de guarda, será concluído o programa de substituição dos cabos em aço (tipo SWG) por cabos de guarda em alumínio-aço (tipo ACSR). Esta iniciativa é

justificada pela antiguidade dos cabos de guarda em aço, inadequação face ao crescimento das correntes de defeito e avançado estado de corrosão (registaram-se, no passado, diversas quedas de cabos de guarda por este motivo).

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). Desde há alguns anos, a REN adotou valores para aquela distância em harmonia com as disposições regulamentares e boas regras 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*), conducente a situações em que o afastamento cumpre tangencialmente os valores de segurança estipulados no RSLEAT.

O alteamento dos cabos em vãos onde se verifiquem situações desse tipo, através de técnicas que pouco alteram a infraestrutura e de custos mais reduzidos de uma reconstrução, são similares às que genericamente já se conhecem na realização de *uprates*. Por exemplo, a introdução de módulos prismáticos em apoios devidamente selecionados, permite:

- Aumentar a distância dos condutores a edifícios, a estradas, ao solo, a árvores e outros obstáculos;
- Reduzir a perceção dos níveis de ruído produzidos pela linha;
- Aumentar os níveis de segurança relativamente a vegetação cuja taxa de crescimento é de difícil previsão e a outros obstáculos móveis;
- Melhorar as condições de exploração da linha e da consequência de eventuais sobrecargas temporárias.

4.3.3.3. Instalações não-lineares

Descrevem-se, nesta secção, os investimentos que são necessários 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 e Gestão Global do Sistema), entre os anos 2016 a 2020. 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 consistir na reconstrução integral da instalação ou em intervenções de carácter menos abrangente, 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.

REMODELAÇÕES INTEGRAIS

Verificou-se a necessidade de remodelar integralmente (reconstruir) as subestações de Porto Alto e do Carregado, que entraram em serviço em 1961 e 1967, respetivamente, sem terem sido até agora alvo de intervenção profunda de renovação dos ativos, pelo que os diversos equipamentos MAT e sistemas de comando e de proteção estão obsoletos.

Por este motivo, foram realizadas análises técnico-económicas que identificaram a remodelação integral destas subestações, como a opção mais eficiente, em comparação com a remodelação parcial da quase totalidade dos equipamentos/sistemas existentes. No caso da subestação do Carregado, a desclassificação da central termoelétrica a fuel/gás do Carregado, entretanto ocorrida, cria adicionalmente a exigência da remodelação, desde logo porque os sistemas centrais de comando e controlo que permitem operar a subestação se encontram instalados num edifício da antiga central, bem alheio à concessão, e que constitui um risco acrescido para a segurança e operação de um nó relevante da RNT e dos consumos de Lisboa e de processos industriais de relevo nacional, servidos pela rede a 220 kV.

SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DE COMANDO E CONTROLO

Para a elaboração do plano de remodelação dos sistemas de proteção e de comando e controlo (Sistemas), é considerada a criticidade dos mesmos, obtida através da classificação do grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação) e *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 e uma diminuição dos custos associados. 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, de comando 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.

A necessidade de continuar a assegurar adequados níveis de serviço, seja para a Rede Nacional de Transporte no seu todo, seja especificamente para a Rede de Telecomunicações de Segurança, implicará a aquisição de sistemas de alimentação específicos em algumas das Instalações. Os sistemas atualmente em serviço são contemporâneos das respetivas instalações iniciais, pelo que a reparação de peças avariadas e a aquisição de peças de substituição já não é viável para um lote significativo dos seus componentes.

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 e manutenção dos mesmos.

Para além das razões já mencionadas, nas instalações do tipo repetidor (instalações situadas em locais ermos e que visam assegurar a repetição dos sinais de radiofrequência da Rede de Telecomunicações de Segurança), verifica-se a necessidade de substituição de diversos equipamentos atendendo às condições específicas de exploração deste tipo de instalação em locais de menor acessibilidade, as quais promovem um elevado desgaste dos ativos.

Transformadores

Considerando a distribuição das idades dos transformadores de potência indicada na Figura 4-16, verifica-se que existe um elevado número de máquinas instaladas nos últimos anos. Contudo, continua a existir um lote de equipamentos mais antigos, já que parte das referidas máquinas visou a ampliação ou o reforço da rede, e não a substituição de unidades mais antigas e degradadas.

Atualmente o número de transformadores de potência com 30 ou mais anos de idade representa cerca de 25 % do parque instalado. 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 se encontra degradada, é realizada uma análise técnico-económica 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 bastante degradadas, com custo de manutenção elevado ou cujo recondicionamento não seja viável, planeia-se a substituição da máquina. Considerando o estado dos transformadores atualmente instalados, foi selecionado um conjunto de unidades para substituição, com valor baixo do 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.

O planeamento das ações considera, igualmente, a movimentação de transformadores, tendo em conta necessidades de reforço de potência. Estes transformadores serão instalados, nomeadamente, em subestações em que foi identificada a necessidade de substituir unidades em fim-de-vida.

Para os transformadores de serviços auxiliares foi seguida a mesma estratégia dos transformadores de potência, tendo sido calculado o IE para cada máquina, de que resultou a identificação das unidades mais degradadas.

O presente PDIRT prevê a substituição de um conjunto de transformadores relativamente aos quais foi identificada a necessidade de intervenção (substituição ou recondicionamento) face ao seu estado de conservação, 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 de conservação 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. Deve ser referido que os equipamentos selecionados apresentam uma idade média de aproximadamente 34 anos.

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).

De realçar que está prevista a conclusão da substituição dos disjuntores a óleo até 2019.

Transformadores de Medição

Para os transformadores de medição foi efetuada uma análise considerando o estado e características dos diversos equipamentos. Em certas instalações foram selecionados equipamentos, cujas características já não são as mais adequadas para a função que estão a desempenhar.

Descarregadores de Sobretensões

A tecnologia de descarga por explosores, utilizada em descarregadores de sobretensões, foi substituída há vários anos, a nível mundial, pela tecnologia de óxido de zinco (ZnO). A REN adotou esta opção há vários anos, instalando este tipo de descarregadores em todos os 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 diversas unidades em serviço com esta tecnologia, sendo responsáveis por uma taxa de falhas superior à das restantes famílias.

Atendendo ao exposto, verifica-se a necessidade de dar continuidade ao programa de substituição da família de descarregadores deste tipo de tecnologia, 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 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 e de comando e controlo. Para o período do presente plano, as intervenções foram coordenadas com as remodelações dos Sistemas.

REMODELAÇÕES DE EDIFÍCIOS E INFRAESTRUTURAS DAS INSTALAÇÕES

Em várias instalações mais antigas, prevê-se a realização de ações de remodelação e reabilitação de edifícios de comando e casas de painel, edifício Sede e edifício da antiga subestação de Sacavém para acomodar o Despacho Nacional e o *Data Center* (este projeto é alvo de uma avaliação em secção própria da Gestão Global do Sistema para o desenvolvimento estratégico da rede, porquanto a remodelação do edifício constitui um investimento específico da GGS (com tratamento específico em secção própria neste capítulo) e não se destina a repor as mesmas atividades que outrora aí se desenvolviam, designadamente a de exploração e operação de equipamentos MAT/AT e respetivos Sistemas) e outras infraestruturas 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.

Os serviços técnicos e administrativos relevantes para a execução do objeto da concessão estão atualmente instalados no edifício Sede da REN que apresenta necessidade de uma intervenção profunda por forma a assegurar o cumprimento da legislação vigente em matéria de condições no local de trabalho (SST), de acessibilidade, de segurança de emergência em edifícios e de qualidade do ar interior. Neste edifício são realizadas atividades de considerável importância para a concessão, como os trabalhos de planeamento das redes, projeto, regulação, assim como estudos decorrentes de regulamentação europeia (por exemplo, códigos de rede).

No âmbito das suas obrigações contratuais, a REN recorreu a consultores externos especializados para a elaboração de um parecer com o intuito de avaliar as condições técnicas do edifício Sede da REN, parecer este que detetou um conjunto de constrangimentos técnicos apresentados no relatório da análise à adequação da regulamentação da instalação em causa, cuja resolução passa por uma intervenção de fundo no edifício com os seguintes focos de abordagem:

(i) reforços estruturais com vista a adequar o comportamento do edifício à ação sísmica regulamentar – Requisito identificado no Relatório técnico elaborado pelo Laboratório Nacional de Engenharia Civil, Processo 0305/1/17643, que melhor enquadra a necessidade desta intervenção, para o qual se remete;

(ii) Implementação de medidas de segurança contra incêndio e sua adaptação à legislação em vigor;

(iii) Alterações nos sistemas de AVAC de forma a dotar o edifício de sistemas que permitam cumprir os requisitos legais da qualidade do ar interior e dos sistemas de renovação e tratamento de ar;

(iv) Dotação de sistemas de iluminação e soluções arquitetónicas nas fachadas, por forma a melhorar a eficiência energética do edifício;

(v) Substituição das redes de águas de consumo e residuais (de instalações sanitárias, cozinha e refeitório), consequência do fim de vida útil destas redes;

(vi) Alterações necessárias para o cumprimento das normas e de toda a legislação referente a pessoas com mobilidade condicionada.

INSTALAÇÃO ELÉTRICA GERAL

Da análise realizada ao estado das diversas instalações, verifica-se a necessidade de proceder à substituição de isoladores em algumas delas, já que apresentam elevados graus de degradação. No plano está identificado um conjunto de instalações, em que existe a necessidade de substituir isoladores que provocam um aumento dos custos de manutenção e do risco de curto-circuito associado à poluição depositada na cerâmica.

Foram, igualmente, identificadas instalações onde será essencial substituir e alterar ligações MAT e alguns componentes, para adequar as características elétricas aos novos requisitos de exploração da rede, nomeadamente correntes de defeito.

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. Tem-se como exemplo as subestações de Fanhões e de Alto de Mira onde ocorreram nos últimos anos 10 incidentes provocados pela acumulação de poluição nos isoladores.

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, eliminando os 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 de ativos, durante o período 2016-2020.

QUADRO 4-13

Orçamento do plano de remodelação de ativos

Instalação	Investimento (milhares de Euros)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Remodelação Integral	10 765	14 868	0	0	0
Remodelação de sistemas - SPT e SCC	6 619	9 836	12 923	12 095	2 482
Remodelação de sistemas - SAL	1 048	829	709	428	878
Recondicionamento de TP	1 022	499	487	0	469
Substituição de TP em fim-de-vida	3 902	1 787	1 745	11 197	1 660
Aplicação de RTV	2 043	0	122	1 901	59
Monitorização de Salas GIS	128	125	122	0	0
Disjuntores	311	0	168	41	1 027
Substituição de Aparelhagem	2 465	679	1 682	704	991
Edifícios e Infra-estruturas *	1 277	1 247	1 218	1 188	1 004
Total Investimento Instalações não-lineares	29 580	29 870	19 176	27 554	8 571
Total Investimento Linhas	5 145	8 426	10 575	696	2 845
TOTAL REMODELAÇÕES	**34 725**	**38 297**	**29 750**	**28 249**	**11 416**

* Esta rubrica contempla os edifícios técnicos das subestações

Deve ser referido que para além dos investimentos previstos na tabela anterior, a REN tenciona implementar, faseadamente, sistemas de monitorização[30] do estado dos ativos. Estes sistemas serão uma ferramenta fundamental para solidificar a estratégia de manutenção baseada no estado dos equipamentos, de forma a aumentar a eficiência operacional e promover a gestão do risco.

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 e pretende-se, com esta comparação, demonstrar as vantagens de considerar uma análise individual do estado de cada ativo, face a uma análise puramente baseada na vida económica.

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). Na tabela seguinte, encontram-se os valores anuais de investimento, considerando esta opção, para o período 2016-2020.

[30] Estes sistemas estão em avaliação e o investimento associado, ainda não passível de orçamentação, não deve exceder 1% do montante previsto para as remodelações do 1.º quinquénio do Plano.

QUADRO 4-14

Plano de remodelação de ativos baseado estritamente na idade

Instalação	Investimento (milhares de Euros)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Instalações não-lineares	145 655	84 943	95 054	100 854	91 841
Linhas	38 242	97 138	57 161	47 199	43 368
TOTAL	183 897	182 081	152 215	148 053	135 209

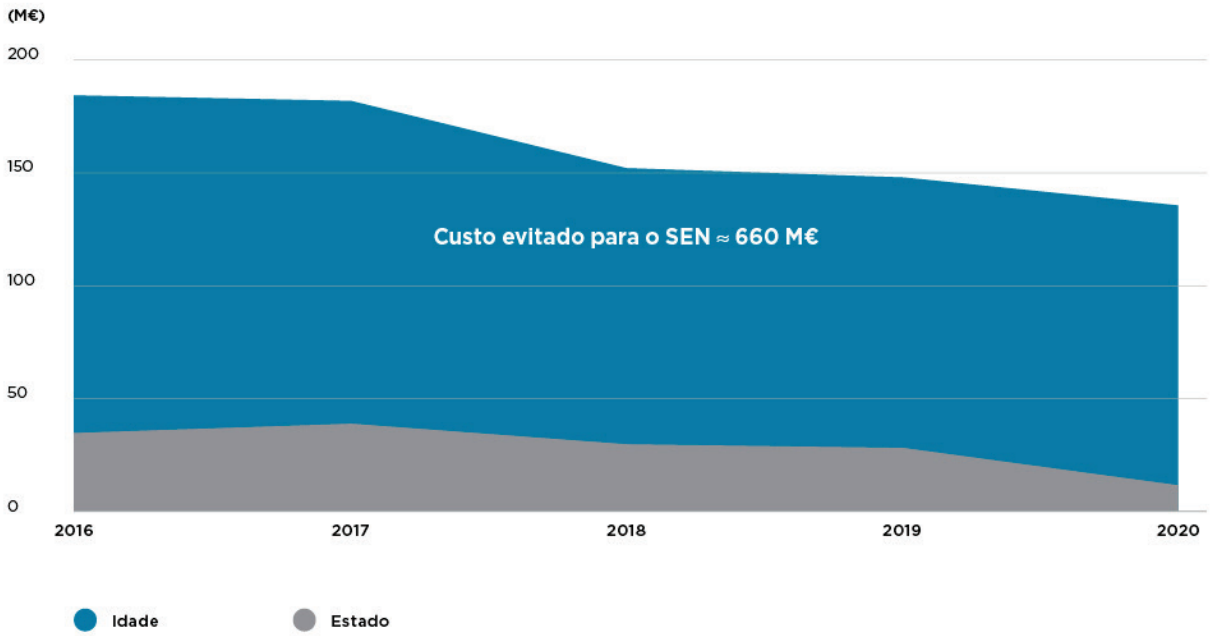
Tal como foi apresentado anteriormente, o investimento associado ao plano de remodelação de ativos com base no IE, pode ser consultado no Quadro 4-13.

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 660 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 4-18

Investimento associado a estratégias para a remodelação de ativos

(Estado VS Idade)



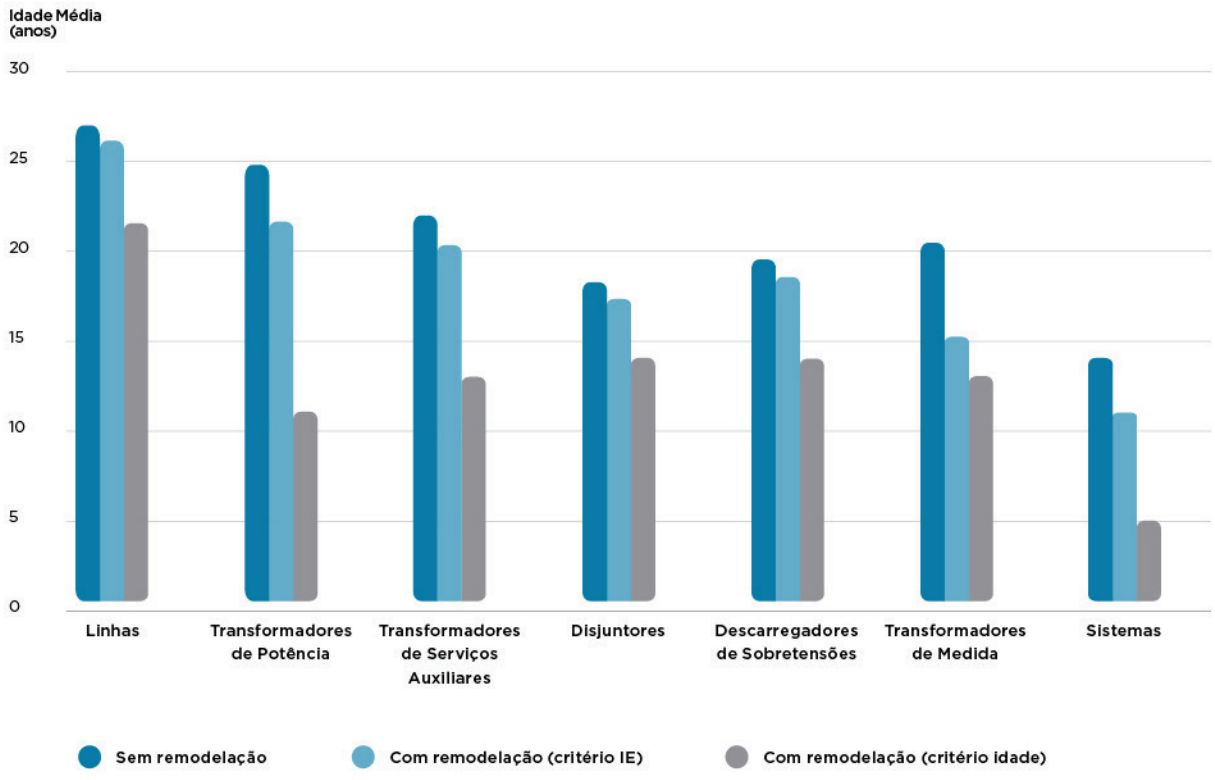
Naturalmente que o custo esperado de um plano com base na avaliação do estado do ativo apresenta um valor significativamente inferior ao de um plano com base estritamente na idade contabilística, desde que os ativos em causa tenham sido sujeitos a determinadas condições de

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, no ano de 2020, 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.

FIGURA 4-19

Efeito do plano de remodelações na idade média dos ativos



4.4. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

4.4.1. 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 4-20 e a Figura 4-21 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 4-20

Cobertura atual da rede ótica

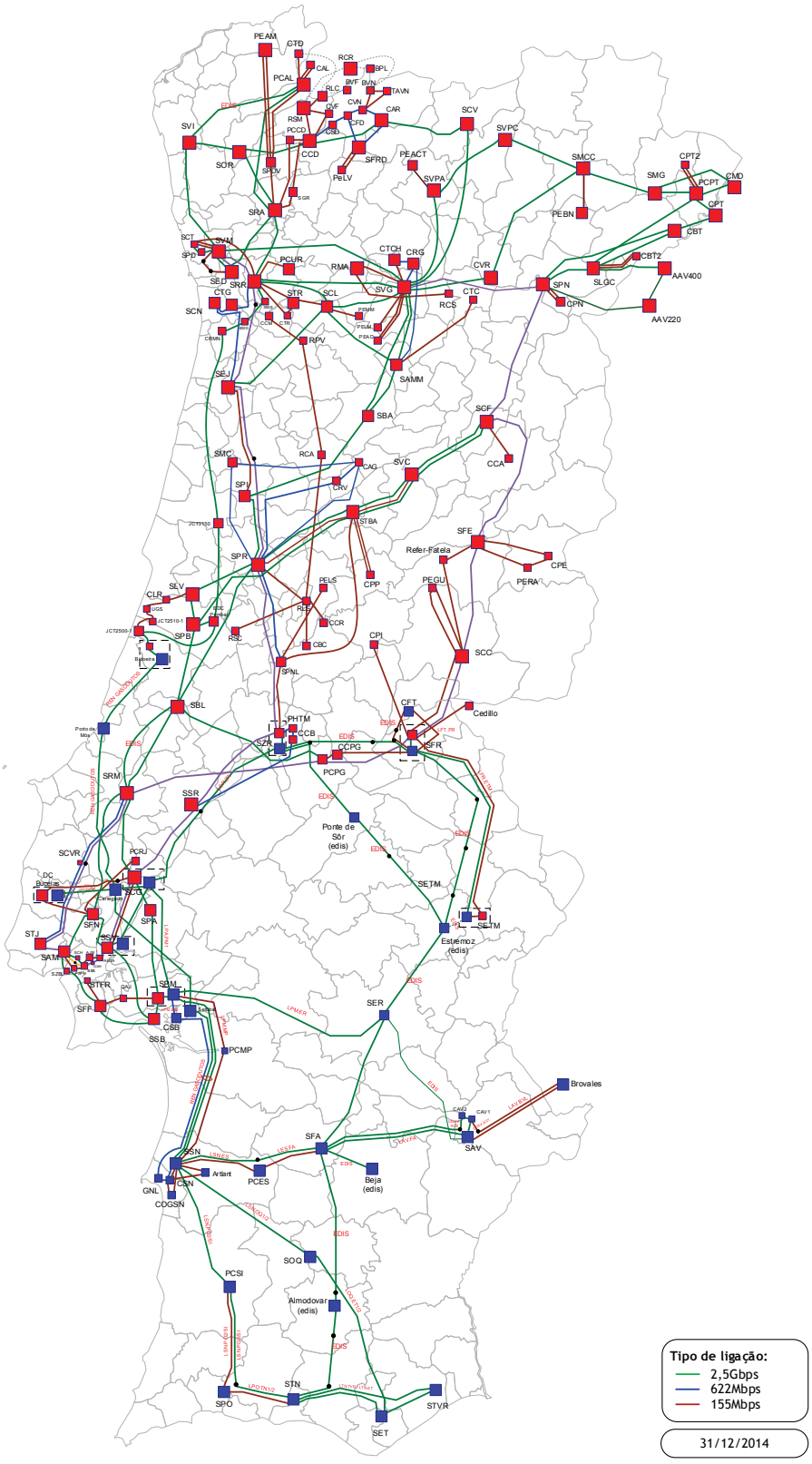


FIGURA 4-21

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 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 neste momento 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 de redes partilhadas. Face a este cenário, torna-se necessário proceder a investimentos em tecnologias de rede mais eficientes do tipo IP, numa lógica de adoção de redes convergentes e de desativação de infraestruturas e tecnologia em fim de vida, sem prejuízo da salvaguarda de sistemas mais críticos que possam exigir a conveniente compatibilidade com aqueles.

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 serão levados a cabo estudos e provas de conceito com vista à eventual adoção de novas tecnologias de comunicações não determinísticas onde atualmente se requerem exclusivamente comunicações síncronas ponto a ponto.

Fruto das tendências de evolução anteriormente referidas, prevê-se que no período 2016-2025, tanto nas novas instalações como nas instalações já existentes que sejam alvo de remodelação, se assista a uma redução da utilização de tecnologias de *core* TDM em detrimento de soluções IP/MPLS sobre fibra ótica.

4.4.2. 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, requerendo um SCADA ligado às demais instalações da RNT, através da rede de telecomunicações de segurança, permitindo assegurar as funcionalidades fundamentais do GS, em caso de falha global de uma daquelas instalações. As duas instalações referidas *supra* acolhem sistemas que exigem regimes de elevada disponibilidade dos seus equipamentos de suporte, desde os sistemas de alimentação à própria RTS, na qual se encontram estabelecidas funções de gestão e transmissão de dados através do *Data Center* implementado atualmente no mesmo edifício do Centro de Despacho.

O despacho da REN 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 maior número possível de informações sobre esse tipo de produção renovável.

Na vertente de Operação do Sistema prevêem-se melhorias e ampliação com novas funções do sistema SCADA/EMS (novas funções ou melhoria de funções existentes - interface com novos modelos de previsão da produção renovável, limites dinâmicos nas linhas e adaptação de telerregulação com bombas de velocidade variável), a aquisição de novas ferramentas de apoio ao mercado (adaptação dos sistemas e aplicações do mercado de serviços de sistema a novos requisitos e a novas plataformas de âmbito europeu) e a ampliação do sistema de interruptibilidade (crescimento e *upgrade* do sistema de controlo do serviço de interruptibilidade de consumidores).

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).

Estes projetos de investimento destinam-se a ampliar e melhorar continuamente os sistemas de controlo em tempo real da rede e as plataformas informáticas de suporte aos mercados.

REINSTALAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO E DO *DATA CENTER* DA RTS

O edifício, onde estão implementados atualmente o Centro de Despacho e o *Data Center* da RTS, foi concebido e encontra-se em exploração há aproximadamente 30 anos, pelo que não possui 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 AVAC[31], 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 já evidentes em dias de precipitação continuada e persistente, afetando salas técnicas e os seus equipamentos. O *Data Center* que suporta as VPN do Gestor do Sistema, as de outras funções essenciais à proteção e controlo da RNT, monitorização da qualidade da onda de tensão, segurança das subestações e sistema de telecontagem, requer uma instalação com maior grau de fiabilidade e redundância (2n), de forma a garantir-se a realização de ações e ensaios sem que tal implique a paragem da referida instalação, assegurando a continuidade de serviço.

Assim, numa visão de desenvolvimento estratégico da RNT, prevê-se a implementação do Centro de Despacho e do *Data Center*, nos espaços da antiga subestação de Sacavém 150/30 kV, através da reconstrução do seu edifício de comando, aproveitando-se assim um espaço técnico existente, mas que havia cessado as suas funções de rede, permitindo que uma das primeiras instalações da RNT volte a fazer parte do futuro da Rede acolhendo dois dos seus centros fundamentais para o desempenho adequado da rede de transporte e do SEN.

[31] Aquecimento, Ventilação e Ar condicionado.



05
PRINCIPAIS RESULTADOS E INDICADORES

REN

Página em Branco

5.1. INDICADORES DE EVOLUÇÃO

Os valores quantitativos de equipamento mencionados neste subcapítulo são também apresentados sob a forma de tabelas no Anexo 14.

5.1.1. Circuitos elétricos de linhas

A evolução do comprimento de circuitos elétricos de linha[32] em serviço que resultará da concretização deste Plano é a indicada na Figura 5-1.

FIGURA 5-1

Evolução do comprimento dos circuitos de linha em serviço na rede MAT* (histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)



(*)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 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".

[32] 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.

Em termos totais de circuitos elétricos de linha, prevê-se um crescimento de 444 km, abrangendo três anos desde dezembro de 2015 até final de 2018, correspondendo a um acréscimo de cerca de 5 % relativamente ao comprimento total no final de 2015. Por nível de tensão, o crescimento é de 16 % nos 400 kV e de 4 % nos 220 kV, verificando-se uma redução de 4 % nos 150 kV.

Não obstante todo o esforço de racionalização e de minimização de traçados de linhas MAT que a REN persegue, é inevitável o seu crescimento, atendendo basicamente a duas ordens de razões:

a) Cobertura do país com rede MAT em zonas onde ela ainda não existe e a sua presença se revela necessária;

b) Extensão da rede MAT até novos centros eletroprodutores, que muitas vezes exigem linhas longas.

Na Figura 5-2, ilustra-se a evolução do comprimento de circuitos de linha e de faixas de linha[33].

FIGURA 5-2

Comparação do comprimento de circuitos de linha e de faixas de linha na rede MAT
(histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)



Na contabilização do comprimento de circuitos de linha e faixas em serviço por nível de tensão, são consideradas as tensões de operação mais elevadas. Quer isto dizer que, por exemplo, no acréscimo de circuitos a 220 kV estão também consideradas linhas que, embora construídas para 400 kV, iniciam a sua operação a 220 kV ou a 150 kV, e só mais tarde passam à exploração a 400 kV, sendo então contabilizadas nos 400 kV e descontadas, respetivamente nos 220 ou 150 kV.

[33] "Faixa de Linha" corresponde ao traçado linear de um conjunto de apoios (simples ou duplos) que suportam um ou mais circuitos elétricos de linha.

5.1.2. Potência de transformação

Apresenta-se no Quadro 5-1 e Quadro 5-2 uma síntese das alterações previstas a nível de capacidade de transformação e autotransformação para o período 2016-2018, incluindo as desclassificações de unidades em fim de vida útil e os saldos líquidos de potência instalada.

QUADRO 5-1

Reforços de transformação 2016-2018
(totais por níveis de tensão e saldos)

Totais (por níveis de tensão)	A instalar		A transferir ou desclassificar		Saldos (MVA)
	Unidades	Potência (MVA)	Unidades	Potência (MVA)	
400/60 kV	+4x170	+680			+680
220/60 kV	+2x63	+126	-2x63(*)	-126	0
			-1x120(*)	-120	-120
	+3x126	+378	-1x126(*)	-126	+252
	+4x170	+680			+680
150/60 kV			-4x63(*2 unid)	-252	-252
			-1x120(*)	-120	-120
	+5x126	+630	-2x126(*1 unid)	-252	+378
Saldos globais	+18	+2494	-11	-996	+1498

(*) – Unidades a desclassificar, no montante total de 744 MVA, por fim de vida útil.

Os valores totais desta tabela incluem duas máquinas predominantemente para receção de produção renovável, uma em Tábua e outra no Pocinho, cada uma 220/60kV, de 126 MVA.

O Quadro 5-3 lista para o período 2016-2018 os projetos mais relevantes de linhas.

QUADRO 5-2

Reforços de autotransformação 2016-2018

Subestação	Unidades a instalar			Unid. a transferir ou desclass.		
	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Ano	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Ano
Fundão	400/220	+450	2017			
Tavira	400/150	+450	2016			
Zêzere	220/150	+250	2016	220/150	-120	2016
Totais por níveis de tensão						Saldos (MVA)
400/220 kV		1x450				+450
400/150 kV		1x450				+450
220/150 kV		1x250			-120	+130
Saldos globais		+1150			-120	+1030

QUADRO 5-3

Principais obras em circuitos ordenadas por ano de entrada em serviço

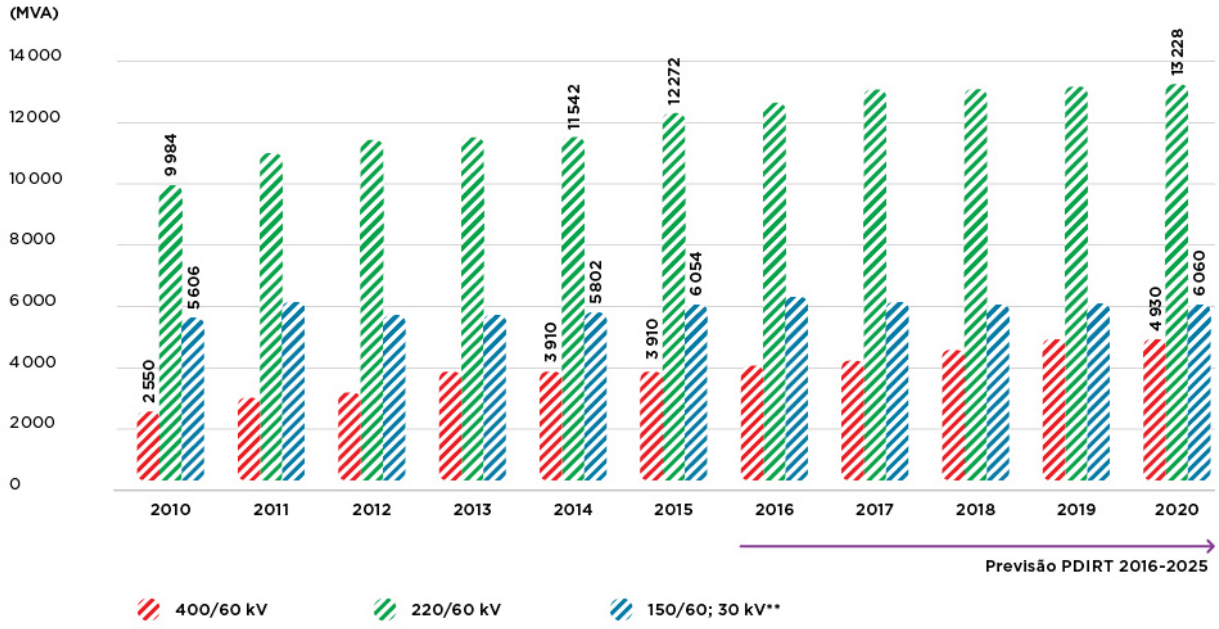
Obra	Tensão (kV)	Comprimento (km)	Descrição
2016			
Estremoz – Divor	400	1x51	Reforço de alimentação a consumos no Alentejo (inicialmente a 60 kV).
Palmela – Fanhões, desvio p/ Alcochete	400	2x2	Reforço de alimentação a consumos na Península de Setúbal.
Fernão Ferro – Trafaria 2	150	2x17	Reforço de alimentação à subestação da Trafaria.
2017			
Castelo Branco – Fundão	400	2x55	Linha dupla 400+220 kV (só terno 400 kV equipado); escoamento de produção renovável.
Penamacor – Ferro, abertura p/ Fundão	220	2x8	Ligação à subestação do Fundão; escoamento de produção renovável.
Vila Fria – Zona de receção *off-shore*	150	1x28	Receção de produção renovável *off-shore* ao largo de V.Castelo (inicialmente a 60 kV)
2018			
Ponte de Lima – fronteira c/ Espanha	400	2x72	Nova interligação a 400 kV com Espanha no Minho.
Divor – Pegões	400	1x70	Segurança de operação global da rede e reforço de alimentação a consumos na região do Alentejo

A potência de transformação instalada nas subestações para o nível dos 60 kV terá, de acordo com o presente Plano, entre final de 2015 e 2018 um aumento líquido total de 1 498 MVA, resultante, em particular, da necessidade de manter os níveis adequados na garantia de abastecimento dos consumos.

Por níveis de tensão, a evolução prevista para a potência global instalada de transformação é apresentada na Figura 5-3. A Figura 5-4 mostra a evolução da potência total instalada de transformação e de autotransformação decorrente da concretização deste PDIRT, até 2020.

FIGURA 5-3

Evolução da potência instalada de transformação MAT/AT *
(histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)

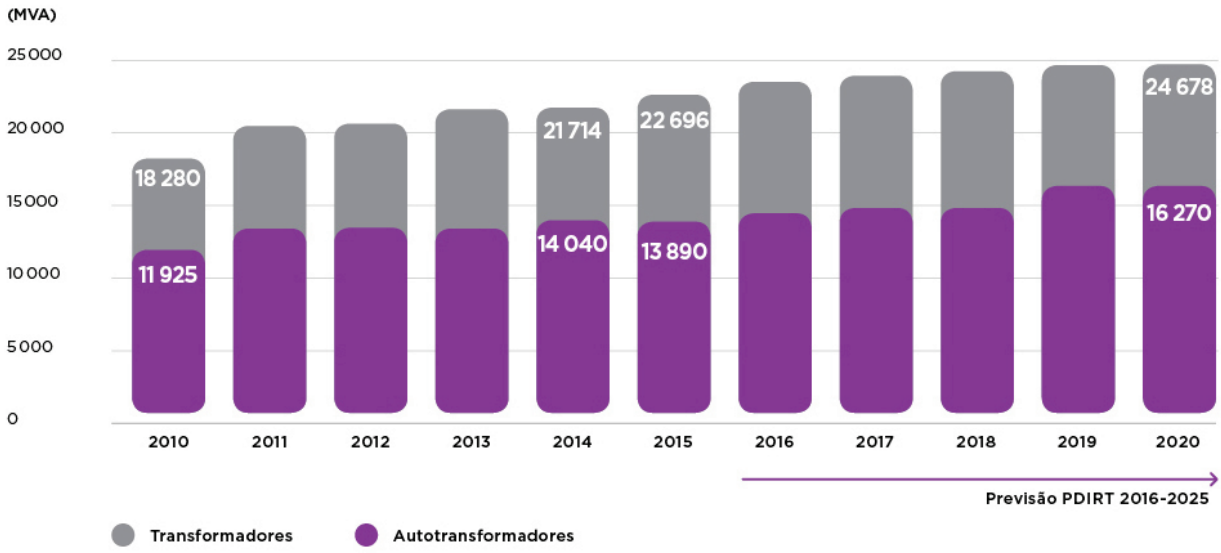


* A REN deixou de ter, desde 2011, transformação 150/30 kV. A partir de final de 2013 detém, adicionalmente, 3 transformadores 220/30 kV, com as potências de 2x120 MVA + 1x80 MVA, os quais, no entanto, são operados por utilizador da rede.

** Inclui, desde 2009, a unidade 150/130 kV, de 140 MVA, da subestação de Pedralva

FIGURA 5-4

Evolução da potência instalada de autotransformação MAT/MAT* e de transformação MAT/AT
(histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)



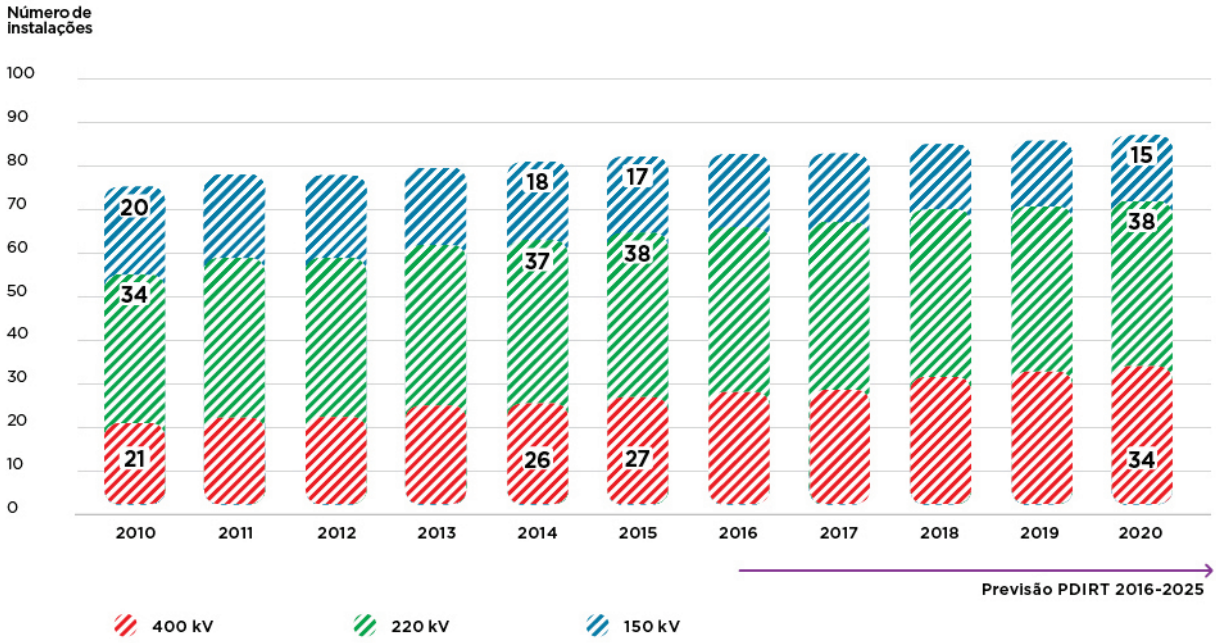
* A classe da autotransformação inclui, até 2015, a máquina 150/130 kV, de 150 MVA, da subestação de Ruivães que presta apoio à distribuição.

5.1.3. Instalações da RNT

A Figura 5-5 ilustra a evolução do número de subestações, de postos de corte, de seccionamento e de transição previstos. As instalações foram contabilizadas pelo seu nível de tensão mais elevado.

FIGURA 5-5

Evolução do número de subestações e postos de corte, seccionamento e transição da RNT
(histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)

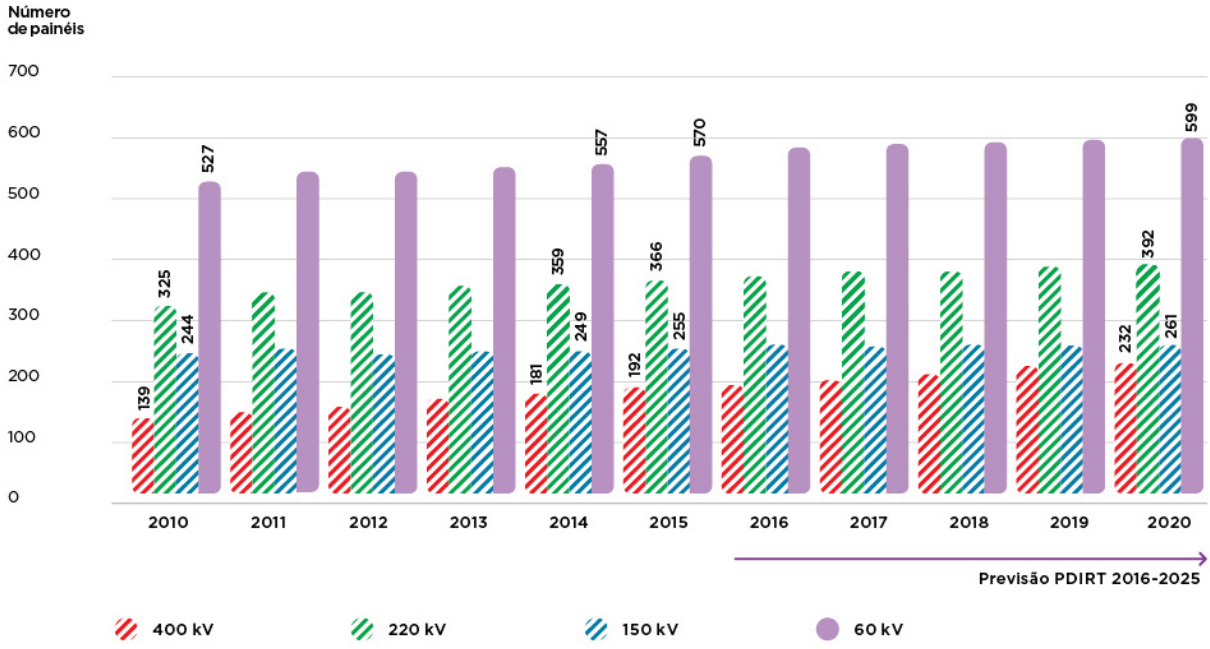


5.1.4. Painéis de MAT e AT

A Figura 5-6 mostra a evolução, até ao quinto ano do PDIRT, do número de painéis de 400, 220, 150 e 60 kV da RNT.

FIGURA 5-6

Evolução do número de painéis nas subestações e postos de corte da RNT
(histórico 2010 a 2014 e previsão até 2020)



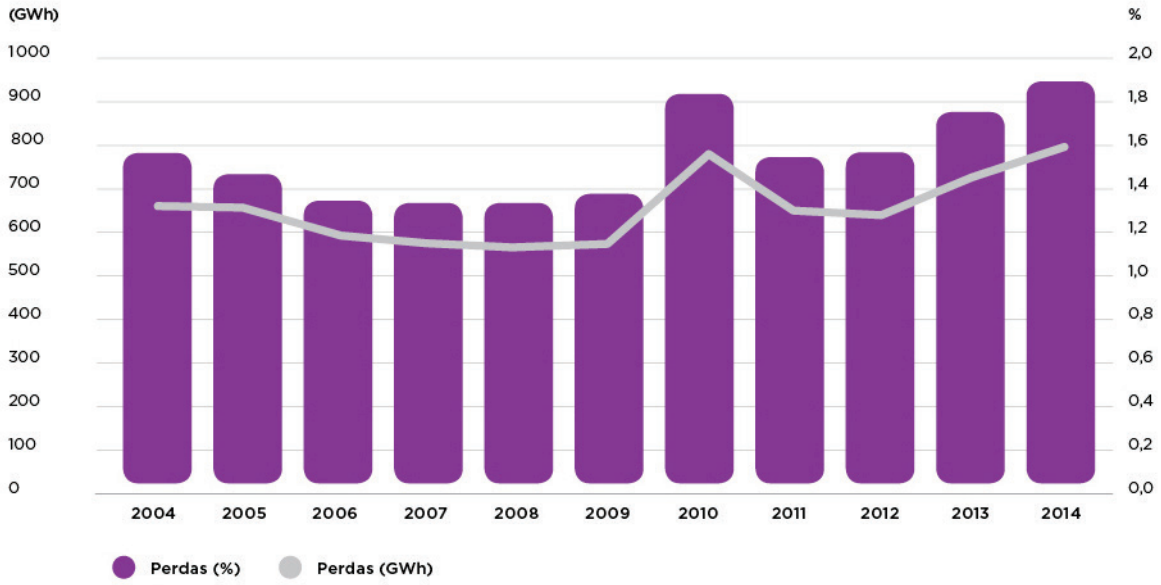
5.1.5. Perdas na RNT

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 a norte no litoral 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 da RNT descrito nos pontos anteriores, 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 Figura 5-7).

FIGURA 5-7

Evolução das perdas na RNT



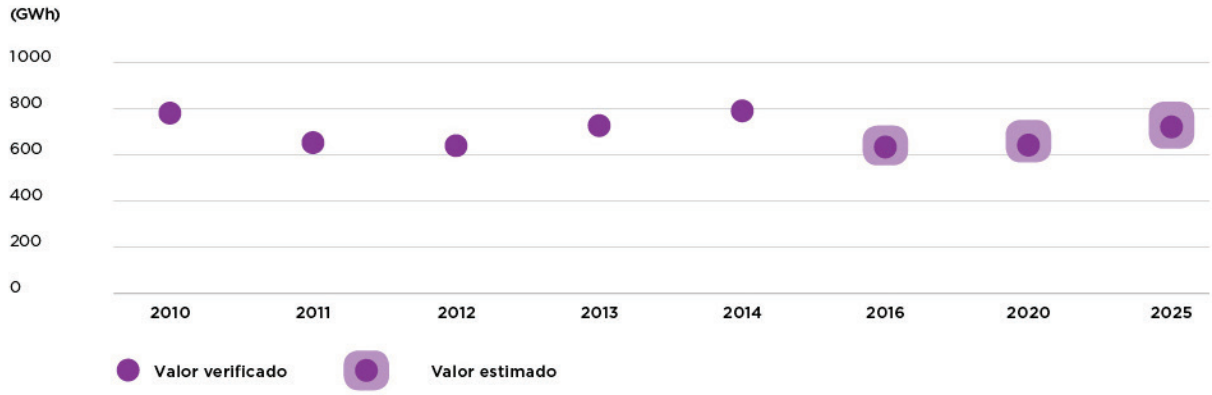
Efetivamente, as perdas na RNT têm-se mantido dentro de valores adequados e comparáveis com as de outros TSO europeus, embora estejam sempre dependentes de fenómenos com alguma incerteza, como seja a maior ou menor hidraulicidade/eolicidade. No ano de 2010 as perdas na RNT tiveram um aumento significativo, face aos anos anteriores, devido à elevada eolicidade e hidraulicidade verificadas. Este fenómeno repetiu-se novamente em 2013 e 2014, dois anos consecutivos em que se verificaram condições excecionais de elevada produção hídrica e eólica.

RESULTADOS PREVISIONAIS

A quantificação dos valores expectáveis de perdas numa determinada rede, cuja estrutura se modifica ao longo do tempo, tem, naturalmente, um nível de incerteza associado não despiciente. A Figura 5-8 representa uma banda estimada de evolução para as perdas na RNT para o horizonte temporal do PDIRT e para cenários médios, ou seja, assumindo a não ocorrência de regimes mais extremados de produção hídrica e/ou eólica ou até de trocas internacionais.

FIGURA 5-8

Evolução do valor absoluto esperado das perdas na RNT



Verifica-se que a previsão de perdas na RNT no horizonte temporal do PDIRT está dentro do intervalo de valores registados desde 2010. Todavia, há que salientar o elevado grau de incerteza associado a esta estimativa, face à multiplicidade de perfis possíveis no conjunto dos perfis de geração utilizados mais os volumes de trocas internacionais realizadas.

5.1.6. 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 electroprodutor 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 15 apresentam-se os valores máximos e mínimos das correntes de defeito trifásico simétrico e monofásico (valor eficaz subtransitório) previstos para os anos de 2016 e 2020, sendo igualmente apresentados os valores trifásicos máximos para o ano de 2025. No mesmo anexo são também apresentados os valores máximos e mínimos, previstos para 2016 e 2020, da relação X/R para a sequência direta nos barramentos MAT da RNT.

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 em situações de Inverno e Verão, sendo retido o maior (menor) valor determinado de entre eles. Estes cenários foram subdivididos em sub-cenários, 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, Vila Pouca de Aguiar - Valpaços – Macedo de Cavaleiros – Pocinho e ainda Riba d'Ave – Guimarães (este último com previsão de abertura no ano de 2017, com a desativação do ponto injetor de Guimarães).

CRITÉRIOS DE CORRENTES DE DEFEITO PARA EFEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS

Na sequência da revisão em 2009 do documento normativo designado por 'Níveis máximos de correntes de defeito para projeto de instalações da Rede Nacional de Transporte', datado de Junho de 2004, a REN introduziu algumas alterações nos níveis máximos de correntes de defeito para dimensionamento das novas instalações.

No Quadro 5-4 são apresentados os valores de correntes de defeito considerados para dimensionamento de novas instalações.

QUADRO 5-4

Correntes de defeito máximas para efeitos de dimensionamento de novas 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 fase-terra, quanto 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 onde não se preveja um desenvolvimento significativo da RNT e com menos geração, em que a regra será de 40 kA.

Plataforma de 220 kV:

Como regra geral deverá assumir-se para as novas instalações sem autotransformação 400/220 kV (ou até um máximo de dimensionamento de duas unidades de autotransformação) 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 previsto 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 previsto no PDIRT em vigor 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 previsto no PDIRT em vigor, 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 previsto no PDIRT em vigor 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, Ourique, 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 linhas, transformadores e autotransformadores e distâncias entre instalações.

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.

A REN 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 previram ultrapassagens 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 e Ermesinde.

No futuro, encontra-se ainda contemplada a instalação de novas reatâncias de neutro nos 60 kV dos transformadores das subestações de Vila Pouca de Aguiar e de Rio Maior.

CORRENTES DE DEFEITO NA RNT

A Figura 5-9 apresenta a distribuição das correntes de defeito trifásico máximas para cada nível de tensão ao longo do período de 2016 a 2025.

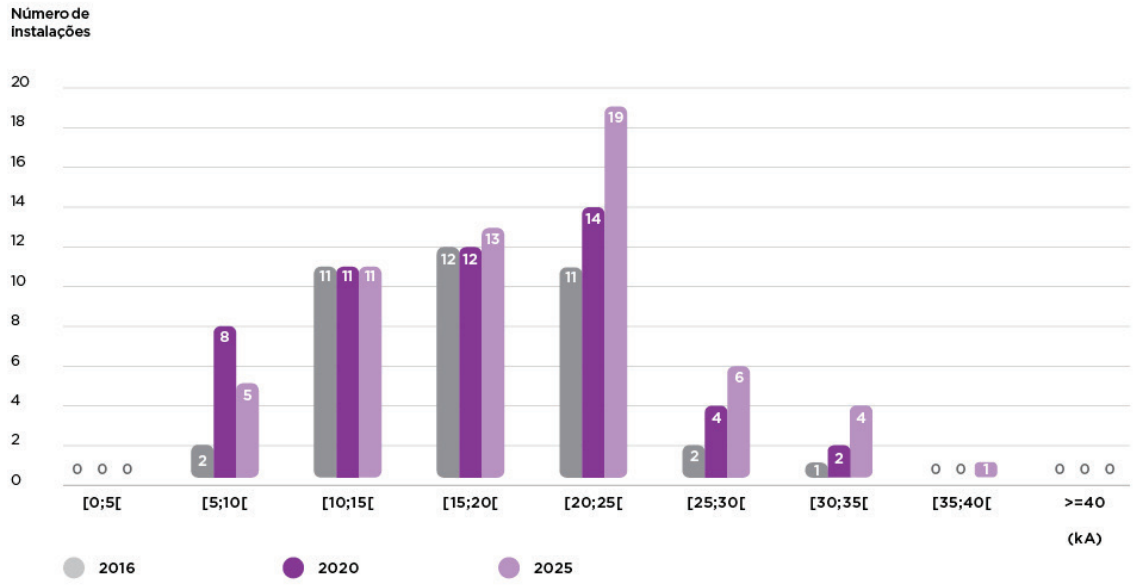
Salienta-se que os gráficos apresentados através da Figura 5-9 englobam todas as instalações onde foram calculadas as correntes de defeito, e não apenas os barramentos da RNT.

Ao nível dos 400 kV, verifica-se que, à parte de um 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 2016 a 2025 as instalações que poderão apresentar valores mais elevados, entre 30 e 36 kA, são as subestações de Lagoaça, Pedralva, Recarei, Riba d'Ave e Alto Lindoso.

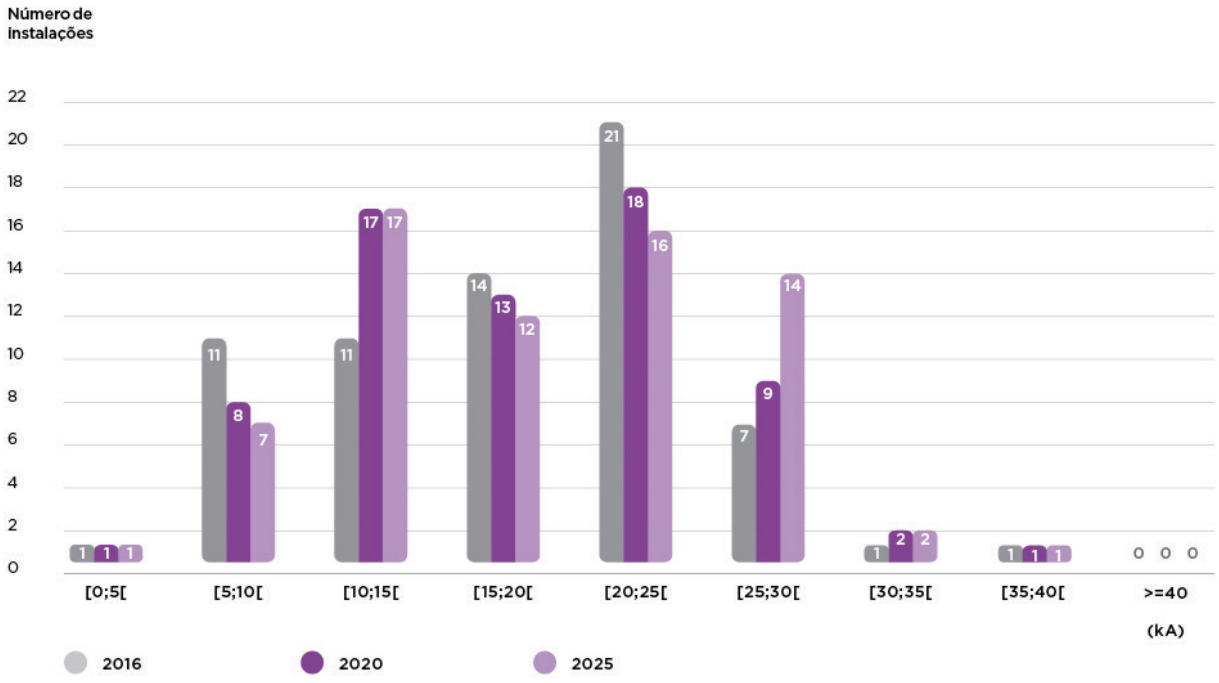
FIGURA 5-9

Classes de correntes máximas de defeito trifásico por nível de tensão em 2016, 2020 e 2025

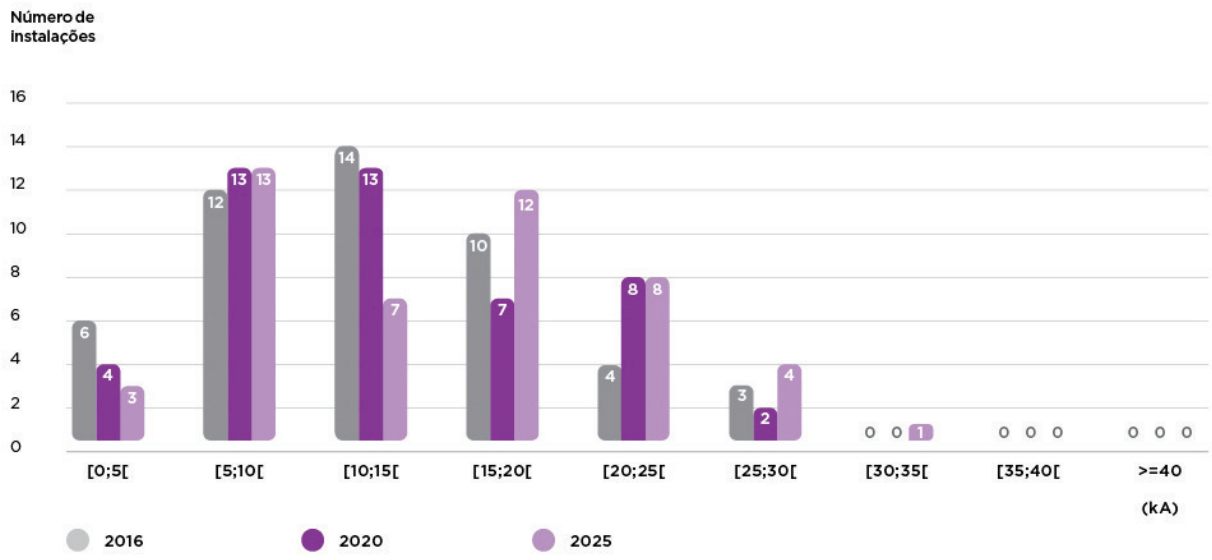
400 kV



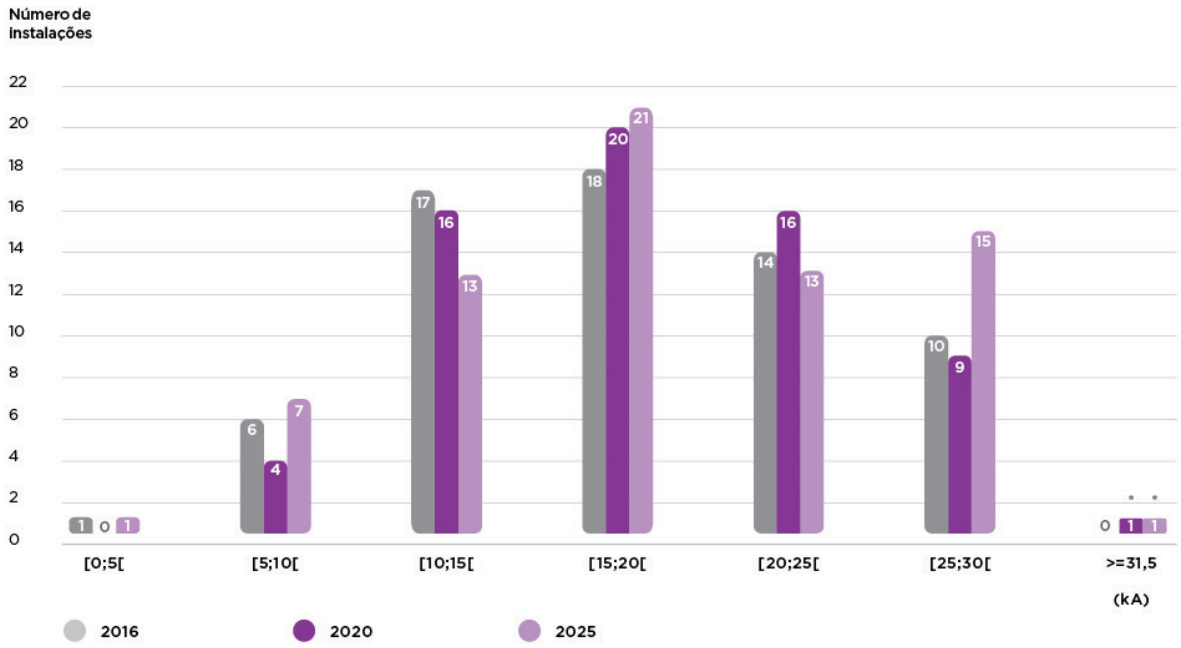
220 kV


Número de instalações
22
20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
1 1 1
11 8 7
11 17 17
14 13 12
21 18 16
7 9 14
1 2 2
1 1 1
0 0 0
[0;5[
[5;10[
[10;15[
[15;20[
[20;25[
[25;30[
[30;35[
[35;40[
>=40
(kA)
2016
2020
2025

150 kV


Número de instalações
16
14
12
10
8
6
4
2
0
6 4 3
12 13 13
14 13 7
10 7 12
4 8 8
3 2 4
0 0 1
0 0 0
0 0 0
[0;5[
[5;10[
[10;15[
[15;20[
[20;25[
[25;30[
[30;35[
[35;40[
>=40
(kA)
2016
2020
2025

60 kV



Nota: * Instalações com medidas de controlo das correntes de defeito ainda em análise.

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 previsionais, 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 com um nível de 50 kA, de forma a acomodar este aumento previsto das correntes de defeito trifásico e monofásico. Outras medidas complementares poderão vir a ser equacionadas.

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 2016 a 2025, uma vez que estes valores encontram-se abaixo do valor de 31,5 kA considerado ao nível do projeto destas instalações.

No que diz respeito às correntes de defeito trifásico nos 60 kV, registou-se apenas na subestação de Lavos a ultrapassagem do valor de 31,5 kA, aquando da entrada em serviço do terceiro transformador de potência 400/63 kV, de 170 MVA, pelo que, com a antecipação necessária, serão analisadas soluções para limitação das correntes de defeito trifásicas nesta instalação.

CONCLUSÃO

Da análise previsional da evolução das correntes de defeito ao longo do período de 2016 a 2025 foi possível constatar que as instalações existentes, remodeladas/ampliadas, e aquelas que vão proximamente entrar em serviço encontram-se adequadamente dimensionadas para as correntes de defeito previstas neste período, sendo que para o caso particular da subestação de Lavos irão ser estudadas medidas adequadas de limitação. 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.

5.2. 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 — foi definido pelos Governos de Portugal e Espanha o objetivo político de alcançar a meta de 3 000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação entre os dois países, tendo sido consignado na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006.

A adequação dos valores de capacidade de interligação é continuamente monitorizada pelos dois ORT, quer ao nível do MIBEL, quer ao nível da ENTSO-E, em sede de elaboração do plano decenal europeu "TYNDP".

5.2.1. Evolução no curto e médio prazo

Na situação atual, e para o ano de 2015, as capacidades indicativas de interligação para fins comerciais encontram-se publicadas pela REN no seu sítio da *Internet*. Em síntese, e do ponto de vista de capacidades determinadas apenas por restrição da rede (isto é, sem considerar limitações decorrentes dos parques geradores), os valores mínimos expectáveis para a capacidade de interligação, que correspondem aos cenários mais desfavoráveis, rondam os 1 700 MW no sentido de importação e os 1 600 MW no de exportação.

A previsão de evolução da capacidade de interligação, até ao horizonte de 2025, é a que consta do Quadro 5-5.

QUADRO 5-5

Previsão dos Valores Mínimos(1) Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação
(Limitações Previsionais só de rede)

Ano	Portugal › Espanha [MW] Verão	Portugal › Espanha [MW] Inverno	Espanha › Portugal [MW] Verão	Espanha › Portugal [MW] Inverno
2016	2600	2600	2000	2000
2019	3000(2)	3000(2)	3000(2)	3000(2)
2025	3200(3)	3200(3)	3200(3)	3200(3)

Notas:

(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do 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.

(2) Após a concretização da futura linha de interligação a 400 kV Minho-Galiza.

(3) Encontram-se a decorrer estudos conjuntos REN-REE para reavaliação destes valores.

Constata-se que, no sentido de Espanha para Portugal, a capacidade de interligação tem vindo a ser limitada, na larga maioria do tempo, por diferença angular entre subestações de Cartelle e do Alto Lindoso, após a contingência da linha de interligação entre as referidas instalações.

Para ultrapassar estas limitações na capacidade de interligação por desfasamento angular, a solução que técnica e economicamente se mostrou ser a mais favorável, passa pela construção de uma nova linha de interligação nesta zona, por forma a garantir uma continuidade elétrica entre as duas redes na região. É neste contexto que, nos estudos conjuntos[34] desenvolvidos entre a REN e a REE no âmbito do MIBEL, para se atingir a meta de 3 000 MW de capacidade de interligação, foram decididos, para além de outros reforços internos de rede, a construção de uma segunda linha de interligação entre as regiões do Minho e da Galiza, a poente da atual Alto Lindoso - Cartelle e ligando as futuras subestações de Ponte de Lima, em Portugal, e Fontefria, em Espanha. Assinala-se ainda que o adiamento que se tem vindo a registar na entrada em serviço desta nova interligação, atualmente prevista para 2018, tem sido motivado por dificuldades relacionadas com o seu licenciamento.

Destaca-se que, para além de contribuir para o incremento significativo da capacidade de interligação, permitindo cumprir com as metas definidas para o MIBEL, esta nova linha introduzirá também outras valias importantes para o SEN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e garantia de continuidade de abastecimento.

A recente entrada em serviço, em 2014, da linha de interligação a 400 kV Tavira – Puebla de Guzmán[35] criou condições para que se verificasse um acréscimo significativo na capacidade de interligação no sentido de Portugal para Espanha. Destaca-se o facto de, já no decorrer de 2015, se terem obtido, nalguns períodos, valores mínimos já muito próximos da meta fixada (3 000 MW).

Para além da futura interligação a 400 kV Ponte de Lima – Fontefria, acima referida, existem ainda outros reforços internos de rede que, dando simultaneamente resposta a outras necessidades de reforço da RNT, contribuem igualmente de forma significativa para se manter os objetivos de capacidade definidos. Esta necessidade decorre, em particular, do acréscimo futuro de trânsito de potência nos eixos de interligação decorrente da instalação de novos centros eletroprodutores nas zonas Cávado/Tâmega e Serra da Estrela, tornando necessário proceder-se, no médio/longo prazo, a outros reforços na rede. Incluem-se neste lote os seguintes reforços internos na RNT:

- Nova linha a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado;
- Nova linha a 400 kV entre o posto de corte do Pego e a subestação da Falagueira.

Tendo em conta a data neste momento prevista para a concretização da nova interligação Ponte de Lima – Fontefria, só a partir de 2018, após a entrada em serviço desta linha, se espera poder vir a atingir o objetivo de 3 000 MW de capacidade de interligação. Nesse horizonte, constata-se que a *ratio* da capacidade de interligação com a ponta anual de consumo, que se estima ser na ordem de 35 %, representa um valor adequado ao bom desempenho do MIBEL.

[34] "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.

[35] Esta linha entrou ao serviço em maio de 2014.

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.

5.2.2. A nova interligação Minho-Galiza e o Mercado Interno de Energia

Como referido anteriormente, o principal objetivo para realização da nova linha de interligação Ponte de Lima - Fontefria[36], entre a região portuguesa do Minho e a espanhola da Galiza, é o de criar condições para que se possa atingir a meta de 3 000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais entre Portugal e Espanha, tal como definido na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006.

Efetivamente, o reforço da capacidade de interligação internacional, para além de proporcionar um reforço de abastecimento à escala nacional e regional, constitui um dos pólos de cumprimento dos objetivos energéticos nacionais e europeus.

Com a subida dos níveis de capacidade de interligação para a 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 (para além dos períodos de limitação por razões de parque gerador), possibilitando, do ponto de vista da rede, um funcionamento perfeitamente integrado dos mercados.

Complementarmente, no âmbito da elaboração da última edição do plano decenal de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, o TYNDP 2014 preparado pela ENTSO-E e com parecer positivo da ACER (emitido em janeiro de 2015), o reforço da interligação Portugal – Espanha com a nova linha Ponte de Lima - Fontefria, apresenta claros benefícios para o Mercado Interno de Energia que são apresentados no Quadro 5-6.

36 Designada de Viana do Castelo – Fontefria na proposta de PDIRT 2014-2023

QUADRO 5-6

Análise CBA no âmbito do TYNDP 2014 do projeto de Interligação Portugal-Espanha

Número PIC (lista dezembro 2013)	Ref. TYNDP 2014	Projeto	Análise CBA para 2030*			
			Benefício Socioeconómico [M€/ano]	CO_2 [KT/ano]	FER [MW ou MWh/ano]	Perdas [MWh/ano]
2.17	4	Interligação a 400kV V.Fria B (V.Castelo) – V.Conde-Recarei (PT) and Beariz - Fontefría (ES)	3 a 130	-330 a 270	7200 a 770000 MWh	-14000 a 9900

* - Gamas tendo em consideração as quatro '*visões*' do TYNDP 2014.

Face aos evidentes benefícios mostrados por este projeto, a REN, de forma coordenada com a Red Eléctrica de España, apresentou a sua candidatura 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 classificação[37].

[37] Uma descrição mais pormenorizada desta linha de interligação como PCI pode ser encontrada no ponto 1.5.

5.3. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO

5.3.1. Enquadramento

De acordo com as obrigações do operador da RNT, o planeamento dos reforços de rede têm 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, de uma forma geral, nas regiões onde são implementados criar capacidade adicional para ligação adicional de consumos ou de centros de produção, ou de ambos. Tal deve-se ao facto dos 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, geralmente, por facultar uma capacidade um pouco superior às estritas necessidades.

Por outro lado, o dimensionamento de um determinado projeto tendo somente em conta uma visão estritamente das necessidades correntes, sem que seja contemplada alguma margem para acomodar incertezas de necessidades da operação futura da rede, sejam ao nível dos impactos de futuros projetos (consumo e/ou produção) que se venham/queiram estabelecer nesses locais, sejam resultantes dos fluxos de energia motivados pela evolução em redes de áreas circundantes, incluindo a rede de Espanha, conduzirá, a médio/longo prazo, a necessidades adicionais de reforços de rede, induzindo maiores impactos, não apenas a nível ambiental e de ordenamento do território, mas também económico.

No que respeita às capacidades de receção de nova geração, a RNT dispõe, atualmente, cerca de 7 500 MW de capacidade de receção para nova geração, que se encontra distribuído ao longo de toda a rede, conforme reportado na Caracterização da RNT[38] de publicação anual. Contudo, uma parte apreciável desta capacidade tem localização mais junto dos grandes eixos a 400 kV ao longo do litoral, e não tanto no interior onde reside a maior parte do potencial eólico e solar. Assim, de forma a criar condições para a captura e integração nas redes deste potencial, são ainda necessários alguns reforços da RNT nestas regiões mais interiores.

Por outro lado, a liberalização do sistema eletroprodutor e a aposta nas energias renováveis, com um elevado grau de incerteza na sua localização e data de concretização, alterou o paradigma tradicional que era baseado em cenários de evolução do sistema produtor de maior estabilidade.

[38] Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2014.

Em face do exposto, para fazer face à dinâmica de atribuição dos pontos de receção, foi sentida a necessidade e oportunidade de determinar o valor da capacidade de receção na RNT.

5.3.2. Processo de cálculo

METODOLOGIA

A identificação da capacidade adicional para a ligação de novos centros produtores, pode ter duas abordagens distintas:

> Individual – o valor de capacidade adicional identificado para cada nó individualmente tem como pressuposto não haver qualquer outra nova injeção, nas outras subestações/zonas que se encontrem eletricamente próximas;
>
> Simultânea – considerando que nas subestações/zonas eletricamente próximas também poderão vir a ser ligados outros novos centros electroprodutores.

Na primeira abordagem, individual, a informação apresentada tem um grau de relevância baixo, na medida em que pode 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 electroprodutores, 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 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 independente das solicitações que possam ocorrer nas subestações/zonas eletricamente próximas.

A avaliação da capacidade existente é suportada em análises de regimes de operação da RNT em 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), tem fundamentalmente em conta as restrições que resultam do seguinte:

- Verificação da adequação da capacidade de transporte dos elementos da RNT – linhas, autotransformadores, transformadores, etc.;
- Cumprimento do perfil de tensões da 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;
- 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. Neste contexto, o valor das capacidades é atualizado de forma periódica, na medida em que dependem, não só da efetiva taxa de concretização dos novos centros produtores, como de alterações/dinâmica de desenvolvimento da estrutura da própria RNT, como ainda da composição da rede e do parque produtor de Espanha com a qual a RNT se encontra interligada.

Os valores são apresentados no PDIRT 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 (2025), e tendo como objetivo transmitir a ordem de grandeza dos montantes disponíveis em cada área. A sua desagregação por subestação da RNT e por nível de tensão de receção é, como já referido, apresentada para o curto prazo na Caracterização da RNT[39].

SOFTWARE UTILIZADO

Para fazer face às exigências metodológicas mencionadas e tendo em conta que as ferramentas computacionais utilizadas pela REN nos seus estudos de simulação não eram 'desenhadas' para um cálculo específico das capacidades simultâneas de injeção na rede, a REN celebrou com um consultor, o INESC TEC - Porto, um contrato para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional específica para realização do referido cálculo. No Anexo 9 encontra-se informação adicional sobre esta ferramenta, designada 'RENRecep'.

Após ultrapassadas as fases de testes e verificação de conformidade dos resultados obtidos, a REN passou, desde 2014, a efetuar os cálculos de capacidades de receção simultâneas na RNT com base neste *software* 'RENRecep'.

5.3.3. Necessidades de reforço da rede

As capacidades de receção, consignadas no DL n.º 172/2006, na sua atual redação, e definidas de forma previsional, constituem um instrumento de referência para o processo de atribuição de pontos de ligação a novos centros produtores.

Tal como referido no ponto 2.4.5, de acordo com a política energética perspetiva-se até ao horizonte de 2025 um crescimento de aproximadamente 1 900 MW do parque produtor (excetuando a Grande Hídrica). Deste acréscimo salienta-se o valor de 1 000 MW em parques eólicos e de 400 MW em aproveitamentos solares (fotovoltaico e térmico).

De acordo com a localização do recurso renovável (nomeadamente o eólico e o solar), a afirmação, por parte de *stakeholders*, de défice de capacidade em determinadas zonas da rede para a ligação de centros eletroprodutores renováveis, assim como as solicitações recebidas por parte de

[39] Para os cenários de curto prazo os valores da capacidade de receção por subestação da RNT e por nível de tensão são publicados com periodicidade anual no documento "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede".

promotores para ligação de nova potência, infere-se que as regiões de Trás-os-Montes, da Beira Interior, do Alentejo e do Algarve sejam aquelas onde se venham a registar maior apetência para a instalação de nova potência. No Quadro 5-7 encontra-se um resumo dos pedidos de informação de existência de capacidade de receção na RNT recebidos pela REN para a instalação de centros electroprodutores solares.

QUADRO 5-7

Total dos pedidos relacionados com projetos solares por subestação e nível de tensão

Subestação	Nível de Tensão (kV)	Total de Pedidos (*)	
		Número	Potência (MVA)
Castelo Branco	60	1	30
Falagueira	150	1	68
Évora	60	3	160
	150	1	150
Estremoz	60	2	90
Ferreira do Alentejo	60	1	50
	150	1	50
Ourique	150	3	200
Tavira	150	2	150
	400	1	200
Portimão	150	1	84
Tunes	60	2	61
Alentejo/Algarve	a definir	1	700
Total		20	1993

(*) - Não estão contabilizados os pedidos apresentados diretamente ao ORD, sem que o ORT tenha sido consultado

Das análises efetuadas à situação atual da rede, não só ao nível das condições de operação, bem como das capacidades de receção adicionais estimadas até 2018 (conforme reportadas na Caracterização da RNT [40]), verifica-se ser reduzida, e em algumas subestações mesmo nula, a capacidade para instalação de novos centros electroprodutores em determinadas regiões de maior potencial de aproveitamento renovável (nomeadamente nas referidas anteriormente). Neste contexto e com o objetivo de criar condições para o cumprimento das metas de política energética ao nível da evolução da potência instalada em aproveitamentos de energias renováveis como o principal *driver*, o presente Plano prevê os seguintes principais reforços de rede:

- ✓ Eixo a 220 kV Vila Pouca de Aguiar - Carrapatelo: permitirá aumentar a capacidade de receção na região de Trás-os-Montes, onde o seu potencial eólico tem expressão e atualmente a capacidade adicional de receção não ultrapassa os 70 MW.

[40] A estimativa da capacidade disponível para receção de nova geração por subestação/nível de tensão na RNT até ao horizonte de 2018 é apresentada no documento 'Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2014' que pode ser consultado em www.ren.pt

- ✓ Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira: possibilitará incrementar a capacidade de receção de nova geração nas regiões da Beira interior e norte da Serra da Estrela, onde já existem ou estão em construção alguns empreendimentos de produção (cerca de 110 MW de origem eólica) que se ligam à rede sujeitos a restrições de operação até ao aparecimento de capacidade nesta zona.

- ✓ Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira: com o equilíbrio dos fluxos de potência na RNT na região do Baixo Alentejo e Algarve, ficam criadas condições para que do montante global de potência que se encontra atualmente reservada na subestação de Sines[41], parte dela (cerca de 800 MW) possa ser transferida[42] para a zona mais interior do Baixo Alentejo e Algarve.

5.3.4. Capacidades de receção para nova geração por grandes zonas

Tendo em atenção que as maiores restrições à receção de nova geração em MAT na RNT ocorrem essencialmente a nível regional e não tanto a nível local, entende-se que a apresentação de uma estimativa da mesma para horizontes de médio e longo prazo (respetivamente 2020 e 2025) tem maior significado por grandes zonas e não tanto ao nível da subestação/nível de tensão.
Recorda-se que a capacidade adicional de uma rede está fortemente dependente da evolução de todo o sistema electroprodutor (ao nível dos consumos, parque eletroprodutor e fluxos transfronteiriços) cujo grau de incerteza é tanto maior quanto maior for o horizonte em análise.
Acompanhando a evolução efetiva da ligação de novos projetos à RNT e RND, o operador da RNT recalcula e atualiza periodicamente a tabela de capacidades adicionais de receção na RNT para o curto prazo com uma discretização ao nível da subestação/nível de tensão, a qual inclui na Caracterização da RNT

São aqui também apresentados valores de capacidade adicional de receção para o curto prazo (2016), informação essa que constitui uma agregação, por grandes zonas, dos valores para o período 2015-2016 já divulgados na Caracterização da RNT. Esta agregação tem como propósito uma maior facilidade de identificação/quantificação do acréscimo de capacidade de receção adicional e dos locais/regiões em que ocorrem, acréscimo esse que é proporcionado pelos reforços de rede propostos neste Plano.

As Figura 5-10 aFigura 5-12 bem como o Quadro 5-8, ilustram os valores previsíveis de capacidade de receção de nova geração disponíveis para os horizontes de 2016, 2020 e 2025 por grandes zonas da RNT, para além da potência atribuída aos centros eletroprodutores já licenciados.

[41] Atualmente encontra-se reservada em Sines uma potência na ordem dos 1600 MW para a instalação de duas centrais termoelétricas.

[42] Esta transferência de capacidade carece de autorização pelo Concedente

FIGURA 5-10

Capacidade de receção de nova produção

Situação prevista para 2016

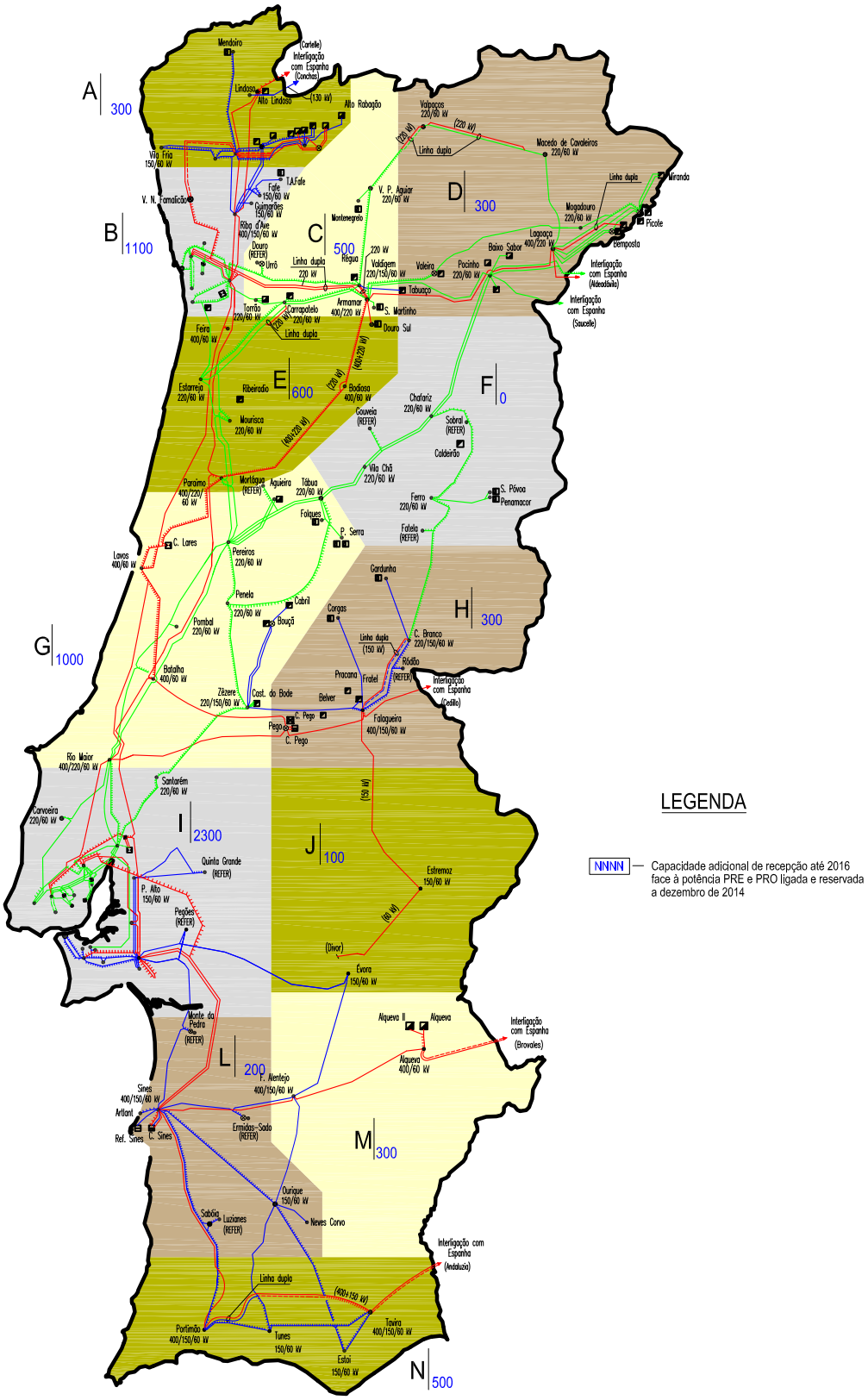


FIGURA 5-11

Capacidade de receção de nova produção

Situação prevista para 2020

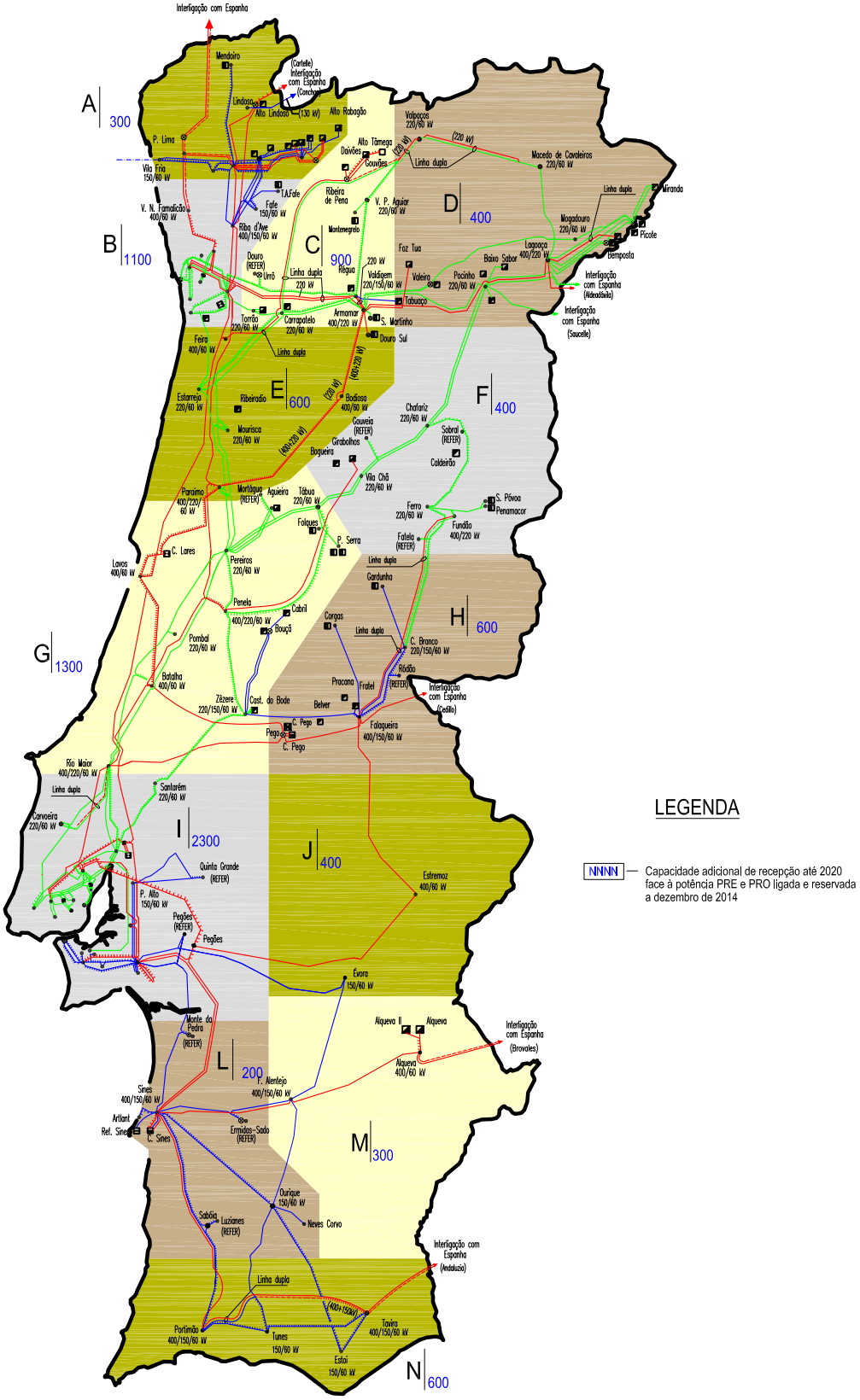
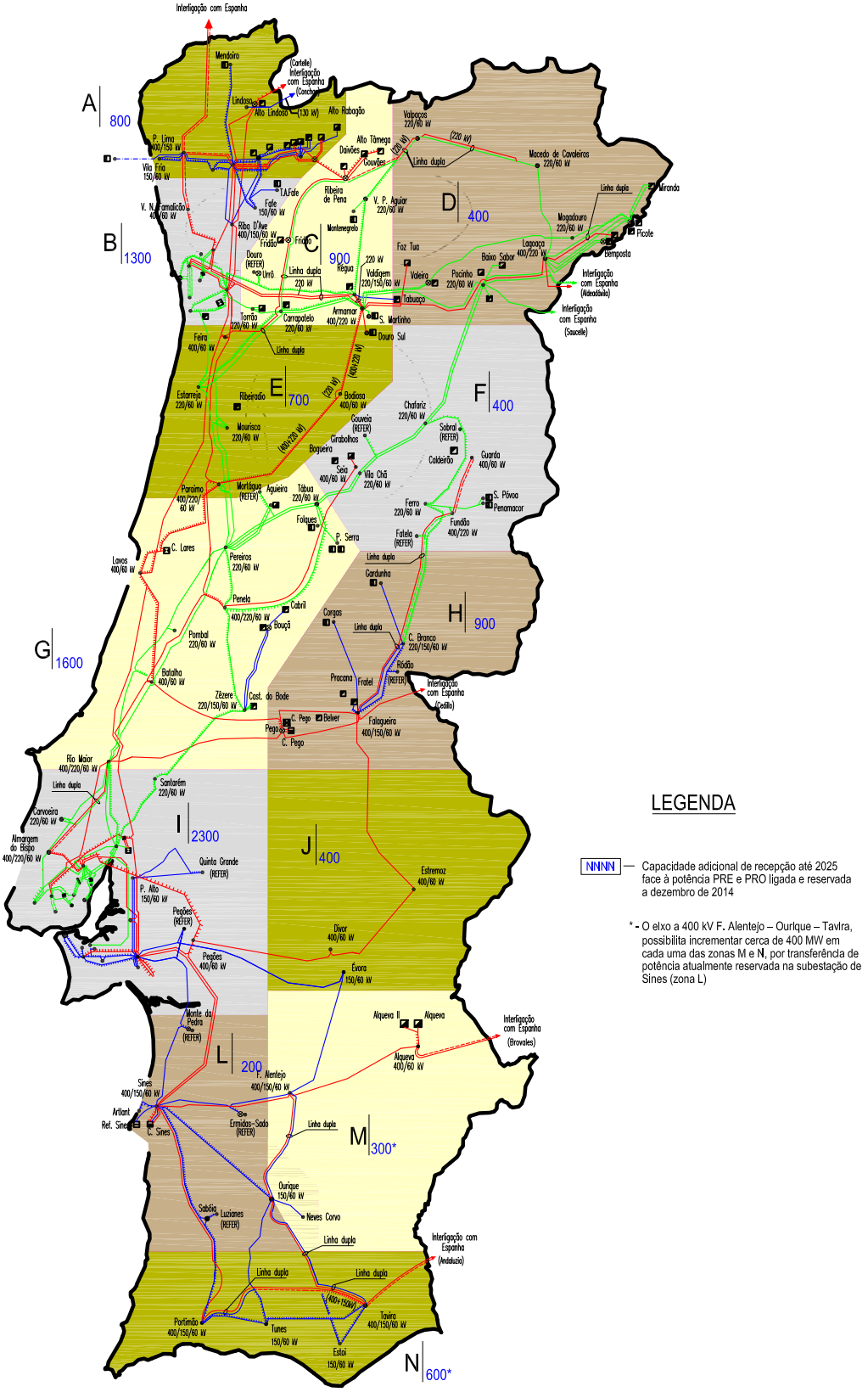


FIGURA 5-12

Capacidade de receção de nova produção

Situação prevista para 2025



QUADRO 5-8

Estimativa de capacidades de receção de potência de geração

(Por grandes zonas, para os horizontes de 2016, 2020 e 2025)

Unidade : MVA

ÁREA	ESTIMATIVA DE CAPACIDADES DE RECEÇÃO		
	2016	2020	2025
A	300	300	800
B	1100	1100	1300
C	500	900	900
D	300	400	400
E	600	600	700
F	0	400*	400
G	1000	1200	1600
H	300	600	900
I	2300	2300	2300
J	100	400	400
L	200	200	200
M	300	300	300**
N	500	600	600**
TOTAL	7500	9300	10800

Notas:

1) As capacidades de receção apresentadas para cada horizonte temporal já têm incorporadas as potências licenciadas e reservadas à data de 31-12-2014.

2) Não foi considerada qualquer desclassificação de centrais termoelétricas de elevada potência atualmente em serviço.

* Este valor de capacidade já está descontado da potência (cerca de 100 MVA) que no final de 2015 se encontra ligada nesta região com restrição de geração.

** A constituição do eixo a 400 kV F. Alentejo – Ourique – Tavira, possibilita incrementar cerca de 400 MW em cada uma das zonas M e N, por transferência de potência atualmente reservada na subestação de Sines (zona L).

Da observação dos mapas anteriores e do Quadro 5-8 estima-se, a nível nacional, um acréscimo de capacidade para receção de nova geração de 3 300 MVA entre 2016 e 2025 no pressuposto de realização dos reforços de rede apresentados neste Plano.

A nível geográfico, constata-se que as zonas mais favoráveis para a localização de novos centros eletroprodutores são as que se situam na faixa litoral desde Braga até à zona da grande Lisboa. Esta evidência é consequência do elevado consumo desta região face à produção existente.

Não obstante, a região de Sines pode também vir a tornar-se num local favorável para nova geração, na eventualidade de uma futura desclassificação da atual central termoelétrica não ser acompanhada pela construção de uma nova nesta região (atualmente encontra-se licenciada uma central, a gás natural, com uma potência aproximada de 800 MW e uma reserva de 800 MW de capacidade para uma central a carvão).

De forma a prevenir eventuais situações mais gravosas, na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW e colocar em risco a segurança e a estabilidade geral do sistema ibérico, os casos de elevadas concentrações de potência deverão ser analisados individualmente através de análises específicas posteriores.

Os significativos montantes de centros eletroprodutores que se encontram ligados ou já licenciados nas redes de MT, AT conduzem, de forma genérica nas regiões de maior apetência para a instalação de centros eletroprodutores renováveis, a um esgotamento da capacidade de receção no nível de tensão de 60 kV tal como pode ser constatado na 'Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2014'. 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 contexto e tendo em atenção os reforços de transformação MAT/AT previstos neste Plano, prevê-se um acréscimo de capacidade no nível de 60 kV nas atuais subestações de Estremoz, Falagueira, Pocinho e Tábua, assim como nas futuras subestações de Alcochete e Divor.

Nestes pressupostos, e em particular nas zonas de maior apetência de recurso renovável, a capacidade suplementar de receção de nova produção indicada encontra-se, maioritariamente, ao nível de tensão MAT.

Por fim, de salientar que os valores de capacidade de receção de nova geração apresentados encontram-se fortemente dependentes da evolução do sistema eletroprodutor, quer português quer espanhol. Neste contexto, na eventualidade de futuramente virem a ocorrer alterações significativas aos referidos prossupostos, terá de ser avaliada, caso a caso, a necessidade de reavaliação e/ou transferência dos valores de capacidade de receção agora apresentados.

Página em Branco



06
ANÁLISE GLOBAL

Página em Branco

6.1. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

6.1.1. Processo de avaliação ambiental

A avaliação ambiental do PDIRT[43] (ver Anexo 9) foi realizada dentro das premissas e metodologia descrita no ponto 2.6, por equipas internas técnicas de planeamento, projeto e ambiente da REN.

Procedeu-se à verificação dos elementos de suporte considerados na AAE em vigor, no sentido de verificar a sua validade no presente, designadamente:

- ✓ O Quadro de Referência Estratégico (QRE) que considera outras políticas, planos e programas com os quais o PDIRT interage, para além das políticas ambientais no espaço europeu e nacional;
- ✓ Questões estratégicas do próprio Plano;
- ✓ Os fatores ambientais relevantes à escala de análise do PDIRT, incluindo os legalmente definidos.

Desta análise concluiu-se que se conservam válidas as conclusões obtidas para a estratégia de evolução da RNT adotada na AAE em vigor, designada como "Estratégia F".

Os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) considerados no âmbito da AAE em vigor mantêm-se totalmente válidos, refletindo os aspetos prioritários a ter em conta. Recordando, os FCD considerados são os seguintes : Fauna, Ordenamento do Território e Energia.

QUADRO 6-1

Fatores Críticos para a Decisão

Fator Crítico para a Decisão | FCD	Estratégia F
Energia	++
Fauna	++
Ordenamento do Território	++

Legenda:
++ Oportunidade muito significativa
\+ Oportunidade
0 Indiferente
\- Risco
\- - Risco muito significativo

Estes FCD dão ainda suporte aos objetivos estratégicos subjacentes à conceção do Plano, os quais resultam, por um lado das obrigações da concessão no esteio das orientações de política energética, de garantia de abastecimento e qualidade de serviço e, por outro, dos cenários de

[43] Mais informação sobre a avaliação ambiental do PDIRT pode ser consultada em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx

evolução de consumo existentes e das metas estabelecidas, nacional e internacionalmente, em matéria de energias renováveis, eficiência energética e de meios de promoção da competitividade.

Destes objetivos estratégicos, destacam-se os seguintes:

- ✓ Garantir o abastecimento dos consumos;
- ✓ Assegurar condições adequadas para a receção de nova da produção;
- ✓ Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação;
- ✓ Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço;
- ✓ Valorização socioambiental.

Este conjunto de elementos estratégicos do PDIRT tem acolhimento no esteio do fundamento da própria existência da RNT e da atividade da REN enquanto operador e concessionária dessa rede.

6.1.2. Análise ambiental diferencial do PDIRT

De acordo com o procedimento apresentado, a análise diferencial pretende expor substancialmente os elementos distintivos entre as duas edições do Plano, com impacto em sede de avaliação ambiental estratégica.

Para o novo ciclo 2016-2025 não se identificaram alterações relativamente às ações e projetos previstos no ciclo 2012-2017 (2022), designadamente não se identificaram diferenças estratégicas, isto é novos projetos que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes.

Considera-se assim que a última AAE realizada, tal como traduzida no seu Relatório Ambiental e na sua Declaração Ambiental, se mantém em vigor.

Ainda no esteio da análise diferencial entre as duas edições do PDIRT em questão, PDIRT 2012-2017 (2022) e PDIRT 2016-2025, importa referir que a presente edição põe à consideração, adicionalmente, projetos que visam a prossecução da reformulação da RNT em zonas de proteção natural, cultural e patrimonial. Estes projetos estão alinhados e visam positivar um dos FCD estabelecidos na designada "Estratégia F" inscrita na AAE em vigor (v. *supra*).

Saliente-se, embora não se limite de forma exclusiva, que os investimentos previstos na atual edição do PDIRT não induzem ocupação territorial de zonas não consideradas na edição 2012-2022, a menos os que decorrem da eventual reformulação da RNT nas referidas zonas de proteção patrimoniais, e que, na sua globalidade, se traduz numa otimização dessa ocupação, e o projeto de integração de energias renováveis *off-shore* ao largo de Viana do Castelo, mas cujos estudos de viabilidade técnica ainda não se encontram suficientemente estabilizados de forma a permitirem uma efetiva avaliação ambiental que aqui se estabelece.

6.2. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

6.2.1. Evolução da procura

De forma a estimar o impacto que uma eventual alteração nas taxas locais previstas de crescimento de consumos, no sentido da sua redução, possa ter na evolução do parque de transformação MAT/AT ou mesmo na abertura de novas subestações para apoio à RND, foi realizada uma sensibilidade àquela taxa, considerando um valor nulo após 2015, isto é, assumindo a estagnação do consumo.

No que diz respeito aos novos transformadores a instalar na rede que tenham como objetivo a substituição de outros que será necessário 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 advém do seu estado operacional.

De referir que uma taxa de crescimento dos consumos menor que a considerada no Cenário Central (que já é reduzida e de cerca de 0,91 %) não terá, no período de abrangência deste exercício, impacto sensível ao nível dos projetos relativos aos outros vetores de investimento ('Desenvolvimento estratégico da rede', 'Interligações internacionais', 'Gestão de fim de vida útil de ativos' e 'Otimização territorial da rede').

Não obstante, uma vez que os prazos de concretização de projetos desta natureza podem levar em média cerca de 3 a 4 anos, desde que se toma a decisão de realização até à sua entrada em exploração, a concretização dos projetos no horizonte 2016-2018 assume um carácter determinante para garantir o cumprimento dos objetivos estratégicos em todos os cenários de sensibilidade, pelo que o seu adiamento não foi considerado nesta análise de sensibilidade.

Para o período de 2019 a 2025, e de acordo com o Quadro 4-4, a previsão de novos transformadores conforme a previsão de cargas locais por PdE (referida em 2.2.2) é, pelas classes de necessidades referidas em 4.2.9, a que se apresenta no Quadro 6-2:

QUADRO 6-2

Necessidades de novos transformadores para o período 2019-2025

Classe de necessidade	Nr. de unidades
Reforços em subestações existentes	-
Primeiros transformadores em novas subestações	3
Segundos transformadores em novas subestações	2
Total de novos transformadores	5

Após 2018, não estão previstos novos transformadores para reforço da potência de transformação em subestações já existentes a 31 de dezembro de 2015, pelo que os transformadores que estarão em condições de poder ser adiados em presença de uma menor taxa de crescimento dos consumos são aqueles que se destinam a equipar novas subestações a abrir no período 2016-2025.

Assim, num contexto de uma acentuada redução nas taxas de crescimento dos consumos, afigura-se possível o adiamento das datas de abertura dos injetores Vila Nova de Famalicão, Pegões e Almargem do Bispo. Não obstante, o operador da RND necessitará de confirmar se, face ao estado de conservação e à evolução prevista das suas redes, essas condições estão reunidas. O adiamento daqueles injetores representa, no presente PDIRT 2016-2025, o adiamento de três transformadores.

Por fim, relativamente à instalação de segundas unidades em injetores da RNT, e neste exercício em particular no que se refere aos segundos transformadores das subestações de Alcochete e de Vila Nova de Famalicão, as respetivas datas de entrada em serviço poderão ser adiadas neste cenário de não crescimento das pontas de carga, desde que se confirme que o operador da RND terá, na altura, capacidade suficiente para o abastecimento da totalidade dos consumos nestas áreas. Estão em causa, neste cenário, dois novos transformadores.

Por outro lado, em cenário de crescimento dos consumos superior ao considerado cenário central, desde que não ultrapasse o previsto no cenário superior agravado, constata-se, da parte do ORT, não haver necessidade de novos projetos de investimento específicos, uma vez que a estrutura da RNT existente e proposta neste Plano para atingir igualmente outros objetivos estratégicos de desenvolvimento, tem condições para dar resposta a essa eventual situação mais exigente, sem prejuízo da necessidade de adoção transitoriamente de esquemas especiais de exploração.

6.2.2. Evolução da oferta - Grande Térmica

Como referido no Capítulo 2.4 "A previsão da evolução da oferta", o presente Plano considera, até 2025, a manutenção em serviço de todas as atuais grandes centrais, incluindo a Grande Térmica.

Não obstante, nos cenários e pressupostos para o RMSA-E 2014 (Anexo 2) está considerado o cenário de desclassificação das centrais a carvão de Sines (1180 MW), em 2017, 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. De salientar que estas desclassificações podem vir a ocorrer, mesmo na ausência das anteriormente previstas novas centrais de ciclo combinado a gás natural de Sines e da Figueira da Foz, cujos promotores manifestaram junto da DGEG a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhes tinha sido atribuída.

O primeiro caso analisado foi o de eventual desclassificação da central a carvão de Sines. Dos resultados obtidos e de forma a poder continuar a assegurar o adequado funcionamento da rede, concluiu-se da necessidade de implementação, até 2017 (ano referido no RMSA-E 2014 para desativação desta central), dos seguintes reforços de rede[44]:

- ✓ Conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz - (Divor) - Pegões;
- ✓ Antecipação da nova ligação a 400 kV Rio Maior - (Almargem do Bispo) – Fanhões;
- ✓ Antecipação do reforço de capacidade da linha a 400 kV Lavos – Rio Maior.

Deste estudo resultou ainda que outros investimentos na rede inicialmente previstos como necessários, para além destas antecipações, podem ser evitados através da utilização de funcionalidades dos novos sistemas de comando e controlo das reatâncias *shunt*.

De referir que o conjunto de reforços acima apresentado faz parte da presente proposta do PDIRT 2016-2025. Contudo, num cenário em que até 2025 não se considera ocorrer as referidas desclassificações de centrais, estes reforços têm, todos eles, datas previstas de entrada em serviço em horizontes temporais após 2017.

Em relação às outras duas centrais mencionadas que podem vir a ser desclassificadas, a central a carvão do Pego e a de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, os estudos realizados não identificaram necessidades adicionais de reforços de rede, para além do que já se encontra no presente Plano. Este facto encontra justificação na complementaridade existente ao nível de centros eletroprodutores nas zonas da rede onde essas centrais se encontram inseridas.

6.2.3. Evolução da oferta - Grande Hídrica

A ligação das centrais renováveis previstas para o médio e longo prazo (horizonte temporal após 2018), nomeadamente a Grande Hídrica, apresenta algum grau de incerteza inerente a eventuais dificuldades relacionadas, quer com o processo de licenciamento quer com o de construção. Deste modo, como já referido anteriormente podem vir a ocorrer alterações às datas previstas de entrada em serviço destes empreendimentos, as quais, sendo objeto de consideração em próximos exercícios do PDIRT, induzirão, consequentemente, alterações também às datas previstas de alguns reforços de rede.

Destacam-se neste particular os seguintes dois casos:

- ✓ Ligação a 400 kV Penela – Seia (reforço que logo na primeira fase da sua implementação serve à integração do novo aproveitamento de Girabolhos);
- ✓ Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena – Fridão – Feira (reforço que possibilita a integração dos novos aproveitamentos de Daivões, Gouvães, Alto Tâmega e Fridão).

[44] Os reforços enumerados resultam de uma análise efetuada pela REN, por solicitação da DGEG, ao impacto na qualidade, fiabilidade e segurança na operação da RNT face à não construção das grandes centrais a gás natural licenciadas para a zona de Sines e da Figueira da Foz.

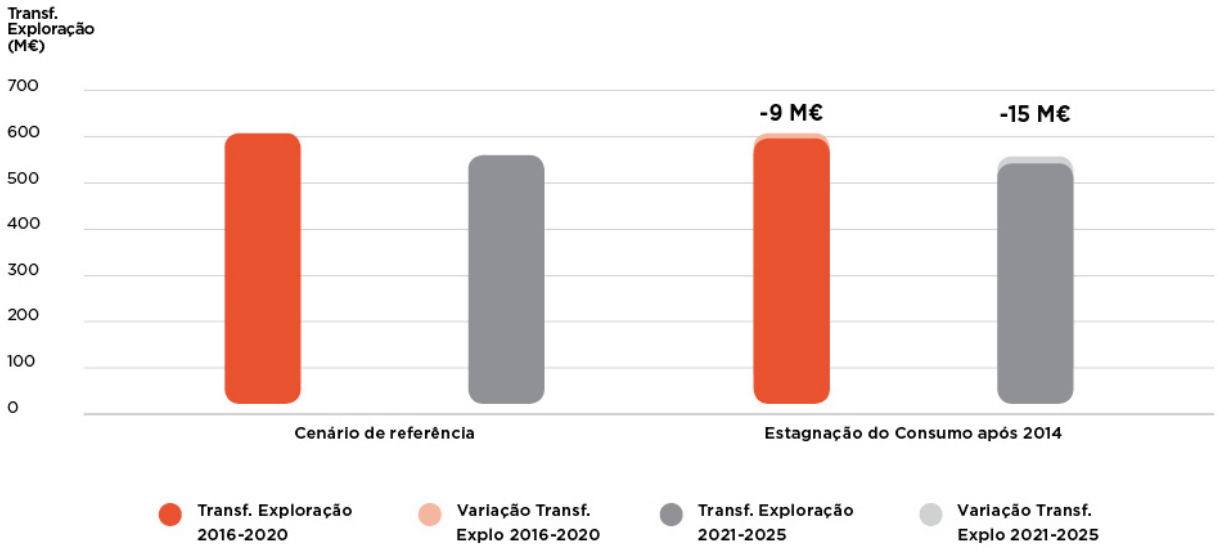
6.2.4. Impacto ao nível das Transferências para Exploração

Os montantes de investimento e de Transferências para Exploração que o PDIRT apresenta dependem, naturalmente, do *portfolio* de projetos que o mesmo contém em resposta às necessidades associadas aos vários vetores de investimento, incluindo as respetivas datas de concretização. Neste subcapítulo, apresenta-se o impacto que as sensibilidades à procura e à oferta atrás descritas apresentam sobre os montantes de Transferências para Exploração.

No que se refere à procura, uma análise de sensibilidade a um cenário de menor crescimento de consumo, no caso em apreço a sua estagnação a partir de 2014 (referida na secção 6.2.1), traduz-se nos resultados ilustrados na Figura 6-1, onde se representa, para os períodos 2016-2020 e 2021-2025, a variação nas Transferências para Exploração decorrentes do adiamento, para data posterior a 2025, das datas de abertura dos novos injetores de Vila Nova de Famalicão, de Pegões e de Almargem do Bispo, bem como da instalação dos segundos transformadores nas subestações de Alcochete e Vila Nova de Famalicão.

FIGURA 6-1

Variação das Transferências para Exploração com estagnação dos consumos após 2014



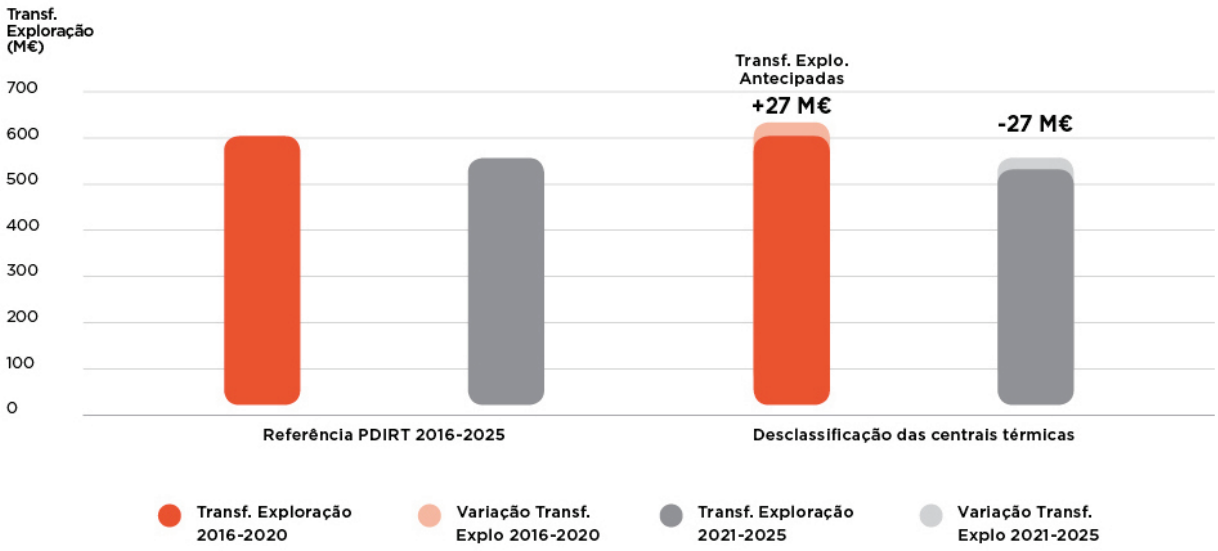
Verifica-se que o cenário considerado de estagnação dos consumos após 2014, tem um impacto limitado no plano de investimentos da REN no período 2016-2020, traduzindo-se numa redução de cerca de 9 M€ num total de 607 M€. No período 2021-2025, a sua redução é de 15 M€ em aproximadamente 560 M€.

De sublinhar que, tal como já referido na secção 6.2.1, qualquer adiamento no vetor de investimento Apoio à Distribuição carece, todavia, de análise e validação por parte do ORD, uma vez que a sua necessidade está dependente, não apenas da evolução dos consumos, mas também do estado operacional e da evolução prevista das redes de distribuição.

Já no que respeita à estimativa do impacto nas Transferências de Exploração duma eventual desclassificação em 2017 da central termoelétrica a carvão de Sines (recorda-se que, como referido, a desclassificação das centrais a carvão do Pego e de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro não impactam sobre as necessidades de rede), o seu resultado encontra-se ilustrado na Figura 6-2.

FIGURA 6-2

Variação das Transferências para Exploração com a desclassificação da central térmica a carvão de Sines em 2017



Constata-se que a desclassificação da central termoelétrica a carvão de Sines induz um aumento de 27 M€ no período 2016-2020 com a correspondente redução no período 2021-2025.

Globalmente, e conforme mencionado *supra*, esta desclassificação implica a antecipação para 2017 de três reforços de rede, previstos no PDIRT para horizonte mais tarde. São eles (i) Conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz - (Divor) – Pegões, previsto para 2018; (ii) Antecipação da nova ligação a 400 kV Rio Maior - (Almargem do Bispo) – Fanhões, prevista para 2023; (iii) Reforço da capacidade de transporte da linha a 400 kV Lavos – Rio Maior, previsto para 2022. Uma análise detalhada das Transferências para Exploração no ano de 2017, permite concluir uma eventual desclassificação desta central nesse horizonte, traduzir-se-á num aumento de cerca de 59 M€ no valor das entradas em exploração nesse mesmo ano.

Por último, no que concerne à sensibilidade do investimento na RNT às datas de entrada em serviço de nova Grande Hídrica, este não se encontra vertido nas figuras acima apresentadas, uma vez que os mesmos estão dependentes dos calendários individuais dos projetos de cada promotor e como tal não são passíveis de enquadrar nesta análise global. Regista-se apenas que, para os dois projetos referenciados em 6.2.3, estão em causa montantes relativos a entradas em exploração de cerca de 110 M€ no período 2016-2020.

6.3. ESTABILIDADE DO SISTEMA

6.3.1. Princípios gerais

A RNT encontra-se dimensionada para ter um comportamento estável, mantendo o sincronismo 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 dinâmica).

Para assegurar um comportamento seguro e estável dos grupos geradores convencionais a REN 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. Procedeu de igual forma com os novos grupos reversíveis instalados no Aproveitamento Hidroelétrico de Venda Nova III, grupos assíncronos de velocidade variável, cujo tipo de tecnologia é muito recente a nível mundial. Esta inovação justificou, inclusive, que fossem solicitadas pela REN simulações computacionais demonstrativas do cumprimento dos requisitos técnicos especificados, bem como uma declaração do fabricante em como os equipamentos a instalar cumprem esses requisitos, e ainda ensaios dos sistemas de proteção da rede, injetando as tensões e correntes resultantes das simulações, que demonstrem o correto comportamento dos mesmos perante perturbações.

A REN tem também como prática a realização de estudos de estabilidade (ver exemplo no Anexo 9), 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 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.

6.3.2. Requisitos para a 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. 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 2014 um grau de adequação dos parques eólicos, a nível de Portugal continental, com FRTC e injeção de corrente reativa correspondente a cerca de 64 % da potência ligada nessa data, encontrando-se a distribuição por nível de tensão ilustrada na Figura 6-3, devendo, contudo, este esforço ser claramente prosseguido tendo em vista os objetivos de adequação do parque eólico em Portugal.

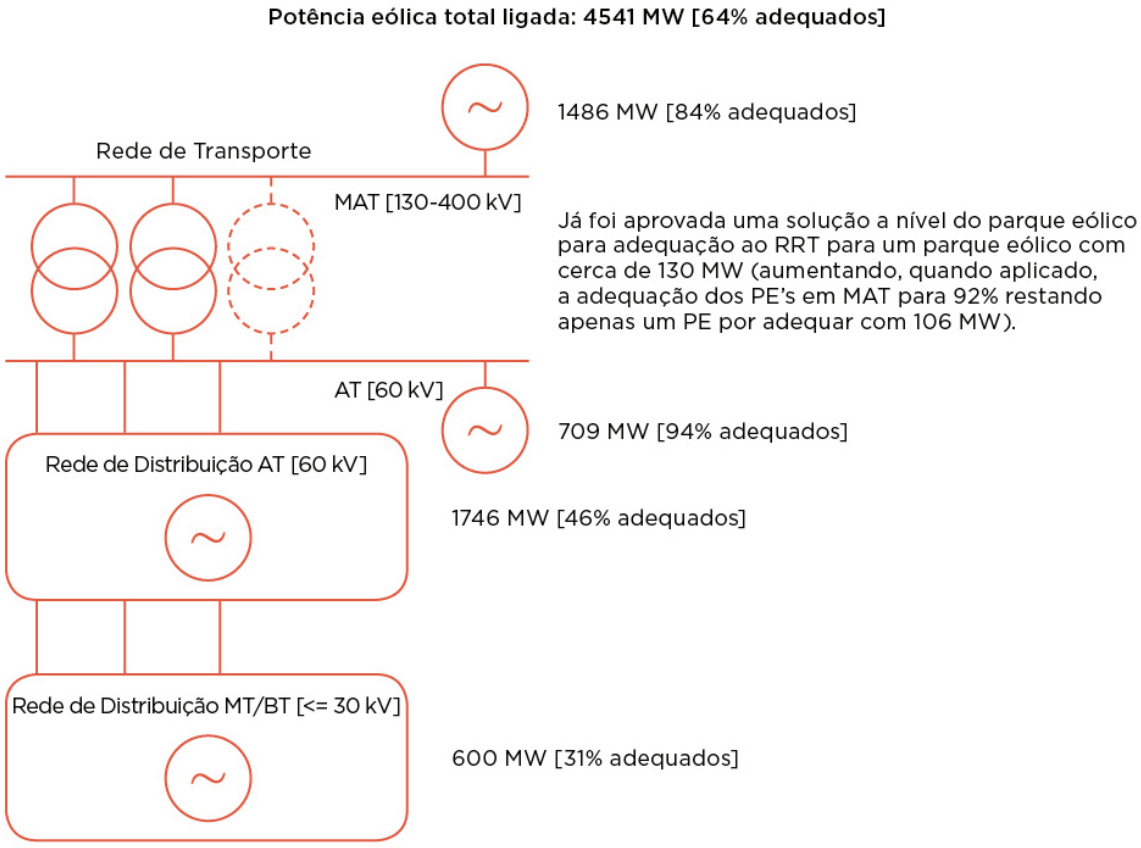
No entanto, uma parte dos parques eólicos que já se encontrava ligada às redes de transporte e distribuição antes da publicação dos RRT e RRD, não possuindo capacidade de FRTC e injeção de corrente reativa, ainda se encontra em processo de adequação, nos termos estabelecidos nos referidos regulamentos. A 31 de dezembro de 2014, de acordo com a informação disponível formalmente, o ponto de situação desse processo de adequação encontra-se ilustrado na Figura 6-3.

Tal significa 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 6-3

Adequação por nível de tensão

(Situação a 31 de dezembro de 2014)



6.3.3. Novas exigências regulamentares

Na sequência do desenvolvimento pela ENTSO-E das propostas para os futuros códigos europeus de ligação de geradores (*Requirements for Grid Connection of Generators* - RfG) e de redes de distribuição e de consumidores (*Demand Connection* - DC), com base nas "Orientações Quadro" da ACER ('Agency for the Cooperation of Energy Regulators') e de acordo com a regulamentação europeia CE 714/2009, são esperadas após a entrada em vigor destes códigos, o que se prevê que venha a ocorrer ainda em 2015, contribuições por parte REN, na medida das suas responsabilidades, para o estabelecimento dos requisitos não exaustivos dos códigos que deverão ser decididos a nível nacional, e na componente dos novos procedimentos de ligação à rede aí estabelecidos, que incluem um licenciamento do ponto de vista da segurança da rede.

Por outro lado, espera-se ainda 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 mais central na validação do funcionamento futuro dos cenários de desenvolvimento da rede, bem como na antecipação das necessidades técnicas do lado do parque produtor e de resposta pelo lado do consumo, para o correto funcionamento do sistema elétrico.

6.4. APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

6.4.1. Enquadramento

6.4.1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão[45]. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas elétricos de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema eletroprodutor, de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de critérios. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois critérios; pelo menos um agente de decisão[46, 47].

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud[48], Clímaco[49], e Matos[50], para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

[45] Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex otimization and its applications, 1996

[46] Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

[47] Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

[48] Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

[49] Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

[50] Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

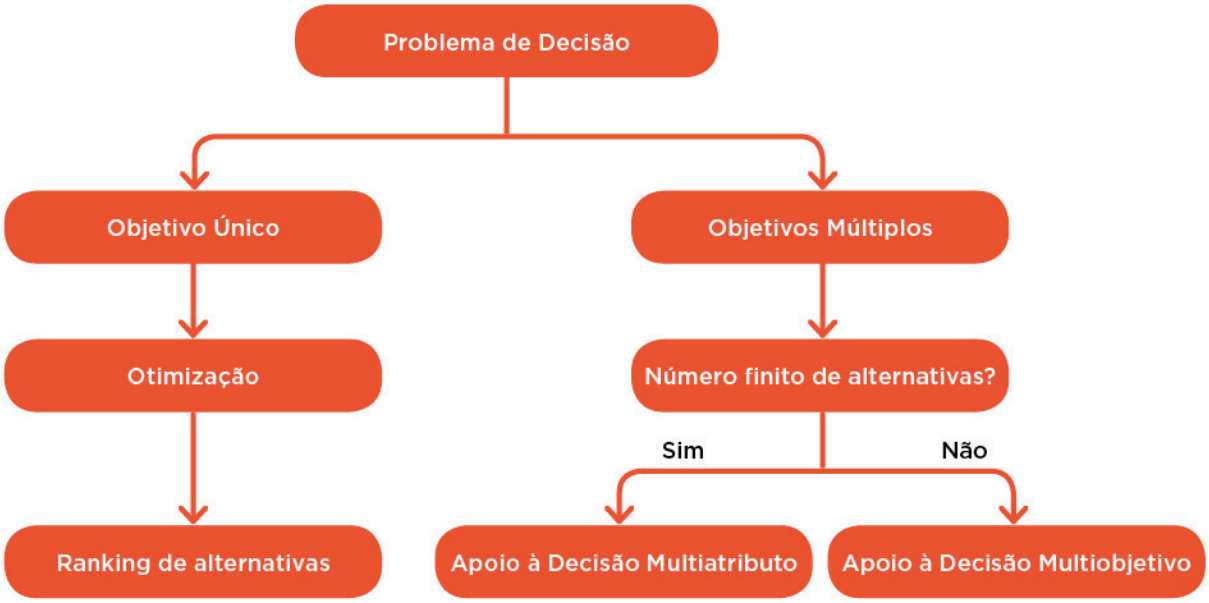
Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a "melhor" alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições[51].

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

FIGURA 6-4

Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue[52,53,54]:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um critério/atributo, e que não seja pior nos restantes critérios/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

[51] Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

[52] Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjetive Decision Making - Theory and Methodology, 2008

[53] Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

[54] Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

6.4.1.2. Análise custo-benefício

Em fevereiro de 2015, a Comissão Europeia aprovou a metodologia combinada multicritério/custo-benefício, proposta pela ENTSO-E. Este tipo de metodologia permite realizar uma avaliação homogénea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum (PIC), no espaço da União Europeia (UE).

Todos os projetos candidatos - no âmbito do TYNDP – são alvo de análise custo-benefício, de forma a garantir que os investimentos selecionados são os que geram mais valor para a sociedade.

Não obstante a metodologia da ENTSO-E se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) trata-se de um modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único critério, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*[55]. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakehoder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais transparente de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas.

De acordo com a ENTSO-E[56], uma CBA pura não cumpre com todos os critérios da UE, para a avaliação de projetos de infraestruturas energéticas, uma vez que muitos benefícios são difíceis de monetizar. Para além do exposto, a Comissão Europeia[57] considera que, contrastando com a análise custo-benefício, a metodologia multicritério é uma ferramenta a utilizar quando há um conjunto de atributos que não podem ser valorizados, através da abordagem preconizada pela CBA.

Atendendo ao elaborado neste capítulo, a REN desenvolveu, para o presente PDIRT, uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB), sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados (tal como o benefício socioeconómico decorrente da integração de fontes de energia renovável e do reforço da capacidade de interligação, e custos evitados para o SEN).

[55] European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

[56] ENTSO-E, Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projets, Final - Approved by the European Commission, 2015

[57] European Commission, EC Guide to Cost Benefit Analysis, 2008

6.4.2. Metodologia de apoio à decisão para o PDIRT

6.4.2.1. Contexto do problema de decisão

O PDIRT materializa um exercício de planeamento da RNT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, nomeadamente:

- ✓ Política Energética;
- ✓ Segurança do Abastecimento;
- ✓ Qualidade do Serviço;
- ✓ Competitividade;
- ✓ Eficiência Operacional.

Para além destes objetivos estratégicos, a REN apresentará também projetos que visam a valorização socioambiental de algumas áreas da rede existente através de otimização da sua ocupação territorial.

Tal como em qualquer problema de decisão, também a avaliação do PDIRT será um processo participativo, incluindo uma entidade aprovadora (entidade concedente, representada pelo Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia) e várias outras partes interessadas.

O processo de elaboração foi já apresentado no enquadramento deste Plano e contém um conjunto significativo de interações entre o operador, o concedente e a entidade reguladora com a participação alargada em sede de consulta pública a promover pela ERSE.

6.4.2.2. Arquitetura da metodologia multicritério/custo-benefício

Abordagem Metodológica

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRT.

Esta abordagem visa, por um lado, integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão do PDIRT anterior. Isto é, foi feito o exercício de utilizar a CBA da ENTSO-E, sempre que aplicável (i.e. projetos de desenvolvimento estratégico da RNT e de reforço da capacidade de interligação), e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar os restantes projetos de investimento.

Desta forma, a REN pretende adaptar a metodologia multicritério/custo-benefício, da ENTSO-E, à realidade nacional e ao contexto do planeamento da RNT.

Apesar de não existir um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou vetores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão, requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNT.

Uma alternativa é qualificada como potencial, quando a sua implementação é considerada exequível[58]. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNT (largamente condicionado por opções de política energética), o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRT, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

De referir também que, atendendo à estrutura malhada das redes de transporte de energia elétrica (diferentemente das redes de distribuição, com componente radial muito elevada), a maior parte das soluções adotadas são multiobjetivo, procurando dar resposta, de forma conjugada e otimizada, a diferentes necessidades.

ALTERNATIVAS E VARIÁVEIS DE DECISÃO

A presente metodologia multicritério/custo-benefício (MCB) apresenta, ao agente de decisão, alternativas para o planeamento da RNT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento da rede. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRT não oferecem, ao ORT, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa "zero" (que corresponde a "não fazer") o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão. Estas variáveis podem ser agrupadas da seguinte forma.

[58] Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

- ✓ Projetos de desenvolvimento estratégico da RNT:

  - solução tecnológica para a execução do projeto (por exemplo, construir duas linhas simples ou uma linha dupla);

  - tipo de intervenção (por exemplo, optar entre a realização do *uprating* de uma determinada linha ou o comissionamento de uma linha nova);

  - dar resposta às necessidades de rede de forma individualizada, ou integrando diferentes necessidades numa mesma solução de rede, sempre que possível.

- ✓ Projetos de Gestão de Vida Útil de Ativos:

  - Indicador do Estado do Ativo, que permite apoiar decisões de remodelação.

VETORES DE INVESTIMENTO E ATRIBUTOS

Os projetos deste Plano serão avaliados, nesta análise, através da construção de vetores de investimento (que concorrem para atingir os objetivos estratégicos), os quais contemplam vários atributos. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto[59].

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar os vetores de investimento, *v*, assim como os atributos associados, *a*.

QUADRO 6-3

Matriz Multicritério/Custo-Benefício

	VETORES DE INVESTIMENTO																			
	v_1 Desenvolvimento Estratégico da RNT				v_2 Ligação à RND				v_3 Capacidade de Interligação				v_4 Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos				v_5 Otimização Territorial			
Blocos de Projetos (BP)	Atributos				Atributos				Atributos				Atributos				Atributos			
BP A	$a_{1,1}$	...	...	$a_{1,n}$	$a_{2,1}$	...	...	$a_{2,n}$	$a_{3,1}$	...	...	$a_{3,n}$	$a_{4,1}$	...	...	$a_{4,n}$	$a_{5,1}$	...	...	$a_{5,n}$
...	$a_{1,1}$	...	...	$a_{1,n}$	$a_{2,1}$	...	...	$a_{2,n}$	$a_{3,1}$	...	...	$a_{3,n}$	$a_{4,1}$	...	...	$a_{4,n}$	$a_{5,1}$	...	...	$a_{5,n}$
BP N	$a_{1,1}$	...	...	$a_{1,n}$	$a_{2,1}$	...	...	$a_{2,n}$	$a_{3,1}$	...	...	$a_{3,n}$	$a_{4,1}$	...	...	$a_{4,n}$	$a_{5,1}$	...	...	$a_{5,n}$

[59] Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Os atributos são agora desagregados, por vetor de investimento.

- v_1: Desenvolvimento Estratégico da RNT:
  - $a_{1,1}$ - Benefício Socioeconómico;
  - $a_{1,2}$ - Redução das perdas de energia;
  - $a_{1,3}$ - Dimensão da faixa;
  - $a_{1,4}$ - Ocupação territorial linear;
  - $a_{1,5}$ - Flexibilidade;
  - $a_{1,6}$ - Integração da Produção de FER;
  - $a_{1,7}$ - Redução das Emissões de CO_2;
  - $a_{1,8}$ - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
  - $a_{1,9}$ – Redução de Energia em Risco;
  - $a_{1,10}$ - Redução das perdas de energia;
  - $a_{1,11}$ – Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
  - $a_{1,12}$ – Qualidade da Onda de Tensão;
  - $a_{1,13}$ - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - $a_{1,14}$ - *Capital Expenditures* (CAPEX);
  - $a_{1,15}$ - *Operational Expenditures* (OPEX).

- v_2: Ligação à RND
  - $a_{2,1}$ – Redução de Energia em Risco;
  - $a_{2,2}$ - Redução das perdas de energia;
  - $a_{2,3}$ – Redução do TIE;
  - $a_{2,4}$ - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - $a_{2,5}$ - CAPEX;
  - $a_{2,6}$ - OPEX.

- v_3: Capacidade de Interligação
  - $a_{3,1}$ - Benefício Socioeconómico;
  - $a_{3,2}$ – Perda de Energia Renovável (ER) Evitada;
  - $a_{3,3}$ - Redução das Emissões de CO_2;
  - $a_{3,4}$ - Flexibilidade;
  - $a_{3,5}$ - Redução das perdas de energia;
  - $a_{3,6}$ - Dimensão da faixa;
  - $a_{3,7}$ - Ocupação territorial linear;
  - $a_{3,8}$ - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - $a_{3,9}$ - CAPEX;
  - $a_{3,10}$ - OPEX.

- v_4: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos
  - $a_{4,1}$ - Redução de carga natural em risco de interrupção;
  - $a_{4,2}$ - Redução de carga sem recurso em risco corte;
  - $a_{4,3}$ - Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
  - $a_{4,4}$ - Redução de potência de produção em risco de corte;
  - $a_{4,5}$ – Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
  - $a_{4,6}$ – Redução da probabilidade de falha;
  - $a_{4,7}$ - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
  - $a_{4,8}$ - Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
  - $a_{4,9}$ - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - $a_{4,10}$ – Redução de custos para o SEN;
  - $a_{4,11}$ - CAPEX.

- v_5: Otimização territorial
  - $a_{5,1}$ - Área do espaço envolvente valorizada;
  - $a_{5,2}$ - População residente;
  - $a_{5,3}$ - Redução da ocupação territorial de superfície;
  - $a_{5,4}$ - Densidade populacional da área valorizada;
  - $a_{5,5}$ - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - $a_{5,6}$ - CAPEX.

6.4.2.3. Descrição dos atributos

Após ter sido apresentada a arquitetura para a metodologia de apoio à decisão MCB, nesta secção é realizada a descrição dos atributos anteriormente mencionados.

- Benefício Socioeconómico:
  - Formulação: atributo calculado para um ano (2025), incluindo a redução dos encargos com combustíveis fósseis (das centrais termoelétricas) e com emissões de CO_2, assim como os possíveis benefícios resultantes das trocas comerciais com Espanha[60] (este atributo é obtido através de simulações do sistema eletroprodutor tendo como base um modelo de mercado);
  - Unidades: milhões €/ano

- Integração da Produção de FER:
  - Formulação: atributo que apresenta o aumento da produção de FER decorrente da concretização de um dado bloco de projetos em 2025[61].
  - Unidades: GWh/ano

- Perda de Energia Renovável (ER) Evitada:
  - Formulação: atributo, calculado para um ano, que pretende quantificar o montante de energia renovável que deixará de ser perdida, através do investimento na interligação[62];
  - Unidades: MWh/ano

- Redução das Emissões de CO_2:
  - Formulação: atributo calculado para um ano (2025), associado à redução de produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis [63];
  - Unidades: kton/ano

- Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:
  - Formulação: atributo calculado relativamente ao valor base em 2025, para projetos de receção de produção de eletricidade, de forma a avaliar a adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade[64];
  - Unidades: %

- Redução da Energia em Risco:
  - Formulação: atributo calculado para um ano (2025), para projetos de desenvolvimento estratégico da RNT e ligação à RND, representando o valor de energia que não está assegurada em regime de N -1, em cada subestação, e integrando informação disponibilizada pelo operador da rede de distribuição e considerada no PDIRD 2014;
  - Unidades: MWh/ano

- Redução das Perdas de Energia:
  - Formulação: atributo calculado para um ano (2025), para projetos de desenvolvimento estratégico da RNT, ligação à RND e reforço da capacidade de

[60] No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no estudo "TYNDP 2014" da ENTSO-E

[61] O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico.

[62] No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no estudo "TYNDP 2014" da ENTSO-E.

[63] No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no estudo "TYNDP 2014" da ENTSO-E. O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico

[64] Este indicador de segurança do abastecimento é obtido a partir de análises do sistema electroprodutor, com um modelo probabilístico de simulação Monte-Carlo sequencial (cronológica) com resolução horária.

interligação, através de uma ferramenta de simulação cronológica e probabilística de cenários de oferta e de trocas internacionais de energia [65];
  - Unidades: MWh/ano

- Flexibilidade:
  - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos de desenvolvimento estratégico da RNT e de interligação, para a flexibilidade do sistema elétrico de energia;
  - Unidades: +++/++/+/.

- Dimensão da faixa:
  - Formulação: atributo que pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento estratégico da RNT;
  - Unidades: km^2

- Ocupação territorial linear:
  - Formulação: tal como o atributo anterior, a ocupação territorial linear pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento estratégico da RNT e de reforço da capacidade de interligação;
  - Unidades: km

- Redução do TIE:
  - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para o ano de 2025, tal como apresentado de seguida;

: Positivo (melhor desempenho da RNT)
: Neutro (mesmo desempenho da RNT)
: Negativo (pior desempenho da RNT)

- Qualidade da Onda de Tensão:
  - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para o ano de 2025, tal como apresentado de seguida;

: Positivo (melhor desempenho da RNT)
: Neutro (mesmo desempenho da RNT)
: Negativo (pior desempenho da RNT)

- Área do espaço envolvente valorizada:
  - Formulação: atributo que identifica a área envolvente à da valorizada pelo projeto;
  - Unidades: km^2

- População residente:
  - Formulação: atributo que identifica a população residente na área envolvente à da valorizada;
  - Unidades: n.|%

- Densidade populacional da área valorizada:
  - Formulação: atributo que identifica a densidade populacional residente na área alvo de valorização;
  - Unidades: n/km^2

[65] No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no estudo "TYNDP 2014" da ENTSO-E.

- Redução da ocupação territorial de superfície:
  - Formulação: atributo que identifica o benefício associado à redução da ocupação territorial de superfície, na sequência do projeto;
  - Unidades: km|%

- Redução de carga natural em risco de interrupção:
  - Formulação: atributo que identifica a carga natural da subestação, alvo de projeto de remodelação de ativos;
  - Unidades: MW

- Redução de carga sem recurso em risco corte:
  - Formulação: atributo que identifica a carga da subestação sem recurso pela RND, alvo de projeto de remodelação de ativos;
  - Unidades: MW

- Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade:
  - Formulação: atributo que identifica a capacidade de transporte da rede, associada à remodelação de linhas e aos ramos da RNT confluentes às subestações em causa;
  - Unidades: MVA

- Redução de potência de produção em risco de corte:
  - Formulação: atributo que identifica a capacidade instalada de centros eletroprodutores dependentes das instalações alvo de remodelação (ligados em MAT);
  - Unidades: MW

- Redução de ENF em risco:
  - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução de ENF de sistemas de proteção e de comando e controlo, em 2020, com a remodelação de ativos;
  - Unidades: MWh/ano

- Redução da probabilidade de falha
  - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução da probabilidade de falha maior de transformadores de potência, em 2020, com a remodelação de ativos;
  - Unidades: nº de falhas/un/ano

- Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens:
  - Formulação: atributo qualitativo que pretende avaliar a redução do risco para Pessoas e Bens, decorrente da remodelação de ativos;
  - Unidades: +++/++/+

- Melhoria do Indicador do Estado do Ativo:
  - Formulação: atributo que identifica a melhoria do IE do ativo alvo de remodelação, em 2020, face à previsão para o IE desse ativo sem receber as ações de remodelação;
  - Unidades: 0-10

- Manutenção ou criação de emprego externo:
  - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRT, e que consiste no número de empregos mantidos ou criados (diretos e indiretos), calculados a partir do valor médio de "*full-time equivalent*" associado ao investimento da REN nos últimos cinco anos, combinado com um multiplicador dedicado a projetos de desenvolvimento de infraestruturas energéticas[66];
  - Unidades: n

- Redução de custos para o SEN:
  - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício económico decorrente da concretização de projetos de remodelação de ativos, inscritos no PDIRT, os quais permitirão prescindir determinados custos para o SEN (i.e. incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil);
  - Unidades: milhões €/ano

- CAPEX:
  - Formulação: atributo que apresenta o custo do investimento para a concretização do projeto;
  - Unidades: milhões €

- OPEX:
  - Formulação: atributo que apresenta o custo de operação e manutenção do projeto, ao longo da sua vida, calculado através dos custos incrementais por quilómetro de rede e por número de painéis;
  - Unidades: milhões €

6.4.2.4. Identificação dos blocos de projetos e alternativas de planeamento

Para o processo de definição de blocos de projetos, a REN adotou as boas práticas advogadas pela ENTSO-E[67]. Com efeito, um bloco de projetos integra vários investimentos complementares. A Comissão Europeia também recomenda a agregação de projetos para 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 rede[68].

Tendo em consideração o exposto, passa-se a apresentar a lista de blocos de projetos (e as suas alternativas) alvo de análise MCB.

- Receção de produção na região de Trás-os-Montes;
- Receção de produção na região de Seia;
- Receção de produção na região do Centro Interior;
- Reforço estratégico da RNT – Reatâncias;
- Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto;
- Reforço estratégico da RNT, na região Centro;

[66] Deve ser referido que não são contabilizados, neste atributo, os empregos criados por projetos dependentes do investimento da REN

[67] ENTSO-E, Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projets, Final - Approved by the European Commission, 2015

[68] European Commission, Guide to Cost-Benefit analysis of investment projets, 2008

- Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal;
- Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve;
- Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto;
- Ligação à RND, na zona Centro;
- Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;
- Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve;
- Competitividade Nacional e União Energética;
- Gestão do Fim de Vida Útil dos Ativos[69];
- Valorização do capital natural e cultural;
- Valorização do espaço urbano da região do Porto;
- Valorização do espaço urbano da região de Lisboa.

No Quadro 6-4 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco.

[69] Este bloco de projetos será desagregado por linha e por subestação.

QUADRO 6-4

Desagregação de projetos por bloco

Bloco de Projeto	Projeto
Receção de produção na região de Trás-os-Montes	- PR0913 Ligação a 220 kV V.P.de Aguiar-Carrapatelo - PR0914 Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira - PR1404 Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)
Receção de produção na região de Seia	- PR1016 Ligação a 400 kV Penela-Seia - PR1204 Transformação 400/60 kV em Seia
Receção de produção na região do Centro Interior	- PR0915 Ligação a 400 kV Guarda-Fundão - PR0917 Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira - PR0947 Reforço de transformação em Tábua
Reforço estratégico da RNT – Reactâncias	- PR1324 Reatância Shunt em Pedralva - PR1006 Compensação de reativa pós 2018 – 1ª Fase - PR1325 Reatância Shunt em Feira - PR1511 Compensação de reativa pós 2018 – 2ª Fase - PR1326 Reatância Shunt em Palmela
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto	- PR1021 Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado - PR0911 Nova linha a 400 kV Pedralva-Zona do Porto
Reforço estratégico da RNT, na região Centro	- PR0623 Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo - PR0905 2ª linha a 400kV Falagueira - Pego
Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal	- PR0903 Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve	- PR1411 Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	- PR0632 Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva - PR0633 Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão - PR0910 Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima – 1ª fase - PR0935 Reforço de transformação em V. N. de Famalicão - PR1401 Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada - PR1402 Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima – 2ª fase - PR1502 Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)
Ligação à RND, na zona Centro	- PR0711 Reforço de transformação em Rio Maior - PR1410 Reforço de transformação em Lavos (3º transformador) - PR1504 Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere - PR1503 Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	- PR0904 Criação do injetor Almargem do Bispo - PR0928 Reforço de transformação no Zambujal - PR0255 Reforço de ligação à SE de Trafaria - PR0404 Criação do injetor Alcochete - PR0933 Reforço de transformação em Alcochete - PR1041 Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira
Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve	- PR0461 Linha a 400 kV Estremoz-Divor - PR0639 Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 - PR0958 Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira - PR0968 Criação do injetor Pegões - PR1408 Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada - PR1505 Reforço de transformação em Sines (3º transformador) - PR0953 Criação do injetor Divor - PR0640 Transformação 150/60 kV em Ourique
Competitividade Nacional e União Energética	- PR0709 Nova interligação Minho-Galiza
Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Na presente secção será realizada uma desagregação dos projetos de gestão do fim de vida útil de ativos (por linha e por subestação)
Valorização do capital natural e cultural	- PR1431 Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro
Valorização do espaço urbano da região do Porto	- PR1210 Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto
Valorização do espaço urbano da região de Lisboa	- PR1211 Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa

6.4.3. Aplicação da Metodologia MCB aos Projetos do PDIRT

6.4.3.1. Desenvolvimento estratégico da rede

Na presente secção, é apresentada a análise multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN, para os blocos de projetos maioritariamente relacionados com receção de produção com origem em fontes de energia renovável, e reforço da RNT.

Seguindo a metodologia MCB, apresentada neste documento, foi realizado o exercício de comparar diferentes alternativas de planeamento de rede, através das variáveis de decisão que se seguem.

- Receção de Produção na região de Trás-os-Montes:
  - Proposta PDIRT: Linha Dupla 400kV/220kV, com dois ternos instalados em simultâneo;
  - Alternativa I: Linha Dupla 400kV/220kV, com a instalação do terno a 220kV posteriormente;
  - Alternativa II: Linha Simples 400kV + Linha Simples 220kV;

- Receção de Produção na região de Seia:
  - Proposta PDIRT: Linha Simples 400kV;
  - Alternativa: Linha Dupla 400kV/220kV (a instalar no corredor de linha existente, com desmontagem desta) e troço de Linha Simples 400kV.

- Receção de Produção na região Centro Interior:
  - Proposta PDIRT: Linha Dupla 400kV/220kV, com a instalação do terno a 220kV posteriormente;
  - Alternativa: Linha Simples 400kV + Linha Simples 220kV, a instalar posteriormente.

Através da observação do Quadro 6-5 a Quadro 6-7, é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes dos projetos de receção de produção renovável e reforço da RNT, propostos pela REN, segundo a perspetiva dos vetores de investimento identificados. Deste modo, a custo-eficiência das propostas do PDIRT é ratificada.

QUADRO 6-5

Matriz MCB para os blocos de projetos relacionados com receção de produção

Bloco de Projeto	V_1 – Desenvolvimento Estratégico da RNT											V_2 – Ligação à RND					
	Benefício Socioeconómico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/.)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano)	Dimensão da faixa (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano)	Redução do TIE	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)
Receção de produção na região de Trás-os-Montes – Proposta PDIRT	69,2	1065	9	++	277	...	6,8	152	1 749	84,2	3,6	0	-520		116	5,6	0,2
Receção Produção Trás-os-Montes - Alternativa I	69,2	1065	9	++	277	...	6,8	152	1 878	90,4	3,6	0	-520		124	6,0	0,2
Receção Produção Trás-os-Montes -Alternativa II	69,2	1065	9	++	277	...	11,8	263	1 819	87,6	3,8	0	-520		120	5,8	0,2
Receção de produção na região de Seia - Proposta PDIRT	18,2	277	2,3	++	67	3 437	5,5	123	925	44,5	1,6	...	...	...	...	...	...
Receção de produção na região de Seia - Alternativa	18,2	277	2,3	++	67	3 437	5,4	120	1124	54,1	2,0	...	...	...	...	...	...
Receção de produção na região Centro Interior - Proposta PDIRT*	31,6	456	0	.	118	...	5,0	110	1 277	61,5	2,3	0	1 757		36	1,7	0,1
Receção de produção na região Centro Interior - Alternativa	31,6	456	0	.	118	...	5,0	110	1 279	61,6	2,4	0	1 757		36	1,7	0,1

* Este bloco de projetos partilha atributos (benefício socioeconómico, integração de produção de FER, redução de emissões CO_2 e aumento do ICP) com o bloco de projetos relativo ao "Reforço estratégico da RNT, na região Centro".

QUADRO 6-6

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com reforço da RNT (1)

Bloco de Projeto	V_1 – Desenvolvimento Estratégico da RNT													
	Benefício Socioeconómico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/.)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano)	Redução do TIE	Qualidade da Onda de Tensão	Dimensão da faixa (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)
Reforço estratégico da RNT - Reactâncias	...	...	...	...	...	...	30 710	...		...	...	266	12,8	0,7
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto	...	...	...	...	...	[30-61]	3 194		...	...	...	501	24,1	1,3
Reforço estratégico da RNT, na região Centro*	31,6	456	0	.	118	0	2 543		...	4,8	107	285	13,7	0,6
Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal	...	...	...	...	...	[127-255]	10 043		...	2,5	56	589	28,3	1,4
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve	...	...	...	...	...	[63-125]	7 449		...	3,2	70	487	23,4	0,8

* Este bloco de projetos partilha atributos (benefício socio-económico, integração de produção de FER, redução de emissões CO_2 e aumento do ICP) com o bloco de projetos relativo ao "Receção de Produção, na região Centro Interior".

QUADRO 6-7

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com reforço da RNT (2)

Bloco de Projeto	V_2 – Ligação à RND			V_3 – Capacidade de Interligação		
	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto	143	6,9	0,4	215	10,3	0,6
Reforço estratégico da RNT, na região Centro	55	2,6	0,1	77	3,7	0,1
Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal	196	9,4	0,5	...	...	...
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve	162	7,8	0,3	...	...	...

6.4.3.2. Ligação à Rede Nacional de Distribuição

Na presente secção, é apresentada a análise multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN, para os blocos de projetos relacionados maioritariamente com a ligação à RND.

De notar que os atributos relativos ao benefício socioeconómico, aumento do ICP, integração da produção de FER e redução das emissões de CO_2, são partilhados entre os blocos de projetos e estão relacionados com a integração de produção embebida.

Através da observação do Quadro 6-8, é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes dos projetos de ligação à RND, segundo a perspetiva dos dois vetores de investimento em questão.

QUADRO 6-8

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com ligação à RND

Bloco de Projeto	V_1 – Desenvolvimento Estratégico da RNT									V_2 – Ligação à RND					
	Benefício Socioeconómico (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)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano)[a]	Redução das perdas de energia (MWh/ano)	Redução do TIE	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	OPEX (M€)
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	20,1	241	0	82	1,4	31	53	2,5	0,2	436	8 964		752	36,2	2,6
Ligação à RND, na zona Centro	...	...	...	...	...	0	45	2,2	0,1	44 712	1 413		344	16,6	1,0
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	20,1	241	0	82	2,5	61,5	150	7,2	0,3	716	5 163		1 348	64,9	2,4
Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve	20,1	241	0	82	2,3	51	629	30,3	1,5	127[b]	19 004		906	43,6	2,2

[a] Estes valores integram informação disponibilizada pelo operador da rede de distribuição e considerada no PDIRD 2014.
[b] A redução de energia em risco para os injetores REN, de Divor e Pegões, está a ser objeto de revisão com o operador da rede de distribuição.

6.4.3.3. Competitividade nacional e união energética

Na presente secção, é apresentada a análise multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN, para o bloco de projetos "Competitividade nacional e união energética", o qual está enquadrado no vetor de investimento "Capacidade de Interligação".

QUADRO 6-9

Matriz MCB para bloco de projeto relacionado com a competitividade nacional e união energética

Bloco de Projeto	V_3 – Capacidade de Interligação								
	Benefício Socioeconómico (M€/ano)	Perda de ER Evitada (MWh/ano)	Flexibilidade (+++/++/+/.)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano)	Dimensão da faixa (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Competitividade Nacional e União Energética - Proposta PDIRT	35	180 000	+++	100	-3 082	2,9	65,4	625	30
Competitividade Nacional e União Energética – Alternativa	35	180 000	+++	100	-3 082	0,6	78,4	...*	400-500

* Atendendo à incerteza associada à quantificação de empregos externos, decorrentes deste investimento, o atributo em questão não foi calculado.

Seguindo a metodologia MCB, apresentada neste documento, foi realizado o exercício de comparar duas alternativas de conceção de projeto, através das variáveis de decisão que se seguem.

- Competitividade nacional e União Energética:
  - Proposta PDIRT: Linha Dupla 400 kV, com um terno equipado;
  - Alternativa: Linha Subterrânea 2xAC (1 200 MVA cada), 400 kV, ou Linha Subterrânea HVDC, ±500 kV (estas duas soluções apresentam, aproximadamente, a mesma gama de custos de investimento, estando por isso representadas pela mesma alternativa).

Através da observação do Quadro 6-9, é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes do reforço, proposto, da capacidade de interligação.

6.4.3.4. Gestão de fim de vida útil de ativos

LINHAS

Os projetos de remodelação de linhas podem dividir-se em dois grupos: projetos de *uprating*, nos quais se aproveita a oportunidade da ação de remodelação, para aumentar a capacidade de transporte da linha; e projetos de beneficiação, nos quais o objetivo é o de prolongar a vida útil do ativo cujo Indicador do Estado (IE) justifica uma intervenção de melhoria.

Projetos de *Uprating*

No presente PDIRT está previsto o aumento da capacidade de transporte das linhas a 400 kV Falagueira – Cedillo (LFR.CLL), Riba d'Ave – Recarei 1 (LRA.RR1) e Riba d'Ave – Recarei 2 (LRA.RR2). 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. 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 no Quadro 6-10, no qual se compara, para cada linha, as duas opções de investimento mencionadas no parágrafo anterior.

QUADRO 6-10

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a gestão do fim de vida útil de ativos

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos- Uprating de Linhas	V_4 – Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos					
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
LFR.CLL (*Uprating*) – Proposta PDIRT	1 639	262	+++	5	22	1,08
LFR.CLL (Substituição) – Alternativa	1 639	262	+++	7	155	7,46
LRA.RR1 (*Uprating*) – Proposta PDIRT	1 639	990	+++	5	27	1,31
LRA.RR1 (Substituição) - Alternativa	1 639	990	+++	7	175	8,40
LRA.RR2 (*Uprating*) – Proposta PDIRT	1 639	990	++	3	29	1,41
LRA.RR2 (Substituição) - Alternativa	1 639	990	++	5	202	9,75

Verifica-se que, nos três casos apresentados no Quadro 6-10, a opção pelo *uprating* constitui a alternativa mais eficiente, pelo facto de permitir alcançar o mesmo objetivo final, com um nível de investimento cerca de 5 a 6 vezes inferior. O único atributo em que o *uprating* apresenta um benefício inferior é o da "Melhoria do Indicador do Estado do Ativo", uma vez que se compara um ativo remodelado com outro integralmente novo.

Relativamente aos restantes atributos, a título de exemplo, a intervenção na Linha Falagueira - Cedillo promove a redução do risco de indisponibilidade de 1 639 MVA na rede (correspondentes à sua capacidade de transporte), a redução do risco de não receção de 262 MW de produção injetada nos nós afetados, e uma melhoria significativa na segurança de pessoas e bens e no estado global do ativo (pela substituição de isoladores de cerâmica com mais de 30 anos em 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 inscrita no PDIRT possibilita evitar 6,38 M€ de investimento.

Projetos de Beneficiação

O plano de beneficiação de linhas proposto engloba o conjunto de linhas da RNT com reduzido valor de IE, e que justificam uma intervenção com vista a prolongar o seu tempo de vida útil. 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 minimização 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 (LAM.RJ/FN.RJ), e a linha a 220 kV Carregado – Fanhões 2 (LCG.FN2). 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 6-11

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a gestão do fim de vida útil de ativos

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Beneficiação de Linhas	V_4 – Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos					
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
LFRA.LV	1 639	1 089	+++	4	93	4,48
LZR.FR / LFT.FR	306	132	+++	6	14	0,67
LAG.PR1 e LAG.PR2	594	336	++	2	20	0,95
LLV.RM	1 639	1 089	++	4	76	3,66
LPG.FR	1 639	1 675	++	4	36	1,75
LPM.FN	1 639	...	++	3	3	0,14
LAM.RJ + LFN.RJ	3 574	784	...	1	14	0,68
LBL.PI	1 639	...	+++	4	89	4,29
LOQ.TVR	411	...	+++	5	13	0,61
LPG.RM e LCPG.PG1	1 639	1 701	++	4	74	3,56
LRR.FRA	1 639	990	+++	4	20	0,97
LAR.FRD	153	68	++	4	4	0,17
LCG.FN2	402	392	+	1	9	0,41
LLDS.CCH	131	...	+++	4	2	0,11
LOQ.NVC	153	...	++	2	10	0,46
LRM.AM	1 639	...	++	2	20	0,96

SUBESTAÇÕES

No âmbito da avaliação realizada para os equipamentos primários, foi calculado o valor do IE de cada ativo, permitindo selecionar ativos para serem substituídos ou recondicionados. 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, reforço do nível de isolamento e recondicionamento de transformadores de potência. Os valores apresentados no Quadro 6-12 estão agregados por instalação, podendo incluir substituição ou recondicionamento de diferentes categorias de ativos consoante o caso.

Substituição de transformadores

Em algumas subestações está prevista a substituição de transformadores de potência devido à idade avançada e reduzido valor de IE, como por exemplo na subestação do Carregado e da Valdigem.

Nestas instalações, os valores de investimento são mais elevados do que a média, tal como se pode verificar para as subestações acima referidas e na subestação de Palmela. Contudo, é de realçar que estes investimentos permitem obter uma redução de custos para o SEN, devido à eliminação do incentivo à manutenção de equipamentos em final de vida útil (IMEEFVU), atualmente aplicado sobre estes ativos.

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 nas subestações do Carregado e da Valdigem. Nestas instalações prevê-se uma melhoria considerável do IE, resultante da instalação de novas unidades com tecnologia mais recente. Para além destas instalações, também está prevista a substituição de transformadores nas subestações de Zêzere, Porto Alto, Palmela e Pereiros.

Recondicionamento de transformadores

Para além dos transformadores selecionados para substituição, existem outras unidades classificadas com baixo valor de IE, mas 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.

Assim, também se encontram incluídos no presente plano, projetos de recondicionamento de transformadores de potência classificados com reduzido valor de IE.

Estão incluídos, neste lote de investimento, unidades localizadas nas subestações de Estoi, Vila Fria, Recarei e Vila Chã. Como exemplo, apresenta-se o recondicionamento de uma unidade na subestação de Recarei, onde é esperada uma melhoria do Indicador do Estado do Ativo, uma "Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens", numa instalação onde estão ligados centros eletroprodutores.

Reforço de Isolamento em Zonas de Elevada Poluição – Aplicação de RTV

Está incluído, no presente plano, um conjunto de projetos que reflete uma estratégia de intervenção alternativa, que consiste na aplicação de RTV (aplicação de material compósito sobre isoladores cerâmicos) e com a qual se pretende garantir com o reforço do nível de isolamento dos isoladores instalados em instalações localizadas em zonas de forte poluição, que têm que sofrer operações especiais para garantir o seu bom desempenho. De acordo com a experiência da REN, esta aplicação permite melhorar o desempenho da rede nestas zonas e minimizar os custos de manutenção decorrentes de operações de despoluição em tensão dos diversos equipamentos. Incluem-se neste grupo de projetos as instalações de Alto de Mira, Pontinha, Prior Velho e

Fanhões. Assim, nestes casos os critérios de "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, assumindo maior importância a melhoria de desempenho da rede e a minimização dos custos.

QUADRO 6-12

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a gestão do fim de vida útil de ativos

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Subestações	V_4 - Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos									
	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga sem recurso em risco corte (MW)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução da probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	Redução de custos para o SEN (M€/ano)	CAPEX (M€)
Pontinha	...	...	381	0	...	+	...	1	0	0,06
Prior Velho	...	...	1519	0	...	+	...	1	0	0,06
Alto de Mira	...	...	6686	0	...	+++	4	45	0	2,18
Carregado	186,4	11,8	3783	382	0,064	+++	5	107	0,19	5,15
Carriche	...	...	1888	0	...	++	6	1	0	0,07
Carrapatelo	...	...	3616	201	...	+++	4	15	0	0,71
Canelas	...	...	2343	990	...	++	4	12	0	0,56
Estarreja	...	...	2185	381	...	++	2	8	0	0,37
Estoi	207,8	76,1	1002	0	0,046	+++	3	7	0	0,32
Ferreira do Alentejo	...	...	3498	0	...	+++	3	3	0	0,13
Fernão Ferro	203,0	19,9	4345	0	0,044	+++	3	6	0	0,27
Fanhões	...	...	9081	0	...	+	...	42	0	2,04
Falagueira	68,9	0,0	4391	262	0,045	+++	3	8	0	0,39
Mourisca	...	...	1566	0	...	+++	3	8	0	0,38
Mogadouro	14,7	14,7	762	240	0,038	+++	2	5	0	0,23
Porto Alto	60,3	10,9	412	0	0,071	+++	6	33	0,05	1,58
Palmela	...	...	8162	0	0,071	++	6	195	0,30	9,39
Pereiros	233,4	40,0	3750	336	0,069	+++	5	35	0,06	1,70
Riba d' Ave	386,8	228,1	6677	101	0,059	+++	4	35	0	1,67
Rio Maior	171,2	124,0	6360	0	0,046	+++	3	9	0	0,41
Recarei	120,4	21,8	14620	990	0,046	++	3	8	0	0,40
Setúbal	...	...	723	0	...	++	6	0	0	0,02
Sines	...	...	9036	1352	...	++	4	13	0	0,64
Torrão	...	...	1144	140	...	+++	4	9	0	0,42
Vila Chã	110,3	0,0	1632	0	0,042	++	3	13	0	0,64
Valdigem	117,6	3,5	3529	238	0,095	+++	6	36	0,06	1,74
Vila Fria	233,5	139,6	528	0	0,045	+++	4	20	0	0,96
Zêzere	240,3	76,1	2435	203	0,071	++	6	51	0,08	2,45

SISTEMAS

No seguimento da elaboração do Plano de Remodelação de Ativos, foram identificadas algumas instalações cujo Indicador do Estado dos Ativos indiciava a necessidade de remodelar a nível dos sistemas de proteção e de comando 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 na tabela seguinte.

QUADRO 6-13

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a gestão do fim de vida útil de ativos

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Sistemas	V_4 - Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos									
	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga sem recurso em risco corte (MW)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	Redução de custos para o SEN (M€/ano)	CAPEX (M€)
Ermidas do Sado	...	...	520	0	...	+++	6	21	0,11	1,01
Monte da Pedra	...	...	444	0	...	+++	6	21	0,11	1,01
Ribatejo	...	...	6 673	784	...	+++	3	34	0,18	1,63
Sabóia	...	...	444	0	...	+++	3	25	0,13	1,21
Alto de Mira	267,6	166,1	6 686	0	420	+++	4	43	0,23	2,07
Carriche	208,3	84,4	1 888	0	392	+++	5	43	0,22	2,07
Canelas	290,1	162,2	2 343	990	2 510	+++	6	74	0,38	3,59
Estarreja	260,9	21,8	2185	381	282	+++	5	78	0,40	3,74
Évora	101,4	32,4	482	0	222	+++	6	45	0,22	2,15
Estoi	207,8	76,1	1002	0	100	+++	6	27	0,14	1,30
Falagueira	68,9	0	4391	262	12	++	4	22	0,11	1,07
Mourisca	222,7	80,4	1566	0	392	+++	4	62	0,33	2,99
Palmela	...	...	8162	0	...	+++	4	82	0,44	3,94
Riba d'Ave	386,8	228,1	6677	101	4 268	+++	6	104	0,53	5,02
Sacavém	224,1	188,3	1429	0	1 394	+++	6	53	0,28	2,55
Torrão	113,7	37	1144	140	167	+++	5	54	0,28	2,60
Vila Chã	110,3	0	1632	0	40	+++	4	62	0,33	3,01
Vila Fria	233,5	139,6	528	0	780	+++	5	59	0,29	2,86
Zêzere	240,3	76,1	2 435	203	772	+++	6	85	0,45	4,09

Estas intervenções enquadram-se no vetor "Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos" e são classificadas segundo os critérios definidos para cada um dos seus atributos.

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 Canelas são considerados cerca de 290 MW de carga natural. Os atributos "Redução de carga sem recurso em risco corte" e "Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade" estão diretamente relacionados, tal como o nome indica, com a carga da subestação sem recurso 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. De referir que só foram considerados os centros eletroprodutores ligados em MAT.

O atributo de "Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens" possui uma avaliação do tipo qualitativo e representa a redução do risco de influenciar 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", tal como o nome indica, quantifica a melhoria da saúde do(s) equipamento(s) alvo de remodelação comparativamente com a previsão do valor do IE, caso não existisse intervenção. Para o caso dos ativos 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 Riba d'Ave, para um CAPEX de 5,02 M€ será esperado um benefício para o SEN de cerca de 0,53 M€/ano. Deve ser referido que este benefício poderia estender-se, no máximo, por três a cinco anos (mais do que este período seria prolongar a vida útil dos ativos para além do razoável).

REMODELAÇÕES INTEGRAIS

Após a conclusão da classificação dos ativos realizada de acordo com o mencionado nos pontos anteriores, estão identificadas no presente plano duas instalações em que está prevista a necessidade de remodelar integralmente (reconstruir), as subestações de Carregado e de Porto Alto, que entraram em serviço em 1961 e 1967, respetivamente, sem terem sido alvo de intervenção profunda para renovação dos seus ativos primários e secundários. Nestes casos a globalidade dos equipamentos apresenta um reduzido valor de IE, refletindo o elevado grau de obsolescência, falta de peças de reserva e avançado estado de degradação de alguns equipamentos.

Após a conclusão da remodelação é esperada uma melhoria significativa do Indicador do Estado do Ativo da globalidade dos equipamentos de ambas as instalações, bem como uma "Melhoria da Segurança de Pessoas e Bens". Nesta análise apenas estão excluídos os transformadores de potência.

Em ambas as remodelações também se pode verificar uma "Redução de custos para o SEN", devido à eliminação do IMEEFVU, atualmente aplicado sobre estes ativos.

QUADRO 6-14

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a gestão do fim de vida útil de ativos

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Remodelações Integrais	V_4 - Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos									
	Redução do risco de carga natural cortada (MW)	Redução do risco de carga sem recurso interrompida (MW)	Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução do risco de não receção de produção (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	Redução de custos para o SEN (M€/ano)	CAPEX (M€)
Carregado	186,4	11,8	3783	382	203	+++	6	309	0,28	14,87
Porto Alto	60,3	10,9	412	0	129	+++	6	224	0,23	10,76

6.4.3.5. Otimização territorial

Na presente secção, é apresentada a análise multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN para os blocos de projetos relacionados com a valorização territorial.

QUADRO 6-15

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com valorização territorial

Blocos de Projetos	V_5 - Otimização territorial							
	Área do espaço envolvente valorizada (km²)	População residente (nº hab | % da população do território nacional)		Redução da ocupação territorial de superfície (km|%)		Densidade populacional da área valorizada (nº hab/km²)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Valorização do Capital Natural e Cultural	77,5	16 126	0,2	18,4	37	208	184	8,8
Valorização do espaço urbano da região do Porto	187,1	548 368	5,2	9,9	26	2 931	1 016	48,9
Valorização do espaço urbano da região de Lisboa	304,0	1 010 291	9,7	22,1	14	3 323	890	42,9

O bloco de projetos relativo à "Valorização do Capital Natural e Cultural", refere-se ao investimento a realizar na região do Alto Douro Vinhateiro (ADV), o qual foi classificado pela UNESCO como Património Mundial. Atendendo a este enquadramento, 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.

No que respeita à "Valorização do espaço urbano da região de Lisboa" à "Valorização do espaço urbano da região do Porto", 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 urbanas. O princípio geral comum a empresas congéneres da REN, consiste em optar pela tipologia de infraestruturas subterrâneas em zonas urbanas consolidadas e de elevada densidade populacional, com consumos energéticos significativos. 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.

Na matriz MCB, a redução da ocupação territorial de superfície, nas regiões de Lisboa e Porto, refere-se às linhas aéreas que são enterradas, na sequência do projeto de valorização territorial.

6.4.3.6. Análise global dos benefícios

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados, com a execução do PDIRT. Com efeito, nesta avaliação são considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente.

No Quadro 6-16 é possível observar os benefícios esperados por vetor de investimento, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de projetos do PDIRT).

QUADRO 6-16

Análise Global dos Benefícios

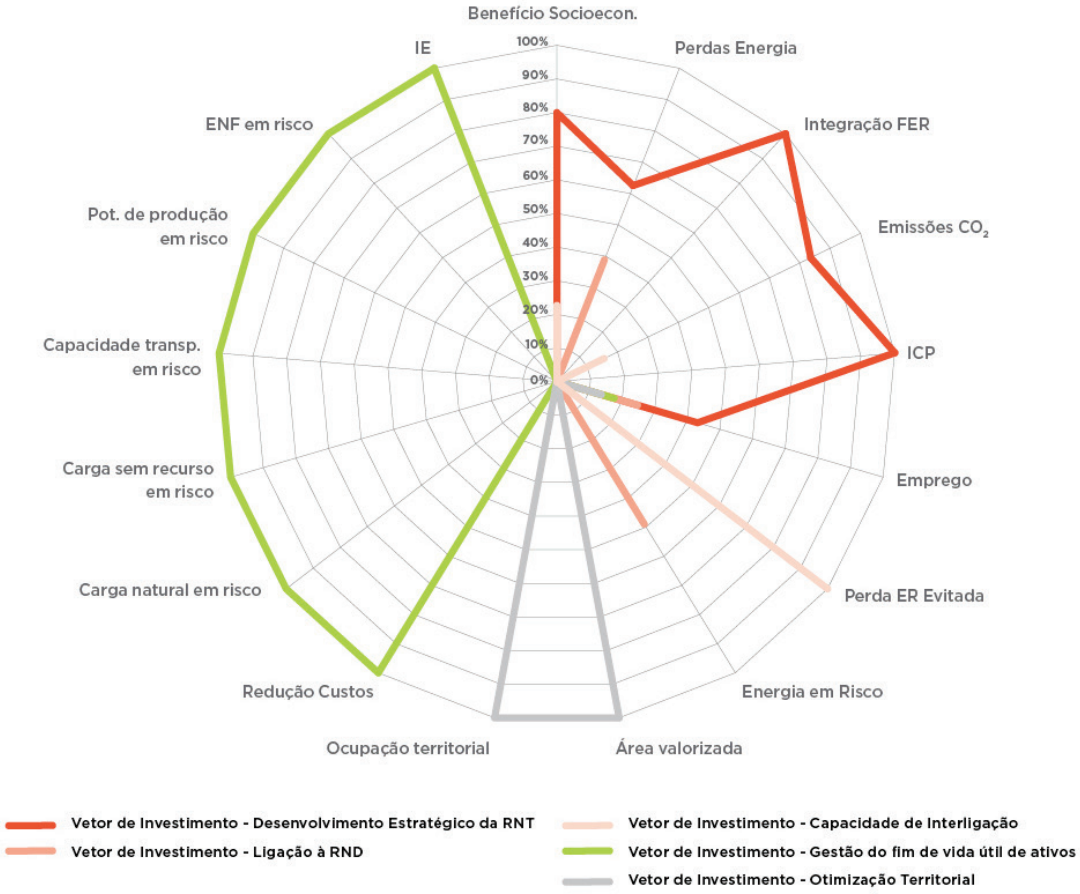
Benefícios	Vetores de Investimento					Total Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da RNT	Ligação à RND	Capacidade de Interligação	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Otimização Territorial	
Benefício Socioeconómico (M€/ano)	139	...	35	...	...	174
Redução de Custos para o SEN (M€/ano)	...	...	...	6,4	...	6,4
Manutenção ou criação de emprego externo (n)	6 955	4 058	625	2 829	2 090	16 557
Integração da Produção de FER (GWh/ano)	2 039	...	...	...	...	2 039
Perda de ER Evitada (MWh/ano)	...	...	180 000	...	...	180 000
Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	544	...	100	...	...	644
Aumento do ICP (%)	9	...	...	...	...	9
Redução de Energia em Risco (*) (MWh/ano)	441	441	...	...	...	882
Redução de carga natural em risco de interrupção (*) (MW)	...	...	...	5 538	...	5 538
Redução de carga sem recurso em risco corte (*) (MW)	...	...	...	2 082	...	2 082
Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (*) (MVA)	...	...	...	184 633	...	184 633
Redução de potência de produção em risco de corte (*) (MW)	...	...	...	19 557	...	19 557
Redução de ENF em risco (*) (MWh/ano)	...	...	...	12 083	...	12 083
Redução das perdas de energia (MWh/ano)	57 376	35 781	-3 082	...	...	90 075
Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	...	...	...	4	...	4
Área do espaço envolvente valorizada (km^2)	...	...	...	...	569	569
Redução da ocupação territorial de superfície (km)	...	...	...	...	50,4	50,4

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

De forma a facilitar a análise dos benefícios do PDIRT, a Figura 6-5 apresenta o contributo de cada vetor de investimento para cada um dos atributos.

FIGURA 6-5

Representação gráfica dos benefícios por vetor de investimento



A análise anterior é agora desenvolvida para cada um dos vetores de investimento.

FIGURA 6-6

Representação gráfica dos benefícios do vetor de investimento "Desenvolvimento Estratégico da RNT"

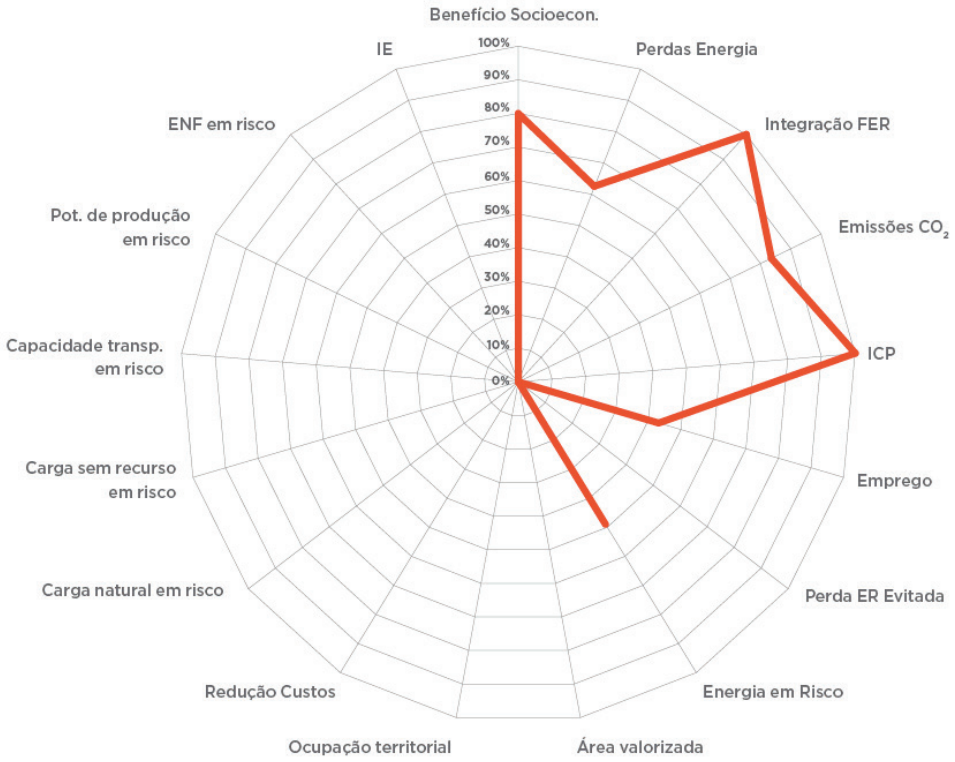


FIGURA 6-7

Representação gráfica dos benefícios do vetor de investimento "Ligação à RND"

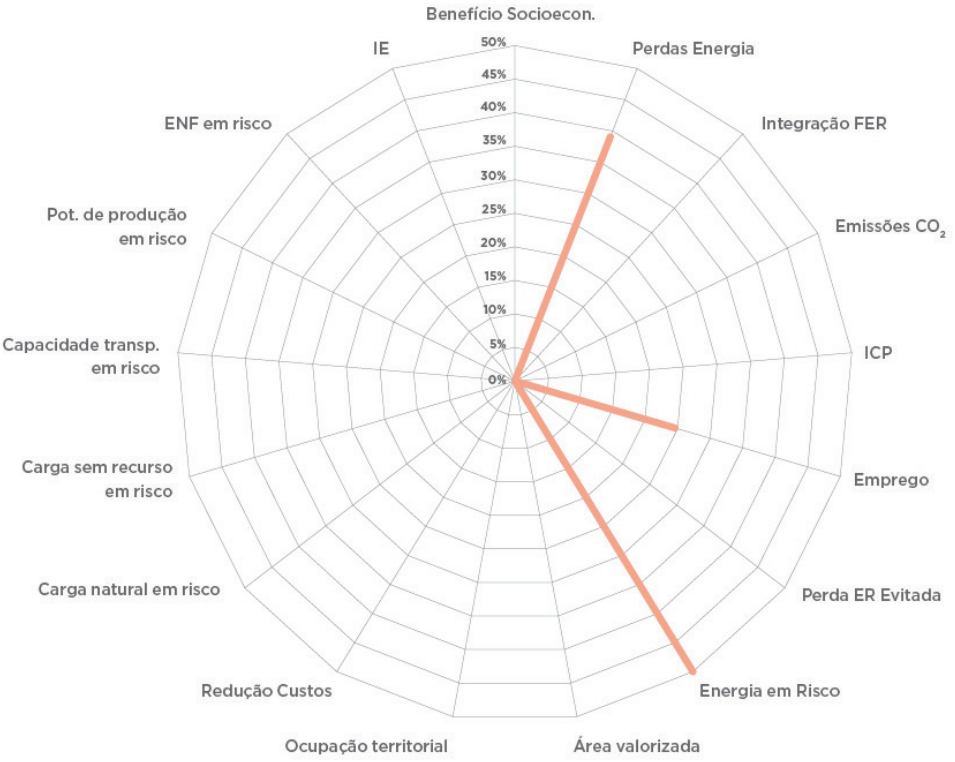


FIGURA 6-8

Representação gráfica dos benefícios do vetor de investimento "Capacidade de Interligação"

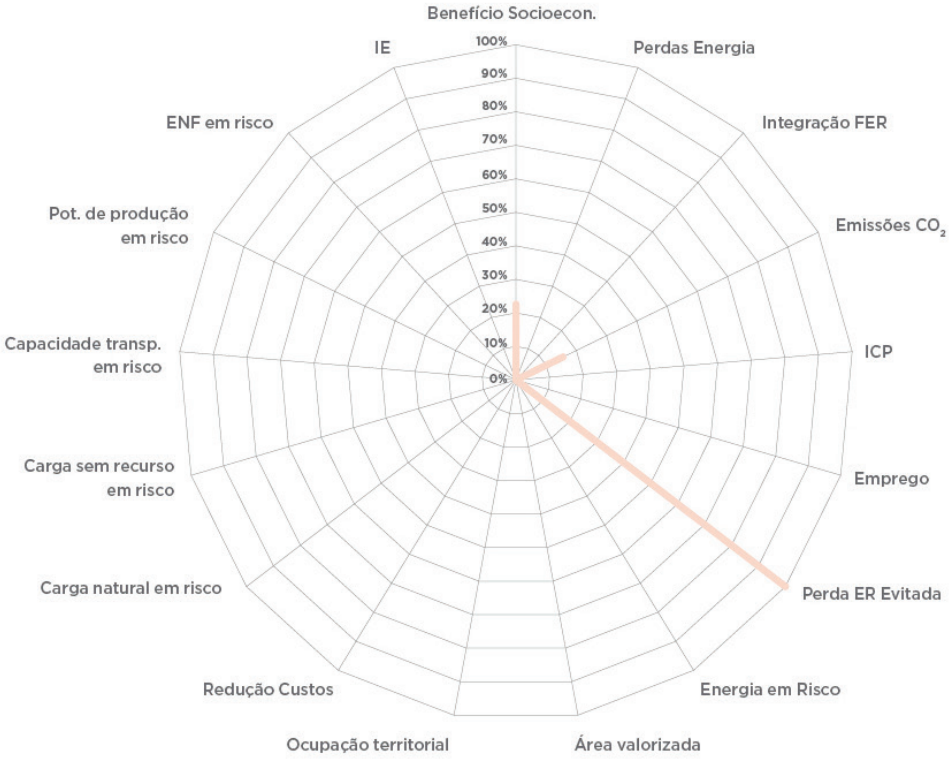


FIGURA 6-9

Representação gráfica dos benefícios do vetor de investimento "Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos"

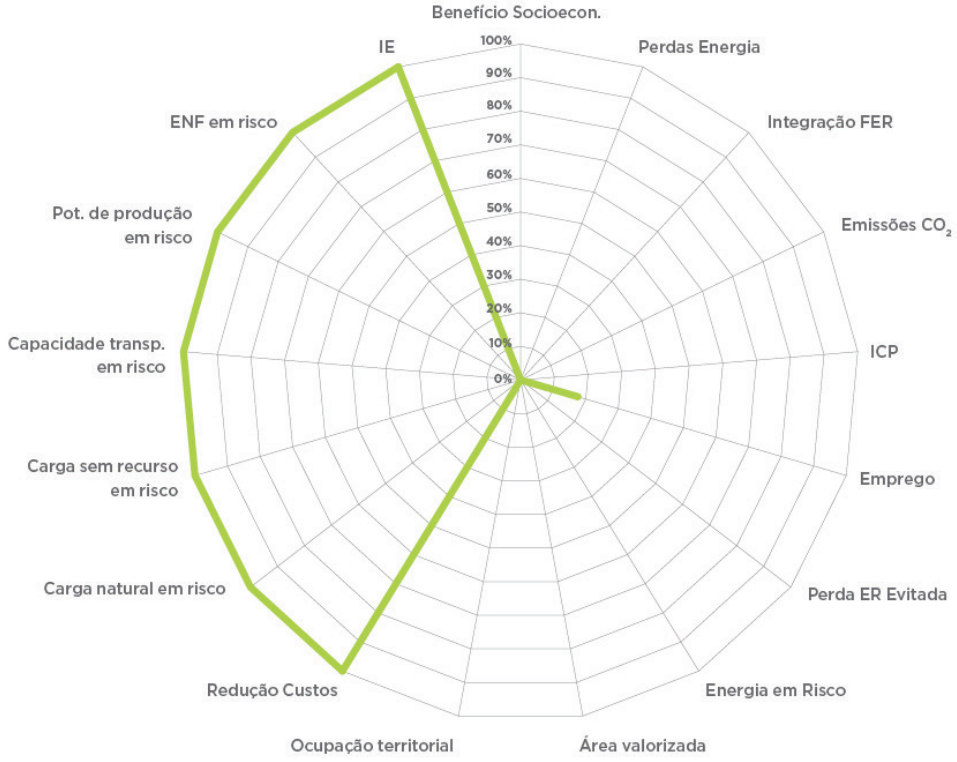
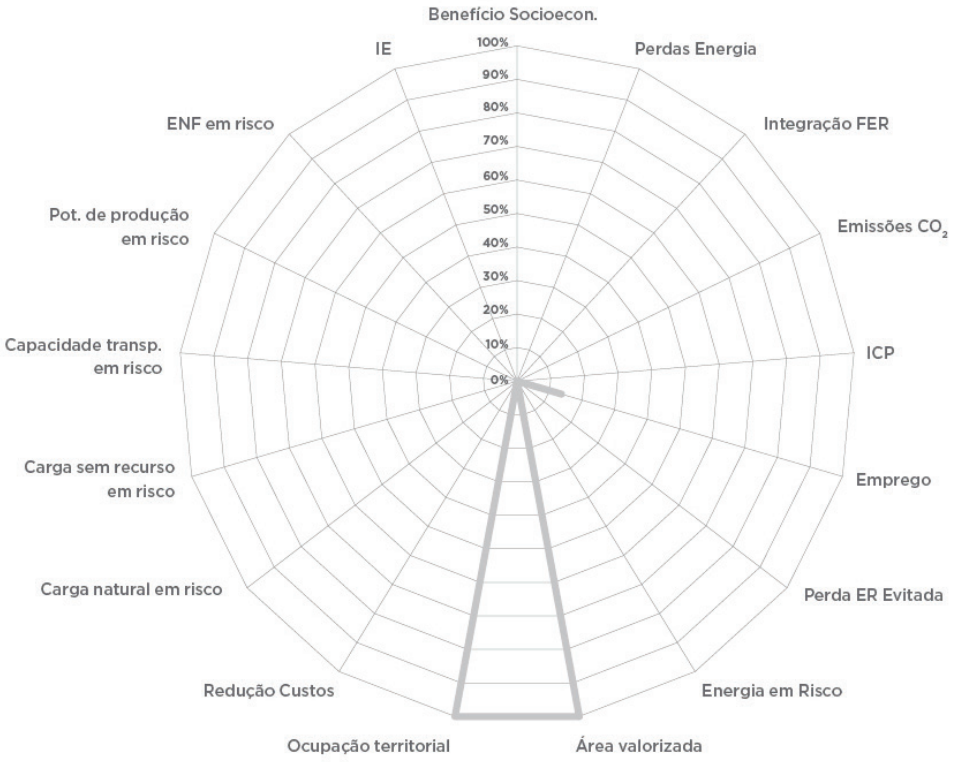


FIGURA 6-10

Representação gráfica dos benefícios do vetor de investimento "Otimização Territorial"



6.4.4. Análise complementar à capacidade remanescente de receção de nova produção

Um conjunto de projetos de investimento, constantes no PDIRT, permite reforçar a capacidade de receção de nova produção de energia elétrica, a qual é indispensável para cumprir as orientações de política energética. A referida capacidade de receção decorre das soluções de desenvolvimento da rede adotadas pelo ORT, em resposta à evolução da localização do parque eletroprodutor e do consumo, e são suportadas pela aplicação do processo de apoio à decisão apresentado neste plano.

O desenvolvimento da rede é um processo contínuo, no qual as capacidades de receção disponibilizadas pelos novos reforços traduzem-se em valores discretos de capacidades adicionais, introduzindo simultaneamente alguma flexibilidade sobre a evolução do parque produtor e facilitando o seu crescimento, nomeadamente no que se refere aos pequenos empreendimentos.

Deste processo, resulta que uma parte da capacidade criada pelos reforços propostos neste Plano fica disponível para além da que se encontra associada às novas unidades de produção de energia elétrica indicadas no RMSA-E.

Por conseguinte, a totalidade dos benefícios decorrentes desta categoria de investimentos não ficou quantificada nos pontos anteriores desta secção, onde os estudos se concentraram no benefício resultante do parque electroprodutor passível de ser ligado à luz dos montantes alvo mínimos presentes no RMSA-E. Esta capacidade de receção remanescente, que resulta da dinâmica própria inerente ao processo de expansão da rede e permitirá o acolhimento de nova produção sem necessidade imediata de investimento adicional, representa, portanto, potenciais benefícios líquidos a serem integrados pelo SEN.

Assim, nesta secção, são indicados os potenciais benefícios que poderão ser aproveitados pelo SEN, resultante da utilização da capacidade de receção remanescente disponibilizada pelos reforços de rede a concretizar até 2025.

Para o efeito estimou-se, por bloco de projetos, a capacidade de receção remanescente e calculou-se o benefício socioeconómico, a integração de produção a partir de fontes de energia renovável (FER) no *mix* energético nacional e a redução das emissões de CO_2, caso essa capacidade venha a ser utilizada para a ligação de centros eletroprodutores a partir de FER. Na tabela seguinte, apresenta-se, a título indicativo, os resultados do cálculo destes benefícios por blocos de projetos, nos quais existe capacidade remanescente de receção disponível em 2025.

QUADRO 6-17

Resumo dos benefícios associados à capacidade de receção de produção renovável remanescente em 2025

Blocos de Projetos	RESUMO DOS BENEFÍCIOS ESPERADOS		
	Benefício Socioeconómico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)
Receção de produção na região de Trás-os-Montes	20	300	62
Receção de produção na região do Centro Interior*	105	1 550	375
Reforço estratégico da RNT, na região Centro*			
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto**	64	935	222
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto**			
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve**			
Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve**			
Competitividade Nacional e União Energética	7	110	35

*Os benefícios calculados são partilhados entre estes blocos de projetos

** Os benefícios calculados são partilhados entre estes blocos de projetos

Adicionalmente, para avaliar os benefícios complementares do eixo a 400 kV F. Alentejo-Ourique-Tavira que poderão ser disponibilizados ao SEN, efetuou-se um cálculo semelhante, dado o potencial endógeno de energia solar nessa região de Portugal continental, estimando-se o benefício da transferência de um valor de 400 MW[70] de capacidade de receção da zona L para a zona M (ver ponto 6.3) e cujo resultado é apresentado na tabela seguinte.

QUADRO 6-18

Resumo de potenciais benefícios associados à construção do eixo a 400 kV F. Alentejo – Ourique - Tavira

Blocos de Projetos	RESUMO DOS BENEFÍCIOS ESPERADOS		
	Benefício Socioeconómico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)
Linha F. Alentejo-Ourique-Tavira a 400 kV	51	730	181

[70] Esta transferência de capacidade carece de autorização pelo Concedente.

6.5. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.5.1. 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 Republica, 2ª série de 29 de novembro), tendo entrado em vigor a 1 de janeiro de 2014, 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.

A REN, enquanto concessionária e operadora da Rede Nacional de Transporte, tem uma justa reputação de prestar um serviço de transporte de energia com elevados níveis 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, bem como na evolução sustentada para patamares de qualidade ainda mais exigentes. Tudo isto sem descurar a eficiência na gestão das infraestruturas, para que a qualidade de serviço não acarrete custos adicionais para os consumidores.

6.5.2. Indicadores de qualidade de serviço

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 estratégicos do Plano.

Nesta secção são apresentados os resultados dos indicadores de qualidade de serviço, que resultam da execução do PDIRT, de forma a evidenciar os benefícios que este aporta para a continuidade e segurança do abastecimento.

PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DA RNT, LIGAÇÃO À RND E INTERLIGAÇÃO

O Quadro 6-19 apresenta os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos ao desenvolvimento estratégico da RNT, à ligação à RND e à interligação.

QUADRO 6-19

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Desenvolvimento Estratégico da RNT, Ligação à RND e Interligação

Blocos de Projetos de Desenvolvimento Estratégico da RNT, Ligação à RND e Interligação	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento				
	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/.)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano)	Redução do TIE	Qualidade da Onda de Tensão
Receção de produção na região de Trás-os-Montes	9	++	0		...
Receção de produção na região de Seia	2,3	++	...	...	...
Receção de produção na região Centro Interior	0	.	0		...
Reforço estratégico da RNT - Reactâncias	...	...	...	...	
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Minho e Porto	...	...	[30-61]		...
Reforço estratégico da RNT, na região Centro[54]	0	.	0		...
Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal	...	...	[127-255]		...
Reforço estratégico da RNT, nas regiões do Alentejo e Algarve	...	...	[63-125]		...
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	0	...	716		...
Ligação à RND, na zona Centro	...	...	44 712		...
Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve	0	...	127*		...
Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto	0	...	436		...
Competitividade Nacional e União Energética	...	+++	...	...	...

* A redução de energia em risco para os injetores REN, de Divor e Pegões, está a ser objeto de revisão com o operador da rede de distribuição

Projetos de Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Os Quadros Quadro 6-20 a Quadro 6-23 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos à remodelação de linhas, subestações, sistemas, assim como remodelações integrais.

Quadro 6-20

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos - Linhas

Blocos de Projetos Incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Linhas	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento			
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)
LFR.CLL (*Uprating*)	1 639	262	+++	5
LRA.RR1 (*Uprating*)	1 639	990	+++	5
LRA.RR2 (*Uprating*)	1 639	990	++	3
LFRA.LV	1 639	1 089	+++	4
LZR.FR / LFT.FR	306	132	+++	6
LAG.PR1 e LAG.PR2	594	336	++	2
LLV.RM	1 639	1 089	++	4
LPG.FR	1 639	1 675	++	4
LPM.FN	1 639	...	++	3
LAM.RJ + LFN.RJ	3 574	784	...	1
LBL.PI	1 639	...	+++	4
LOQ.TVR	411	...	+++	5
LPG.RM e LCPG.PG1	1 639	1 701	++	4
LRR.FRA	1 639	990	+++	4
LAR.FRD	153	68	++	4
LCG.FN2	402	392	+	1
LLDS.CCH	131	...	+++	4
LOQ.NVC	153	...	++	2
LRM.AM	1 639	...	++	2

QUADRO 6-21

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos - Subestações

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos - Subestações	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento						
	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga sem recurso em risco corte (MW)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução da probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)
Pontinha	...	...	381	0	...	+	...
Prior Velho	...	...	1519	0	...	+	...
Alto de Mira	...	...	6686	0	...	+++	4
Carregado	186,4	11,8	3783	382	0,064	+++	5
Carriche	...	...	1888	0	...	++	6
Carrapatelo	...	...	3616	201	...	+++	4
Canelas	...	...	2343	990	...	++	4
Estarreja	...	...	2185	381	...	++	2
Estoi	207,8	76,1	1002	0	0,046	+++	3
Ferreira do Alentejo	...	...	3498	0	...	+++	3
Fernão Ferro	203,0	19,9	4345	0	0,044	+++	3
Fanhões	...	...	9081	0	...	+	...
Falagueira	68,9	0,0	4391	262	0,045	+++	3
Mourisca	...	...	1566	0	...	+++	3
Mogadouro	14,7	14,7	762	240	0,038	+++	2
Porto Alto	60,3	10,9	412	0	0,071	+++	6
Palmela	...	...	8162	0	0,071	++	6
Pereiros	233,4	40,0	3750	336	0,069	+++	5
Riba d' Ave	386,8	228,1	6677	101	0,059	+++	4
Rio Maior	171,2	124,0	6360	0	0,046	+++	3
Recarei	120,4	21,8	14620	990	0,046	++	3
Setúbal	...	...	723	0	...	++	6
Sines	...	...	9036	1352	...	++	4
Torrão	...	...	1144	140	...	+++	4
Vila Chã	110,3	0,0	1632	0	0,042	++	3
Valdigem	117,6	3,5	3529	238	0,095	+++	6
Vila Fria	233,5	139,6	528	0	0,045	+++	4
Zêzere	240,3	76,1	2 435	203	0,071	++	6

QUADRO 6-22

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos - Sistemas

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – Sistemas	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento						
	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga sem recurso em risco corte (MW)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)
Ermidas Sado	...	...	520	0	...	+++	6
Monte da Pedra	...	...	444	0	...	+++	6
Ribatejo	...	...	6 673	784	...	+++	3
Sabóia	...	...	444	0	...	+++	3
Alto de Mira	267,6	166,1	6 686	0	420	+++	4
Carriche	208,3	84,4	1 888	0	392	+++	5
Canelas	290,1	162,2	2 343	990	2 510	+++	6
Estarreja	260,9	21,8	2 185	381	282	+++	5
Évora	101,4	32,4	482	0	222	+++	6
Estoi	207,8	76,1	1 002	0	100	+++	6
Falagueira	68,9	0	4 391	262	12	++	4
Mourisca	222,7	80,4	1 566	0	392	+++	4
Palmela	...	...	8 162	0	...	+++	4
Riba d'Ave	386,8	228,1	6 677	101	4 268	+++	6
Sacavém	224,1	188,3	1 429	0	1 394	+++	6
Torrão	113,7	37	1 144	140	167	+++	5
Vila Chã	110,3	0	1 632	0	40	+++	4
Vila Fria	233,5	139,6	528	0	780	+++	5
Zêzere	240,3	76,1	2 435	203	772	+++	6

QUADRO 6-23

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos – remodelações integrais

Blocos de Projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos- Remodelações Integrais	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento						
	Redução do risco de carga natural cortada (MW)	Redução do risco de carga sem recurso interrompida (MW)	Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução do risco de não receção de produção (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)
Carregado	186,4	11,8	3783	382	203	+++	6
Porto Alto	60,3	10,9	412	0	129	+++	6

MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO ATRAVÉS DO REFORÇO DE TRANSFORMAÇÃO

O Quadro 6-24 apresenta a melhoria, nos barramentos de 60 kV, nas cavas de tensão perante curto–circuitos na rede de distribuição, após reforço de transformação.

QUADRO 6-24

Melhoria da Qualidade de Serviço através do reforço de transformação

Instalação	Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento	
	Amplitude da cava de tensão antes do investimento (%)	Amplitude da cava de tensão depois do investimento (%)
Alcochete	76,7	64,9
Carregado	64,2	64,8
Divor	78,3	67,6
Estremoz	96,1	67,7
Falagueira	73,9	65,9
Lavos	52,6	47,5
Paraimo	83,9	83,8
Pereiros	56,8	56,8
Pocinho	66,1	57,8
Porto Alto	80,2	76,7
Recarei	65,5	57,8
Rio Maior	63,6	57,5
Sines	65,2	58,9
Tábua	77,7	67,6
V.N.Famalicão	75,7	63,4
Valdigem	54,7	55,2
Zambujal	69,4	62,0
Zêzere	63,7	63,5

Na caracterização das cavas de tensão utilizou-se como referência o valor da tensão declarada.
Quanto menor for a amplitude da cava de tensão melhor será a qualidade de serviço.

Revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da RNT

Entre 2007 e 2013, a REN levou a cargo uma revisão do " Guia de Coordenação de Isolamento da RNT", de 1985. Este Guia pretende estabelecer um conjunto de critérios orientadores do projeto e os requisitos dos equipamentos MAT e AT no âmbito da coordenação do isolamento. No Anexo 9 encontra-se o sumário executivo e os principais resultados e recomendações deste trabalho.

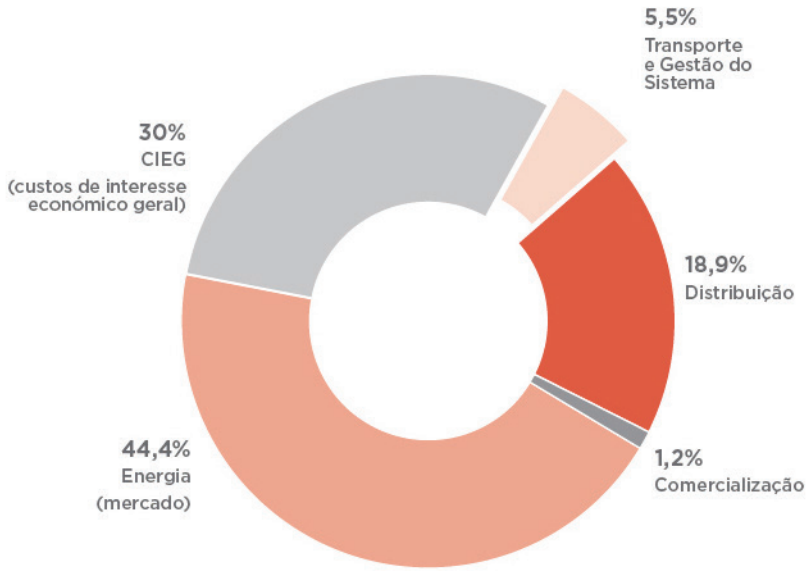
Na sequência dos estudos elaborados, a REN decidiu adotar novas práticas, com ganhos significativos em termos técnicos e económicos, e ainda com particular impacto na melhoria da qualidade de serviço da RNT.

6.6. IMPACTO TARIFÁRIO

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema representam cerca de 5,5% do total dos proveitos permitidos no setor elétrico a recuperar com as tarifas em vigor em 2015.

FIGURA 6-11

Estrutura do preço médio do Setor Elétrico, em 2015



Com base nas previsões dos investimentos incluídos no PDIRT, estimou-se o impacto tarifário[71] 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 impactes tarifários foram os seguintes:

- Cenários de procura (consumo referido à emissão):

  Ano 2015 - Previsão da REN tendo em conta os valores observados até fevereiro de 2015

  Cenário inferior - taxa de evolução cf. Cenário inferior RMSA-E (v. Anexo 2), com medidas de eficiência energética e sem veículos elétricos. Valor de energia inferior ao contido no RMSA-E (idem para os restantes cenários);

  Cenário central - taxa de evolução cf. Cenário central RMSA-E (v. Anexo 2);

[71] Calculado com os valores estimados a custos totais.

Cenário superior - taxa de evolução cf. Cenário superior RMSA-E (v. Anexo 2);

Taxa de perdas implícita em tarifas 2015.

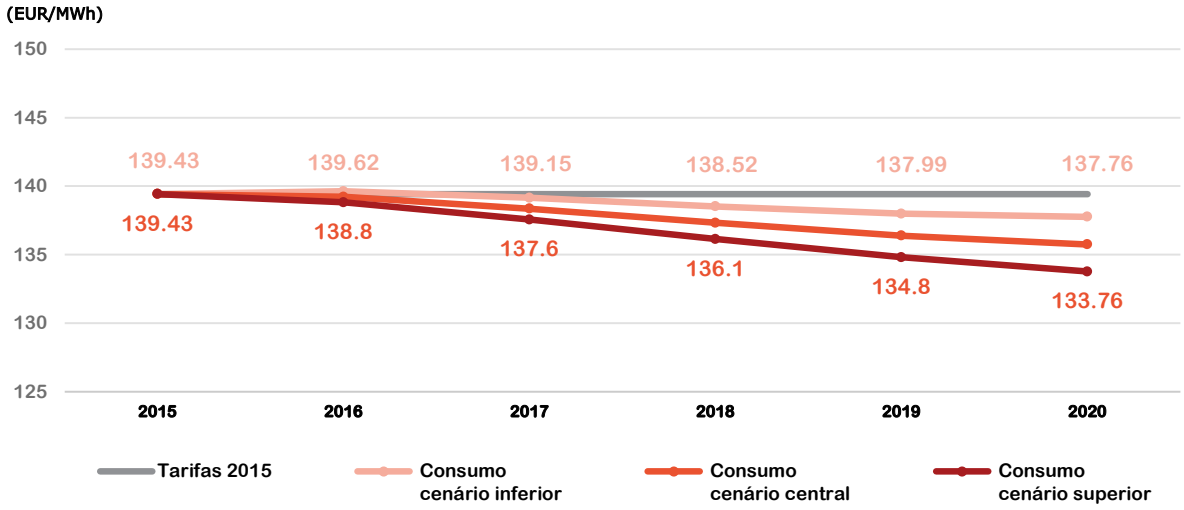
- Preço médio do setor elétrico e das tarifas de acesso calculados considerando o consumo final a clientes;
- Proveitos unitários da atividade de transporte considerando os custos com CAPEX e OPEX sujeitos a eficiências e o consumo referido à emissão;
- Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 6,4 %;
- Aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada, a custos totais.

IMPACTO DO PDIRT NOS PREÇOS MÉDIOS DO SETOR ELÉTRICO

A Figura 6-12 apresenta a evolução do preço médio do setor elétrico considerando o impacto do PDIRT nos três cenários de procura.

FIGURA 6-12

Impacto do PDIRT no preço médio do Setor Elétrico



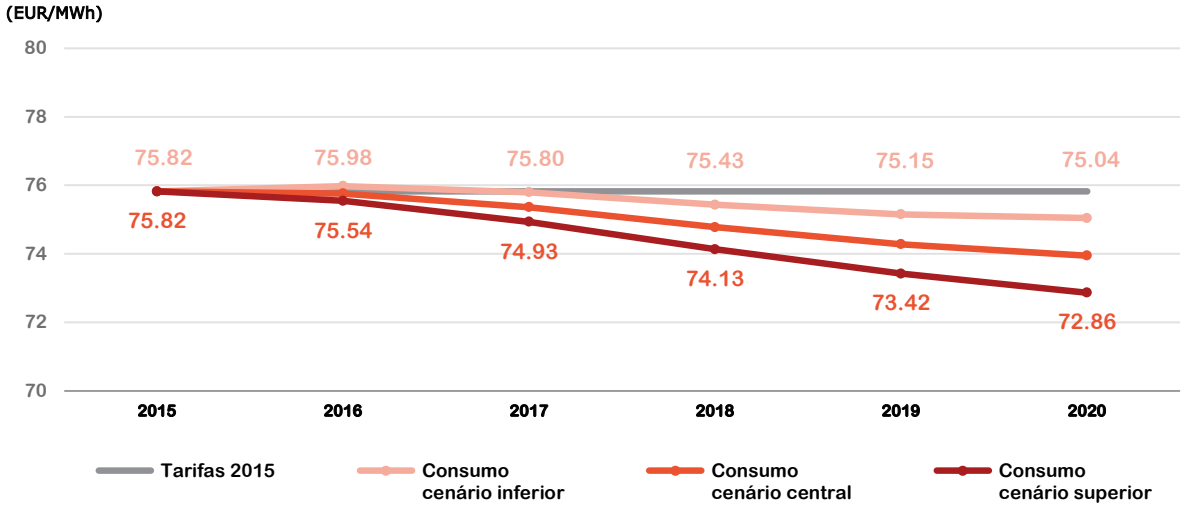
Da análise da figura pode-se concluir que no caso do Cenário inferior de consumo a taxa de variação média anual é de (-) 0,2 %, contribuindo para um desagravamento do preço médio do setor elétrico em cerca de 1,7 €/MWh (0,17 cent €/kWh). Se se considerar o Cenário superior de procura, a taxa de variação média anual é de (-) 0,8 %, contribuindo neste caso para um decréscimo do preço médio em cerca de 5,7 €/MWh (0,57 cent €/kWh). Para o Cenário central de consumo, a taxa de variação média anual é de (-) 0,5 %, concorrendo para uma redução do preço médio em cerca de 3,7 €/MWh (0,37 cent €/kWh).

IMPACTO DO PDIRT NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-13, o impacto do PDIRT no preço médio das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-13

Impacto do PDIRT no preço médio do das tarifas de acesso



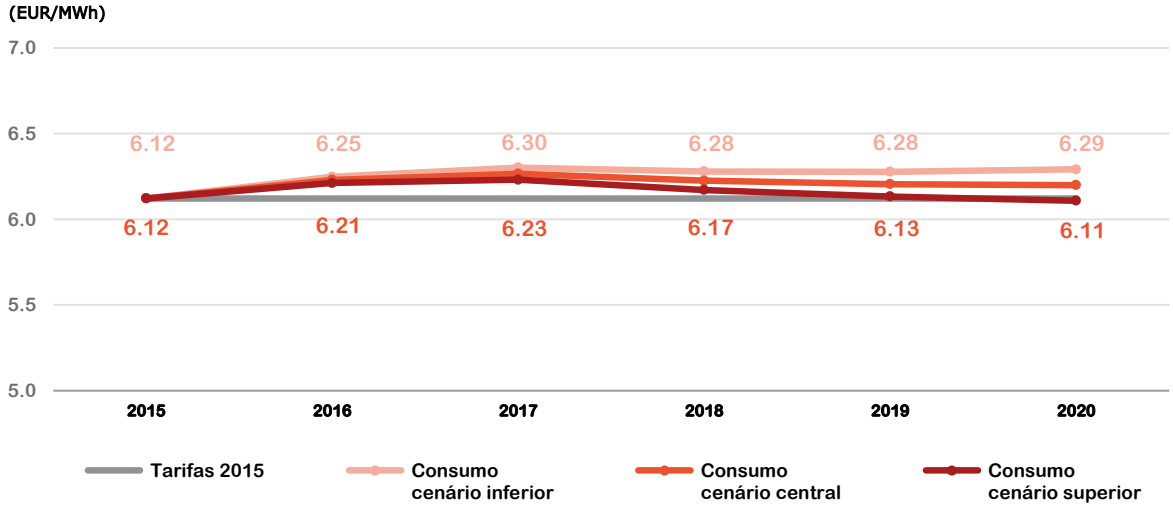
Da análise da figura pode-se concluir que no caso do Cenário inferior de consumo a taxa de variação média anual é de (-) 0,2 %, contribuindo para um desagravamento do preço médio da tarifa de acesso às redes em cerca de 0,8 €/MWh (0,08 cent €/kWh). Se se considerar o Cenário superior de procura a taxa de variação média anual é de (-) 0,8 % contribuindo para um decréscimo do preço médio em cerca de 3,0 €/MWh (0,3 cent €/kWh). Para o Cenário central de consumo a taxa de variação média anual é de (-) 0,5 %, concorrendo para uma redução do preço médio em cerca de 1,9 €/MWh (0,19 cent €/kWh).

IMPACTO DO PDIRT NOS PROVEITOS UNITÁRIOS MÉDIOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE

O impacto do PDIRT nos proveitos permitidos da atividade de transporte, considerando apenas os custos de capital e operacionais sujeitos a eficiências, varia entre (+) 0,17 cent €/kWh e (-) 0,01 cent €/kWh, dependendo do cenário de consumos utilizado conforme se pode verificar pela análise da Figura 6-14. No Cenário central de consumo os montantes inscritos neste PDIRT concorrem uma variação de (+) 0,25% dos proveitos permitidos da atividade de transporte.

FIGURA 6-14

Impacto do PDIRT nos proveitos unitários médios da atividade de transporte[72]



CONCLUSÃO

Da análise apresentada, conclui-se que o impacto do PDIRT no preço médio do setor elétrico, mantendo todas as restantes componentes de proveitos constantes, permite um desagravamento das tarifas em vigor nos próximos 5 anos, entre 1,7 €/MWh e 5,7 €/MWh (i.e. 0,17 cent €/kWh e 0,57 cent €/kWh), consoante o cenário de evolução dos consumos e tendo por base as estimativas atualizadas com os dados observados até fevereiro de 2015.

[72] Considerando apenas os custos de capital e operacionais diretamente relacionados com estas atividades



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



07
ANEXOS

ANEXO 1
PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT

REN

Página em Branco

Portaria 596/2010 de 30 de Julho - Regulamento da Rede de Transporte

Capítulo 9 - "Padrões de Segurança para Planeamento da RNT"

da zona de trabalho que não possam ser colocadas fora de tensão, devem ser tomadas medidas de precaução adicionais, como sejam: *a*) colocação de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes; ou *b*) estabelecimento de distâncias de segurança e vigilância.

A ordem de execução das cinco regras anteriores pode ser alterada se existirem razões fundamentadas para isso.

7.3.5 — Trabalhos em tensão:

7.3.5.1 — Durante a execução do trabalho em tensão, os trabalhadores entram em contacto com as peças nuas em tensão ou penetram na zona de trabalho em tensão, quer com partes dos seus corpos ou ferramentas quer com equipamentos ou dispositivos que manipulem.

7.3.5.2 — Deve ser estabelecido um programa específico de formação destinado a desenvolver e a manter a capacidade das pessoas para a realização de trabalhos em tensão. Após a realização com êxito dessa formação, deve ser atribuído um certificado destinado a comprovar a aptidão do pessoal. A manutenção desta competência deve ser assegurada por meio da prática continuada ou através de nova formação.

7.3.5.3 — Devem ser definidas as condições de execução do trabalho, as quais, em função da respectiva complexidade, podem incluir um ou mais dos seguintes pontos:

a) Descrição das relações entre o pessoal envolvido na realização do trabalho em tensão, nomeadamente entre o responsável de exploração, o responsável de trabalho e os restantes trabalhadores;

b) Medidas a serem tomadas para limitar as sobretensões de manobra na zona de trabalho, como, por exemplo, a interdição de reengates automáticos dos disjuntores;

c) Distâncias de trabalho no ar para o pessoal e para os objectos condutores usados durante o trabalho.

7.3.6 — Trabalhos na vizinhança de tensão. — Os trabalhos na vizinhança de tensão podem ser realizados quando as medidas de segurança adoptadas garantirem que não é possível penetrar na zona de trabalho em tensão.

Com vista a controlar os perigos eléctricos na vizinhança de peças em tensão, a protecção pode ser garantida por meio de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes. No caso de não se poderem adoptar estas medidas, a protecção deve ser garantida por meio da manutenção de uma distância de segurança em relação às peças nuas em tensão e garantindo uma vigilância adequada.

7.3.7 — Trabalhos de construção e outros trabalhos não eléctricos. — Para os trabalhos de construção e não eléctricos, realizados na proximidade de instalações eléctricas, como, por exemplo:

a) Trabalhos com equipamentos de elevação de cargas, máquinas de construção ou máquinas de transporte;

b) Trabalhos de construção, instalação e transporte;

c) Trabalhos de pintura e restauro;

deve ser mantida em permanência uma distância apropriada, medida em relação aos condutores e às peças nuas em tensão que se encontrem mais próximos.

Dado que este tipo de trabalhos pode envolver pessoas comuns, esta distância deve ser superior àquela que define o trabalho na vizinhança para pessoas qualificadas ou instruídas.

7.4 — Lista das pessoas qualificadas. — O ORT e cada utilizador da RNT com ligação física a esta devem trocar entre si a lista das pessoas com capacidade para participar nos processos de criação de condições de segurança para trabalhos que envolvam a respectiva ligação. Esta lista será parte integrante do Protocolo de Exploração a celebrar entre as partes referidas.

7.5 — Registos. — Os processos de criação de condições de segurança para trabalhos no âmbito do presente capítulo, em circuitos de tensão superior a 1 kV, devem ser suportados em registos escritos. Estes registos devem ficar arquivados nas instalações onde forem produzidos por um período de cinco anos, devendo ser apresentados quando se realizem auditorias de segurança.

CAPÍTULO 8

Relacionamento entre o ORT e o ORD

8.1 — Contrato de ligação entre o ORT e o ORD:

8.1.1 — O ORT e o ORD, para efeito da gestão da ligação entre as redes de transporte e de distribuição, devem celebrar um contrato, designado por contrato de ligação entre a RNT e a RND.

8.1.2 — O contrato de ligação entre a RNT e a RND deve estabelecer as relações entre o ORT e o ORD no âmbito da entrega e da recepção de energia eléctrica, do planeamento e da exploração das redes, de forma a permitir o funcionamento do mercado de electricidade em condições de equidade, eficiência, segurança e qualidade de serviço, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

8.1.3 — O contrato referido nas secções anteriores substitui o contrato de vinculação celebrado nos termos do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, e terá por base uma minuta homologada pela DGEG, mediante proposta conjunta apresentada pelo ORT e o ORD no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente Regulamento.

8.1.4 — O ORT e o ORD podem propor à DGEG alterações ao contrato de ligação sempre que considerem necessário.

8.1.5 — O ORT e o ORD podem estabelecer mecanismos bilaterais de acompanhamento e facilitação da aplicação do contrato de ligação, nomeadamente através da constituição de comissões conjuntas, que reunirão com a periodicidade necessária.

8.2 — Protocolos de Operação e Condução:

8.2.1 — O operador da RND e o operador da RNT deverão elaborar um ou mais protocolos tendo por objectivo assegurar a coordenação da exploração das instalações sob a sua responsabilidade e designados por Protocolos de Operação e Condução.

8.2.2 — Os Protocolos de Operação e Condução deve estabelecer a caracterização dos pontos de ligação entre a RNT e a RND, incluindo informações sobre protecções, telecomunicações e sinais trocados entre os respectivos operadores, as regras para a execução de manobras, incluindo reposição em serviço após incidente, e as regras para a programação de trabalhos.

8.2.3 — Os Protocolos referidos nas secções anteriores deverão ser revistos, por iniciativa de qualquer das partes, com uma periodicidade mínima de um ano.

CAPÍTULO 9

Padrões de segurança para planeamento da RNT

9.1 — O presente capítulo estabelece as regras e os critérios que definem os «padrões de segurança para planeamento da RNT», previstos no artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e referidos na secção 1.5, nos termos a seguir indicados.

9.1.1 — A necessidade de construção de novas estruturas da RNT ou o reforço das existentes deve ser proposta para datas de entrada em serviço que assegurem:

9.1.1.1 — O cumprimento de critérios técnicos em todas as situações típicas de funcionamento previsional da RNT ao longo do horizonte de simulação.

9.1.1.2 — A optimização económica global do SEN, a qual pode conduzir à proposta de antecipação do projecto de investimento identificado de acordo com o princípio anterior ou mesmo à proposta de investimentos adicionais.

9.1.1.3 — A conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacte ambiental ou cumprimento de objectivos nacionais e comunitários de política energética.

9.1.2 — As regras enunciadas nas secções 9.1.1.1 e 9.1.1.2 definem outros tantos níveis de actuação que devem presidir ao planeamento da RNT. Assim:

9.1.2.1 — O planeamento deve reger as suas propostas de reforço da RNT mediante o cumprimento dos princípios e das regras explicitadas neste documento como salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos.

9.1.2.2 — Deve ser tida em conta a vertente económica dos diversos projectos alternativos, privilegiando o que tem maior valor actual.

9.1.2.3 — O mesmo se aplica na identificação de outros projectos que, mesmo não justificados por razões estritas de cumprimento das regras de segurança, possam ter valia técnico-económica.

9.1.3 — Para cumprimento dos critérios técnicos referidos na secção 9.1.1.1, os resultados da simulação da RNT, integrada no conjunto mais global do SEN, devem, em linhas gerais, cumprir os seguintes requisitos:

9.1.3.1 — As variáveis eléctricas tensão e intensidade de corrente deverão respeitar os limites de aceitabilidade de gamas de tensão admissíveis e de carga máximas apontadas na secção 9.4.1 em regime normal, em regime de contingência *n*-1, e no número restrito de contingências *n*-2 adiante definidas na tabela n.º 1.

9.1.3.2 — Em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos na secção anterior se devem verificar cortes de consumos.

9.1.3.3 — Para os regimes de contingência *n*-2 admite-se, no entanto, o recurso a redespachos de produção e reconfigurações topológicas da rede, conforme referido na secção 9.6.

Em particular, no que diz respeito às cargas monoalimentadas a partir da RNT ou à capacidade de transformação garantida em contingência *n*-1 nas subestações de entrega à distribuição, deverá ser tido em conta, sempre que relevante, o recurso de alimentação através das redes da RND. A enumeração das capacidades de recurso a considerar consta do PDIRT.

9.2 — Condições topológicas a considerar:

9.2.1 — A RNT deve ser ensaiada nas três condições de rede a seguir indicadas e os resultados deverão respeitar sempre os limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga descritos na secção 9.4:

9.2.1.1 — Situação *n*. — Consideram-se todos os elementos da RNT em serviço.

9.2.1.2 — Regime de contingência *n*-1. — Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador, bateria de condensadores), devendo nos restantes, sem excepção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível da RNT.

9.2.1.3 — Regime de contingência *n*-2. — 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. Deverão apenas ser avaliados os casos apontados na tabela seguinte:

TABELA N.º 1

Condições de simulação do regime de contingência *n*-2

Tipo de falha	Campo de aplicação
Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência *n*-2).	Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da Grande Lisboa, incluindo a península de Setúbal, e do Grande Porto. Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km, excepto «antenas».
Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha (contingência *n*-1-1).	Em toda a rede de 400 kV. Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV).

No critério proposto para a contingência *n*-1-1 admite-se que, após a primeira falta, a reposição do nível de segurança de funcionamento *n*-1 possa ser conseguida com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração de rede.

9.3 — Critérios de estabilidade:

9.3.1 — Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitoriamente estável, apresentando estabilidade na 1.ª oscilação, para os diferentes tipos de defeito e localização descritos na tabela n.º 2 e, ainda, ser dinamicamente estável com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes:

TABELA N.º 2

Estabilidade da RNT — Critérios de simulação

Funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	Religação
			Tempo (s)	Forma		
400 kV	Sem restrições	Trifásico . . . . . . Fase-terra	0,1 0,1	2 extremos . . . . . . 2 extremos monofásico . .	- 0,9	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	Religação
			Tempo (s)	Forma		
220 kV	Sem restrições	Trifásico	0,10	2 extremos	-	Não.
		Fase-terra	0,10	2 extremos monofásico . .	0,9	Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.
150 kV	Sem restrições	Trifásico	0,15	2 extremos	-	Não.
		Fase-terra	0,15	2 extremos monofásico . .	0,9	Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.

A tabela n.º 2 comporta defeitos, trifásicos e fase-terra, eliminados por funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível, isto é, no tempo de actuação mais rápido dos sistemas, e sem religação ou com religação mal sucedida, no caso de defeitos trifásicos ou de defeitos fase-terra, respectivamente.

Para as perturbações referidas anteriormente, não é aceitável que os grupos geradores (excepto eólicos) ligados à rede percam o sincronismo ou se desliguem da mesma.

9.3.2 — No caso dos geradores eólicos é tida em consideração nas simulações a capacidade ou não dos mesmos resistirem às cavas de tensão resultantes de defeitos na rede. Os geradores eólicos que tenham capacidade para suportarem cavas de tensão (*fault ride through capability* — FRTC) devem-se manter ligados perante cavas de tensão resultantes de defeitos na rede sempre que a tensão no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção esteja acima da curva apresentada na figura constante da secção 3.7.4:

Para os geradores eólicos que não tenham capacidade de resistência aos defeitos, a sua resposta perante defeitos na rede é simulada tendo em conta as parametrizações especificadas para as suas protecções.

9.3.3 — Para além das perturbações referidas anteriormente e que servem de base à análise da estabilidade transitória da RNT, são também consideradas perturbações mais severas mas de acontecimento menos provável com o objectivo da caracterização do seu efeito no funcionamento da rede e da tomada de medidas para minimização da sua probabilidade de ocorrência e impacte.

Estas perturbações encontram-se associadas a funcionamentos dos sistemas de protecção da RNT em 2.º nível, correspondentes à actuação da protecção de falha de disjuntor ou à falha de teleprotecção, que conduzem aos tempos de eliminação de defeitos indicados na tabela n.º 2 e que são superiores àqueles que resultam do funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível.

TABELA N.º 3

Condições de simulação mais severas

Funcionamento dos sistemas de protecção em 2.º nível

Local do defeito	Tipo de defeito			
	Tipo	Eliminação em tempo de		Religação
		Falha de disjuntor (s)	Falha de teleprotecção (s)	
400 kV	Trifásico	0,25	0,35	Não
220 kV	Trifásico	0,30	0,50	Não
150 kV	Trifásico	0,30	0,50	Não

Nas condições explicitadas nas tabelas n.os 2 e 3 deverão ser cumpridos os seguintes critérios de aceitabilidade das simulações:

9.3.3.1 — O SEN não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 2000 MW e o sistema síncrono da UCTE, em conformidade com o critério C3 do controlo primário (incidente de referência), não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 3000 MW (desvio máximo instantâneo entre geração e consumo).

9.3.3.2 — Não deverão ocorrer disparos de linhas de interligação.

9.4 — Limites de aceitabilidade de sobrecarga, de tensão e de desvio angular:

9.4.1 — Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão, do desvio angular e do desvio de frequência nos barramentos e de carga nos elementos da RNT não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes:

TABELA N.º 4

Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência

	Tensão	Desvio angular	Frequência
Sem falha [N]	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal.	Sem restrições particulares	De acordo com regras da UCTE.
Em situação de falha [N-1] . . .	400 kV: 372-420 220 kV: 205-245 150 kV: 140-165 (*) 63 kV: 60-66	Máximo de 30° após redespachos realizáveis em quinze minutos.	Idem.
Em situação de falha [N-2] . . .	400 kV: 360-420 220 kV: 198-245	Idem	Idem.

	Tensão	Desvio angular	Frequência
	150 kV: 135-165 (*) 63 kV: 59-66		

(*) Tendo em conta a actuação de tomadas de transformadores MAT/AT.

TABELA N.º 5

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (*)

	Época sazonal	t < 20 min Categoria A		20 min < t < 2 h Categoria B	
		Linhas	Transf.	Linhas	Transf.
Sem falha [N]	Todas	0	0	0	0
Em situação de falha [N-1] ou [N-2]	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(*) 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.

9.4.2 — Os valores indicativos das sobrecargas temporárias têm como referência as capacidades nominais dos transformadores e as máximas das linhas. No caso das linhas os valores de capacidade máxima de projecto são diferentes consoante a época sazonal, menores de Verão e mais elevados de Inverno.

9.4.3 — Todas as linhas da rede de 400 kV, e bem assim as restantes linhas que alimentam a «Grande Lisboa» e a península de Setúbal, estão incluídas na categoria de sobrecargas B, pelo que não podem ser objecto de sobrecargas temporárias. Contudo, a evolução da estrutura da RNT poderá levar à inclusão de outras linhas nesta categoria B, nomeadamente na zona do «Grande Porto» quando e se os 150 kV forem desactivados.

9.5 — Hipóteses para simulação:

9.5.1 — Previsão de cargas:

9.5.1.1 — A previsão de cargas (potências activa e reactiva) a alimentar pela Rede de Transporte é elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia com base no registo histórico dos últimos anos. Quando relevante serão tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais.

O ponto de partida desta previsão corresponde à estimativa, para o ano em curso, das cargas activas simultâneas em cada um dos pontos de entrega (PdE). O valor global da estimativa daqui resultante corresponde à situação de simultaneidade de carga em todos os pontos de entrega e está associado ao do cenário mais provável disponível no documento «Monitorização da segurança de abastecimento», da responsabilidade da DGEG.

9.5.1.2 — Numa perspectiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima (ou mínima) podem atingir valores que sejam superiores (ou inferiores) aos que constam desta previsão de carga simultânea, pelo facto dos mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos outros PdE.

Este ponto de partida é ainda alvo de ajustes com base na informação fornecida pelo ORD, devendo esta entidade fornecer o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição servidas por cada PdE, bem assim como as taxas de crescimento de cada uma delas.

9.5.1.3 — O factor de potência típico de cada PdE a considerar para o estabelecimento das cargas reactivas é calculado com base nos registos históricos dos últimos anos e nas informações recolhidas junto do ORD sobre as suas políticas futuras no que respeita à compensação daquele factor nas suas redes.

9.5.2 — Produção em regime especial (PRE):

9.5.2.1 — Centrais de cogeração. — A potência deste tipo de centrais é considerada como potência garantida, desde que a análise do seu diagrama anual de funcionamento permita concluir por um padrão de comportamento estável.

9.5.2.2 — Centrais mini-hídricas. — As centrais mini-hídricas são representadas por um equivalente ligado a cada subestação da RNT, que traduz o agregado daquele tipo de produção na área de influência dessa subestação.

Em função da época do ano e do regime de hidraulicidade são considerados factores de produtibilidade relativos, face ao valor de potência total agregada instalada em cada equivalente. Estes factores podem variar entre 100 %, para situações de forte produção em regimes de grande hidraulicidade, até se anular em regimes secos, fora das horas CP.

Em função do comportamento estatístico, o valor máximo de potência garantida em cada um destes agregados de geração mini-hídrica poderá ser inferior ao somatório das potências instaladas.

9.5.2.3 — Centrais eólicas. — As centrais eólicas são representadas através de um equivalente por subestação da RNT, que simula um agregado coerente de toda a produção eólica na área de influência da respectiva subestação.

Esta central equivalente deve ser simulada, com produção entre 10 % (mínimo) e 80 % (máximo) da sua potência nominal, com vista a avaliar o seu impacto nos trânsitos e no comportamento da RNT, quer em regime permanente, quer em regime perturbado.

Para efeitos de planeamento da transformação mínima necessária em cada subestação para assegurar o abastecimento dos consumos, considera-se que, no estado actual de desenvolvimento da tecnologia deste tipo de centrais, a produção eólica não contribui com qualquer valor de potência garantida.

9.5.2.4 — Outras centrais ao abrigo da PRE. — São simuladas consoante a respectiva especificidade.

9.5.3 — Condições ambientais. — As condições ambientais influenciam as capacidades térmicas de carga dos elementos da RNT. No sentido de adequar e optimizar a utilização dos elementos da rede, o ORT utiliza condições ambientais típicas de referência, diferentes consoante as épocas sazonais e a zona geográfica onde se situam os elementos da RNT.

Nas linhas eléctricas aéreas a determinação da corrente máxima admissível é efectuada de acordo com o modelo de Kuipers-Brown, o qual tem em conta a dissipação térmica da energia eléctrica nos condutores com o meio envolvente em termos de energia radiante:

$$Imax.^2.\ Rt + A.\ R.\ D = 8{,}55.\ (Tp - Ta)\ .\ (V.\ D)^{0{,}448} + \\ + \pi.\ E.\ C.\ D\ (Tp^{\ 4} - Ta^{\ 4})$$

em que:

Imax. — intensidade de corrente máxima no condutor: A;
Rt — resistência do condutor: Ω/m;
A — coeficiente de absorção solar: 0,5;
R:

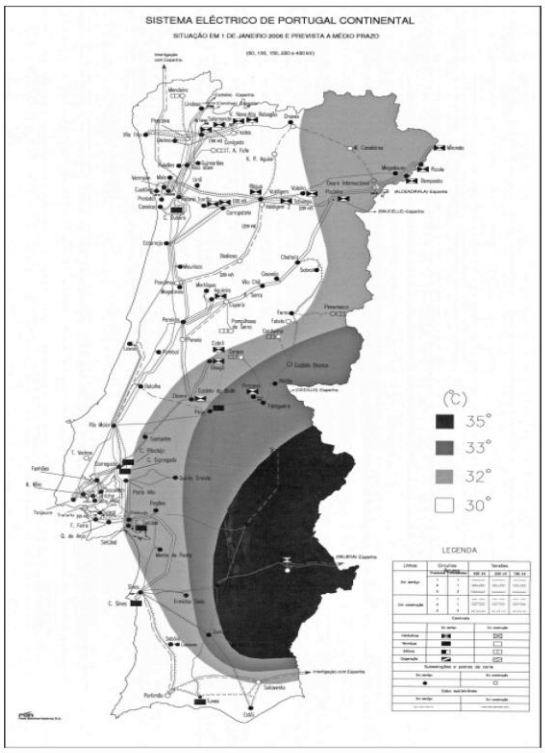
Intensidade de radiação solar durante o dia: 1000 W/m²;
Intensidade de radiação solar durante a noite: 0 W/m²;

D — diâmetro do condutor: m;
Tp — temperatura de projecto dos condutores: K;
Ta — temperatura ambiente: K;
V — velocidade do vento: 0,6 m/s;
E — poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro: 0,6,
C — constante de Stefan: 5,7 E^{-8} W/m²/K⁴.

Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

a) Meses de Verão — de 30°C a 35°C;
b) Meses de Inverno — 15°C;
c) Restantes meses do ano — de 20°C a 25°C.

O mapa seguinte mostra as isotérmicas que definem a temperatura máxima de referência para a época sazonal de Verão, a utilizar nas instalações e linhas da RNT no âmbito deste documento.



9.5.4 — Planos de produção e de cargas:

9.5.4.1 — Na óptica do planeamento e análise da RNT, os casos de referência para simulação do SEN devem ter em conta, desde que relevante, as seguintes situações típicas de funcionamento, resultantes do cruzamento entre a época sazonal, o patamar de carga e o regime hidrológico:

Inverno — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido;

Verão — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, para o regime hidrológico seco;

Restantes épocas sazonais — cargas representativas da época, para os regimes hidrológicos seco e húmido.

9.5.4.2 — Colocação das instalações de produção. — Assumindo a assistência de mecanismos de mercado eficientes, as instalações de produção serão colocadas em serviço de acordo com a sua ordem de mérito, a qual será definida tendo em conta, por um lado, a prática do gestor do sistema e do agente comercial e, por outro, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazos nos estudos de expansão de instalações de produção do SEN e as características relevantes das centrais PRE.

9.5.4.3 — Reserva terciária. — A reserva terciária deve respeitar os critérios da UCTE. Em termos da sua quantificação prática para efeitos de simulação em planeamento, o valor desta reserva deve corresponder ao somatório da potência do maior grupo em serviço acrescida de 2 % da carga da rede, distribuída de acordo com a prática do gestor do sistema.

9.5.4.4 — Indisponibilidades. — Para efeito de análise dos trânsitos máximos na RNT, deverá ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no SEN, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da RNT a ser ensaiada. Esta regra é aplicada *a anteriori* das análises de funcionamento referidas no ponto 3 («Condições topológicas a considerar»).

9.5.4.5 — Saldo de troca nas interligações. — A verificação da adequação das situações previsionais de funcionamento da RNT deverá contemplar cenários de saldo de troca nas interligações de acordo com os objectivos definidos no âmbito do MIBEL.

Actualmente os valores de saldo de troca para os quais se «validam» as situações de rede situam-se na gama dos 3000 MW, tanto de importação como de exportação, com tendência crescente acompanhando o natural reforço de investimento conjugado das redes de transporte de Portugal e de Espanha.

Estes valores, que se afiguram adequados no presente, deverão ser periodicamente actualizados.

9.5.5 — Sistemas de comando, controlo e protecção. — Para efeitos deste Regulamento, pressupõe-se que os sistemas de comando, controlo e protecção, e bem assim os sistemas de comunicações que asseguram as suas funcionalidades, efectuam correctamente a eliminação dos defeitos que afectam a RNT.

Acrescenta-se que, os sistemas de protecção podem ser dotados de níveis diferenciados de fiabilidade no desempenho, consoante as necessidades. É o caso da possibilidade de duplicação de protecções para uma mesma função e o da existência de funções que, entre outros objectivos, funcionam como recurso perante falhas de outras protecções. Este facto, e admitindo uma correcta actuação a nível de

acompanhamento e manutenção destes sistemas, permite sustentar a posição expressa na secção anterior, por tornar bastante improvável uma falha em cascata do sistema de protecções que leve a disparos não selectivos envolvendo áreas alargadas da RNT.

Algumas situações de funcionamento em 2.º nível (maior tempo de actuação) destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas em análises particulares de contingências mais severas, referidas na secção 9.6.2.

9.6 — Casos especiais:

9.6.1 — Casos especiais das cargas mono-alimentadas. — As «antenas» e casos equivalentes de ligações em «T» para alimentação de cargas ou de transformadores únicos em subestações são aceitáveis temporariamente desde que qualquer falha de alimentação pela RNT possa ser compensada, mediante acordo prévio com o ORD, em tempo adequado, por recurso integral à RND, ou seja, desde que:

a) A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de AT da RND, o que, em princípio, é conseguido num curto intervalo de tempo;

b) A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta que se encontra fixado em 70 MW, sem prejuízo de eventuais excepções, limitadas no tempo, sustentadas por uma análise técnico-económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da RNT e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da RND.

Nas zonas da Grande Lisboa e do Grande Porto, na ausência de indisponibilidades, terá sempre de haver garantia «*n*-1» para os consumos abastecidos pela RNT. Entende-se que, para atingir este objectivo, se possa recorrer a configurações conjuntas malhadas envolvendo a RNT e a RND.

9.6.2 — Casos especiais de contingências mais severas:

9.6.2.1 — Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, a perda de todos os circuitos num determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado por funcionamento em 1.º nível do sistema de protecção.

9.6.2.2 — Devem ser verificadas as consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400 kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e do Grande Porto), situações estas que serão periodicamente simuladas, pelo menos de quatro em quatro anos.

9.6.2.3 — Em qualquer um destes casos deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão em zonas extensas ou importantes do sistema.

Admitem-se eventuais instabilidades limitadas espacialmente ou perdas de grupos que fiquem isolados em antena ou em pequenas «ilhas» do sistema. No que respeita a colapsos de tensão apenas se admitem perdas de zonas ou nós da rede geograficamente limitados no sistema.

9.6.2.4 — Não se pretende que, por regra, sejam tomadas medidas de investimento que eliminem na totalidade as consequências destas situações de contingência mais severa, o que seria proibitivo do ponto de vista económico. As conclusões que daqui se extraem deverão ser ponderadas no sentido de influenciar algumas decisões de planeamento com o objectivo de minorar as consequências, dentro do possível, ou de alertar a operação da rede para a necessidade de elaborar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

CAPÍTULO 10

Disposições finais e transitórias

10.1 — Elaboração do acordo de ligação à RNT. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a celebrar um acordo de ligação à RNT, cabendo ao ORT promover a celebração do mesmo. Exceptuam-se da secção anterior os casos em que, na data referida, já existam acordos ou contratos que as partes envolvidas, por consenso, decidam manter até ao seu termo.

10.2 — Actualização do Protocolo de Exploração. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a proceder às alterações necessárias no Protocolo de Exploração para o tornar conforme com as disposições naquele contidas.

10.3 — Aplicação do RRT a instalações de produção eólicas:

10.3.1 — O cumprimento das disposições da secção 3.7 é obrigatório para todos os promotores das instalações de produção eólicas que venham a obter licença de exploração após a data de entrada em vigor do presente Regulamento, devendo os mesmos apresentar à DGEG e ao ORT, previamente à emissão da licença de exploração, a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 3.7.7.

10.3.2 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.1 e que tenham obtido a licença de exploração até 18 meses após a data de entrada em vigor do presente Regulamento dispõem de um prazo máximo de 6 meses, contados a partir da data da obtenção da referida licença, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante. As instalações de produção eólicas que obtenham a licença de exploração depois de passados 18 meses após a data da entrada em vigor do presente Regulamento têm de cumprir as disposições da secção 3.7 a partir da data da obtenção da referida licença.

10.3.3 — As instalações de produção eólicas que tenham obtido a licença de exploração previamente à data de entrada em vigor do presente Regulamento são obrigadas a cumprir o disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, devendo realizar as modificações técnicas necessárias na sua instalação de produção e apresentar à DGEG a declaração do fabricante de acordo com a secção 3.7.7.

10.3.4 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 dispõem de um prazo máximo de 12 meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante.

10.3.5 — A DGEG, ouvida o ORT, poderá isentar do cumprimento das obrigações os promotores das instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 que demonstrem técnica ou economicamente, através da apresentação de uma memória descritiva e justificativa, a não viabilidade das modificações técnicas necessárias ao cumprimento do disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, não tendo estes promotores direito a benefícios atribuíveis pela legislação no âmbito do cumprimento das referidas obrigações. Os promotores nestas condições dispõem de um prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para apresentar à DGEG a referida demonstração.



07
ANEXOS

ANEXO 2

RMSA-E 2014 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

REN

Página em Branco

Direcção Geral de Energia e Geologia

RMSA-E 2014
CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2015 – 2030, com um detalhe anual para o período 2015-2025.

2. Cenário Macroeconómico

O cenário macroeconómico, que teve em linha de conta não só as previsões fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas também as várias previsões provenientes de BP, CE e FMI, é o seguinte:

	Taxa de variação do PIB								
	2013	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2020-2030**
Cenário Inferior	-1,8%	0,4%	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Cenário Central	**-1,8%**	**0,8%**	**1,5%**	**1,5%**	**1,7%**	**1,8%**	**1,8%**	**1,8%**	**1,8%**
Cenário Superior	-1,8%	1,2%	1,9%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

3. Orientações de Politica Energética

3.1 Produção em Regime Especial

As metas vinculativas para 2020 de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia e 10% nos transportes devem ser tidas em linha de conta. Assim, a oferta PRE (capacidade instalada) a ter em conta para o cenário base de referência deverá ser a constante no quadro seguinte, e tem por base os objetivos definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (RCM n.º 20/2013).

Tecnologia (MW)	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2030**
Cogeração não renovável	1.236	1.260	1.260	1.270	1.280	1.280	1.290	1.290	1.300	1.320	1.340	1.360	1.380	1.410	1.520
Cogeração renovável (c/ cog. Biogás)	361	361	370	370	380	380	390	400	400	400	400	400	400	430	470
Eólica	4.462	4.652	4.742	4.842	4.942	5.042	5.142	5.242	5.300	5.400	5.500	5.600	5.710	5.820	6.400
Pequenas Centrais Hídricas[1]	436	436	436	436	434	434	448	463	470	520	570	570	570	570	620
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	123	124	130	130	140	160	180	200	220	230	240	240	240	250	260
Biogás (s/ cogeração)	57	59	59	59	60	60	60	60	60	61	62	62	63	65	70
Fotovoltaico	221	283	348	383	440	498	555	613	670	685	710	725	732	740	800
Solar Térmico (CSP)	0	0	7	17	20	34	34	34	50	54	58	60	60	70	105
Ondas	0,3	0,3	0,3	1	6	6	6	6	6	6	6	6	7	8	10
Total	**6.973**	**7.252**	**7.429**	**7.585**	**7.779**	**7.971**	**8.182**	**8.385**	**8.553**	**8.753**	**8.963**	**9.100**	**9.239**	**9.440**	**10.332**

[1] Aproveitamentos hidroeléctricos com uma potência inferior a 30 MW

3.2 PRO Hídrica

No que respeita à oferta PRO Hídrica, deverá ser considerado como cenário base de referência o constante no quadro seguinte:

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data	Capacidade instalada (MW)
Ribeiradio	EDP	2015 (dez. 2014)	77
Baixo Sabor	EDP	2015 (dez. 2014)	171
Venda Nova III	EDP	jul. 2015	780
Salamonde II	EDP	2016 (ag. 2015)	207
Foz Tua	EDP	2017 (dez. 2016)	251
Girabolhos	Endesa	2020 (nov. 2019)	364
Bogueira	Endesa	2020 (nov. 2019)	31
Fridão	EDP	2020	238
Alvito	EDP	2020	225
Gouvães	Iberdrola	2022	880
Daivões	Iberdrola	2022	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2022	160
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
TOTAL PRO Hídrica	**5.044**	**5.044**	**6.072**	**6.279**	**6.530**	**6.530**	**6.530**	**7.388**	**7.388**	**8.542**	**8.542**	**8.542**	**8.542**	**9.097**

3.3 PRO Térmica

A oferta PRO-Térmica a considerar no cenário base de referência deverá ser:

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Tunes	167	167	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	---	---	---	---	---
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	---	---
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
CCGT Sines[2]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
CCGT Lavos[3]	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Total	**5.752**	**5.752**	**5.585**	**5.585**	**5.585**	**4.405**	**4.405**	**4.405**	**4.405**	**3.829**	**3.829**	**3.829**	**2.839**	**2.839**

[2] A DGEG recebeu uma carta da SPOWER, S.A. no dia 28/06/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhe foi atribuída pela DGEG

[3] 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

4. Cenários de PROCURA

4.1 Autoconsumo

Mantém-se até ao horizonte do estudo o valor verificado em 2012.

4.2 Poupanças de energia

Até 2020 assumem-se as poupanças anuais consideradas no âmbito do PNAEE.

	Und.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Poupanças Totais anuais	GWh	554	625	800	387	405	421	523

4.3 Cenários de evolução da procura

Cenário Central

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE					sem VE		com VE	
			GWh	tvh[4]	GWh	tvh	GWh	GWh	%	GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	3	46 336	0,5%	46 339	0,5%	891	3 952	8,0%	49 398	0,5%	49 401	0,5%
2015	1 179	4	46 348	0,0%	46 352	0,0%	891	3 953	8,0%	49 410	0,0%	49 415	0,0%
2016	1 979	6	46 232	-0,3%	46 238	-0,2%	891	3 943	8,0%	49 284	-0,3%	49 290	-0,3%
2017	2 366	9	46 566	0,7%	46 576	0,7%	891	3 973	8,0%	49 647	0,7%	49 658	0,7%
2018	2 771	14	46 890	0,7%	46 905	0,7%	891	4 001	8,0%	50 000	0,7%	50 015	0,7%
2019	3 192	21	47 206	0,7%	47 227	0,7%	891	4 029	8,0%	50 343	0,7%	50 365	0,7%
2020	3 715	28	47 428	0,5%	47 456	0,5%	891	4 049	8,0%	50 584	0,5%	50 614	0,5%
2021	4 006	41	47 890	1,0%	47 931	1,0%	891	4 090	8,0%	51 086	1,0%	51 131	1,0%
2022	4 287	54	48 369	1,0%	48 423	1,0%	891	4 133	8,0%	51 607	1,0%	51 666	1,0%
2023	4 555	67	48 870	1,0%	48 936	1,1%	891	4 178	8,0%	52 151	1,1%	52 224	1,1%
2024	4 782	79	49 421	1,1%	49 499	1,2%	891	4 227	8,0%	52 750	1,1%	52 835	1,2%
2025	4 985	91	50 003	1,2%	50 094	1,2%	891	4 279	8,0%	53 383	1,2%	53 482	1,2%
2026	5 178	104	50 605	1,2%	50 709	1,2%	891	4 332	8,0%	54 037	1,2%	54 150	1,2%
2027	5 313	117	51 273	1,3%	51 390	1,3%	891	4 391	8,0%	54 763	1,3%	54 891	1,4%
2028	5 401	130	51 997	1,4%	52 127	1,4%	891	4 455	8,0%	55 550	1,4%	55 692	1,5%
2029	5 477	143	52 742	1,4%	52 884	1,5%	891	4 521	8,0%	56 360	1,5%	56 515	1,5%
2030	5 527	155	53 522	1,5%	53 677	1,5%	891	4 590	8,0%	57 208	1,5%	57 376	1,5%

[4] Taxa de variação homóloga

Direcção Geral de Energia e Geologia

Cenário Superior

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE					sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh	GWh	GWh	%	GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	4	46 517	0,9%	46 521	0,9%	891	3 968	8,0%	49 594	0,9%	49 598	0,9%
2015	1 179	5	46 655	0,3%	46 660	0,3%	891	3 980	8,0%	49 744	0,3%	49 750	0,3%
2016	1 979	8	46 668	0,0%	46 676	0,0%	891	3 981	8,0%	49 758	0,0%	49 767	0,0%
2017	2 366	13	47 137	1,0%	47 150	1,0%	891	4 023	8,0%	50 268	1,0%	50 282	1,0%
2018	2 771	20	47 599	1,0%	47 620	1,0%	891	4 063	8,0%	50 771	1,0%	50 793	1,0%
2019	3 192	30	48 058	1,0%	48 088	1,0%	891	4 104	8,0%	51 269	1,0%	51 301	1,0%
2020	3 715	40	48 428	0,8%	48 468	0,8%	891	4 137	8,0%	51 671	0,8%	51 715	0,8%
2021	4 006	60	49 042	1,3%	49 102	1,3%	891	4 192	8,0%	52 338	1,3%	52 404	1,3%
2022	4 287	79	49 678	1,3%	49 757	1,3%	891	4 249	8,0%	53 030	1,3%	53 116	1,4%
2023	4 555	97	50 341	1,3%	50 438	1,4%	891	4 309	8,0%	53 751	1,4%	53 856	1,4%
2024	4 782	115	51 059	1,4%	51 175	1,5%	891	4 373	8,0%	54 531	1,5%	54 656	1,5%
2025	4 985	133	51 815	1,5%	51 948	1,5%	891	4 440	8,0%	55 352	1,5%	55 497	1,5%
2026	5 178	154	52 594	1,5%	52 748	1,5%	891	4 509	8,0%	56 199	1,5%	56 366	1,6%
2027	5 313	174	53 446	1,6%	53 619	1,7%	891	4 585	8,0%	57 125	1,6%	57 314	1,7%
2028	5 401	193	54 359	1,7%	54 552	1,7%	891	4 666	8,0%	58 118	1,7%	58 328	1,8%
2029	5 477	213	55 299	1,7%	55 512	1,8%	891	4 750	8,0%	59 140	1,8%	59 371	1,8%
2030	5 527	231	56 281	1,8%	56 512	1,8%	891	4 837	8,0%	60 207	1,8%	60 458	1,8%

Cenário Inferior

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE					sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh	GWh	GWh	%	GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	2	46 155	0,1%	46 157	0,1%	891	3 936	8,0%	49 201	0,1%	49 203	0,1%
2015	1 179	3	46 042	-0,2%	46 045	-0,2%	891	3 926	8,0%	49 078	-0,2%	49 081	-0,2%
2016	1 979	4	45 798	-0,5%	45 802	-0,5%	891	3 905	8,0%	48 812	-0,5%	48 817	-0,5%
2017	2 366	7	46 001	0,4%	46 007	0,4%	891	3 923	8,0%	49 033	0,5%	49 040	0,5%
2018	2 771	9	46 190	0,4%	46 199	0,4%	891	3 940	8,0%	49 238	0,4%	49 248	0,4%
2019	3 192	13	46 367	0,4%	46 380	0,4%	891	3 956	8,0%	49 431	0,4%	49 445	0,4%
2020	3 715	18	46 446	0,2%	46 464	0,2%	891	3 963	8,0%	49 517	0,2%	49 537	0,2%
2021	4 006	26	46 762	0,7%	46 788	0,7%	891	3 991	8,0%	49 860	0,7%	49 889	0,7%
2022	4 287	34	47 091	0,7%	47 125	0,7%	891	4 020	8,0%	50 218	0,7%	50 255	0,7%
2023	4 555	42	47 438	0,7%	47 480	0,8%	891	4 051	8,0%	50 595	0,8%	50 640	0,8%
2024	4 782	49	47 830	0,8%	47 880	0,8%	891	4 086	8,0%	51 021	0,8%	51 075	0,9%
2025	4 985	57	48 251	0,9%	48 307	0,9%	891	4 123	8,0%	51 478	0,9%	51 540	0,9%
2026	5 178	65	48 685	0,9%	48 750	0,9%	891	4 162	8,0%	51 951	0,9%	52 021	0,9%
2027	5 313	73	49 182	1,0%	49 255	1,0%	891	4 206	8,0%	52 491	1,0%	52 570	1,1%
2028	5 401	80	49 731	1,1%	49 811	1,1%	891	4 254	8,0%	53 088	1,1%	53 175	1,2%
2029	5 477	88	50 296	1,1%	50 384	1,1%	891	4 304	8,0%	53 702	1,2%	53 797	1,2%
2030	5 527	94	50 892	1,2%	50 986	1,2%	891	4 356	8,0%	54 349	1,2%	54 452	1,2%

5. Cenários de Preços

5.1 - Preços dos combustíveis

	PETRÓLEO[5]	CARVÃO[6]	GÁS NATURAL[7]	FUELÓLEO[8]	GASÓLEO[9]
		CIF Sines	CIF RNTIAT	CIF Setúbal	
	USD/bbl	USD/t	USD/MBtu	USD/t	
2014	113	103,3	11,4	693,4	1014,3
2015	113	103,5	11,4	696,2	1019,5
2016	114	103,7	11,5	699,0	1024,5
2017	114	103,9	11,6	701,9	1029,6
2018	115	104,1	11,7	704,7	1034,6
2019	115	104,4	11,7	707,5	1039,6
2020	116	104,6	11,8	710,3	1044,6
2021	116	104,8	11,9	713,7	1050,6
2022	117	105,1	12,0	717,1	1056,5
2023	117	105,3	12,1	720,4	1062,4
2024	118	105,6	12,2	723,8	1068,4
2025	119	105,8	12,3	727,2	1074,3
2026	120	106,2	12,4	732,8	1083,9
2027	121	106,6	12,6	738,4	1093,5
2028	122	107,0	12,7	744,0	1103,1
2029	123	107,5	12,9	749,6	1112,7
2030	124	107,9	13,0	755,2	1122,3

5.2 - Preços das Licenças de CO_2

Foram adotadas as seguintes previsões:

Ano	Preço (€/ton – preços 2013)
2014[10]	6,0
2015 Error! Bookmark not defined.	6,0
2016 Error! Bookmark not defined.	7,0
2017 Error! Bookmark not defined.	7,0
-	-
2020[11]	16
-	-
2030 Error! Bookmark not defined.	26

6. Indicadores na análise da garantia de abastecimento

- IC - Índice de Cobertura:
    - Metodologia probabilística – utilização do modelo Reservas

[5] Cenário "*New Policies*" da AIE publicado no WEO2013
[6] PCI = 6.000 kcal/Kg; 1%S
[7] Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL
[8] PCI = 9 600 Kcal/Kg
[9] PCI = 10.200 Kcal/Kg; densidade = 0,845.
[10] EU ETS EUA Forward market (fonte: *Bloomberg* 13.Mar.2014)
[11] Cenário *"New Policies Scenario - European Union"* da IEA (Fonte: IEA Outlook 2013)

- Nível de risco associado ao IC - nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos)
- Simulação em nó isolado até 2014 (NTC=0); A partir de 2015 simulação considerando 10% NTC

- LOLE ≤ 5 horas

(10% da NTC a partir de 2015 para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do Mibel)

7. Análises

Após analisado o cenário base de referência (BASE) deverão ser efetuadas as análises indicadas no quadro seguinte:

OFERTA	**PROCURA**		
	Inferior	Central	Superior
Evolução expectável	---	BASE	SENSIBILIDADE (Procura)
Evolução expectável com Carvão (sem desclassificação das actuais centrais a carvão antes de 2025)	---	SENSIBILIDADE (Oferta)	---
Sistema existente (incluindo o que está em construção e se preveja entrar em construção até 31-12-2014)	---	---	TESTE DE STRESS

Quaisquer outras análises que se considerar serem relevantes devem ser acordadas entre a DGEG e REN.

RMSA-E 2014
PRESSUPOSTOS "Teste de Stress"

Para efeitos do estudo de "Teste de Stress", devera considerar-se que a oferta e constituída unicamente pelo sistema existente (deduzido das desclassificações conforme calendário previsto), acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção ate ao final de 2014. Assim:

1. Produção em Regime Especial

A evolução da PRE manter-se-á constante a partir de 31 de Dezembro de 2016.

Tecnologia (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Cogeração não renovável	1.236	1.260	1.260	1.270	1.280
Cogeração renovável (c/ cog. Biogás)	343	361	361	370	370
Eólica	4.462	4.652	4.742	4.842	4.942
Pequenas Centrais Hídricas	418	436	436	436	436
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	123	124	130	130	140
Biogás (s/ cogeração)	57	59	59	59	60
Fotovoltaico	221	283	348	383	440
Solar Térmico (CSP)	0	0	7	17	20
Ondas	0,3	0,3	0,3	1	6
Total	**6.973**	**7.252**	**7.429**	**7.585**	**7.779**

2. PRO Hídrica

A oferta PRO Hídrica a considerar devera ser:

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data	Capacidade instalada (MW)
Ribeiradio	EDP	2015 (dez. 2014)	77
Baixo Sabor	EDP	2015 (dez. 2014)	171
Venda Nova III	EDP	jul. 2015	780
Salamonde II	EDP	2016 (ag. 2015)	207
Foz Tua	EDP	2017 (dez. 2016)	251

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030
TOTAL PRO Hídrica	**5.044**	**5.044**	**6.072**	**6.279**	**6.530**	**6.530**	**6.530**	**6.530**

3. PRO Térmica

A oferta PRO-Térmica a considerar no cenário base de referência deverá ser:

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Tunes	167	167	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	---	---	---	---	---
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	---	---
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
Total	**5.752**	**5.752**	**5.585**	**5.585**	**5.585**	**4.405**	**4.405**	**4.405**	**4.405**	**3.829**	**3.829**	**3.829**	**2.839**	**2.839**

4. Cenários de PROCURA

Os cenários de procura a utilizar no estudo deverão ser revistos pela REN, de acordo com o novo cenário macroeconómico anteriormente referido.

Cenário Superior

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE					sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh	GWh	GWh	%	GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	4	46 517	0,9%	46 521	0,9%	891	3 968	8,0%	49 594	0,9%	49 598	0,9%
2015	1 179	5	46 655	0,3%	46 660	0,3%	891	3 980	8,0%	49 744	0,3%	49 750	0,3%
2016	1 979	8	46 668	0,0%	46 676	0,0%	891	3 981	8,0%	49 758	0,0%	49 767	0,0%
2017	2 366	13	47 137	1,0%	47 150	1,0%	891	4 023	8,0%	50 268	1,0%	50 282	1,0%
2018	2 771	20	47 599	1,0%	47 620	1,0%	891	4 063	8,0%	50 771	1,0%	50 793	1,0%
2019	3 192	30	48 058	1,0%	48 088	1,0%	891	4 104	8,0%	51 269	1,0%	51 301	1,0%
2020	3 715	40	48 428	0,8%	48 468	0,8%	891	4 137	8,0%	51 671	0,8%	51 715	0,8%
2021	4 006	60	49 042	1,3%	49 102	1,3%	891	4 192	8,0%	52 338	1,3%	52 404	1,3%
2022	4 287	79	49 678	1,3%	49 757	1,3%	891	4 249	8,0%	53 030	1,3%	53 116	1,4%
2023	4 555	97	50 341	1,3%	50 438	1,4%	891	4 309	8,0%	53 751	1,4%	53 856	1,4%
2024	4 782	115	51 059	1,4%	51 175	1,5%	891	4 373	8,0%	54 531	1,5%	54 656	1,5%
2025	4 985	133	51 815	1,5%	51 948	1,5%	891	4 440	8,0%	55 352	1,5%	55 497	1,5%
2026	5 178	154	52 594	1,5%	52 748	1,5%	891	4 509	8,0%	56 199	1,5%	56 366	1,6%
2027	5 313	174	53 446	1,6%	53 619	1,7%	891	4 585	8,0%	57 125	1,6%	57 314	1,7%
2028	5 401	193	54 359	1,7%	54 552	1,7%	891	4 666	8,0%	58 118	1,7%	58 328	1,8%
2029	5 477	213	55 299	1,7%	55 512	1,8%	891	4 750	8,0%	59 140	1,8%	59 371	1,8%
2030	5 527	231	56 281	1,8%	56 512	1,8%	891	4 837	8,0%	60 207	1,8%	60 458	1,8%



07
ANEXOS

ANEXO 3

REPARTIÇÃO DO INVESTIMENTO NA RNT POR VETOR E ESTADO DOS PROJETOS

REN

Página em Branco

Bloco de Projetos	Código Projecto	Designação dos principais projectos	Data Entr. Serviço	Vetor de Investimento					Transferências para exploração [M€]					
				Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	Otimização Territorial da Rede	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025
Faixa litoral a norte do Grande Porto	PR1324	Reatância Shunt em Pedralva	2016	++++					2.9					
	PR1515	Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo - 1ª fase	2017	++++						48.0				
	PR0709	Nova interligação Minho-Galiza	2018			++++					30.1			
	PR0633	Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	2019		++++							5.4		
	PR1401	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	2019		++++							3.8		
	PR0257	PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria	2020		++++								0.4	
	PR1501	2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	2020		++++								0.9	
	PR0935	Reforço de transformação em V. N. de Famalicão	2021		++++									3.7
	PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	2022		++++									7.4
	PR0910	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	2022	+	++									14.2
	PR0911	Nova linha a 400 kV Pedralva-Zona do Porto	2022	++		+								3.2
	PR1516	Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo - 2ª fase	2022	++++										5.9
	PR1402	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	2023	+	++									3.2
	PR1412	"Uprating" de linhas na zona do Minho	2023	+	+		++							0.8
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1404	Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)	2016	++	++				3.3					
	PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2019					++++				8.8		
	PR0913	Ligação a 220 kV V.P.de Aguiar-Carrapatelo	2020	++	+								15.7	
	PR0914	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira - Fase 1	2020	++++									42.2	
	PR0914	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira - Fase 2	2021	++++										23.4
	PR0914	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira - Fase 3	2022	++++										6.2
	PR1207	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Guarda**	2021-2025	++++										42.0
Grande Porto	PR1502	Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)	2017		++++					3.1				
	PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	2019	++	+	+						27.6		
	PR1006	Compensação de reativa pós 2018–1 ªFase	2019	++++								2.4		
	PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2020					++++					11.2	
	PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2	2021					++++						21.2
	PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3	2022					++++						18.0
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR0711	Reforço de transformação em Rio Maior	2016		++++				3.2					
	PR1220	PL (Gala) a 60 kV em Lavos	2016		++++				0.5					
	PR1504	Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere - Fase 1	2016	+	++				2.3					
	PR1325	Reatância Shunt em Feira	2017	++++						2.6				
	PR1410	Reforço de transformação em Lavos (3º transformador)	2017		++++					4.3				
	PR1504	Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere - Fase 2	2017	+	++					6.4				
	PR1224	PL (Pontão) a 60 kV em Penela	2018		++++						0.5			
	PR0623	Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo	2019	++	++							5.3		
	PR1041	Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2020	++	++								14.5	
	PR1506	"Uprating" de linhas na zona da Beira Litoral	2022	++	+		+							6.7
Beira interior	PR0947	Reforço de transformação em Tábua	2016	++	++				3.4					
	PR0957	PL (C.Branco-EDPD) a 60 kV em Castelo Branco	2016		++++				0.5					
	PR0917	Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017	++++						38.6				
	PR1016	Ligação a 400 kV Penela-Seia - Fase 1	2019	++++								10.9		
	PR1511	Compensação de reativa pós 2018–2 ªFase	2019	++++								2.4		
	PR1016	Ligação a 400 kV Penela-Seia - Fase 2	2020	++++									22.0	
	PR1016	Ligação a 400 kV Penela-Seia - Fase 3	2023	++++										6.5
	PR1204	Transformação 400/60 kV em Seia	2023	++++										5.5
	PR0915	Ligação a 400 kV Guarda-Fundão	2024	++++										22.0
	PR1206	Ligação a 400 kV Guarda-Seia**	2021-2025	++++										25.9
Grande Lisboa e Peninsula de Setúbal	PR0255	Reforço de ligação à SE de Trafaria	2016		++++				29.9					
	PR0404	Criação do injetor Alcochete	2016		++++				15.3					
	PR0928	Reforço de transformação no Zambujal	2017		++++					3.1				
	PR1326	Reatância Shunt em Palmela	2018	++++							2.5			
	PR0720	"Uprating" de linhas na zona de Lisboa	2019	+	+		++					1.0		
	PR0933	Reforço de transformação em Alcochete	2019		++++							4.1		
	PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões - Fase 1	2023	++	+									20.5
	PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2023					++++						16.7
	PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2	2024					++++						13.9
	PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões - Fase 2	2025	++	+									18.7
	PR0904	Criação do injector Almargem do Bispo	2025		++++									5.5
	PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3	2025					++++						13.9
Alentejo	PR0461	Linha a 400 kV Estremoz-Divor	2016	+	++				11.0					
	PR0640	Transformação 150/60 kV em Ourique	2016		++++				3.3					
	PR1505	Reforço de transformação em Sines (3º transformador)	2017		++++					2.7				
	PR1408	Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada	2018		++++						0.3			
	PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	2018	++	+						31.3			
	PR1503	Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)	2018		++++						2.6			
	PR0807	PL (Sousel) a 60 kV em Estremoz	2019		++++							0.5		
	PR1223	PL (Sto André) a 60 kV em Sines	2019		++++							0.5		
	PR0953	Criação do injetor Divor	2021		++++									11.2
	PR1222	PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor	2021		++++									0.9
	PR0639	Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60	2022		++++									4.1
	PR0968	Criação do injector Pegões	2022		++++									5.5
	PR0905	2ª linha a 400kV Falagueira - Pego	2023	++		+								15.3
	PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique	2025	++++										26.7
Algarve	PR0958	Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira	2016	+	++				5.4					
	PR1212	PL (Tavira - EDPD) a 60 kV em Tavira	2016		++++				0.5					
	PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	2024	++++										22.2
RNT	GGS + RTS	Investimento Gestão Global do Sistema (SCADA, DN & RTS)	2016-2025	++++					2.2	2.7	2.4	2.6	2.6	12.4
	Edifícios	Remodelação do edifício do DN e Data Center em Sacavém*	2016-2017	++++					5.3					
	Edifícios	Remodelação do edifício Sede da Concessão na Av EUA, Lx*	2016-2017	++++						10.6				
Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	PR0924	Substituição de transformador no Porto Alto	2016				++++		1.6					
	PR0948	Substituição de autotransformador na subestação do Zêzere	2016				++++		2.3					
	PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Riba d'Ave - Fase 1	2016				++++		1.5					
	PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Canelas - Fase 1	2016				++++		1.4					
	PR1311	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Torrão	2016				++++		1.2					
	PR1312	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Évora	2016				++++		0.9					
	PR1333	Reconstrução da subestação do Porto Alto	2016				++++		10.8					
	PR1405	Substituição de transformadores na subestação de Vila Chã	2016				++++		0.5					
	PR1415	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Fria	2016				++++		1.5					
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação - Fase 1	2016				++++		1.0					
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores - Fase 1	2016				++++		0.5					
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV - Fase 1	2016				++++		2.0					
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil - Fase 1	2016				++++		1.4					
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.) - Fase 1	2016				++++		2.8					
	PR1444	Remodelação de Linhas - Fase 1	2016				++++		5.1					
	PR0644	Substituição de transformador na subestação do Carregado	2017				++++			1.8				
	PR1214	Reconstrução da subestação do Carregado	2017				++++			14.9				
	PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Riba d'Ave - Fase 2	2017				++++			1.7				
	PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Canelas - Fase 2	2017				++++			2.1				
	PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Carriche - Fase 1	2017				++++			1.4				
	PR1316	Remodelação dos Sistemas de Proteção de Estoi - Fase 1	2017				++++			0.4				
	PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estarreja - Fase 1	2017				++++			2.1				
	PR1417	Remodelação dos Sistemas de Comando da Falagueira	2017				++++			1.1				
	PR1418	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado	2017				++++			1.0				
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação - Fase 2	2017				++++			0.8				
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores - Fase 2	2017				++++			0.5				
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil - Fase 2	2017				++++			1.4				
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.) - Fase 2	2017				++++			0.7				
	PR1444	Remodelação de Linhas - Fase 2	2017				++++			8.4				
	PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém - Fase 1	2018				++++				1.0			
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV - Fase 2	2018				++++				0.1			
	PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Riba d'Ave - Fase 3	2018				++++				1.8			
	PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Carriche - Fase 2	2018				++++				0.7			
	PR1316	Remodelação dos Sistemas de Proteção de Estoi - Fase 2	2018				++++				0.9			
	PR1403	Substituição de transformador na subestação de Valdigem	2018				++++				1.7			
	PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Mourisca - Fase 1	2018				++++				1.6			
	PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estarreja - Fase 2	2018				++++				1.7			
	PR1419	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra	2018				++++				1.0			
	PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Chã - Fase 1	2018				++++				2.1			
	PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere - Fase 1	2018				++++				2.2			
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação - Fase 3	2018				++++				0.7			
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores - Fase 3	2018				++++				0.5			
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil - Fase 3	2018				++++				1.3			
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.) - Fase 3	2018				++++				1.8			
	PR1444	Remodelação de Linhas - Fase 3	2018				++++				10.6			
	PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém - Fase 2	2019				++++					1.6		
	PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Mourisca - Fase 2	2019				++++					1.3		
	PR1422	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Alto de Mira	2019				++++					2.1		
	PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Chã - Fase 2	2019				++++					0.9		
	PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere - Fase 2	2019				++++					1.0		
	PR1425	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	2019				++++					1.6		
	PR1426	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	2019				++++					1.2		
	PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Palmela - Fase 1	2019				++++					2.4		
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação - Fase 4	2019				++++					0.4		
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV - Fase 3	2019				++++					1.9		
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil - Fase 4	2019				++++					1.2		
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.) - Fase 4	2019				++++					0.7		
	PR1444	Remodelação de Linhas - Fase 4	2019				++++					0.7		
	PR1509	2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	2019				++++					1.7		
	PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2019				++++					1.7		
	PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2019				++++					7.8		
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV - Fase 4	2020				++++						0.1	
	PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere - Fase 3	2020				++++						0.9	
	PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Palmela - Fase 2	2020				++++						1.5	
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação - Fase 5	2020				++++						0.9	
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores - Fase 4	2020				++++						0.5	
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil - Fase 5	2020				++++						1.0	
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.) - Fase 5	2020				++++						2.0	
	PR1444	Remodelação de Linhas - Fase 5	2020				++++						2.8	
	PR1510	3º Substituição de transformador na subestação do Carregado	2020				++++						1.7	
	PR1514	Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2021-2025	2021-2025				++++							155.6
Total de transferências para exploração (TEE + GGS)									**124**	**160**	**99**	**103**	**121**	**560**

*100% do investimento no Despacho Nacional, Data Center em Sacavém e 20% da obra de remodelação do edifício da Av. EUA estão afetos a GGS

**Projetos de investimento incluídos nesta edição do PDIRT a título indicativo

Alocação do investimento dos PR por vetor:

++++

+++

++

+

ESTADO DOS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA RNT (*)				
DATA DE ENTRADA EM SERVIÇO [ANO]	DESIGNAÇÃO DO PROJETO	ÁREA DO CONTINENTE	LICENCIAMENTO	ESTADO DOS TRABALHOS
2016	PR0255 - Reforço de ligação à SE de Trafaria	Área 6	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0404 - Criação do injetor de Alcochete	Área 6	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0461 - Linha a 400 kV Estremoz-Divor	Área 7	Licenciado	Iniciado
2016	PR0640 - Transformação 150/60 kV em Ourique	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0711 - Reforço de transformação em Rio Maior	Área 4	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0924 - Substituição de transformador no Porto Alto	Área 6	N/A	Iniciado
2016	PR0947 - Reforço de transformação em Tábua	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0957 - PL (C.Branco-EDPD) a 60 kV em Castelo Branco	Área 5	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0958 - Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira	Área 8	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1212 - PL (Conceição) a 60 kV em Tavira	Área 8	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1220 - PL (Gala) a 60 kV em Lavos	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1324 - Reatância Shunt em Pedralva	Área 1	N/A	Iniciado
2016	PR1404 - Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2016-2017	PR1504 - Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2017	PR0917 - Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2017	PR0928 - Reforço de transformação no Zambujal	Área 6	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1325 - Reatância Shunt em Feira	Área 4	N/A	Iniciado
2017	PR1410 - Reforço de transformação em Lavos (3º transformador)	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1502 - Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)	Área 3	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1505 - Reforço de transformação em Sines (3º transformador)	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1515 - Receção de energia off shore ao largo de V. Castelo - 1ª fase	Área 1	Em licenciamento (zona off-shore)	Iniciado
2018	PR0709 - Nova interligação Minho-Galiza	Área 1	Por licenciar em novo procedimento	Iniciado
2018	PR1224 - PL (Pontão) a 60 kV em Penela	Área 4	Por licenciar	A iniciar em 2016
2018	PR1326 - Reatância Shunt em Palmela	Área 6	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1408 - Reforço de transformação em Ourique - Reserva Parada	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2016
2018	PR1411 - Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2018	PR1503 - Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR0623 - Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo	Área 4	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0633 - Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0720 - "Uprating" de linhas na zona de Lisboa	Área 6	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR0807 - PL (Sousel) a 60 kV em Estremoz	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0933 - Reforço de transformação em Alcochete	Área 6	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1006 - Compensação de reativa pós 2018 - 1ª fase	Área 3	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019-2023	PR1016 - Ligação a 400 kV Penela - Seia	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2019	PR1021 - Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	Área 3	Por licenciar	Iniciado
2019	PR1223 - PL (Sto. André) a 60 kV em Sines	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1401 - Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	Área 1	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR1431 - Otimização de corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	Área 2	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR1511 - Compensação de reativa pós 2018 - 2ª fase	Área 5	Por licenciar	A iniciar em 2017
2020	PR0257 - PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V. Fria	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2020-2022	PR0914 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Feira	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2020-2022	PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto	Área 3	Por licenciar	iniciado
2020	PR1501 - 2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2020	PR0913 - Ligação a 220 kV V. P. de Aguiar - Carrapatelo	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2020	PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2021	PR0935 - Reforço de transformação em V. N. Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021	PR0953 - Criação do injetor Divor	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1206 - Ligação a 400 kV Guarda - Seia (**)	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1207 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Guarda (**)	Área 2	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021	PR1222 - PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0632 - Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação à SE de Pedralva	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0639 - Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0911 - Nova linha a 400 kV Pedralva - Zona do Porto	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0968 - Criação do injetor Pegões	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR1506 - "Uprating" de linhas na zona da Beira Litoral	Área 4	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR1516 - Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo - 2ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023-2025	PR0903 - Ligação a 400 kV R. Maior - zona Carvoeira - zona Alm. Bispo - Fanhões	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR0905 - 2ª linha a 400 kV Falagueira-Pego	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1204 - Transformação 400/60 kV em Seia	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023-2025	PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1412 - "Uprating" de linhas na zona do Minho	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2024	PR0915 - Ligação a 400 kV Guarda-Fundão	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2024	PR1208 - Ligação a 400 kV Ourique - Tavira	Área 8	Por licenciar	A iniciar após 2017
2025	PR0904 - Criação do injetor Almargem do Bispo	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2025	PR1209 - Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017

(*) Estado atualizado a junho de 2015.

(**) Projetos de investimento incluídos nesta edição do PDIRT a título indicativo.

ESTADO DOS PROJETOS DE MODERNIZAÇÃO DA RNT (*)			
DATA DE ENTRADA EM SERVIÇO [ANO]	DESIGNAÇÃO DO PROJETO	LICENCIAMENTO	ESTADO DOS TRABALHOS
2016	PR0948 - Substituição de autotransformador na subestação do Zêzere	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1306 - Substituição de transformador na subestação do Porto Alto	N/A	Iniciado
2016-2018	PR1308 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Riba d'Ave	N/A	Iniciado
2016-2017	PR1309 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Canelas	N/A	Iniciado
2016	PR1311 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Torrão	N/A	Iniciado
2016	PR1312 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Évora	N/A	Iniciado
2016	PR1333 - Reconstrução da subestação do Porto Alto	N/A	Iniciado
2016	PR1405 - Substituição de transformadores na subestação de Vila Chã	N/A	Iniciado
2016	PR1415 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Vila Fria	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1428 - Remodelação dos Sistemas de Alimentação	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1433 - Recondicionamento de Transformadores	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1434 - Ref. do nível de isolamento em subestações - Aplicação de RTV	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1435 - Reconstrução/Reabilitação de infraest. de construção civil	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1439 - Subst. de aparelhagem MAT (disj., tr.med., DST, secc. e TSA)	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1444 - Remodelação de Linhas	N/A	Iniciado
2017	PR0644 - Substituição de transformador na subestação do Carregado	Em licenciamento	Iniciado
2017	PR1214 - Reconstrução da subestação do Carregado	N/A	Iniciado
2017-2018	PR1313 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Carriche	N/A	A inciar em 2015
2017-2018	PR1316 - Remodelação dos Sist. de Prot. de Estoi	N/A	A inciar em 2015
2017-2018	PR1416 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Estarreja	N/A	A iniciar em 2015
2017	PR1417 - Remodelação dos Sistemas de Comando da Falagueira	N/A	A iniciar em 2015
2017	PR1418 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Ermidas/Sado	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1403 - Substituição de transformador na subestação de Valdigem	Por licenciar	Iniciado
2018-2019	PR1414 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Mourisca	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1419 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Monte da Pedra	N/A	A iniciar em 2016
2018-2019	PR1421 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Sacavém	N/A	A iniciar em 2016
2018-2019	PR1423 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Vila Chã	N/A	A iniciar em 2016
2018-2020	PR1424 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Zêzere	N/A	A iniciar em 2016
2019	PR1422 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Alto de Mira	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1425 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Ribatejo	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1426 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Sabóia	N/A	A iniciar em 2017
2019-2020	PR1427 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Palmela	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1509 - 2ª substituição de transformador na subestação do Carregado	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1512 - Substituição de transformador na subestação de Pereiros	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1513 - Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	N/A	A iniciar em 2017
2020	PR1510 - 3ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1514 - Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2021-2025	N/A	A iniciar após 2017

(*) Estado atualizado a junho de 2015.

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 4
QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2016 A 2018 E MAPAS DA RNT DE 2015, 2016 E 2018

REN

Página em Branco

Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2016 e 2018

Ano: 2016

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Desvio da linha Palmela-Fanhões para Alcochete (2 troços de 1 km cada de linha dupla c/ 1 terno equipado)	2x2	400
Linha Estremoz-Divor (expl. a 60 kV)	1x51	400
Individualização de ternos na linha Penela-Zêzere	2x49,3	220
Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito aéreo	2x10,6	150
Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito subterrâneo	2x6	150

Ano: 2017

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira	2x44	400
Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado)	2x55	400
Individualização de ternos na linha Carregado-Santarém	2x34,7	220
Individualização de ternos na linha Santarém-Zêzere	2x52,3	220
Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão	2x8	220
Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x7	150
Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira	2x44	150
Cabo subterrâneo de 150 kV ("on-shore") entre a costa e a transição para linha aérea (inicialmente explorado a 60 kV)	1x4	150
Cabo submarino de 150 kV ("off-shore") entre a zona de recolha de energia ("off-shore") e a costa (inicialmente explorado a 60 kV)	1x17	150

Ano: 2018

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Desvio da linha Pedralva-zona de P. de Lima-V. N. de Famalicão para P. de Lima	2x5	400
Linha dupla a 400 kV P. de Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado)	2x72	400
Linha Divor-Pegões a 400 kV	1x70	400
Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor	1x50	400
Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz	1x93	400

Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2016 e 2018

Ano: 2016

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado		Sn (MVA)
ALCOCHETE	Abertura de instalação	400/60	1		
ALCOCHETE	1º Transformador	400/60	1	N	170
OURIQUE	1º Transformador	150/60	1	N	126
PEDRALVA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1		150
POCINHO	Transformador	220/60	1	N	126
PORTO ALTO	2º Transformador (substituição de unidade com TR prov. de Ermesinde)	150/60	1	P	126
PORTO ALTO	Transformador	150/60	1	N	126
PORTO ALTO	Desativação de transformadores	150/60	-2	D	63
RIO MAIOR	Transformador 220/60 kV	220/60	1	P	126
TÁBUA	Transformador (pólos monofásicos)	220/60	1	N	126
TAVIRA	2º Autotransformador	400/150	1	N	450
VILA CHÃ	Transformadores (provenientes de outras instalações)	220/60	2	P	63
VILA CHÃ	Desativação de transformadores	220/60	-2	D	63
ZEZERE	Autotransformador	220/150	1	N	250
ZEZERE	Desativação de autotransformador	220/150	-1	D	120
ZEZERE	Autotransformador de reserva (proveniente de outra instalação)	220/150	1	P	150

Nota:
D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

Ano: 2017

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado		Sn (MVA)
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1	D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1	N	170
FEIRA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1		150
FUNDÃO	Abertura de instalação	400/220	1		
FUNDÃO	Autotransformador	400/220	1	N	450
GUIMARÃES	Desativação de instalação	150/60	-1		
GUIMARÃES	Desativação de transformador	150/60	-1	D	126
LAVOS	Transformador	400/60	1	N	170
RECAREI	3º transformador	220/60	1	N	170
SINES	3º transformador	150/60	1	N	126
ZAMBUJAL	3º Transformador	220/60	1	N	170

Nota:
D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

Desenvolvimento da RNT – Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2016 e 2018

Ano: 2018

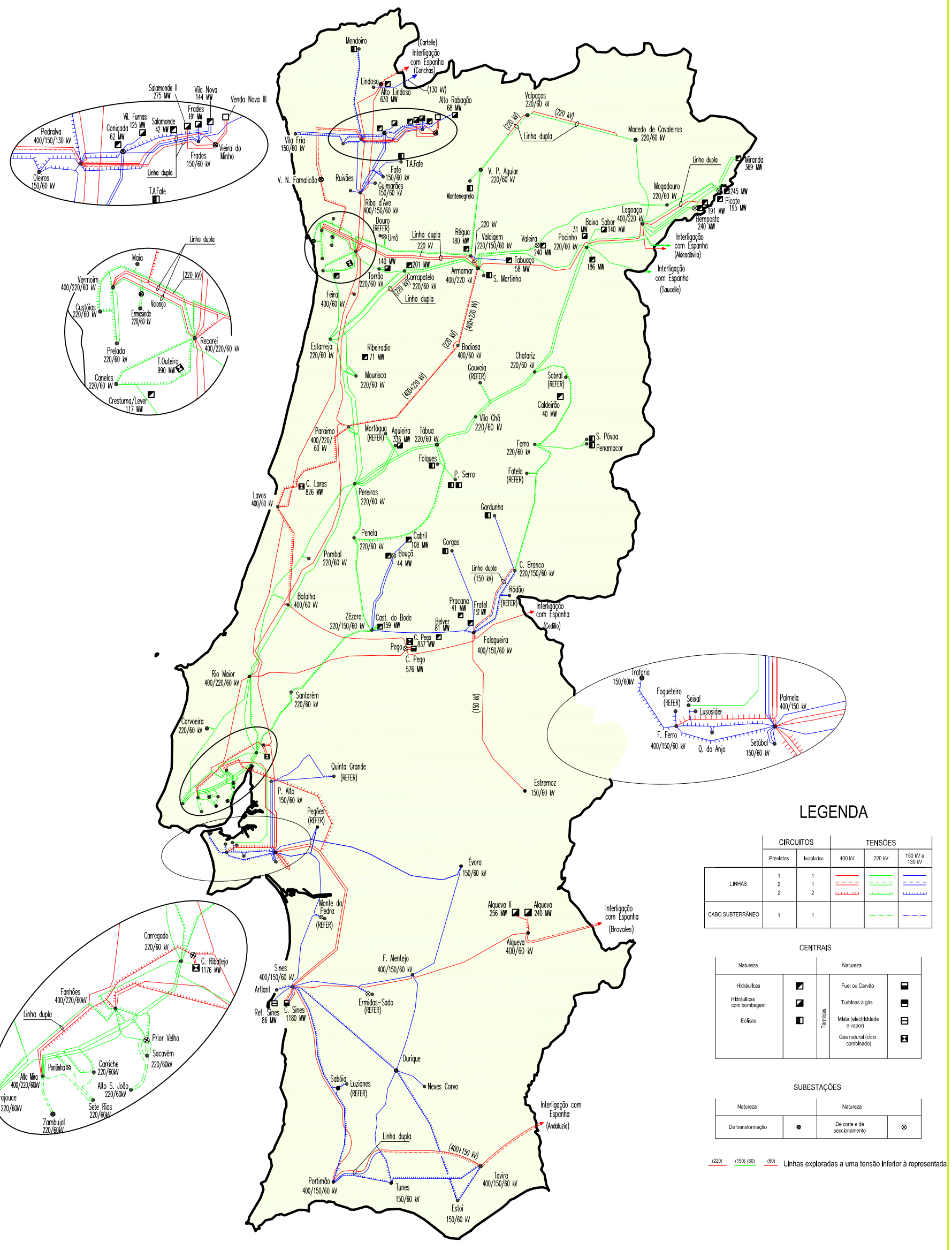
Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado		Sn (MVA)
ESTREMOZ	Substituição de 2 transformadores	400/60	2	N	170
ESTREMOZ	Desativação de 2 transformadores	150/60	-2	D	63
FALAGUEIRA	3º transformador	150/60	1	N	126
OURIQUE	Transformador em reserva parada (prov. de outra SE)	150/60	1	P	63
P. LIMA	Abertura de instalação	400	1		
PALMELA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1		150
PEGÕES	Abertura de instalação	400/60	1		
VALDIGEM	Transformador	220/60	1	N	170
VALDIGEM	Desativação de transformador	220/60	-1	D	126

Nota:
D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2015



LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

SUBESTAÇÕES

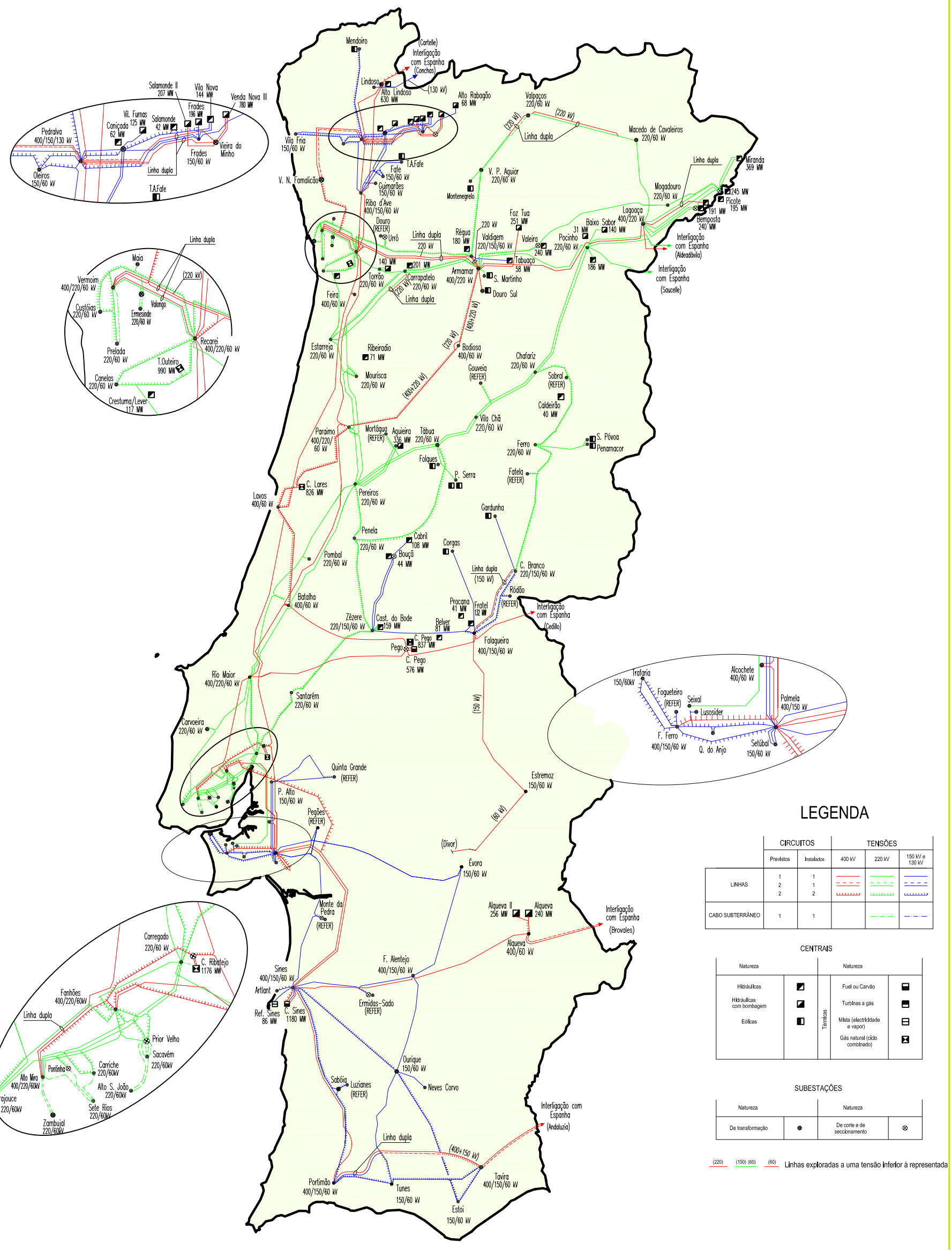
Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

(220) (150) (60) Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2016



LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

SUBESTAÇÕES

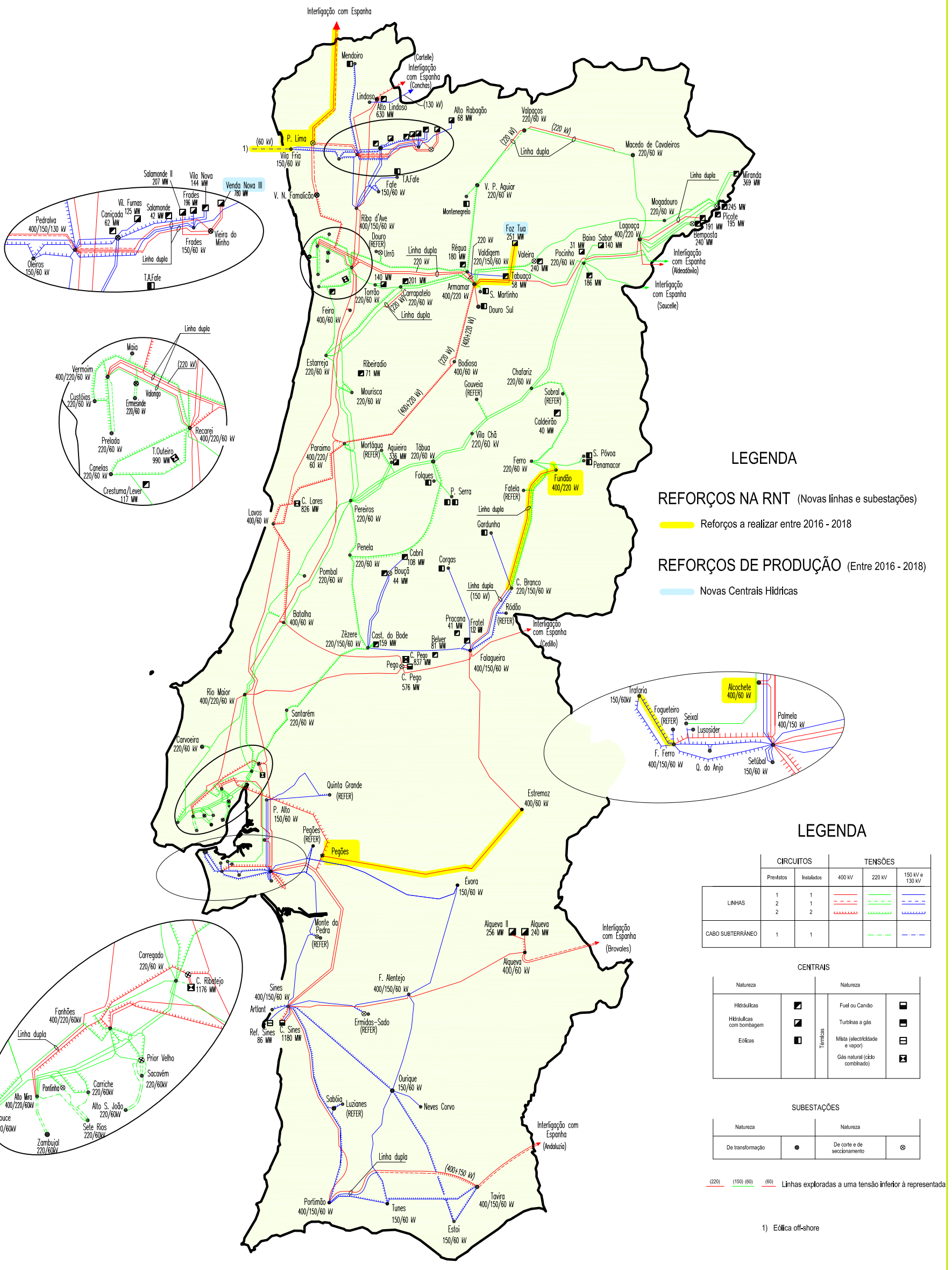
Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

(220) (150) (60) Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2018



LEGENDA

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2016 - 2018

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2018)

Novas Centrais Hídricas

LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

SUBESTAÇÕES

Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

(220) (150) (60) Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Eólica off-shore



07
ANEXOS

ANEXO 5
QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2019 A 2025 E MAPAS DA RNT DE 2020 E 2025

REN

Página em Branco

Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400
Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400
Linha Penela-traçado LN Paraimo-Batalha (dupla 400 kV)	2x15	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-R. Pena-Carrapatelo (troço R. Pena-Carrapatelo)	2x69	400
Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 1 e a SE Feira	1x16	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena	2x42	400
Linha Penela-Seia	1x108	400
Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor	1x2	400
Linha Guarda-Seia	2x55	400
Linha simples zona de Macedo Cavaleiros-zona do Pocinho	1x60	400
Linha zona do Pocinho-zona de Chafariz (dupla 400kV com 1 terno equipado)	2x60	400
Passagem a 400 kV entre R. Pena e zona de M. Cavaleiros	2x72	400
Abertura da linha Recarei-Paraimo na SE de Feira	2x10	400
Linha Vieira do Minho-Ribeira de Pena (dupla 400 kV)	2x25	400
Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	1x47	400
Uprating da linha R. Maior-Lavos	1x86,1	400
Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo	2x14	400
Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno)	2x28	400
Montagem do 2º terno na linha Rio Maior--zona da Carvoeira	2x32	400
Remodelação para 400 kV de troço da linha Falagueira-Zêzere entre Falagueira e a zona do Pego	1x40	400
Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira	2x18	400
Linha Guarda-Fundão 400+220 kV (só o terno de 400 kV instalado)	2x35	400
Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira	2x45	400
Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique	2x44	400
Troço de linha simples a 220 kV entre a LRRVM 2 e a SE de Sobrado	1x3	220
Troço de linha simples a 220 kV entre a LVGVM e a SE de Sobrado	1x3	220
Uprating da linha Carregado-R.Maior 1	1x40,2	220
Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220
Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220
Linha 400+220 kV R. Maior-zona da Carvoeira (1 terno instalado a operar a 220 kV)	2x32	220
Linha dupla a 220 kV zona da Carvoeira-Carvoeira	2x10	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220
Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220

Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
Abertura da linha Carvoeira-Trajouce em Almargem do Bispo	2x3	220
Construção de troço de linha entre T.Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada	2x18	150
Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva	2x8	150
Linha dupla de 150 kV entre as subestações de Vila Fria e de Ponte de Lima	2x15	150
Linha Pedralva-V.Fria: Abertura em Ponte de Lima	2x2	150
Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em Ponte de Lima	2x3	150
Uprating da linha dupla Oleiros-V. Fria 1 e 2 no troço Viana do Castelo-V. Fria	2x10	150

Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado		Sn (MVA)
A DEFINIR	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1		150
A DEFINIR	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1		150
ALCOCHETE	2º Transformador	400/60	1	N	170
ALM.BISPO	Transformador	400/60	1	N	170
ALM.BISPO	Abertura de instalação	400/220	1		
ALM.BISPO	Autotransformador	400/220	1	N	450
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1	D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1	N	170
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1	D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1	N	170
DIVOR	Abertura de instalação	400/60	1		
DIVOR	Transformador	400/60	1	N	170
DIVOR	Transformador	400/60	1	N	170
ÉVORA	Desativação de transformador	150/60	-1	D	63
ÉVORA	Desativação de transformador	150/60	-1	D	63
FRIDÃO	Abertura de instalação	400	1		
GUARDA	Abertura de instalação	400/60	1		
GUARDA	Transformador	400/60	1	N	170
LOURES	Abertura de instalação	220	1		
OURIQUE	Ampliação da instalação com 400 kV	400	1		
P. LIMA	1º Autotransformador	400/150	1	N	450
PALMELA	Autotransformador	400/150	1	N	450
PALMELA	Desativação de autotransformador	400/150	-1	D	450
PARAIMO	2º Autotransformador	400/220	1	N	450
PEGÕES	Transformador	400/60	1	N	170
PENELA	Ampliação da instalação com 400 kV	400			
PEREIROS	Desativação de transformador	220/60	-1	D	126
PEREIROS	Transformador	220/60	1	N	170
R.PENA	Abertura de instalação	400	1		
SE OFF-SHORE	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"	150/60	1		
SEIA	Transformador	400/60	1	N	170
SEIA	Abertura de Instalação	400	1		
SOBRADO	Abertura de instalação	400/220	1		
SOBRADO	Autotransformadores	400/220	2	N	450

Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

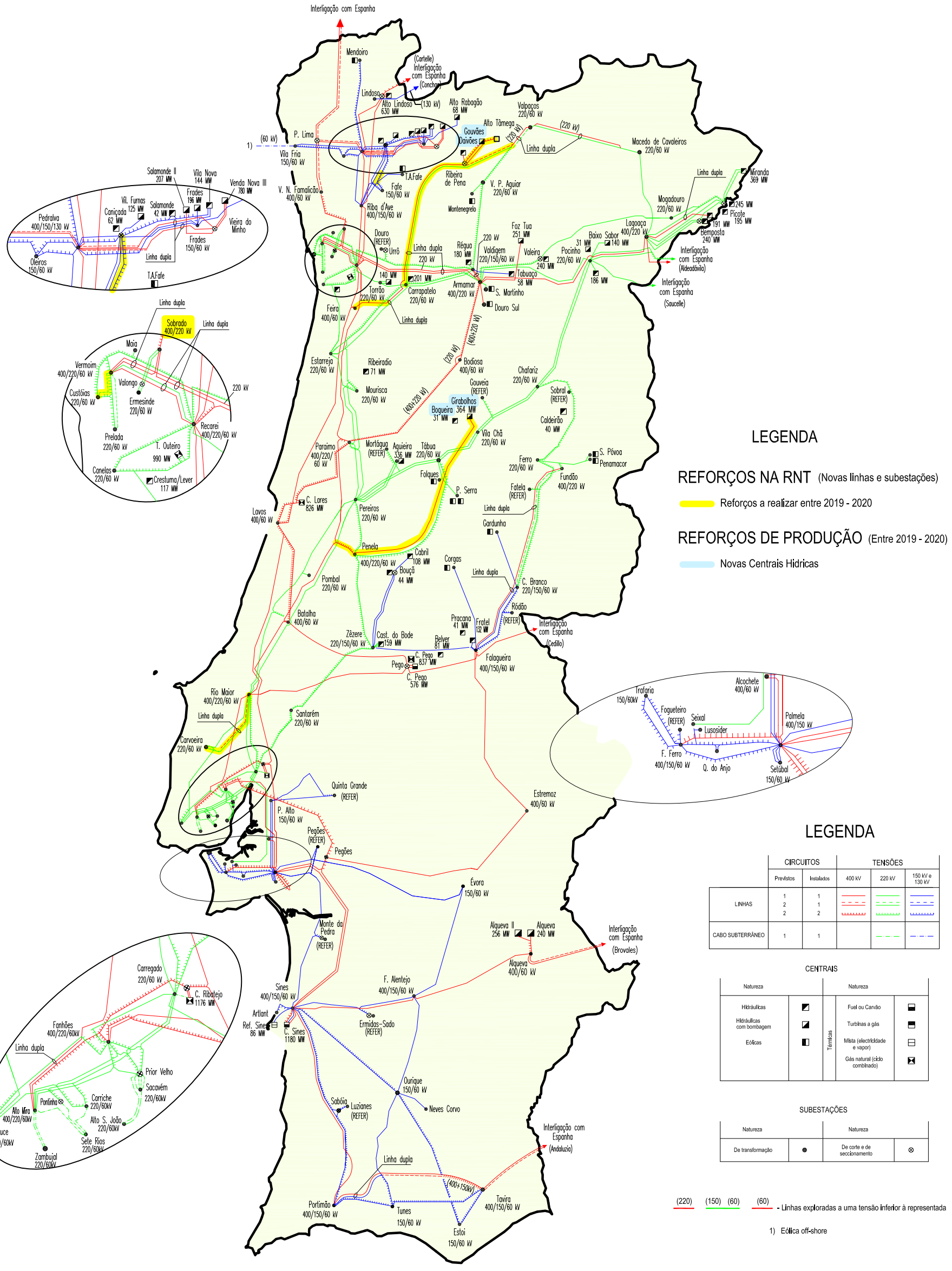
Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
V. N. FAMALICÃ	Transformador	400/60	1 N	170
V. N. FAMALICÃ	2º Transformador	400/60	1 N	170

Nota:
D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2020



LEGENDA

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2019 - 2020

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2019 - 2020)

Novas Centrais Hídricas

LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

SUBESTAÇÕES

Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

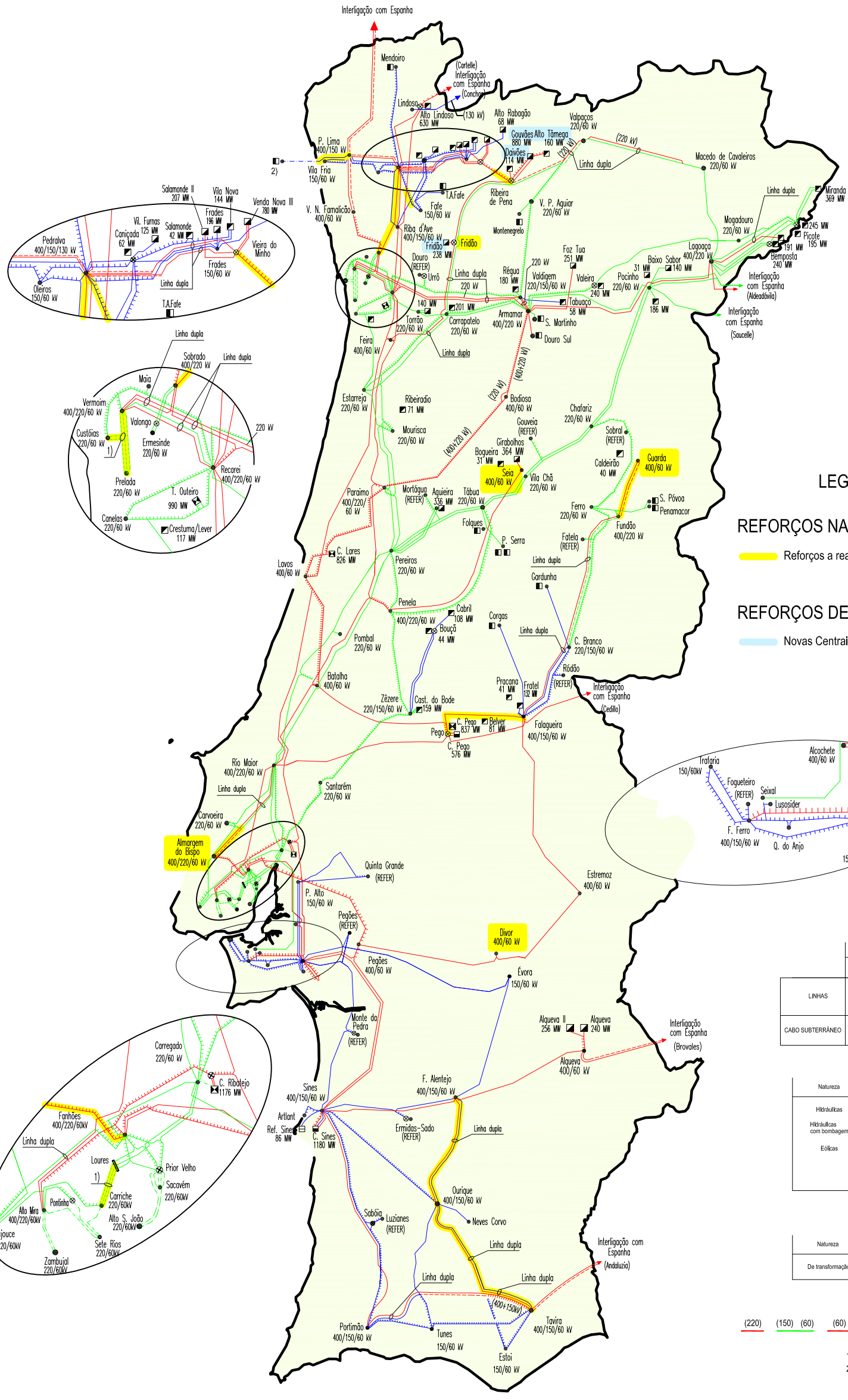
(220) (150) (60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Eólica off-shore

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2025



LEGENDA

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2021 - 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2021 - 2025)

Novas Centrais Hídricas

LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

SUBESTAÇÕES

Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

(220) (150) (60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Projeto em avaliação
2) Eólica off-shore



07
ANEXOS

ANEXO 6

EQUIPAMENTO EM SERVIÇO PREVISTO EM FINAIS DE 2016, 2018, 2020 E 2025

REN

Índice

Principais características elétricas das linhas da RNT em finais de 2016 1

Potência instalada de (auto)transformação em finais de 2016, 2018, 2020 e 2025 8

Meios de compensação de reativa em finais de 2016, 2018 e 2020 16

Reatâncias de fase e de neutro em finais de 2016, 2018 e 2020 17

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 400 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA] Verão	Inverno
ALCOCHETE	FANHÕES	56.1	400	0.00104	0.01162	0.30801	1321	1386
ALCOCHETE	PALMELA	14.0	400	0.00026	0.00289	0.07722	1321	1386
ALQUEVA	BROVALES (troço português1)	39.9	400	0.00165	0.01585	0.47306	1280	1640
ALQUEVA	FERREIRA DO ALENTEJO	64.1	400	0.00121	0.01319	0.34995	1361	1386
ALTO DE MIRA	RIBATEJO	40.2	400	0.00073	0.00767	0.23726	1386	1386
ALTO LINDOSO	CARTELLE 1 (troço português[1])	1.1	400	0.00090	0.00952	0.28796	1386	1386
ALTO LINDOSO	CARTELLE 2 (troço português[1])	1.1	400	0.00090	0.00952	0.28796	1386	1386
ALTO LINDOSO	PEDRALVA	39.1	400	0.00073	0.00817	0.21485	1386	1386
ALTO LINDOSO	RIBA DE AVE 2	59.6	400	0.00110	0.01246	0.32750	1386	1386
ARMAMAR	LAGOAÇA	87.6	400	0.00161	0.01765	0.49690	1363	1639
ARMAMAR	RECAREI	74.8	400	0.00140	0.01450	0.44012	1386	1386
BATALHA	LAVOS[2]	52.5	400	0.00097	0.01070	0.29713	1386	1386
BATALHA	PEGO	65.9	400	0.00145	0.01359	0.36483	1386	1386
BATALHA	RIBATEJO	80.9	400	0.00148	0.01682	0.44536	1363	1386
BEMPOSTA	LAGOAÇA 3	29.4	400	0.00054	0.00576	0.17268	1598	1857
BODIOSA	ARMAMAR 2	61.9	400	0.00130	0.01145	0.38503	1499	1706
BODIOSA	PARAIMO 2	60.6	400	0.00135	0.01243	0.34410	1499	1706
CENTRAL DE ALQUEVA	ALQUEVA 1	1.2	400	0.00002	0.00025	0.00729	1546	1857
CENTRAL DE ALQUEVA	ALQUEVA 2	0.8	400	0.00002	0.00016	0.00490	1546	1857
CENTRAL DE LARES	LAVOS 1	12.7	400	0.00023	0.00238	0.07551	528	528
CENTRAL DE LARES	LAVOS 2	9.9	400	0.00018	0.00203	0.05599	528	528
CENTRAL DE SINES	SINES 2	12.2	400	0.00022	0.00224	0.07495	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 3	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 4	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 1	0.4	400	0.00000	0.00009	0.00247	350	350
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 2	0.4	400	0.00000	0.00008	0.00236	350	350
CENTRAL DO PEGO	PEGO 1	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00108	340	340
CENTRAL DO PEGO	PEGO 2	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00101	340	340
CENTRAL DO PEGO	PEGO 3	0.2	400	0.00000	0.00003	0.00085	505	505
CENTRAL DO PEGO	PEGO 4	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00112	505	505
CENTRAL DO RIBATEJO	RIBATEJO 2	0.3	400	0.00001	0.00006	0.00189	438	438
CENTRAL DO RIBATEJO	RIBATEJO 3	0.2	400	0.00000	0.00005	0.00147	438	438
DOURO SUL	ARMAMAR	15.5	400	0.00030	0.00310	0.08220	1631	1857
ESTREMOZ	DIVOR[3]	51.0	400	0.03717	0.42741	0.00694	244	292
FALAGUEIRA	CEDILLO (troço português[1])	26.1	400	0.00050	0.00560	0.14990	1300	1386
FANHÕES	ALTO DE MIRA 4	18.3	400	0.00033	0.00337	0.11050	1386	1386
FANHÕES	RIBATEJO	24.6	400	0.00045	0.00479	0.14279	1386	1386
FEIRA	LAVOS	111.8	400	0.00203	0.02300	0.61990	1363	1386
FERNÃO FERRO	RIBATEJO	83.9	400	0.00154	0.01688	0.47566	1321	1639
FERREIRA DO ALENTEJO	SINES	59.4	400	0.00110	0.01238	0.32679	1361	1386
LAGOAÇA	ALDEADÁVILA (troço português[1])	4.7	400	0.00014	0.00127	0.03480	1469	1706
LAVOS	PARAIMO[2]	63.7	400	0.00118	0.01226	0.38323	1631	1857
LAVOS	RIO MAIOR	86.1	400	0.00156	0.01787	0.47431	1363	1386
PALMELA	FERNÃO FERRO 5	28.9	400	0.00052	0.00545	0.17093	1321	1386
PALMELA	SINES 2	96.0	400	0.00177	0.01995	0.52618	1321	1386
PALMELA	SINES 3	96.2	400	0.00173	0.02001	0.54332	1321	1386
PARAIMO	BATALHA	101.5	400	0.00180	0.02068	0.54758	1363	1386
PEDRALVA	RIBA DE AVE	21.2	400	0.00039	0.00442	0.11663	1386	1386
PEGO	FALAGUEIRA	40.7	400	0.00075	0.00843	0.22418	1300	1386
PEGO	RIO MAIOR	81.3	400	0.00155	0.01683	0.44571	1300	1386
PORTIMÃO	TAVIRA	81.3	400	0.00148	0.01558	0.48416	1386	1386
RECAREI	FEIRA	23.3	400	0.00042	0.00475	0.12571	1363	1386
RECAREI	PARAIMO	85.3	400	0.00154	0.01769	0.46841	1363	1386
RECAREI	VERMOIM 3	18.9	400	0.00033	0.00354	0.11277	1386	1386
RECAREI	V.N. FAMALICÃO	46.3	400	0.00058	0.00620	0.18843	1386	1386

Notas:

Os valores das capacidades térmicas correspondem ao valor mais restritivo do conjunto linha mais painel.

Consideraram-se as seguintes temperaturas ambientes: Verão 30º-35ºC e Inverno 15ºC.

a) Os valores em pu são referidos à potência base de 100 MVA e às tensões de 400, 220, 150, 130 e 63 kV.

[1] O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

[2] Linha dupla com os ternos em paralelo.

[3] Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 400 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA] Verão	Inverno
RIBA DE AVE	RECAREI 1	29.4	400	0.00054	0.00612	0.16169	1386	1386
RIBA DE AVE	RECAREI 2	34.1	400	0.00060	0.00719	0.18512	1363	1639
RIO MAIOR	ALTO DE MIRA	69.3	400	0.00120	0.01331	0.36635	1363	1386
SALAMONDE II	VIEIRA DO MINHO	6.6	400	0.00012	0.00131	0.03755	1631	1857
SINES	PORTIMÃO 3	97.8	400	0.00188	0.01980	0.56096	1386	1386
TAVIRA	PUEBLA DE GUZMÁN (troço português[1])	33.9	400	0.00128	0.01156	0.34479	1386	1386
VENDA NOVA III	VIEIRA DO MINHO 1	3.1	400	0.00006	0.00064	0.01773	1631	1857
VENDA NOVA III	VIEIRA DO MINHO 2	3.1	400	0.00006	0.00060	0.01755	1631	1857
VIEIRA DO MINHO	PEDRALVA 1	33.0	400	0.00058	0.00534	0.23072	2083	2372
VIEIRA DO MINHO	PEDRALVA 2	35.0	400	0.00061	0.00569	0.24389	2083	2372
V.N. FAMALICÃO	PEDRALVA	92.0	400	0.00166	0.01770	0.54054	1631	1857
V.N. FAMALICÃO	VERMOIM	36.9	400	0.00067	0.00698	0.22053	1386	1386
RAMAL DA LINHA PALMELA - SINES 3	P/ SUB. DE FANHÕES[2]	94.6	400	0.00171	0.01779	0.56954	1386	1386

[1] O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

[2] Linha dupla com os ternos em paralelo.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA] Verão	Inverno
AGUIEIRA	PEREIROS 1	30.4	220	0.00484	0.02634	0.04046	199	297
AGUIEIRA	PEREIROS 2	30.2	220	0.00480	0.02614	0.04014	199	297
ALTO DE SÃO JOÃO	SACAVÉM							
-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm2)		10.7	220	0.00168	0.00382	0.35975	493	493
ALTO DE SÃO JOÃO	FANHÕES							
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm2)		12.8	220	0.00204	0.00462	0.43235	493	493
-TROÇO EM LINHA AÉREA		11.3	220	0.00182	0.00952	0.01558	382	435
ALTO DE MIRA	CARRICHE	7.8	220	0.00126	0.00663	0.01067	381	381
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 1							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		5.4	220	0.00083	0.00445	0.00676	342	381
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1240 mm^2)		6.2	220	0.00038	0.00138	0.17477	364	364
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 2							
-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm2)		12.6	220	0.00210	0.00476	0.44633	493	493
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 1							
-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm^2)		11.1	220	0.00113	0.00321	0.34652	446	446
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 2							
-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm^2)		11.1	220	0.00113	0.00320	0.34511	446	446
ARMAMAR	CARRAPATELO 1	45.9	220	0.00727	0.03750	0.06399	382	435
ARMAMAR	CARRAPATELO 2	46.0	220	0.00728	0.03757	0.06408	382	435
ARMAMAR	VALDIGEM 1[2]	12.8	220	0.00077	0.00852	0.02140	750	902
BAIXO SABOR	POCINHO	19.6	220	0.00214	0.01565	0.02877	439	511
BEMPOSTA	LAGOAÇA 1	26.1	220	0.00417	0.02316	0.03385	374	435
BEMPOSTA	LAGOAÇA 2	26.2	220	0.00415	0.02295	0.03391	374	435
CARRAPATELO	ESTARREJA 2	50.9	220	0.00779	0.04029	0.06834	381	381
CARRAPATELO	ESTARREJA 3	50.7	220	0.00311	0.03080	0.09461	897	1021
CARRAPATELO	MOURISCA	69.5	220	0.01101	0.05739	0.09535	381	381
CARRAPATELO	TORRÃO	12.8	220	0.00204	0.01097	0.01708	381	381
CARREGADO	FANHÕES 2	25.4	220	0.00409	0.02221	0.03328	381	381
CARREGADO	RIO MAIOR 1	40.2	220	0.00638	0.03477	0.05277	199	297
CARREGADO	RIO MAIOR 2	38.7	220	0.00608	0.03139	0.05420	381	381
CARREGADO	RIO MAIOR 3	38.8	220	0.00614	0.03155	0.05417	381	381
CARREGADO	SACAVÉM 1:							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		30.0	220	0.00477	0.02559	0.04001	381	381
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm^2)		1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
CARREGADO	SACAVÉM 2 :							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		29.0	220	0.00465	0.02524	0.03797	381	381
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm2)		1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
CARREGADO	SANTARÉM[3]	34.7	220	0.00275	0.01510	0.09065	667	762
CARREGADO	SEIXAL	56.8	220	0.00913	0.04888	0.07531	342	381
CARRICHE	SETE RIOS:							
-CABO SUBTERRÂNEO (1240 mm^2)		7.6	220	0.00049	0.00177	0.22418	364	364
CARVOEIRA	TRAJOUCE	46.0	220	0.00719	0.04008	0.05857	382	435
CASTELO BRANCO	FERRO 1	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	370	381
CASTELO BRANCO	FERRO 2	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	370	381
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÊZERE 1	0.7	220	0.00011	0.00060	0.00094	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÊZERE 2	0.7	220	0.00018	0.00061	0.00092	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÊZERE 3	0.8	220	0.00018	0.00061	0.00092	191	191
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 1	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 2	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 3	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 4	0.2	220	0.00005	0.00034	0.01696	182	297
CENTRAL DO POCINHO	POCINHO	1.0	220	0.00017	0.00091	0.00135	182	297
CENTRAL DO RIBATEJO	CARREGADO							
-CABO SUBTERRÂNEO[4]		0.8	220	0.00006	0.00021	0.02068	438	438
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 1	0.2	220	0.00004	0.00020	0.00031	191	191
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 2	0.3	220	0.00004	0.00024	0.00036	191	191

[1] Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

[2] Linha isolada para 400 kV.

[3] Linha dupla com os ternos em paralelo.

[4] Este cabo subterrâneo é propriedade da EDP-Produção.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA] Verão	Inverno
CHAFARIZ	FERRO 1	73.0	220	0.00988	0.05818	0.10271	376	381
CHAFARIZ	FERRO 2	73.0	220	0.00988	0.05820	0.10275	376	381
CHAFARIZ	VILA CHÃ 1	34.5	220	0.00552	0.03086	0.04459	381	381
CHAFARIZ	VILA CHÃ 2	34.6	220	0.00548	0.03047	0.04473	381	381
CUSTÓIAS	PRELADA	6.6	220	0.00078	0.00545	0.00900	401	472
ESTARREJA	MOURISCA	24.9	220	0.00396	0.02139	0.03311	342	402
FANHÕES	ALTO DE MIRA 3	18.3	220	0.00291	0.01541	0.02469	381	381
FANHÕES	CARRICHE 1	19.5	220	0.00311	0.01663	0.02615	381	381
FANHÕES	CARRICHE 2	15.8	220	0.00252	0.01377	0.02062	381	381
FANHÕES	SACAVÉM 2 :							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		13.3	220	0.00210	0.01087	0.01848	381	381
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm^2)		1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
FANHÕES	SACAVÉM 3 :							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		19.7	220	0.00316	0.01718	0.02582	382	435
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm2)		1.8	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
FANHÕES	TRAJOUCE	27.0	220	0.00162	0.01419	0.06090	762	762
LAGOAÇA	MACEDO DE CAVALEIROS	45.6	220	0.00728	0.03932	0.06050	374	435
MACEDO DE CAVALEIROS	VALPAÇOS	52.6	220	0.00323	0.03461	0.09262	762	762
MIRANDA	PICOTE 1	14.9	220	0.00237	0.01312	0.01925	182	229
MIRANDA	PICOTE 2	15.5	220	0.00189	0.01296	0.02104	229	229
MOGADOURO	VALEIRA	74.1	220	0.01182	0.06597	0.09589	374	381
MONTENEGRELO	VILA POUCA DE AGUIAR	0.4	220	0.00007	0.00037	0.00060	382	435
MOURISCA	PARAIMO	22.6	220	0.00352	0.01887	0.02971	342	402
MOURISCA	PEREIROS	55.6	220	0.00889	0.04848	0.07279	381	381
PAMPILHOSA DA SERRA	TÁBUA	26.3	220	0.00419	0.02258	0.03534	342	402
PARAIMO	PEREIROS	43.0	220	0.00691	0.03721	0.05799	342	381
PARAIMO	VALDIGEM [3,4]	126.3	220	0.00913	0.08211	0.22300	762	762
PENAMACOR	FERRO	24.9	220	0.00401	0.02132	0.03328	374	381
PENELA	TÁBUA 1	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	382	435
PENELA	TÁBUA 2	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	382	435
PENELA	ZÊZERE 1	49.3	220	0.00791	0.04266	0.06518	334	381
PENELA	ZÊZERE 2	49.3	220	0.00791	0.04266	0.06518	334	381
PEREIROS	RIO MAIOR 1	106.8	220	0.01696	0.09185	0.14133	381	381
PEREIROS	RIO MAIOR 2	109.4	220	0.01746	0.09722	0.14141	381	381
PEREIROS	PENELA [1]	22.2	220	0.00183	0.01006	0.05957	684	762
PEREIROS	TÁBUA 1	40.6	220	0.00651	0.03619	0.05257	382	435
PEREIROS	TÁBUA 2	41.1	220	0.00658	0.03647	0.05332	382	435
PICOTE	BEMPOSTA	19.4	220	0.00309	0.01722	0.02516	374	435
PICOTE	LAGOAÇA 1	39.5	220	0.00631	0.03514	0.05182	374	435
PICOTE	LAGOAÇA 2	46.1	220	0.00636	0.03898	0.06249	374	435
PICOTE	MOGADOURO	25.7	220	0.00412	0.02158	0.03520	374	381
POCINHO	ALDEADÁVILA 1(troço português[2])	41.1	220	0.00630	0.03584	0.05497	374	435
POCINHO	ALDEADÁVILA 2 (troço português[2])	41.4	220	0.00636	0.03628	0.05564	374	435
POCINHO	ARMAMAR 1	55.7	220	0.00874	0.04843	0.07272	374	435
POCINHO	CHAFARIZ 1	61.9	220	0.00985	0.05518	0.07982	333	381
POCINHO	CHAFARIZ 2	61.8	220	0.00944	0.05439	0.07975	333	381
POCINHO	SAUCELLE (troço português[2])	30.2	220	0.00481	0.02670	0.03939	360	430
RECAREI	CANELAS 1 [1]	21.4	220	0.00169	0.00872	0.05960	381	381
RECAREI	CANELAS 3	27.4	220	0.00109	0.01455	0.05764	762	762
RECAREI	CUSTÓIAS	29.3	220	0.00444	0.02392	0.04070	381	381
RECAREI	VERMOIM 1	20.2	220	0.00318	0.01660	0.02798	381	381
RECAREI	VERMOIM 2	18.7	220	0.00111	0.01171	0.03430	762	762
RÉGUA	VALDIGEM	2.1	220	0.00034	0.00182	0.00285	199	297
RIO MAIOR	CARVOEIRA	36.7	220	0.00586	0.03263	0.04775	381	381
SANTARÉM	ZÊZERE [1]	52.3	220	0.00418	0.02292	0.13770	667	762

[1] Linha dupla com os ternos em paralelo.

[2] O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

[3] Linha isolada para 400 kV.

[4] Linhas Bodiosa- Valdigem e Bodiosa- Paraimo exploradas em série.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA] Verão	Inverno
TAPADA DO OUTEIRO	CANELAS	18.4	220	0.00073	0.00979	0.03865	1200	1200
TAPADA DO OUTEIRO	RECAREI	10.4	220	0.00042	0.00563	0.02152	1200	1200
TORRÃO	RECAREI	20.8	220	0.00351	0.01764	0.02842	381	381
URRÔ	RECAREI	15.7	220	0.00249	0.01299	0.02177	381	381
VALDIGEM	CARRAPATELO 1	33.4	220	0.00533	0.02866	0.04455	381	381
VALDIGEM	RECAREI 1	65.0	220	0.01028	0.05388	0.08954	381	381
VALDIGEM	URRÔ	50.0	220	0.00789	0.04153	0.06856	381	381
VALDIGEM	VERMOIM 4	73.9	220	0.00442	0.04626	0.13404	762	762
VALEIRA	ARMAMAR 1	29.3	220	0.00465	0.02422	0.04046	382	435
VALEIRA	ARMAMAR 2	29.4	220	0.00466	0.02427	0.04055	382	435
VALPAÇOS	VILA POUCA DE AGUIAR	34.2	220	0.00198	0.02173	0.06151	762	762
VERMOIM	CUSTÓIAS 1	10.4	220	0.00145	0.00845	0.01465	381	381
VERMOIM	CUSTOIAS 2	6.5	220	0.00078	0.00546	0.00902	381	381
VERMOIM	PRELADA 1	7.0	220	0.00084	0.00572	0.00995	401	472
VERMOIM	PRELADA 2							
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm²)		10.7	220	0.00170	0.00386	0.36133	493	493
VILA CHÃ	TÁBUA 1	28.0	220	0.00448	0.02493	0.03617	382	435
VILA CHÃ	TÁBUA 2	28.0	220	0.00448	0.02494	0.03619	382	435
VILA POUCA DE AGUIAR	VALDIGEM [1]	45.0	220	0.00724	0.03931	0.05957	382	435
RAMAIS								
RAMAL DA LINHA AGUIEIRA - PEREIROS 2	P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	7.7	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA ALTO DE MIRA - CARRICHE 1	P/ SUB. DE TRAJOUCE	8.9	220	0.00144	0.00779	0.01170	382	435
RAMAL DA LINHA ARMAMAR - VALDIGEM 1	P/ S. MARTINHO	3.6	220	0.00058	0.00305	0.00481	382	435
RAMAL DA LINHA CASTELO BRANCO - FERRO 1	P/ SUB. FATELA (REFER)	2.0	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CASTELO BRANCO - FERRO 2	P/ SUB. FATELA (REFER)	2.0	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 1	P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	0.8	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 2	P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	0.8	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÃ 1	P/ SUB.DE GOUVEIA (REFER)	5.9	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÃ 2	P/ SUB.DE GOUVEIA (REFER)	5.9	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA FANHÕES - ALTO DE MIRA 3	P/ SUB. DE CARRICHE	2.6	220	0.00041	0.00224	0.00340	381	381
RAMAL DA LINHA PAMPILHOSA DA SERRA -TÁBUA	P/ FOLQUES	0.1	220	0.00001	0.00007	0.00011	382	435
RAMAL DA LINHA PARAIMO - VALDIGEM	P/ SUB. ARMAMAR [2]	2.2	220	0.00016	0.00142	0.00404	825	938
RAMAL DA LINHA PENAMACOR - FERRO	P/ SRA. DA PÓVOA	0.3	220	0.00001	0.00006	0.00010	374	435
RAMAL DA LINHA PEREIROS - RIO MAIOR 2	P/ SUB. DE POMBAL	3.6	220	0.00057	0.00311	0.00469	191	191
RAMAL DA LINHA PEREIROS - TÁBUA 1	P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	18.2	220	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA RECAREI - CANELAS 3	P/ TAPADA DO OUTEIRO	0.8	220	0.00003	0.00043	0.00171	1204	1416
RAMAL DA LINHA RECAREI - CUSTOIAS	P/ SIDERURGIA DA MAIA	1.9	220	0.00032	0.00165	0.00260	382	435
RAMAL DA LINHA RECAREI - VERMOIM 2	P/ ERMESINDE							
- TROÇO EM LINHA AÉREA		2.6	220	0.00017	0.00165	0.00492	897	1021
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm²)		3.2	220	0.00048	0.00109	0.10268	493	493
RAMAL DA LINHA TAPADA OUTEIRO-CANELAS	P/ SUB. DE ESTARREJA	31.7	220	0.00504	0.02686	0.04234	381	381
RAMAL DA LINHA VALDIGEM - VERMOIM 4	P/ ERMESINDE							
- TROÇO EM LINHA AÉREA		2.6	220	0.00016	0.00164	0.00484	897	1021
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm²)		3.2	220	0.00048	0.00108	0.10056	493	493

[1] Linha dupla com os ternos em paralelo.

[2] Linha isolada para 400 kV.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Verão	Inverno
ALTO RABAGÃO	FRADES	15.3	150	0.00845	0.02927	0.00938	104	104
BOUÇÃ	ZÊZERE 1	36.6	150	0.02007	0.06867	0.02205	96	104
BOUÇÃ	ZÊZERE 2	36.7	150	0.02014	0.06872	0.02229	96	104
CABRIL	BOUÇÃ	10.5	150	0.00576	0.01966	0.00632	96	104
CANIÇADA	FAFE	33.3	150	0.01441	0.06067	0.02080	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 1	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 2	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 3	15.4	150	0.00732	0.02829	0.00946	195	222
CANIÇADA	RIBA DE AVE 1	33.2	150	0.02211	0.06035	0.02063	91	134
CENTRAL DE FRADES	FRADES	0.9	150	0.00023	0.00161	0.00056	306	348
CENTRAL SINES	SINES 1	12.8	150	0.00164	0.01656	0.01111	340	340
CENTRAL DE SINES (COGERAÇÃO)	SINES	5.9	150	0.00282	0.01157	0.02727	260	296
CORGAS	FALAGUEIRA	36.3	150	0.01240	0.06509	0.02314	253	260
ERMIDAS SADO	FERREIRA DO ALENTEJO	26.0	150	0.00777	0.04761	0.01640	260	260
ESTÓI	TAVIRA 1	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	255	260
ESTÓI	TAVIRA 2	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	255	260
ESTÓI	TAVIRA 3	42.7	150	0.01580	0.07475	0.02730	255	260
FAFE	RIBA D'AVE 1	37.2	150	0.01658	0.06789	0.02323	195	222
FAFE	RIBA D'AVE 2	36.1	150	0.01231	0.06363	0.02320	130	130
FALAGUEIRA	ESTREMOZ							
	1º troço	0.6	150	0.00017	0.00090	0.00030	253	296
	2º troço [1]	88.2	150	0.01147	0.12570	0.06916	520	520
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 1	41.6	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 2	41.6	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 3 [1]	46.5	150	0.00597	0.06391	0.03794	520	520
FALAGUEIRA	ZÊZERE	54.0	150	0.02945	0.09879	0.03302	91	130
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 1(REFER)	4.6	150		CIRCUITO COM 2 FASES			
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 2 (REFER)	4.6	150		CIRCUITO COM 2 FASES			
FERNÃO FERRO	QUINTA DO ANJO (AUTO EUROPA)	12.2	150	0.00422	0.02163	0.00811	260	296
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 1	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	195	221
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 2	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	195	221
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 3							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		10.6	150	0.00360	0.01827	0.00690	260	296
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO		6.0	150	0.00313	0.00394	0.09093	262	262
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 4							
-TROÇO EM LINHA AÉREA		10.6	150	0.00360	0.01827	0.00690	260	296
-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO		6.0	150	0.00313	0.00394	0.09093	262	262
FERREIRA DO ALENTEJO	ÉVORA	61.3	150	0.02098	0.11168	0.03801	218	260
FERREIRA DO ALENTEJO	OURIQUE	44.5	150	0.02445	0.08166	0.02747	164	206
FRADES	CANIÇADA	19.0	150	0.00185	0.02494	0.01640	520	520
FRADES	PEDRALVA	32.2	150	0.00695	0.04818	0.02461	252	260
FRATEL	FALAGUEIRA	7.8	150	0.00436	0.01464	0.00484	91	153
GARDUNHA	CASTELO BRANCO	31.9	150	0.01091	0.05722	0.02036	253	260
MENDOIRO	PREDALVA 1	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	260	296
MENDOIRO	PREDALVA 2	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	260	296
MONTE DA PEDRA	SINES	50.5	150	0.02701	0.09576	0.03037	191	222
OLEIROS	PEDRALVA 1	19.3	150	0.01065	0.03476	0.01219	195	222
OLEIROS	PEDRALVA 2	19.3	150	0.01069	0.03488	0.01223	195	222
OLEIROS	PEDRALVA 3	18.0	150	0.00504	0.02690	0.01516	233	260
OLEIROS	VILA FRIA 1	23.6	150	0.01295	0.04125	0.01502	104	153
OLEIROS	VILA FRIA 2	23.6	150	0.01293	0.04111	0.01508	104	153
OURIQUE	NEVES CORVO (SOMINCOR)	22.0	150	0.01212	0.04116	0.01324	81	130
OURIQUE	TAVIRA	57.9	150	0.01325	0.06238	0.06238	260	260
OURIQUE	TUNES	61.6	150	0.02823	0.10553	0.04049	189	222
PALMELA	ÉVORA	96.7	150	0.05324	0.18107	0.05809	185	222

[1] Isolada para 400 kV.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Verão	Inverno
PALMELA	FERNÃO FERRO 1	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	255	260
PALMELA	FERNÃO FERRO 2	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	255	260
PALMELA	FERNÃO FERRO 4	24.0	150	0.00822	0.04219	0.01577	255	260
PALMELA	MONTE DA PEDRA	41.0	150	0.02227	0.07576	0.02533	191	222
PALMELA	QUINTA DO ANJO (AUTO EUROPA)	12.0	150	0.00408	0.02092	0.00779	255	260
PALMELA	SETÚBAL 1	4.3	150	0.00146	0.00787	0.00265	255	260
PALMELA	SETÚBAL 2	4.2	150	0.00146	0.00769	0.00260	255	260
PALMELA	SETÚBAL 3	4.1	150	0.00137	0.00737	0.00250	124	203
PEDRALVA	VILA FRIA 2	41.7	150	0.02192	0.07804	0.02533	195	222
PORTIMÃO	TUNES 1	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	195	222
PORTIMÃO	TUNES 2	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	195	222
PORTIMÃO	TUNES 3	42.8	150	0.00551	0.05765	0.03609	260	260
PORTO ALTO	PALMELA 1	36.7	150	0.02030	0.07019	0.02214	171	206
PORTO ALTO	PALMELA 2	36.6	150	0.02010	0.06862	0.02204	171	206
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 1 (REFER)	35.0	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 2 (REFER)	39.4	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
RIBA DE AVE	OLEIROS	35.2	150	0.01638	0.06453	0.02191	104	153
RIBA DE AVE	RUIVÃES	5.1	150	0.00280	0.00936	0.00314	104	153
SABOIA	LUZIANES 1 (REFER)	8.5	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
SABOIA	LUZIANES 2 (REFER)	8.5	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
SABOIA	PORTIMÃO	35.2	150	0.01921	0.06275	0.02210	195	222
SALAMONDE	CANIÇADA	13.8	150	0.00358	0.02407	0.00900	260	260
SINES	ARTLAND SINES 1	5.4	150	0.00184	0.00954	0.00342	260	260
SINES	ARTLAND SINES 2	5.5	150	0.00187	0.00974	0.00349	130	130
SINES	ERMIDAS SADO	32.6	150	0.00974	0.05968	0.02055	260	260
SINES	OURIQUE 1	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	224	260
SINES	OURIQUE 2	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	224	260
SINES	PORTIMÃO 2	95.6	150	0.05251	0.17172	0.06032	195	222
SINES	SABOIA	60.7	150	0.03335	0.10915	0.03827	195	222
TABUAÇO	VALDIGEM	19.0	150	0.00839	0.03586	0.01167	104	130
TERRAS ALTAS DE FAFE	FAFE	31.0	150	0.01056	0.05438	0.01999	260	296
TUNES	ESTOI	49.8	150	0.01953	0.08771	0.03214	195	222
TUNES	TAVIRA 1	68.7	150	0.02334	0.12013	0.04435	255	260
VILA NOVA	FRADES	3.0	150	0.00082	0.00526	0.00200	306	348
VILA NOVA	SALAMONDE	8.0	150	0.00209	0.01408	0.00522	274	322
VILARINHO DAS FURNAS	CANIÇADA	7.3	150	0.00403	0.01370	0.00440	104	153
RAMAIS								
RAMAL DA LINHA CANIÇADA - RIBA DE AVE 1	P/ SUB. DE FRADES	19.3	150	0.00504	0.03383	0.01267	274	322
RAMAL DA LINHA FAFE - RIBA D'AVE 1	P/SUB. DE GUIMARÃES	3.7	150	0.00201	0.00670	0.00225	104	130
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. BRANCO 1	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	3.4	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. BRANCO 2	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	3.4	150	CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA PALMELA - ÉVORA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	6.9	150	0.00382	0.01284	0.00428	171	206
RAMAL DA LINHA PALMELA - FERNÃO FERRO 4	P/ LUSOSIDER	4.5	150	0.00173	0.00907	0.00310	136	203
RAMAL DA LINHA PALMELA - MONTE DA PEDRA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	8.5	150	0.00468	0.01573	0.00525	171	206
LINHAS EXPLORADAS A 130 kV								
LINDOSO	CONCHAS (troço português)	9.0	130	0.00670	0.02300	0.00405	90	131

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Transformadores												Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV		Total [MVA]		220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]			Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		
ALCOCHETE									1	170	**170**									**170**
ALQUEVA									2	170	**340**									**340**
ALTO DE MIRA							1	170	3	170	**680**						2	450	**900**	**1 580**
ALTO S. JOÃO							2	170			**340**									**340**
ARMAMAR																	1	450	**450**	**450**
BATALHA									3	170	**510**									**510**
BODIOSA									2	170	**340**									**340**
CANELAS							3 1	120 126			**486**									**486**
CARRAPATELO							2	170			**340**									**340**
CARREGADO							3	120			**360**									**360**
CARRICHE							2 2	120 170			**580**									**580**
CARVOEIRA							2	170			**340**									**340**
CASTELO BRANCO	1 1	63 126									**189**		2	250					**500**	**689**
CHAFARIZ							3	126			**378**									**378**
CUSTÓIAS							1 2	126 170			**466**									**466**
ERMESINDE							3	170			**510**									**510**
ESTARREJA							3 1	126 170			**548**									**548**
ESTOI	3	126									**378**									**378**
ESTREMOZ	2	63									**126**									**126**
ÉVORA	3	63									**189**									**189**
FERREIRA DO ALENTEJO	1 1 1	50 63 126									**239**				2	250			**500**	**739**
FALAGUEIRA	2	63									**126**				2	450			**900**	**1 026**
FAFE	2	170									**340**									**340**
FANHÕES									3	170	**510**						3	450	**1 350**	**1 860**
FEIRA									2	170	**340**									**340**
FERNÃO FERRO	4	126									**504**				1	450			**450**	**954**
FERRO							1 2	63 126			**315**									**315**
FRADES	2	170									**340**									**340**
GUIMARÃES	1	126									**126**									**126**
LAGOAÇA																	3	450	**1 350**	**1 350**
LAVOS									2	170	**340**									**340**
MACEDO DE CAVALEIROS							2	126			**252**									**252**
MOGADOURO							2	63			**126**									**126**
MOURISCA							1 1 1	120 126 170			**416**									**416**
OLEIROS	2 1	126 170									**422**									**422**
OURIQUE	1	126									**126**									**126**
PALMELA															2	450			**900**	**900**
PARAIMO									2	170	**340**						1	450	**450**	**790**
PEDRALVA			1	140							**140**				2	450			**900**	**1 040**
PENELA							2	170			**340**									**340**
PEREIROS							1 2	170 126			**422**									**422**
POCINHO							1 1 1	120 126 63			**309**									**309**
POMBAL							1	126			**126**									**126**
PORTIMÃO	2	170									**340**				1	450			**450**	**790**
PORTO ALTO	2	126									**252**									**252**
PRELADA							2	170			**340**									**340**
RECAREI							1 1	126 170			**296**						2	450	**900**	**1 196**
RIBA DE AVE	1 1	120 126							2	170	**586**				2	360			**720**	**1 306**
RIO MAIOR							3	126			**378**						2	450	**900**	**1 278**

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

Subestação	Transformadores										Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV	Total	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV	Total	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]	[MVA]	
SACAVÉM							3	170		**510**							**510**
SANTARÉM							2	126		**252**							**252**
SETE RIOS							3	170		**510**							**510**
SETÚBAL	3 1	126 120								**498**							**498**
SIDERURGIA DA MAIA [1]					2 1	120 80				**320**							**320**
SINES	2	120								**240**			2	360		**720**	**960**
TÁBUA							2	126		**252**							**252**
TAVIRA	2	126								**252**			2	450		**900**	**1 152**
TRAFARIA	2	170								**340**							**340**
TORRÃO							1 1	126 170		**296**							**296**
TRAJOUCE							3	170		**510**							**510**
TUNES	1 3	63 126								**441**							**441**
VALDIGEM							2 1	126 170		**422**	1	80				**80**	**502**
VALPAÇOS							2	126		**252**							**252**
VERMOIM							2	170	2 170	**680**					2 450	**900**	**1 580**
VILA CHÃ							2 2	126 63		**378**							**378**
VILA FRIA	2 1	126 170								**422**							**422**
VILA POUCA DE AGUIAR							2 1	120 170		**410**							**410**
ZAMBUJAL							2	170		**340**							**340**
ZÊZERE	1	170					2	170		**510**	1	250				**250**	**760**
TOTAIS	52	**6 306**	1	**140**	3	**320**	90	**12 650**	24 **4 080**	**23 496**	4	**830**	16	**6 440**	16 **7 200**	**14 470**	**37 966**
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES									**170**						**36**	**206**

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2018

Subestação	Transformadores										Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV	Total [MVA]	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV	Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		
ALCOCHETE									1 170	**170**							**170**
ALQUEVA									2 170	**340**							**340**
ALTO DE MIRA							1	170	3 170	**680**					2 450	**900**	**1 580**
ALTO S. JOÃO							2	170		**340**							**340**
ARMAMAR															1 450	**450**	**450**
BATALHA									3 170	**510**							**510**
BODIOSA									2 170	**340**							**340**
CANELAS							3 1	120 126		**486**							**486**
CARRAPATELO							2	170		**340**							**340**
CARREGADO							2 1	120 170		**410**							**410**
CARRICHE							2 2	120 170		**580**							**580**
CARVOEIRA							2	170		**340**							**340**
CASTELO BRANCO	1 1	63 126								**189**	2	250				**500**	**689**
CHAFARIZ							3	126		**378**							**378**
CUSTÓIAS							1 2	126 170		**466**							**466**
ERMESINDE							3	170		**510**							**510**
ESTARREJA							3 1	126 170		**548**							**548**
ESTOI	3	126								**378**							**378**
ESTREMOZ									2 170	**340**							**340**
ÉVORA	3	63								**189**							**189**
FERREIRA DO ALENTEJO	1 1 1	50 63 126								**239**			2	250		**500**	**739**
FALAGUEIRA	2 1	63 126								**252**			2	450		**900**	**1 152**
FAFE	2	170								**340**							**340**
FANHÕES									3 170	**510**					3 450	**1 350**	**1 860**
FEIRA									2 170	**340**							**340**
FERNÃO FERRO	3	126								**378**			1	450		**450**	**828**
FERRO							1 2	63 126		**315**							**315**
FRADES	2	170								**340**							**340**
FUNDÃO															1 450	**450**	**450**
LAGOAÇA															3 450	**1 350**	**1 350**
LAVOS									3 170	**510**							**510**
MACEDO DE CAVALEIROS							2	126		**252**							**252**
MOGADOURO							2	63		**126**							**126**
MOURISCA							1 1 1	120 126 170		**416**							**416**
OLEIROS	2 1	126 170								**422**							**422**
OURIQUE	1	126								**126**							**126**
PALMELA													2	450		**900**	**900**
PARAIMO									2 170	**340**					1 450	**450**	**790**
PEDRALVA			1	140						**140**			2	450		**900**	**1 040**
PENELA							2	170		**340**							**340**
PEREIROS							1 2	170 126		**422**							**422**
POCINHO							1 1 1	120 126 63		**309**							**309**
POMBAL							1	126		**126**							**126**
PORTIMÃO	2	170								**340**			1	450		**450**	**790**
PORTO ALTO	2	126								**252**							**252**
PRELADA							2	170		**340**							**340**
RECAREI							1 2	126 170		**466**					2 450	**900**	**1 366**
RIBA DE AVE	1 1	120 126							2 170	**586**			2	360		**720**	**1 306**
RIO MAIOR							3	126		**378**					2 450	**900**	**1 278**

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2018

Subestação	Transformadores										Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV	Total	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV	Total	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]	[MVA]	
SACAVÉM							3	170		**510**							**510**
SANTARÉM							2	126		**252**							**252**
SETE RIOS							3	170		**510**							**510**
SETÚBAL	3	126								**378**							**378**
SIDERURGIA DA MAIA [1]					2 1	120 80				**320**							**320**
SINES	2 1	120 126								**366**			2	360		**720**	**1 086**
TÁBUA							2	126		**252**							**252**
TAVIRA	2	126								**252**			2	450		**900**	**1 152**
TRAFARIA	2	170								**340**							**340**
TORRÃO							1 1	126 170		**296**							**296**
TRAJOUCE							3	170		**510**							**510**
TUNES	1 3	63 126								**441**							**441**
VALDIGEM							1 2	126 170		**466**	1	80				**80**	**546**
VALPAÇOS							2	126		**252**							**252**
VERMOIM							2	170	2 170	**680**					2 450	**900**	**1 580**
VILA CHÃ							2 2	126 63		**378**							**378**
VILA FRIA	2 1	126 170								**422**							**422**
VILA POUCA DE AGUIAR							2 1	120 170		**410**							**410**
ZAMBUJAL							3	170		**510**							**510**
ZÊZERE	1	170					2	170		**510**	1	250				**250**	**760**
TOTAIS	49	**6 060**	1	**140**	3	**320**	92	**13 084**	27 **4 590**	**24 194**	4	**830**	16	**6 440**	17 **7 650**	**14 920**	**39 114**
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES									**172**						**37**	**209**

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2020

Subestação	Transformadores												Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV		Total [MVA]		220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]			Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		
ALCOCHETE									2	170	340									340
ALQUEVA									2	170	340									340
ALTO DE MIRA							1	170	3	170	680						2	450	900	1 580
ALTO S. JOÃO							2	170			340									
ARMAMAR																	1	450	450	450
BATALHA									3	170	510									510
BODIOSA									2	170	340									340
CANELAS							3 1	120 126			486									486
CARRAPATELO							2	170			340									340
CARREGADO							3	170			510									510
CARRICHE							2 2	120 170			580									580
CARVOEIRA							2	170			340									340
CASTELO BRANCO	1 1	63 126									189		2	250					500	689
CHAFARIZ							3	126			378									378
CUSTÓIAS							1 2	126 170			466									466
ERMESINDE							3	170			510									510
ESTARREJA							3 1	126 170			548									548
ESTOI	3	126									378									378
ESTREMOZ									2	170	340									340
ÉVORA	3	63									189									189
FERREIRA DO ALENTEJO	1 1 1	50 63 126									239				2	250			500	739
FALAGUEIRA	2 1	63 126									252				2	450			900	1 152
FAFE	2	170									340									340
FANHÕES									3	170	510						3	450	1 350	1 860
FEIRA									2	170	340									340
FERNÃO FERRO	3	126									378				1	450			450	828
FERRO							1 2	63 126			315									315
FRADES	2	170									340									340
FUNDÃO																	1	450	450	450
LAGOAÇA																	3	450	1 350	1 350
LAVOS									3	170	510									510
MACEDO DE CAVALEIROS							2	126			252									252
MOGADOURO							2	63			126									126
MOURISCA							1 1 1	120 126 170			416									416
OLEIROS	2 1	126 170									422									422
OURIQUE	1	126									126									126
PALMELA															2	450			900	900
PARAIMO									2	170	340						2	450	900	1 240
PEDRALVA			1	140							140				2	450			900	1 040
PENELA							2	170			340									340
PEREIROS							2 1	170 126			466									466
POCINHO							1 1 1	120 126 63			309									309
POMBAL							1	126			126									126
PORTIMÃO	2	170									340				1	450			450	790
PORTO ALTO	2	126									252									252
PRELADA							2	170			340									340
RECAREI							1 2	126 170			466						2	450	900	1 366
RIBA DE AVE	1 1	120 126							2	170	586				2	360			720	1 306
RIO MAIOR							3	126			378						2	450	900	1 278

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT
Situação em 31 Dez 2020

Subestação	Transformadores											Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV		Total [MVA]	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		
SACAVÉM							3	170			**510**								**510**
SANTARÉM							2	126			**252**								**252**
SETE RIOS							3	170			**510**								**510**
SETÚBAL	3	126									**378**								**378**
SIDERURGIA DA MAIA [1]					2 1	120 80					**320**								**320**
SINES	2 1	120 126									**366**			2	360			**720**	**1 086**
SOBRADO																2	450	**900**	**900**
TÁBUA							2	126			**252**								**252**
TAVIRA	2	126									**252**			2	450			**900**	**1 152**
TRAFARIA	2	170									**340**								**340**
TORRÃO							1 1	126 170			**296**								**296**
TRAJOUCE							3	170			**510**								**510**
TUNES	1 3	63 126									**441**								**441**
VALDIGEM							1 2	126 170			**466**	1	80					**80**	**546**
VALPAÇOS							2	126			**252**								**252**
VERMOIM							2	170	2	170	**680**					2	450	**900**	**1 580**
VILA CHÃ							2 2	126 63			**378**								**378**
VILA FRIA	2 1	126 170									**422**								**422**
V. N. FAMALICÃO									1	170	**170**								**170**
VILA POUCA DE AGUIAR							2 1	120 170			**410**								**410**
ZAMBUJAL							3	170			**510**								**510**
ZÊZERE	1	170					2	170			**510**	1	250					**250**	**760**
TOTAIS	49	**6 060**	1	**140**	3	**320**	92	**13 228**	29	**4 930**	**24 678**	4	**830**	16	**6 440**	20	**9 000**	**16 270**	**40 948**
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES										**174**							**40**	**214**

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2025

Subestação	Transformadores										Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV	Total [MVA]	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV	Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		
ALCOCHETE									2 170	**340**							**340**
A. BISPO									1 170	**170**					1 450	**450**	**620**
ALQUEVA									2 170	**340**							**340**
ALTO DE MIRA							1 170		3 170	**680**					2 450	**900**	**1 580**
ALTO S. JOÃO							2 170			**340**							
ARMAMAR															1 450	**450**	**450**
BATALHA									3 170	**510**							**510**
BODIOSA									2 170	**340**							**340**
CANELAS							3 120 1 126			**486**							**486**
CARRAPATELO							2 170			**340**							**340**
CARREGADO							3 170			**510**							**510**
CARRICHE							2 120 2 170			**580**							**580**
CARVOEIRA							2 170			**340**							**340**
CASTELO BRANCO	1 63 1 126									**189**	2 250					**500**	**689**
CHAFARIZ							3 126			**378**							**378**
CUSTÓIAS							1 126 2 170			**466**							**466**
DIVOR									2 170	**340**							**340**
ERMESINDE							3 170			**510**							**510**
ESTARREJA							3 126 1 170			**548**							**548**
ESTOI	3 126									**378**							**378**
ESTREMOZ									2 170	**340**							**340**
ÉVORA	1 63									**63**							**63**
FERREIRA DO ALENTEJO	1 50 1 63 1 126									**239**			2 250			**500**	**739**
FALAGUEIRA	2 63 1 126									**252**			2 450			**900**	**1 152**
FAFE	2 170									**340**							**340**
FANHÕES									3 170	**510**					3 450	**1 350**	**1 860**
FEIRA									2 170	**340**							**340**
FERNÃO FERRO	3 126									**378**			1 450			**450**	**828**
FERRO							1 63 2 126			**315**							**315**
FRADES	2 170									**340**							**340**
FUNDÃO															1 450	**450**	**450**
GUARDA									1 170	**170**							**170**
LAGOAÇA															3 450	**1 350**	**1 350**
LAVOS									3 170	**510**							**510**
MACEDO DE CAVALEIROS							2 126			**252**							**252**
MOGADOURO							2 63			**126**							**126**
MOURISCA							1 120 1 126 1 170			**416**							**416**
OLEIROS	2 126 1 170									**422**							**422**
OURIQUE	1 126									**126**							**126**
PALMELA													2 450			**900**	**900**
PARAIMO									2 170	**340**					2 450	**900**	**1 240**
PEDRALVA			1 140							**140**			2 450			**900**	**1 040**
PEGÕES									1 170	**170**							**170**
PENELA							2 170			**340**							**340**
PEREIROS							2 170 1 126			**466**							**466**
POCINHO							1 120 1 126 1 63			**309**							**309**
POMBAL							1 126			**126**							**126**
PONTE DE LIMA													1 450			**450**	**450**
PORTIMÃO	2 170									**340**			1 450			**450**	**790**
PORTO ALTO	2 126									**252**							**252**
PRELADA							2 170			**340**							**340**
RECAREI							1 126 2 170			**466**					2 450	**900**	**1 366**
RIBA DE AVE	1 120 1 126								2 170	**586**			2 360			**720**	**1 306**
RIO MAIOR							3 126			**378**					2 450	**900**	**1 278**

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT

Situação em 31 Dez 2025

Subestação	Transformadores										Autotransformadores						Total Geral [MVA]
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV	Total [MVA]	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV	Total [MVA]	
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº [MVA]		
SACAVÉM							3	170		**510**							**510**
SANTARÉM							2	126		**252**							**252**
SEIA									1 170	**170**							**170**
SETE RIOS							3	170		**510**							**510**
SETÚBAL	3	126								**378**							**378**
SIDERURGIA DA MAIA [1]					2	120				**320**							**320**
					1	80											
SINES	2	120								**366**			2	360		**720**	**1 086**
	1	126															
SOBRADO															2 450	**900**	**900**
TÁBUA							2	126		**252**							**252**
TAVIRA	2	126								**252**			2	450		**900**	**1 152**
TRAFARIA	2	170								**340**							**340**
TORRÃO							1	126		**296**							**296**
							1	170									
TRAJOUCE							3	170		**510**							**510**
TUNES	1	63								**441**							**441**
	3	126															
VALDIGEM							1	126		**466**	1	80				**80**	**546**
							2	170									
VALPAÇOS							2	126		**252**							**252**
VERMOIM							2	170	2 170	**680**					2 450	**900**	**1 580**
VILA CHÃ							2	126		**378**							**378**
							2	63									
VILA FRIA	2	126								**422**							**422**
	1	170															
V. N. FAMALICÃO									2 170	**340**							**340**
VILA POUCA DE AGUIAR							2	120		**410**							**410**
							1	170									
ZAMBUJAL							3	170		**510**							**510**
ZÊZERE	1	170					2	170		**510**	1	250				**250**	**760**
TOTAIS	47	**5 934**	1	**140**	3	**320**	92	**13 228**	36 **6 120**	**25 742**	4	**830**	17	**6 890**	21 **9 450**	**17 170**	**42 912**
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES									**179**						**42**	**221**

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

Meios de Compensação de Reativa (Mvar)							
Subestação	[kV]	Baterias de Condensadores			Reatâncias 'shunt'		
		2016	2018	2020	2016	2018	2020
ALTO DE MIRA	63	2*50	2*50	2*50	-	-	-
ARMAMAR	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
BATALHA	63	2*50 + 1*40	2*50 + 1*40	2*50 + 1*40	-	-	-
CANELAS	63	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	-	-	-
CARREGADO	220	-	-	-	-	-	-
CARRICHE	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
CARVOEIRA	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
CASTELO BRANCO	220	-	-	-	1*70	1*70	1*70
CUSTÓIAS	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
ERMESINDE	63	2*50	2*50	2*50	-	-	-
ESTARREJA	63	2*40	2*40	2*40	-	-	-
ESTOI	63	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	-	-	-
ÉVORA	63	2*30	2*30	2*30	-	-	-
FANHÕES	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
FANHÕES	220	1*100	1*100	1*100	-	-	-
FANHÕES	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
FEIRA	400	-	-	-	-	1*150	1*150
FERNÃO FERRO	63	1*40 + 1*50	1*40 + 1*50	1*40 + 1*50	-	-	-
MOURISCA	63	1*50 + 1*40	1*50 + 1*40	1*50 + 1*40	-	-	-
OLEIROS	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
PALMELA	400	-	-	-	-	1*150	1*150
PARAIMO	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
PEREIROS	63	3*30	3*30	3*30	-	-	-
PEDRALVA	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
PORTIMÃO	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
PORTIMÃO	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
RIBA DE AVE	63	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	-	-	-
RIO MAIOR	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
RIO MAIOR	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
SACAVÉM	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
SETÚBAL	63	2*50 + 1*30	2*50 + 1*30	2*50 + 1*30	-	-	-
TÁBUA	220	-	-	-	1*70	1*70	1*70
TAVIRA	150	-	-	-	1*75	1*75	1*75
TRAFARIA	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
TRAJOUCE	63	1*30+1*40+1*50	1*30+1*40+1*50	1*30+1*40+1*50	-	-	-
TRAJOUCE	220	1*100	1*100	1*100	-	-	-
TUNES	63	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	-	-	-
VALDIGEM	63	1*20	1*20	1*20	-	-	-
VERMOIM	63	3*40	3*40	3*40	-	-	-
VILA CHÃ	63	2*30	2*30	2*30	-	-	-
VILA FRIA	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
ZÊZERE	63	1*30 + 1*50	1*30 + 1*50	1*30 + 1*50	-	-	-
A definir	400	-	-	-	-	-	2*150
	Total	**2370**	**2370**	**2370**	**1115**	**1415**	**1715**

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES
(previsão para dezembro de 2016)

Subestação	TRANSFORMADORES											
	400 / 60 kV		X_N	X_F	220 / 60 kV		X_N	X_F	150 / 60 kV		X_N	X_F
	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					3	120	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									4	126	22	-
LAVOS	2	170	4	-								
PEREIROS					1	170	12	-				
					2	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									1	120	10	-
									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUCA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					2	170	4	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8 Ω)

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10 Ω)

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3 Ω)

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES
(previsão para dezembro de 2018)

Subestação	TRANSFORMADORES											
	400 / 60 kV		X_N	X_F	220 / 60 kV		X_N	X_F	150 / 60 kV		X_N	X_F
	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					2	120	9	-				
					1	170	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									3	126	12	-
LAVOS	3	170	8	-								
PEREIROS					1	170	12	-				
					2	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUCA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					3	170	8	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8 Ω)

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10 Ω)

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3 Ω)

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES
(previsão para dezembro de 2020)

Subestação	TRANSFORMADORES 400 / 60 kV		X_N	X_F	220 / 60 kV		X_N	X_F	150 / 60 kV		X_N	X_F
	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)	Nº	MVA	(Ω)	(Ω)
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					3	170	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									3	126	12	-
LAVOS	3	170	8	-								
PEREIROS					2	170	12	-				
					1	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUCA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					3	170	8	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8Ω)

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10Ω)

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3 Ω)

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 7
FICHAS DOS PRINCIPAIS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA RNT

REN

Índice

Nota explicativa 1

Legenda 2

Área 1 – Faixa litoral a norte do Grande Porto 3

Área 2 – Trás-os-Montes e eixo do Douro 15

Área 3 – Grande Porto 23

Área 4 – Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa 29

Área 5 – Beira Interior 37

Área 6 – Grande Lisboa e Península de Setúbal 47

Área 7 – Alentejo 61

Área 8 – Algarve 75

Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos principais projetos de investimento no período de vigência da atual proposta de PDIRT, seguindo uma estrutura de apresentação organizada por oito grandes áreas do Continente, à semelhança da adotada no capítulo 4:

Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto
Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro
Área 3 - Grande Porto
Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa
Área 5 - Beira interior
Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal
Área 7 - Alentejo
Área 8 - Algarve

Dentro de cada área, cada projeto de desenvolvimento de rede está explicado numa ficha 'padrão' que contém cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no anexo 8, para a totalidade dos projetos de desenvolvimento de rede, e também os de modernização, que compõem a presente proposta de PDIRT.

Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

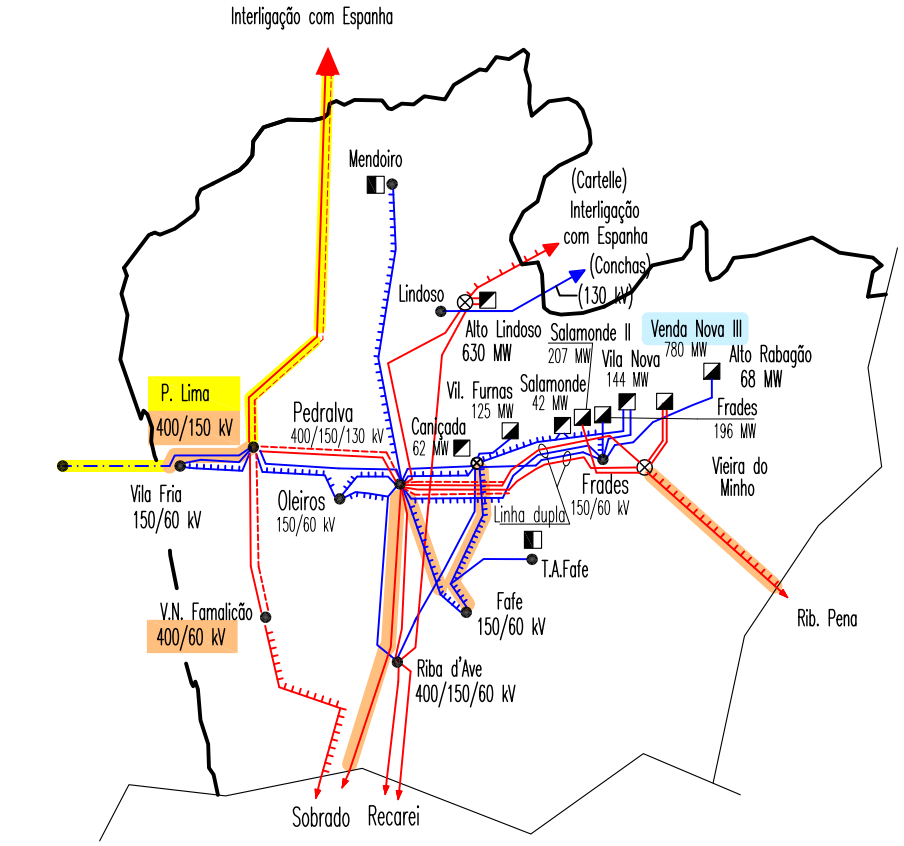
Quadro II - Equipamento

Classe	Dispositivo	Concluído / Instalado	Projetado
Linhas	Aérea		
	Cabo Subterrâneo		
Instalações	Subestação		
	Posto de Corte		
	Transformador		
	Autotransformador		
	Painel de Linha		
Equipamento a Desclassificar			
Linha Dupla			

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

* Reforço de painéis

ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)

- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 1 – FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

NOVA INTERLIGAÇÃO MINHO-GALIZA (PR0709)

ENQUADRAMENTO:

Para cumprimento dos objetivos definidos a nível do MIBEL e dos compromissos internacionais no âmbito do Plano decenal à escala europeia (TYNDP), as capacidades de interligação entre Portugal e Espanha devem poder proporcionar valores da ordem dos 3 000/3 200 MW de capacidade disponível para fins comerciais. Os estudos realizados conjuntamente pelos TSO português e espanhol para este objetivo, identificaram um conjunto de reforços a introduzir em ambas as redes, os quais têm vindo a ser implementados, permitindo uma aproximação gradual entre os mercados elétricos português e espanhol. Para assegurar os referidos 3 000/3 200 MW de capacidade de interligação, é ainda necessário concretizar a nova interligação a 400 kV Minho-Galiza, peça fundamental neste reforço, particularmente para fluxos no sentido de Espanha para Portugal (importação).

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2018

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0709 – *Nova interligação Minho-Galiza*			■			30,1	Competitividade Nacional e União Energética

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento das capacidades de troca internacionais, contribuindo para a integração dos mercados;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional;
- Melhoria da continuidade de serviço, face a potenciais incidentes de grande dimensão na RNT;

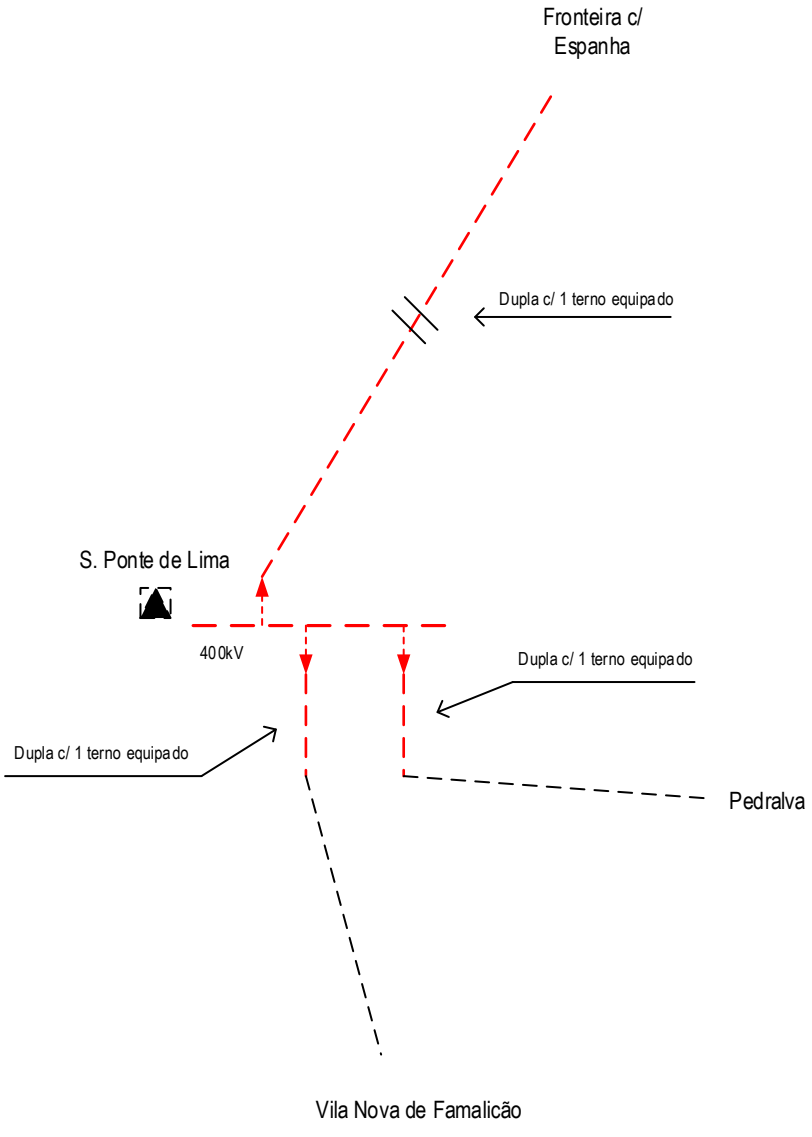
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê, na zona de Viana do Castelo/Ponte de Lima, a construção de uma nova instalação a 400 kV (inicialmente apenas como posto de corte: posto de corte de Ponte de Lima, intersetando a nova ligação estabelecida nesta região entre as subestações de Pedralva e de Vila Nova de Famalicão. A partir do posto de corte de Ponte de Lima, será construída uma linha a 400 kV (dupla com um terno equipado de início) até à fronteira com Espanha.

ALTERNATIVAS:

Face aos valores de potência em causa e à estrutura das redes Portuguesa e Espanhola na região, a solução a adotar teria de se basear, necessariamente, no nível de tensão de 400 kV. Comparativamente com a solução definida em linha aérea, a consideração de uma alternativa em circuito subterrâneo, embora carecendo de confirmação da sua exequibilidade do ponto de vista ambiental e de ordenamento do território, seria do ponto de vista financeiro incomparavelmente mais onerosa, numa relação de 1 para 15, acarretando para o SEN sobrecustos muito elevados e com impacto fortemente negativo para o consumidor final.

Nova interligação Minho-Galiza



ÁREA 1 – FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE VILA NOVA DE FAMALICÃO (PR0633)

ENQUADRAMENTO:

O estabelecimento do novo ponto de entrega de Vila Nova de Famalicão, tirando partido da estrutura da RNT local permitirá apoiar consumos localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde, possibilitando a resolução de constrangimentos futuros identificados na rede local da RND, com uma maior aproximação na entrega de energia aos referidos centros de consumo acompanhada de uma redução de perdas na RND.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0633 – *Introdução de transformação 400/60 kV em Vila Nova de Famalicão*		++++				5,4	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento nos concelhos de V.N. de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde;
- Redução anual de ENF: 5,1 MWh;
- Redução anual de energia de perdas na RND: 6 973 MWh.

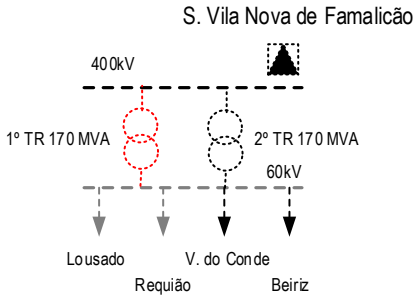
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a introdução de transformação 400/60 kV na instalação de Vila Nova de Famalicão, previamente estabelecida como posto de corte de 400 kV e inserida no eixo 'zona de Ponte de Lima' - 'zona do Porto' - Pedralva. Encontra-se também previsto nesta subestação equipar quatro novos painéis de 60 kV, para ligação a 'Lousado' e 'Requião' numa primeira fase, e a 'Beiriz' e 'V. Conde' numa segunda iteração.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo ponto injetor na zona de Vila Nova de Famalicão surge como a melhor solução, possibilitando resolver limitações futuras identificadas na rede local da RND distribuição. Face a outras alternativas, que passariam por reforços adicionais na estrutura local da RND e implicariam valores mais elevados de perdas, esta estratégia tira partido da abertura da instalação de V.N. de Famalicão com o eixo a 400 kV 'zona de Ponte de Lima' - 'zona do Porto' - Pedralva.

Criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão



ÁREA 1 – FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

LIGAÇÕES A 150 KV FAFE – CANIÇADA E FAFE - PEDRALVA (PR0632 | PR1401)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação de Fafe foi conseguida, numa primeira fase, pela abertura de linhas existentes no eixo a 150 kV entre o posto de corte da Caniçada e a subestação de Riba d'Ave. Com o passar do tempo, este eixo, já envelhecido e de capacidade limitada, vai perdendo progressivamente a sua importância e vendo reduzida a sua dimensão. Com a desativação, por fim de vida útil de algumas destas antigas linhas (nomeadamente e em primeiro lugar a linha Caniçada - Riba d'Ave 1, a evidenciar já a necessidade de intervenção profunda de reabilitação no curto prazo), e de forma a continuar a alimentar a subestação de Fafe com uma solução robusta e estruturante, está prevista a sua ligação diretamente ao posto de corte da Caniçada e à subestação de Pedralva.

Rede a intervencionar: — 150 kV

Data objetivo: 2019 (PR1401) | 2022 (PR0632)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério / Custo-Benefício
Projeto PR1401 – *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada*		■				3,8	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto
Projeto PR0632 – *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva*		■				3,7	

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção da segurança de abastecimento a consumos na zona de Fafe;
- Manutenção da qualidade de serviço na região do Minho;
- Evitar a reconstrução integral de linhas em fim de vida útil e de razoável extensão.

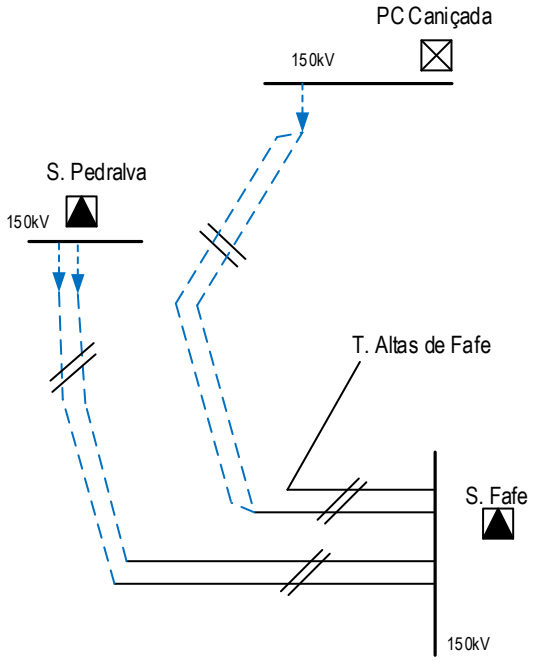
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê, com base nos dois troços de linha dupla de 150 kV recentemente construídos para abertura em Fafe das linhas Caniçada-Riba d'Ave 2 e Parque Eólico Terra Altas de Fafe-Riba d'Ave, o seu prolongamento, num caso até ao posto de corte da Caniçada e no outro até à subestação de Pedralva, estabelecendo as ligações Fafe-Caniçada e Fafe-Pedralva.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas estudadas, que poderiam passar pela reconstrução integral, faseada, das antigas linhas linhas a 150 kV do eixo entre Caniçada e Riba d'Ave (três linhas), esta solução possibilita, com a construção de um número bastante inferior de kms de novas linhas, as condições desejadas para alimentação a Fafe, e a desativação de uma extensão significativa de linhas de 150 kV mais antigas, consistindo assim numa solução economicamente mais favorável e com claros benefícios socioambientais.

Ligações a 150 kV Fafe - Caniçada e Fafe - Pedralva



ÁREA 1 – FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

ARTICULAÇÃO 400/150 KV EM PONTE DE LIMA (PR0910 | PR1402)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação às subestações de Vila Fria e de Oleiros encontra-se dependente das linhas Pedralva-Oleiros 1 e 2 (que partilham os mesmos apoios) e da linha Pedralva-Vila Fria, todas a 150 kV. Já no período indicativo do Plano prevê-se o reforço de alimentação a esta zona, mas cuja data efetiva de concretização dependerá da real evolução dos consumos locais. Para este reforço a Vila Fria e Oleiros, tirar-se-á partido da nova subestação de Ponte de Lima, a construir entre Oleiros e Vila Fria no âmbito do estabelecimento da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria (ES).

Rede a intervencionar: 400 kV 150 kV

Data objetivo: 2022 (PR0910) | 2023 (PR1402)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0910 – *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (1ª fase)*						7,4	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto
Projeto PR1402 – *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (2ª fase)*						3,2	

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Vila Fria e Oleiros;
- Evita a construção de novas linhas, com benefícios económicos e ambientais;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração (renovável).

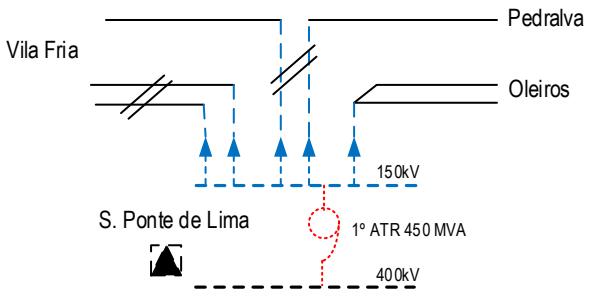
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na nova subestação de Ponte de Lima e a abertura neste ponto das linhas a 150 kV Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria.

ALTERNATIVAS:

Face à proximidade geográfica da futura subestação de Ponte de Lima, o reforço de articulação 400/150 kV nesta instalação com a abertura das linhas Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria neste ponto, revela ser a solução mais vantajosa, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos na região do Minho e aumento da capacidade de receção de nova geração nesta zona do país. Esta estratégia de desenvolvimento da RNT, nomeadamente quando comparada com uma solução de reforço dos atuais eixos a 150 kV, permitirá evitar a necessidade de construção de uma extensão não desprezável de novos quilómetros de linhas (superior a 20 km) entre a subestação de Pedralva e o conjunto Vila Fria/Oleiros, induzindo benefícios económico-ambientais.

Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima



ÁREA 1 – FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

EIXO A 400 KV PEDRALVA – ZONA DO PORTO (PR0911)

ENQUADRAMENTO:

A ligação a 400 kV Pedralva-Sobrado, para além de criar capacidade de receção adicional de nova geração na zona do Minho, possibilitará, em paralelo, continuar a assegurar os valores objetivo de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, particularmente em presença de aumentos nos fluxos de energia no eixo Galiza-Porto, com acréscimos de montantes até 500 MW, resultantes do previsível crescimento da capacidade de geração instalada no norte de Portugal e na Galiza. Os fluxos de interligação nesta zona da RNT são predominantemente no sentido Norte-Sul, ou seja, no sentido da importação, e tão mais elevados quanto maiores os volumes de energia importada por Portugal. Por outro lado, em determinadas condições restritivas de operação da rede, com indisponibilidade da ligação Fridão-Feira, a potência gerada nos futuros aproveitamentos do Alto Tâmega e Fridão terá de ser escoada através dos eixos da RNT que cruzam o Minho, desde a interligação com a Galiza até à Região do Porto. É ainda de assinalar que 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 Concelho.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0911– *Nova linha a 400 kV Pedralva-zona do Porto*						14,2	Reforço estratégico da RNT nas regiões do Minho e Porto

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

DESCRIÇÃO:

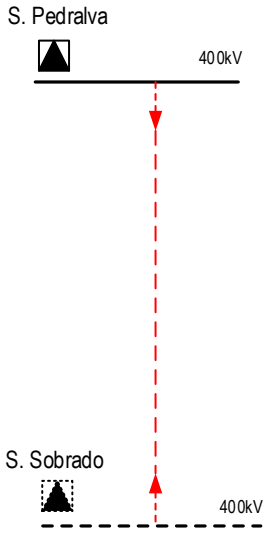
Este projeto prevê a construção de uma nova linha a 400 kV (dupla com um terno inicialmente equipado) entre a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

ALTERNATIVAS:

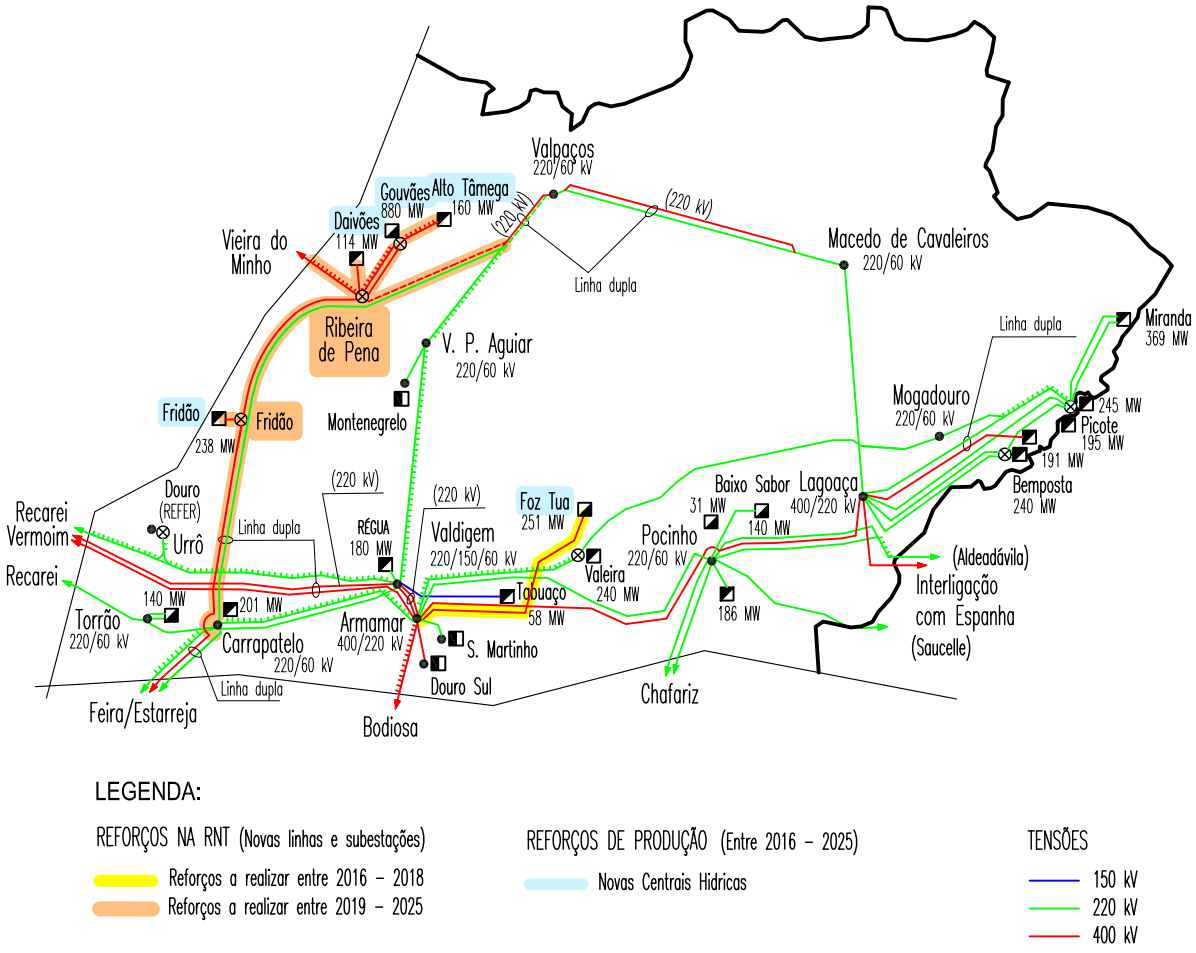
De entre as várias alternativas, o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto, representa a solução mais vantajosa, tendo em consideração os elevados montantes de energia a transportar. Como alternativa a este projeto, poder-se-ia equacionar a reconstrução como duplas das duas linhas a 400 kV atualmente existentes no eixo Pedralva - Riba d'Ave - Recarei. Todavia, esta seria uma opção bastante mais

onerosa que, apesar do seu menor impacto ambiental, se apresenta claramente mais desfavorável do ponto de vista económico e também de segurança de operação da RNT. Acresce ainda o facto que a reconstrução das linhas a 400 kV atualmente existentes conduziria, na fase de construção, a potenciais restrições na operação da RNT com respetivos sobrecustos para o SEN.

Eixo a 400 kV Pedralva - Zona do Porto



ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO



HORIZONTE 2025

ÁREA 2 – TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 220 KV ENTRE VILA POUCA DE AGUIAR E CARRAPATELO (PR0913)

ENQUADRAMENTO:

A região de Trás-os-Montes, servida pelas subestações da RNT de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, é uma das áreas do território nacional que apresenta um expressivo potencial para produção de origem renovável, nomeadamente eólica. Tendo em consideração os montantes de potência já ligados e atribuídos, a capacidade de receção de nova geração nesta região apresenta no presente valores muito limitados (cerca de 70 MW no conjunto das três instalações), pelo que, para criar nova capacidade, mostra-se necessário reforçar a ligação da rede de 220 kV local até aos grandes eixos de transporte. Por outro lado, a constituição desta ligação permite, em simultâneo, aumentar consideravelmente a garantia de continuidade de abastecimento às três subestações acima referidas, as quais se encontram ligadas em série na malha de Trás-os-Montes e na qual qualquer indisponibilidade, fortuita ou programada de uma das ligações Macedo de Cavaleiros-Lagoaça ou Vila Pouca de Aguiar-Valdigem, faz perder a segurança n-1 na zona, criando condições para a perda simultânea daquelas três subestações da RNT (ponta de consumo de 160 MW em 2020).

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2020

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0913 – *Ligação a 220 kV V. P. de Aguiar - Carrapatelo*						15,7	Receção de produção na região de Trás-os-Montes

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento às subestações de M. Cavaleiros, Valpaços e V. Pouca de Aguiar.

DESCRIÇÃO:

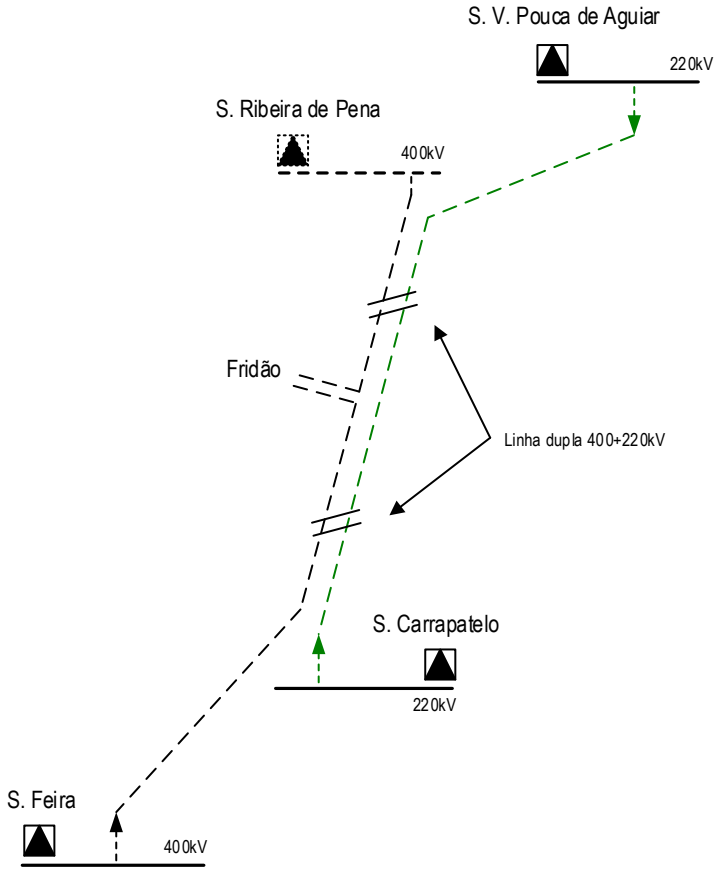
Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 220 kV desde a subestação de Vila Pouca de Aguiar até à do Carrapatelo. A constituição desta ligação tirará partido da futura linha a 400 kV Ribeira de Pena - Feira (PR0914 – integração das centrais do Tâmega), a qual, entre Ribeira de Pena e a zona do Carrapatelo, será construída em apoios de linha dupla, com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, suportando, na maior parte do seu traçado, a linha Vila Pouca de Aguiar - Carrapatelo.

ALTERNATIVAS:

A concretização do eixo a 220 kV Vila Pouca de Aguiar - Carrapatelo tal como planeado, constitui a solução de desenvolvimento da RNT que permite alcançar os maiores benefícios para o fim em vista, dadas as sinergias obtidas com o troço de linha dupla (400+220 kV) entre Ribeira de Pena e a zona do Carrapatelo (PR0914). Atendendo a uma maior

otimização e racionalidade de soluções esta estratégia evita a necessidade de construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, com claras vantagens ambientais e menor custo económico.

Ligação a 220 kV entre Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo



Página em Branco

ÁREA 2 – TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 400 KV RIBEIRA DE PENA – FRIDÃO - FEIRA (PR0914)

ENQUADRAMENTO:

O conjunto de centrais do PNBEPH que engloba Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Fridão, num montante global de potência instalada de cerca de 1400 MW, tem a sua localização numa zona do território nacional onde a RNT não tem atualmente qualquer implantação e, face aos montantes de potência em causa, é inviável qualquer solução via RND. Os estudos desenvolvidos no âmbito do PNBEHP para a integração destas centrais na RNT, ditaram a necessidade de expansão da rede com o eixo Vieira do Minho –'zona de Ribeira de Pena' – Fridão – Feira, sendo Ribeira de Pena o ponto de interligação à RNT para as centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, e o posto de corte do Fridão para a central do Fridão. Atendendo aos elevados montantes de potência em causa, por questões de segurança de operação da RNT, que não poderá estar sujeita à perda súbita de um valor de potência tão elevado (cerca de 1 400 MW), esta produção não poderá ter uma única via de escoamento, pelo que está também previsto o estabelecimento de uma nova ligação entre a subestação de R. Pena e o atual posto de corte de V. Minho.

Rede a intervencionar: 400 kV

Data objetivo: 2020 | 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0914 – *Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Feira*						71,8	Receção de produção na região de Trás-os-Montes

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Integração de centros produtores do PNBEPH;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

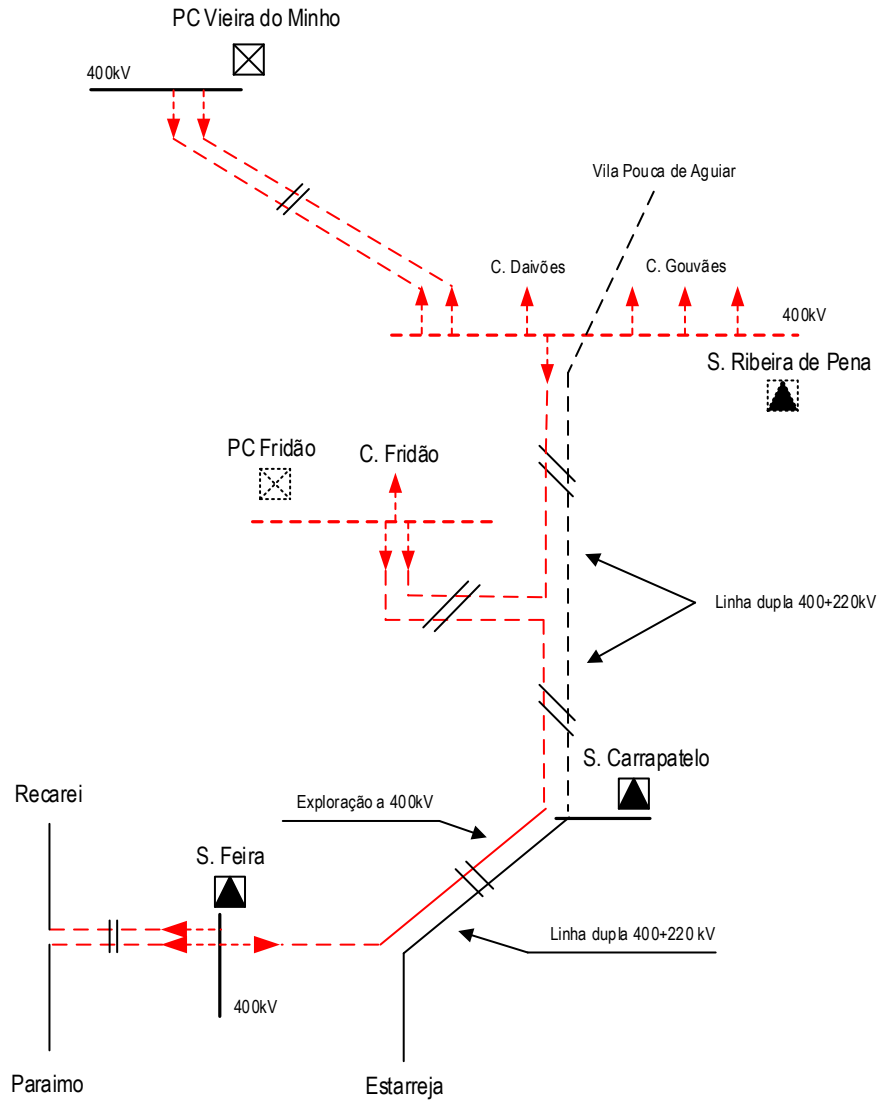
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde a atual subestação da Feira até a zona de Ribeira de Pena, onde será construída uma nova subestação da RNT e à qual chegarão três ligações a 400 kV provenientes do posto de corte da central de Gouvães. Este eixo a 400 kV R. Pena – Feira, na zona da central do Fridão, será aberto no novo posto de corte de 400 kV do Fridão, para ligação da central com o mesmo nome. Entre a zona do Carrapatelo e a subestação da Feira, este novo eixo tirará partido, em parte do seu percurso, de infraestruturas já construídas e preparadas para 400 kV mas a operar transitoriamente a 220 kV. Entre R. Pena e a zona do Carrapatelo, este eixo será construído em apoios de linha dupla (400+220 kV), em que o terno de 220 kV visa o estabelecimento da futura ligação V. P. de Aguiar - Carrapatelo (PR0913). Está também previsto a construção de uma linha dupla de 400 kV entre a subestação de R. Pena e o atual P. C. de V. Minho.

ALTERNATIVAS:

Face à localização e montantes dos futuros aproveitamentos hidroelétricos, a concretização deste projeto constitui a melhor estratégia de expansão da RNT, com uma solução estruturante e adequada aos requisitos de segurança de operação da RNT. Acresce que o estabelecimento da prevista ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, criando uma segunda via de escoamento da produção deste conjunto de centrais, evitará um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à referida perda de 1400 MW. Adicionalmente, tendo em vista a otimização e racionalidade na expansão da RNT, esta solução de desenvolvimento constitui a alternativa com maiores benefícios económico-ambientais ao optar pela construção entre R. Pena e a zona do Carrapatelo de uma linha dupla (400+220 kV), em articulação com o PR0913, evitando a necessidade de construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos. A alternativa deste projeto passa pela ligação a 400 kV ao atual eixo Pedralva-Riba d'Ave-'zona do Porto' o que induziria a uma necessidade de reforço do mesmo, numa extensão e custo superiores à solução inscrita neste projeto, para além de conduzir ao atravessamento de zonas com elevada dificuldade de implementação deste tipo de infraestruturas.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Fridão - Feira



Página em Branco

ÁREA 2 – TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

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

ENQUADRAMENTO:

A região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, elevada a Património da Humanidade pela UNESCO, é atualmente atravessada por alguns dos eixos da RNT que possibilitam o escoamento dos montantes de produção com localização nesta região, em particular dos aproveitamentos hidroelétricos do rio Douro. Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar – Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foram identificadas possíveis intervenções no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem na zona do Alto Douro Vinhateiro. 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 relocalização fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes. A realização desta intervenção, inscrita como possibilidade de vir a ser implementada em 2020, depende ainda de uma avaliação dos estudos em curso, a serem aprovados pelo Concedente.

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1431 – *Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro*						8,8	Valorização do capital natural e cultural

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro.

DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a relocalização de alguns troços de atuais linhas a 220 kV, para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, implicando a construção de uma extensão aproximada de 47 km de novas linhas, em simultâneo com o descomissionamento de cerca de 50 km de linhas existentes.

ALTERNATIVAS:

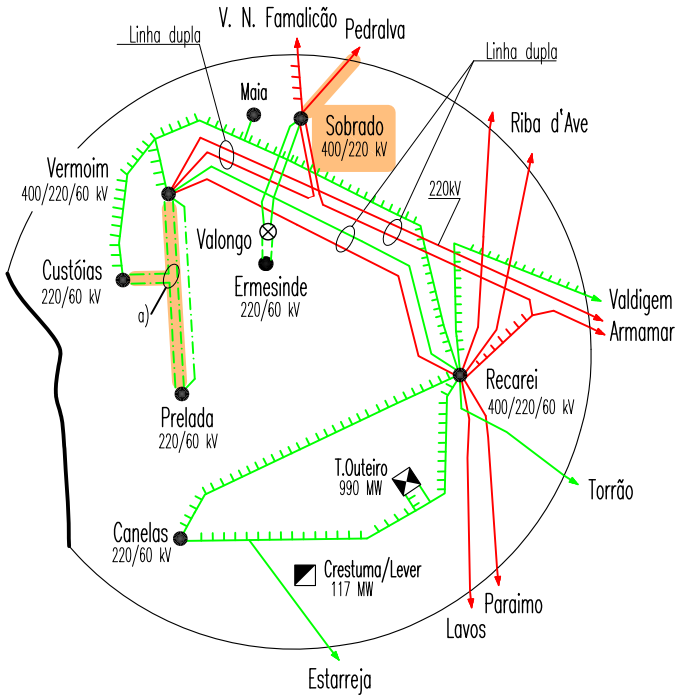
Não se consideraram alternativas neste projeto.

Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro



Página em Branco

ÁREA 3 - GRANDE PORTO



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)

- Novas Centrais Hídricas
- a) Projecto em avaliação

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 3 – GRANDE PORTO

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

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação 220/60 kV de Ermesinde, situada na periferia do Porto, é no presente realizada através de duas ligações provisórias em 'T', apresentando uma menor fiabilidade e qualidade de serviço. De facto, destas duas ligações uma delas apresenta uma extensão muito significativa (sobre a linha Valdigem – Vermoim 4 com 73,9 km) induzindo uma fiabilidade mais reduzida com uma taxa de falhas acima da média (2,21 'vs' 1,63 falhas/ano) para o nível de tensão de 220 kV. Para ultrapassar esta situação restritiva e passar a alimentar Ermesinde de acordo com os padrões de segurança estabelecidos, prevê-se a introdução do nível de tensão de 220 kV na subestação do Sobrado, a partir do qual se passará a abastecer Ermesinde com duas ligações independentes e dedicadas. Paralelamente, a subestação do Sobrado, inserida no eixo a 400 kV estabelecido entre a zona do Porto e o Alto Minho, contribuirá para uma melhor equidistribuição dos fluxos neste eixo e respetiva articulação com as subestações da região do Porto de Vermoim e de Recarei. Numa fase posterior, a subestação do sobrado será também ponto de confluência da futura linha Pedralva-Sobrado, contribuindo para a manutenção dos valores objetivo das capacidades de interligação internacional.

Rede a intervencionar: 400 kV 220 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1021 – *Abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado*						27,6	Reforço estratégico da RNT nas regiões do Minho e Porto

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança a consumos na zona do Porto;
- Manutenção dos valores objetivo das capacidades de troca internacionais, em particular no sentido de importação;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

DESCRIÇÃO:

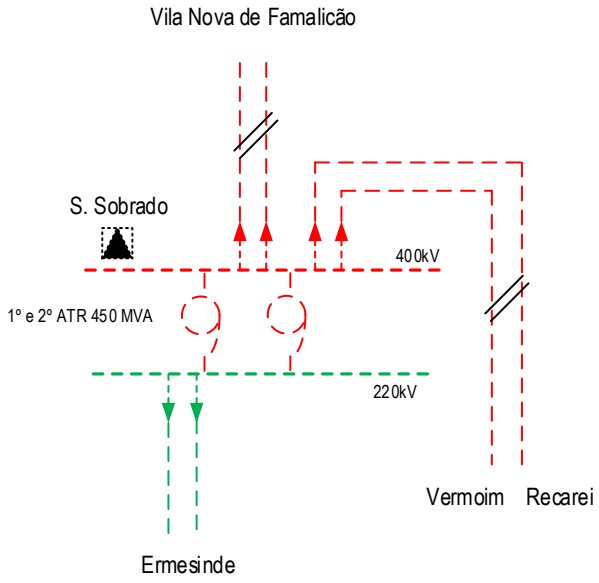
Este projeto prevê a abertura de nova subestação 400/220 kV na zona a norte do Grande Porto, alimentada através da abertura das linhas a 400 kV Vermoim - Vila Nova de Famalicão e Recarei - Vila Nova de Famalicão. Da subestação do Sobrado, dotada de autotransformação 400/220 kV, sairão duas linhas a 220 kV para alimentação à subestação de Ermesinde.

ALTERNATIVAS:

A abertura da subestação do Sobrado, com um novo ponto de articulação 400/220 kV, permitirá estabelecer condições de alimentação à subestação de Ermesinde condizentes com os requisitos de segurança e fiabilidade exigidos em zonas de elevado consumo. Face a outras alternativas, este projeto experimenta ganhos económico-ambientais significativos, ao

permitir abdicar da necessidade de construção de novos circuitos a 220 kV a partir de Vermoim ou de Recarei, numa zona caracterizada por elevada densidade populacional. Permite ainda um ponto de ancoragem na zona norte do Porto para a futura linha Pedralva-Sobrado, evitando a necessidade do seu prolongamento até Vermoim ou Recarei, numa extensão total mais longa em zonas de elevada dificuldade de implantação de novas linhas.

Abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado



Página em Branco

ÁREA 3 – GRANDE PORTO

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

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto tem 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. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona do Porto, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Contudo, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2020 e 2022.

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2020 | 2021 | 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1210 – *Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*						50,4	Valorização do espaço urbano da região do Porto

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona do Porto;
- Aumento da qualidade de serviço.

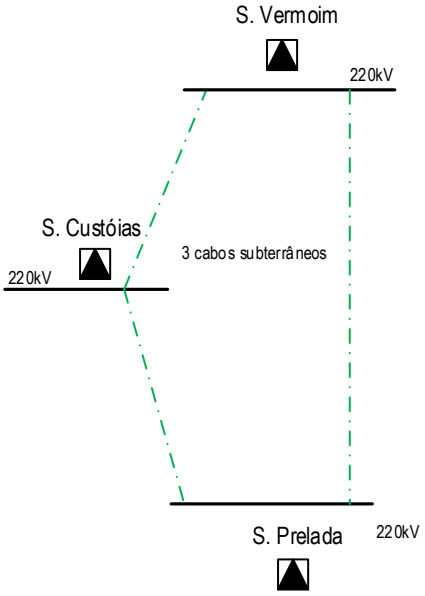
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana do Porto, 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.

ALTERNATIVAS:

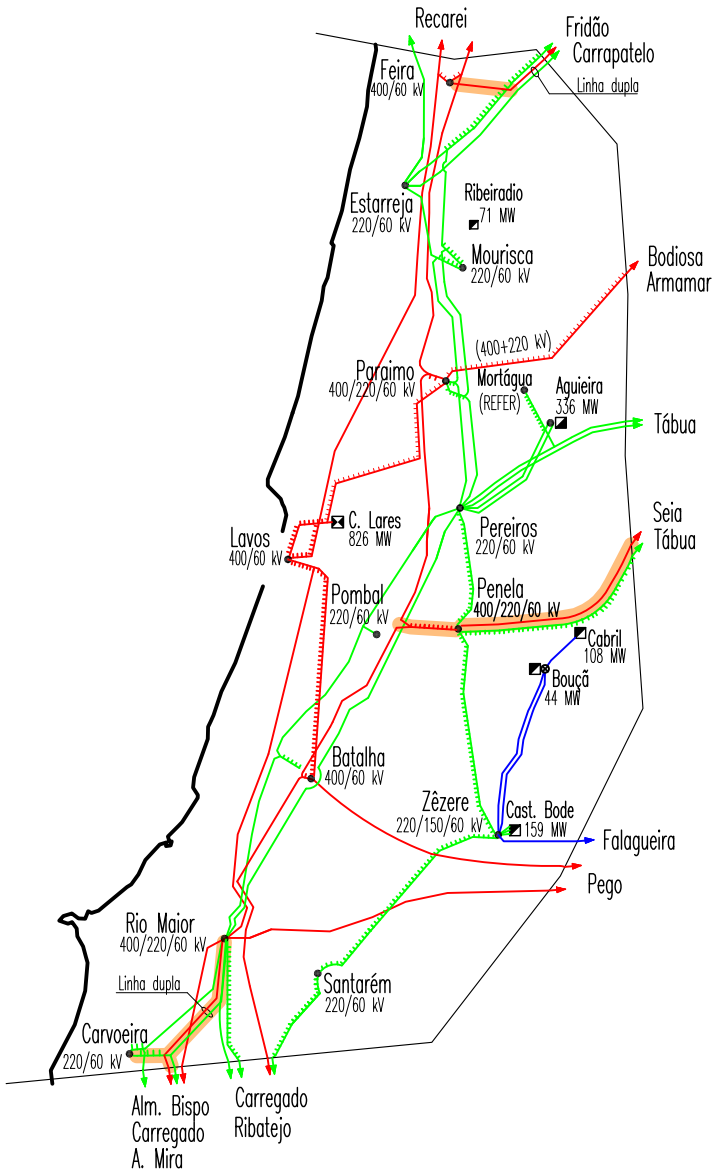
Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona do Porto. De facto, para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto



Página em Branco

ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)

- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 4 – FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

SEPARAÇÃO DE TERNOS NO EIXO A 220 KV CARREGADO – SANTARÉM – ZÊZERE - PENELA (PR1504)

ENQUADRAMENTO:

As subestações de Santarém e Zêzere encontram-se inseridas num eixo a 220 kV, que vai desde a subestação do Carregado até Penela/Pereiros. Este eixo está dotado em toda a sua extensão de apoios de linha dupla, mas em que os seus dois circuitos são explorados em paralelo, ligados a um mesmo painel em cada extremo. Isto significa que a indisponibilização de qualquer uma destas linhas ou dos seus painéis terminais, obriga à indisponibilização de ambos os circuitos. Em situações mais restritivas, a indisponibilização de uma das linhas Carregado-Santarém ou Zêzere-Penela faz perder a segurança n-1 de alimentação às subestações de Santarém e Zêzere, criando-se condições para a sua perda simultânea. Paralelamente, a atual linha a 150 kV Falagueira-Zêzere apresenta a necessidade de profunda intervenção, de custo elevado, para que se possam manter as condições de segurança de operação exigidas.

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2017

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1504 – *Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere*		++				8,7	Ligação à RND na zona Centro

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Santarém e Zêzere;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;
- Evita custos elevados de remodelação de antiga linha a 150 kV.

DESCRIÇÃO:

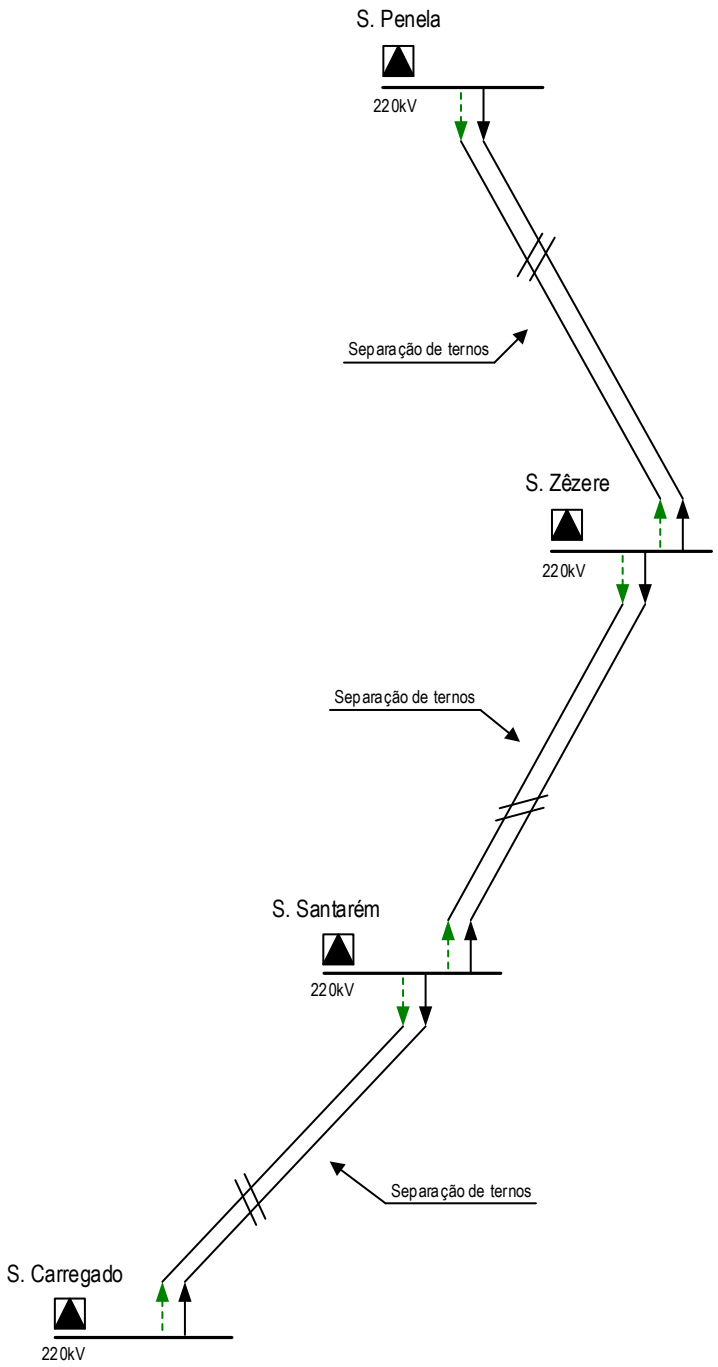
Este projeto prevê equipar 6 painéis de linha de 220 kV: 1 no Carregado, 2 em Santarém, 2 no Zêzere e 1 em Penela, o que permitirá estabelecer as condições necessárias para operar em separado os ternos das linhas Carregado - Santarém, Santarém - Zêzere e Zêzere - Penela.

ALTERNATIVAS:

Entre outras alternativas, a solução inscrita neste projeto, embora não disponibilizando o mesmo nível de segurança de abastecimento que seria proporcionado pela construção de novos circuitos em traçado independente do atual, permite, ainda assim, elevar de forma não despiciente o nível de fiabilidade na operação destas ligações e na garantia de continuidade de serviço às subestações de Santarém e Zêzere, com um custo reduzido. No conjunto de alternativas foi também analisada a possibilidade de se manter em operação a atual linha a 150 kV Zêzere-Falagueira, atualmente em fim de vida útil. Contudo, esta opção, face à solução agora proposta, para além de não garantir segurança 'n-1' à instalação de Santarém, conduziria à necessidade de avultados custos de conservação no curto prazo de forma a devolver as condições necessárias e adequadas ao

bom funcionamento da referida linha de 150 kV. Com a separação de ternos no eixo Carregado – Santarém – Zêzere - Penela, aumentando a fiabilidade nas ligações a Zêzere e Santarém, torna-se possível retirar de serviço a mencionada linha de 150 kV.

Separação de ternos no eixo a 220 kV Carregado - Santarém - Zêzere - Penela



Página em Branco

ÁREA 4 – FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

SEGUNDO AUTOTRANSFORMADOR 400/220 KV DA SUBESTAÇÃO DE PARAIMO (PR0623)

ENQUADRAMENTO:

A subestação de Paraimo encontra-se inserida no eixo litoral entre as regiões do Porto e Lisboa possibilitando, presentemente, um importante ponto de articulação entre as redes de 400 e 220 kV por intermédio de um único autotransformador 400/220 kV. Neste enquadramento, uma eventual falha do autotransformador, em particular nos regimes húmidos e de elevada disponibilidade de eólica, pode introduzir limitações no escoamento dos montantes de produção provenientes da região centro. Este facto motiva a instalação de um segundo autotransformador na subestação de Paraimo com o objetivo de assegurar a garantia 'n-1' na ligação entre as redes de 400 e 220 kV, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos e integração de produção na região centro.

Rede a intervencionar: 400 kV 220 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0623 – *Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo*						5,3	Reforço estratégico da RNT na região Centro

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Aumento da capacidade de receção na região Centro.

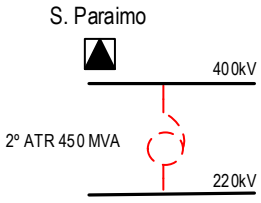
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/220 kV na subestação de Paraimo.

ALTERNATIVAS:

A introdução do segundo autotransformador na subestação de Paraimo constitui a melhor solução técnico-económica entre as várias opções analisadas. Outras alternativas à solução inscrita neste projeto, exigiriam, para uma situação equivalente, o reforço da RNT ao nível dos atuais eixos que se desenvolvem a 220 kV, neste local, de forma a continuar a assegurar o escoamento dos montantes de energia provenientes da região centro, em particular nos regimes de elevado aproveitamento hidroelétrico e eólico. Neste contexto a opção por um eventual reforço da estrutura da rede de 220 kV local com novos circuitos constituiria uma solução mais onerosa, de maior impacto ambiental e de difícil implementação.

Segundo autotransformador 400/220 kV da subestação de Paraimo



ÁREA 4 – FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

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

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação da Carvoeira é conseguida atualmente através de dois circuitos de 220 kV de comprimento razoável, os quais, numa certa extensão do seu traçado junto à subestação da Carvoeira, estão suportados no mesmo conjunto de apoios. Esta situação resulta numa debilidade relativamente à garantia de continuidade de alimentação a esta instalação, uma vez que qualquer contingência mais severa afetando algum destes apoios, pode causar a saída simultânea de serviço dos dois circuitos neles instalados e, consequentemente, a interrupção da alimentação a este ponto injetor.

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2020

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1041 – *Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira*						14,5	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;
- Sinergias com projeto de reforço de alimentação à Grande Lisboa /Península de Setúbal.

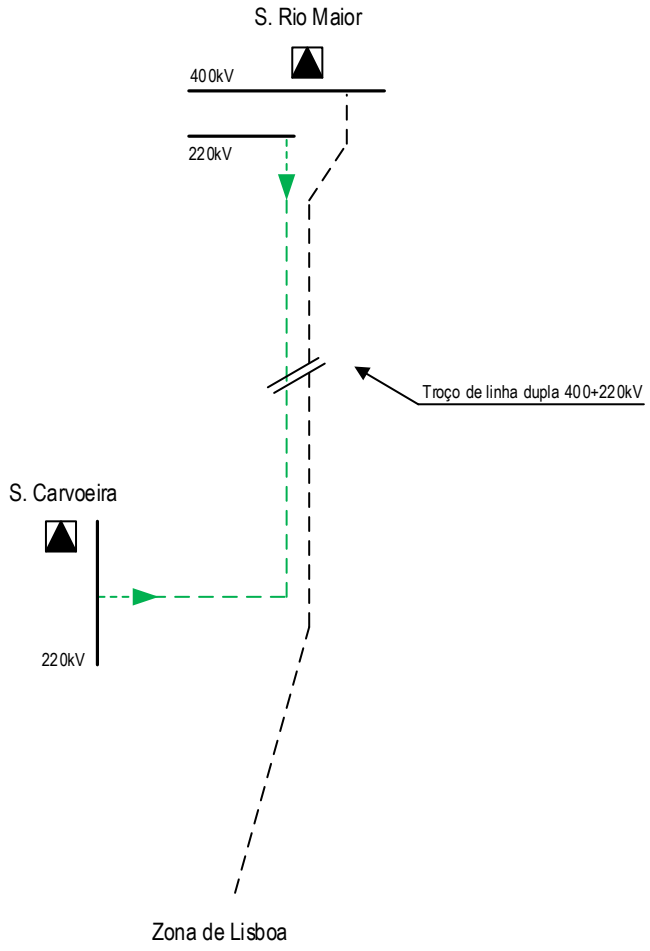
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a construção de uma nova chegada de alimentação à Carvoeira suportada num conjunto de apoios distinto do atual, criando uma alternativa à falha deste. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido da futura ligação a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa (descrita noutro projeto), a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira será dupla com um terno a 400 kV o outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, prolongado até à subestação da Carvoeira, constituirá o novo circuito Rio Maior-Carvoeira 2.

ALTERNATIVAS:

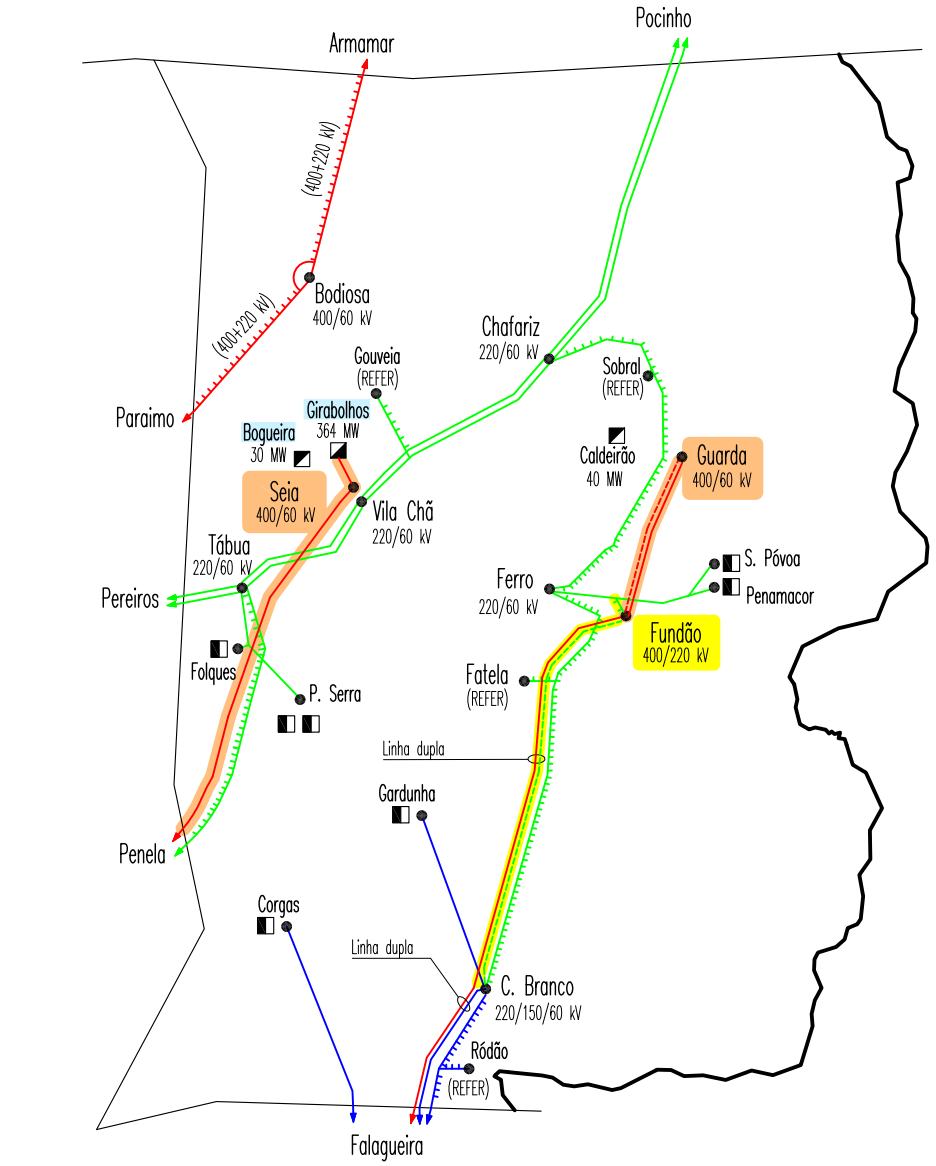
De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, ao tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior e a 'zona norte de Lisboa', permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos – as linhas Rio Maior – Carvoeira a 220 kV e Rio Maior – 'zona de Lisboa' a 400 kV -, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com recurso a um novo traçado, apresenta-se como a melhor alternativa que concorre para o aumento da segurança de abastecimento aos consumos que dependem da atual subestação de Carvoeira.

Nova Ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e de Carvoeira



Página em Branco

ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)

- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 5 – BEIRA INTERIOR

LIGAÇÃO A 400 KV FUNDÃO – FALAGUEIRA (PR0917)

ENQUADRAMENTO:

A zona das Beiras Interiores apresenta um elevado potencial no que diz respeito à energia de origem eólica. Como tal faz parte dos locais mais procurados para promoção deste tipo de projetos. Presentemente, contabilizam-se nesta região mais de 900 MW de potência eólica instalada, encontrando-se ainda em construção ou com ponto de receção atribuído um montante adicional da ordem dos 150 MW. Prevê-se ainda que, no âmbito das metas estabelecidas nos objetivos nacionais de política energética para a produção de energia renovável, novos projetos venham a aparecer, alguns dos quais nesta região. Os atuais valores de capacidade de receção de nova geração para esta zona são bastante limitados, pelo que alguns projetos decorrentes de anteriores concursos e de atribuição de pontos de receção ir-se-ão ligar à rede, mas sujeitos a condicionalismos de injeção, até ao reforço das capacidades de receção nesta zona da RNT conforme previsto.

Rede a intervencionar: 400 kV 220 kV 150 kV

Data objetivo: 2017

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0917 – *Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira*	++++					38,6	Receção de produção na região do Centro Interior

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 500 MW;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

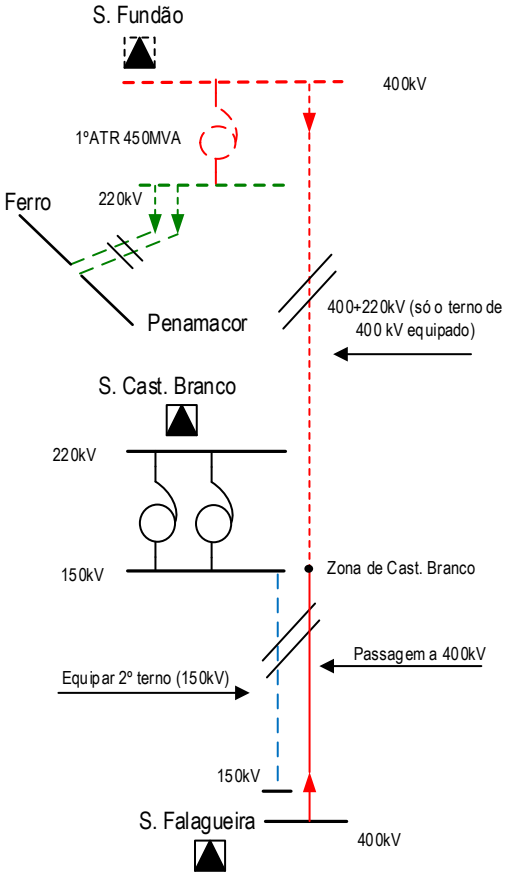
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e a zona do Fundão, onde será aberta nova subestação 400/220 kV ligando com a rede de 220 kV local. Este eixo a 400 kV, que tirará partido de uma linha já construída entre a Falagueira e Castelo Branco, ao interligar nesta zona as redes de 220 e 400 kV permitirá transferir para os 400 kV uma parte apreciável da energia produzida nesta região ou que aqui aflui vinda de regiões mais a norte, constituindo uma alternativa aos atuais eixos de 220 kV e de 150 kV, de menor capacidade e já bastante ocupados, criando nesta região um adicional de capacidade de receção da ordem dos 500 MW.

ALTERNATIVAS:

Como alternativa à solução proposta foi também equacionada a possibilidade de construção, entre Castelo Branco e Fundão, de uma linha simples de 400 kV, em vez de dupla de 400+220 kV, remetendo para mais tarde a construção de uma outra linha de 220 kV, independente desta e num outo conjunto de apoios. Os resultados obtidos mostram que do ponto de vista económico ambas as soluções são equivalentes, mas que do ponto de vista ambiental e de ordenamento territorial a segunda seria mais impactante (duas linhas em vez de uma), pelo que se optou pela solução aqui apresentada.

Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira



ÁREA 5 – BEIRA INTERIOR

LIGAÇÃO A 400 KV ENTRE A ZONA DE SEIA E O LITORAL (PR1016 | PR1204)

ENQUADRAMENTO:

A central de Girabolhos (PNBEPH), com localização na zona de Seia e um montante de potência instalada de 364 MW, fica próxima do eixo a 220 kV que ladeia a Serra da Estrela por poente. Os estudos desenvolvidos, tendo em atenção os fluxos existentes e previstos e os objetivos traçados de política energética, e suportados na análise desenvolvida ao nível da AAE do Plano, apontaram para uma estratégia de potenciação da capacidade de receção na região, com o estabelecimento, faseado, de um arco a 400 kV envolvendo a Serra da Estrela. Neste arco integra-se uma nova subestação a 400 kV na zona de Seia, criando condições para a ligação de novos centros electroprodutores, nomeadamente eólicos, e na qual tem a C. Girabolhos ponto de interligação à RNT, no nível de 400 kV. Entretanto, face ao menor crescimento das renováveis, o fecho completo do referido arco bem assim como a abertura da nova subestação em Seia sofreram algum adiamento, para datas que neste momento estão para além da data atualmente prevista para entrada em serviço da C. Girabolhos.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2019 (PR1016-1ªfase) | 2020 (PR1016-2ªfase) | 2023 (PR1016-3ªfase) | 2023 (PR1204)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1016 – *Ligação a 400 kV Penela-Seia*						39,4	Receção de produção na região de Seia
Projeto PR1204 – *Transformação 400/60 kV em Seia*						5,5	

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Integração de centros produtores do PNBEPH.

DESCRIÇÃO:

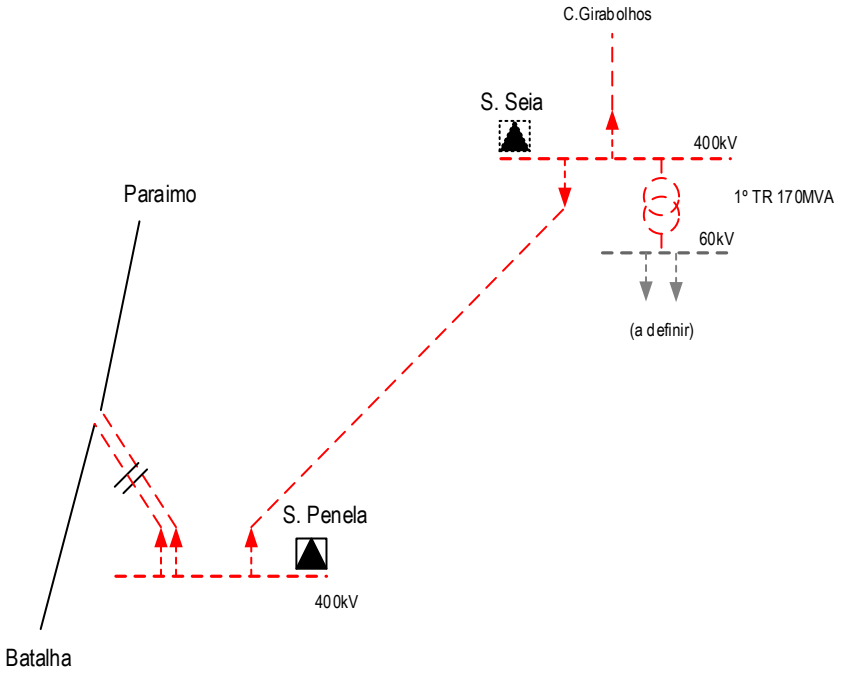
Encontra-se previsto o estabelecimento de uma linha a 400 kV entre a zona da futura subestação de Seia, neste conjunto de ações contemplada com transformação 400/60 kV, e a atual de Penela, que será ampliada com o nível de 400 kV. Na fase inicial, a linha proveniente da central de Girabolhos será, na zona da futura subestação de Seia, ligada diretamente à linha de ligação a Penela. Paralelamente, a atual linha a 400 kV Paraimo - Batalha será aberta em Penela para ligação deste ponto com a restante RNT.

ALTERNATIVAS:

Face às alternativas estudadas, esta estratégia de desenvolvimento de rede potencia o investimento a realizar na RNT, garantindo uma capacidade de receção de nova geração condizente, não só com a evolução expectável do parque

electroprodutor neste local, mas também com a disponibilidade reconhecida de recursos renováveis na região da Beira Interior. Tendo em consideração os montantes de potência instalada que se prevêm vir a integrar na RNT, esta solução, nomeadamente quando comparada com a alternativa de reforço da rede de 220 kV, mostra-se bastante mais favorável em termos de impacto ambiental (menor ocupação territorial) e de eficiência energética (menores perdas). Em alternativa à estratégia inscrita neste projeto foram analisadas outras opções, nomeadamente o estabelecimento de uma linha dupla (400+220 kV), permitindo a desativação de um dos atuais eixos a 220 kV existente neste local. Contudo a sua execução, embora mais favorável do ponto de vista ambiental (menor número de linhas), constituiria uma solução substancialmente mais cara, pelo que não foi a escolhida.

Ligação a 400 kV entre a zona de Seia e o Litoral



Página em Branco

ÁREA 5 – BEIRA INTERIOR

NOVA SUBESTAÇÃO 400/60 KV DA GUARDA (PR0915)

ENQUADRAMENTO:

A abertura da subestação da Guarda prevê como objetivo a criação de capacidade para integrar na RNT novos montantes de energia renovável proveniente dos potenciais existentes nas regiões envolventes à Serra da Estrela. Todavia, com a desaceleração verificada nos últimos anos relativamente à progressão dos montantes de energias renováveis previstos na política energética nacional, nomeadamente eólica, este projeto, já adiado em anteriores propostas de Plano, encontra-se agora colocado no período indicativo do PDIRT e a sua efetiva concretização depende da real evolução futura dos novos montantes de energias renováveis e de estudos a desenvolver suportados em melhor informação.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2024

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0915 – *Ligação a 400 kV Guarda-Fundão*						22,0	Receção de produção na região Centro Interior

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração (renovável);

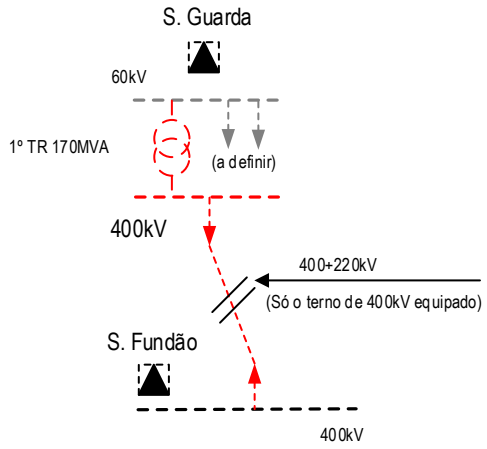
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o prolongamento do futuro eixo a 400 kV Falagueira-Fundão até á zona da Guarda, onde será aberta uma instalação 400/60 kV.

ALTERNATIVAS:

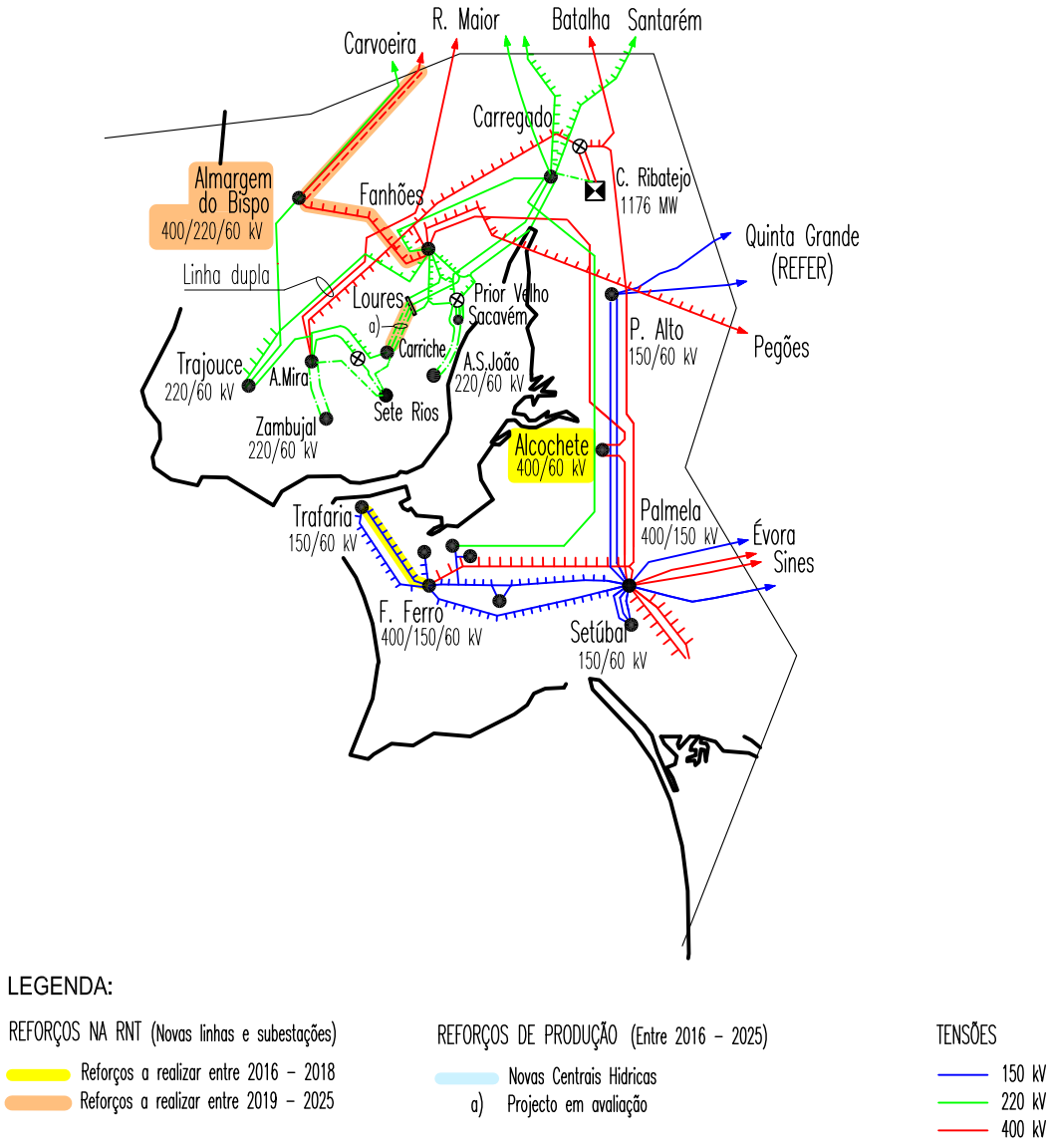
De entre as alternativas analisadas, e tendo em consideração os fatores críticos para a decisão contemplados na Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT, nomeadamente em termos de Energia, Ordenamento do Território e Fauna, este projeto insere-se numa estratégia de expansão da RNT caracterizada como a solução mais favorável na globalidade destes fatores. Esta solução nomeadamente por compreender uma expansão da RNT no nível de tensão de 400 kV permite assegurar uma adequada capacidade de escoamento da produção renovável na região da Beira Interior, assim como menores perdas na RNT, quando comparada com uma estratégia de desenvolvimento de rede a realizar num nível de tensão inferior (220 kV). Adicionalmente, a opção pelo reforço dos eixos de 220 kV, dado a sua menor capacidade de transporte comparativamente aos circuitos de 400 kV, conduziria, para a mesma capacidade, a uma solução com maior ocupação territorial e custo mais elevado.

Nova subestação 400/60 kV da Guarda



Página em Branco

ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL



HORIZONTE 2025

ÁREA 6 – GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE ALCOCHETE (PR0404)

ENQUADRAMENTO:

O crescimento urbano verificado na margem esquerda do rio Tejo, nomeadamente na zona do Montijo/Alcochete, motivou a inclusão do projeto de abertura de um novo ponto injetor MAT/AT na zona. De facto, as condições de alimentação que no presente existem a partir da rede AT da RND nesta zona indicam uma perda progressiva de 'n-1', podendo vir a pôr em causa o abastecimento de algumas das cargas localizadas nos concelhos de Alcochete e Montijo em caso de falha de uma ou de várias linhas locais da RND, tendo os estudos desenvolvidos entre os operadores da RNT e RND identificado como melhor solução para ultrapassar estas restrições, a abertura do ponto injetor de Alcochete. Na proposta de PDIRT 2014-2023 este novo ponto injetor estava previsto para 2017, mas, em resposta a solicitação nesse sentido pelo operador da RND, esta data foi no presente PDIRT antecipada para 2016.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0404 – *Criação do injetor em Alcochete*		■				15,3	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados nos concelhos de Alcochete, Montijo e parte significativa dos concelhos de Palmela e da Moita;

- Reposição da segurança 'n-1' na rede de distribuição AT (redução ENF anual: 46 724 kWh);
- Redução Perdas anual na RND: 5 367 MWh.

DESCRIÇÃO:

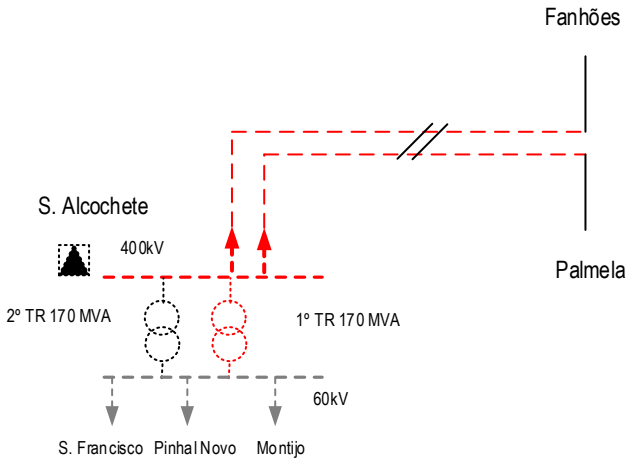
Este projeto prevê a construção de uma nova subestação de alimentação à RND na zona do Montijo/Alcochete, a qual será alimentada através da abertura e desvio da atual linha Palmela-Fanhões a 400 kV. Está também previsto equipar três novos painéis de linha de 60 kV, para ligação às instalações da RND de 'S. Francisco', 'Montijo' e 'Pinhal Novo'.

ALTERNATIVAS:

A realização de uma análise conjunta entre o ORT e o ORD identificou a abertura de um novo ponto injetor na zona de Alcochete como a solução mais vantajosa. Do ponto de vista da RNT a abertura desta subestação tira partido da proximidade da referida linha Palmela-Fanhões, minimizando a necessidade de construção de novos traçados de linha, com consequente redução de ocupação territorial e custos de implementação. Na perspetiva da RND a concretização deste projeto permitirá devolver os padrões de reserva 'n-1' da rede de distribuição AT, a qual, com o crescimento de população residente verificado

neste local, deixou de poder garantir o abastecimento da totalidade dos consumos em regimes de contingência 'n-1'. Em alternativa, uma solução via RND, implicaria a necessidade de um novo eixo entre o PdE REN-Setúbal e a SE Montijo (RND), de elevadas dificuldades de concretização face à elevada ocupação territorial.

Abertura da subestação de Alcochete



Página em Branco

ÁREA 6 – GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

REFORÇO DE LIGAÇÃO À SUBESTAÇÃO DE TRAFARIA (PR0255)

ENQUADRAMENTO:

A subestação 150/60 kV da Trafaria é atualmente responsável pela alimentação de um importante volume de consumo do concelho de Almada. No presente, a alimentação MAT desta instalação é efetuada por intermédio de uma linha dupla a 150 kV, solução que não permite assegurar uma garantia de continuidade de serviço no injetor de Trafaria condizente com a expressão deste mesmo centro de consumo. Por exemplo, um incidente envolvendo um ou mais apoios do seu traçado poderá conduzir a uma situação de total interrupção de fornecimento à subestação, não sendo possível continuar a abastecer os consumos neste local. Face a este enquadramento, encontra-se previsto o estabelecimento de um novo circuito a 150 kV em traçado independente, entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria, o qual terá um troço em circuito subterrâneo devido a limitações ao nível de ocupação territorial.

Rede a intervencionar: — 150 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0255 – *Reforço de ligação à SE de Trafaria*		+++				29,9	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à instalação de Trafaria;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

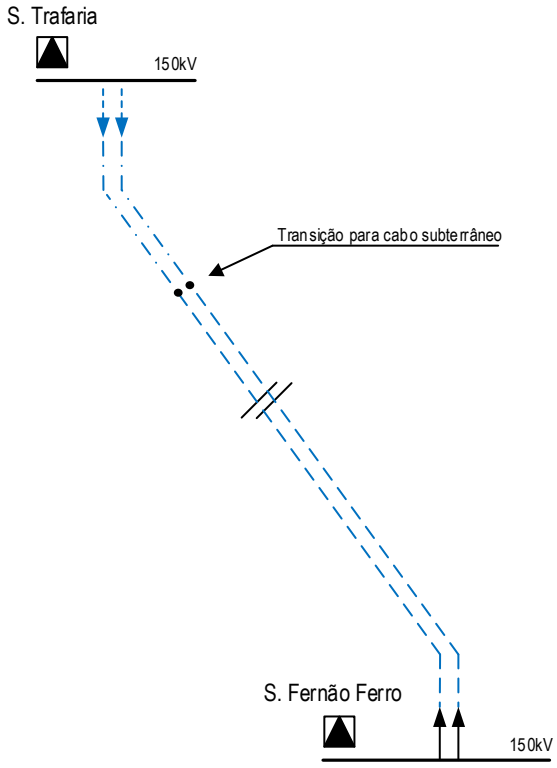
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria, suportada num traçado distinto do atual, em que uma parte será desenvolvida em circuito subterrâneo.

ALTERNATIVAS:

A forte urbanização que se verifica nesta zona, em paralelo com a estrutura da RNT local, determina a inexistência de outras alternativas à solução inscrita neste projeto. De facto, a reduzida disponibilidade de território para implementação de novos circuitos conduziu ao estabelecimento deste traçado com um troço em circuito subterrâneo, de forma a ser possível alcançar uma nova chegada de alimentação à subestação da Trafaria. Este reforço permitirá obter uma solução robusta, possibilitando ultrapassar de uma forma sustentável as limitações de segurança identificadas.

Reforço de ligação à subestação da Trafaria



ÁREA 6 – GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

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

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa tem 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. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona de Lisboa, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Contudo, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2023 e 2025.

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2023 | 2024 | 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1211 – *Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*						44,5	Valorização do espaço urbano da região de Lisboa

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona de Lisboa;
- Aumento da qualidade de serviço.

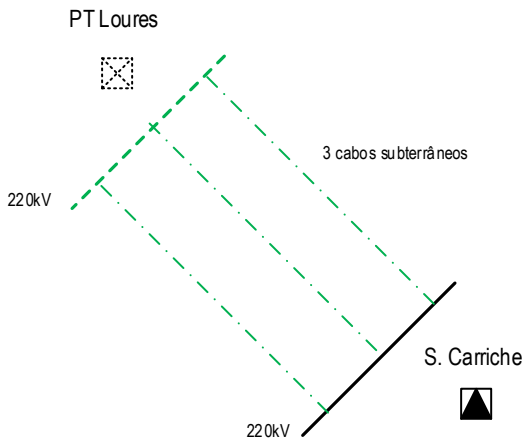
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana de Lisboa, com o 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.

ALTERNATIVAS:

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona de Lisboa. Para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa



ÁREA 6 – GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

LIGAÇÃO A 400 KV RIO MAIOR – ZONA NORTE DA GRANDE LISBOA (PR0903)

ENQUADRAMENTO:

O parque produtor nacional tem vindo a ver progressivamente reduzido o seu valor de potência instalada na metade sul do país (desclassificação da C. Carregado, da C. Setúbal), em simultâneo com um aumento substancial, já à data e em curso, na metade norte, esta essencialmente baseada em energia renovável hídrica e eólica. Perante situações de consumo de maior solicitação, acompanhadas de regimes com montantes de produção a Norte mais elevados (exemplo: elevada hidraulicidade e eolicidade), e com produção reduzida a sul de Rio de Maior, as atuais duas linhas a 400 kV Rio Maior - Alto de Mira e Batalha - Ribatejo assumem um papel essencial na garantia de ligação e nos fluxos norte-sul e na alimentação às zonas de Lisboa e da Península de Setúbal. Nestas circunstâncias, a indisponibilidade de qualquer uma destas linhas potencia fortes restrições de rede, podendo colocar em causa a adequada garantia na operação da rede e no abastecimento desta importante região de consumos. Esta situação agrava-se significativamente caso as duas linhas referidas fiquem simultaneamente indisponíveis (ex. disparo após indisponibilidade), situação que eventualmente, poderia ser ultrapassada com a mobilização de geração a Sul, caso esta se encontre disponível (contrariamente ao que sucede a partir do estado de frio das centrais, necessitando de apreciáveis tempos de arranque, o que tornaria inviável essa opção sob o ponto de vista operacional). O estabelecimento da nova ligação a 400 kV Rio Maior – (zona Almargem do Bispo) – Fanhões contribui para ultrapassar a maior parte das restrições assinaladas. Não as permite resolver completamente, caso venha a acontecer que a zona de Sines fique sem qualquer central térmica de grande dimensão (nem a nova CCGT anteriormente prevista nem a atual central a carvão), situação em que a antecipação do fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo, em complemento à ligação aqui referida Rio Maior – (zona de Almargem do Bispo) – Fanhões, se revela fundamental e estruturante para a completa garantia de segurança da rede.

Rede a intervencionar: 400 kV 220 kV

Data objetivo: 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0903 – *Ligação a 400 kV Rio Maior - zona Carvoeira - zona Almargem do Bispo - Fanhões*						39,2	Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção da segurança de operação global da RNT;
- Aumento da segurança de abastecimento às regiões da Grande Lisboa e Península de Setúbal.

DESCRIÇÃO:

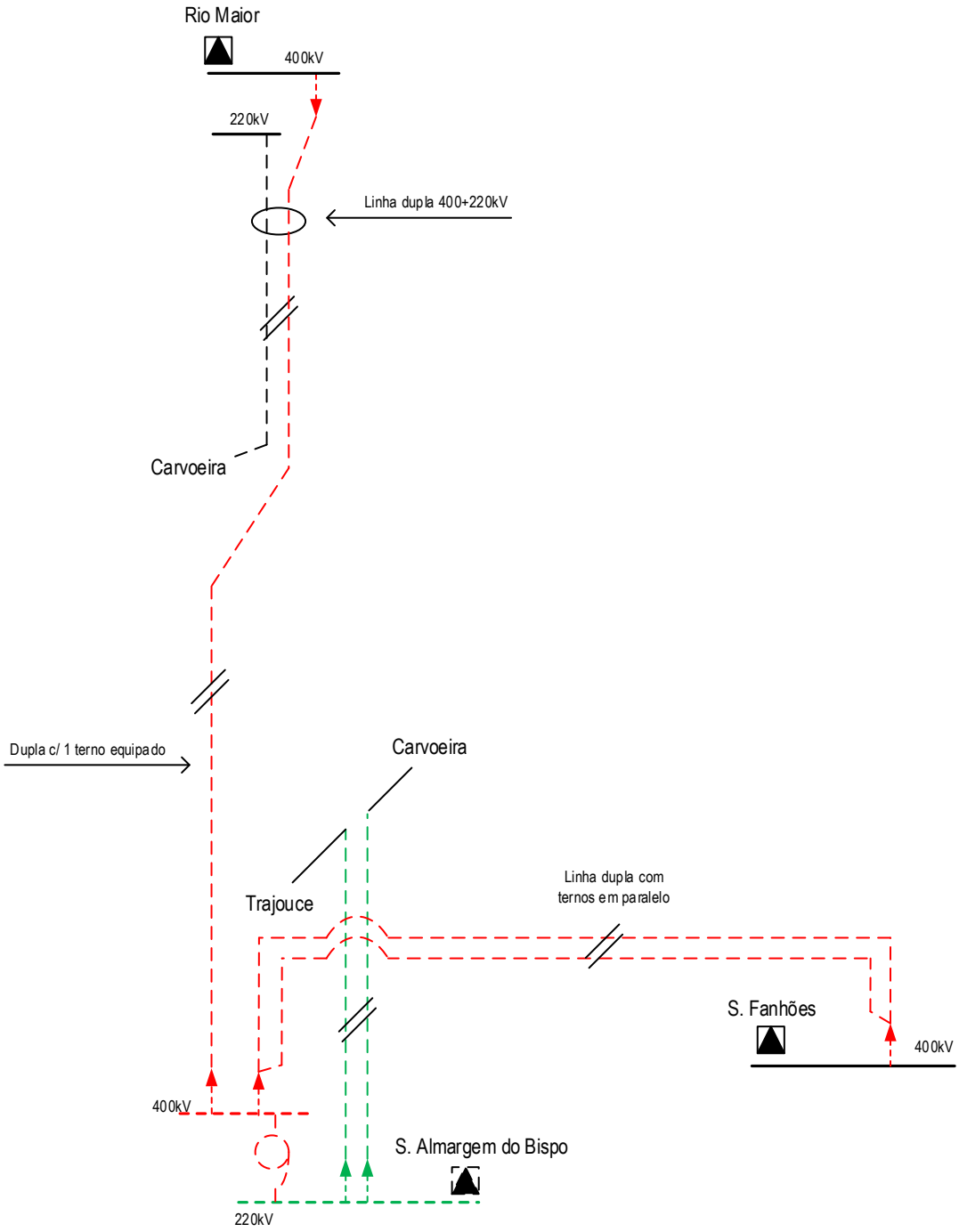
Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde a subestação de Rio Maior até à zona de Lisboa, com ligação à subestação de Fanhões. No seu traçado, este eixo passa em zona relativamente próxima da atual subestação da Carvoeira,

possibilitando de forma articulada o seu reforço de alimentação (descrição noutro projeto), e também da zona de Almargem do Bispo, potenciando a abertura, mais tarde, de uma nova subestação para apoio a consumos no concelho de Sintra (descrição noutro projeto). Prevê-se ainda a introdução de autotransformação 400/220 kV em Almargem do Bispo e a abertura nesta da atual linha a 220 kV Carvoeira-Trajouce

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista. Tendo em consideração o enquadramento acima, a não expansão dos 400 kV, conduziria a uma necessidade de reforço da maior parte dos eixos a 220 kV que efetuam a aproximação à Grande Lisboa, incluindo reforços de autotransformação em Rio Maior e Alto de Mira, o que no global constituiria, por um lado uma solução de maior custo, e por outro com maior ocupação territorial.

Ligação a 400 kV Rio Maior-Zona norte da Grande Lisboa



Página em Branco

ÁREA 6 – GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE ALMARGEM DO BISPO (PR0904)

ENQUADRAMENTO:

No final do período indicativo do PDIRT está referida a possibilidade de abertura de um novo ponto injetor na 'zona de Almargem do Bispo', para alimentação a consumos nos concelhos de Sintra e Mafra. Todavia, a efetiva concretização deste projeto ainda terá de ser alvo de estudos complementares a desenvolver entre os operadores da RNT e da RND, com vista à sua consolidação e mais completa definição.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0904 – *Criação do injetor Almargem do Bispo*		■				5,5	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados nos concelhos de Sintra e de Cascais;
- Aumento da qualidade de serviço;

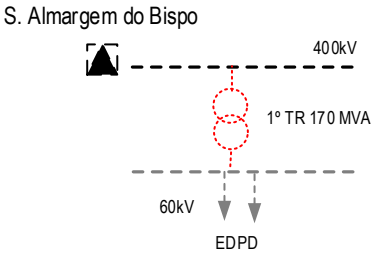
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de transformação numa nova subestação 400/220/60 kV a construir na 'zona de Almargem do Bispo', inserida num novo eixo a 400 kV (referido noutro projeto) a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa, em Fanhões.

ALTERNATIVAS:

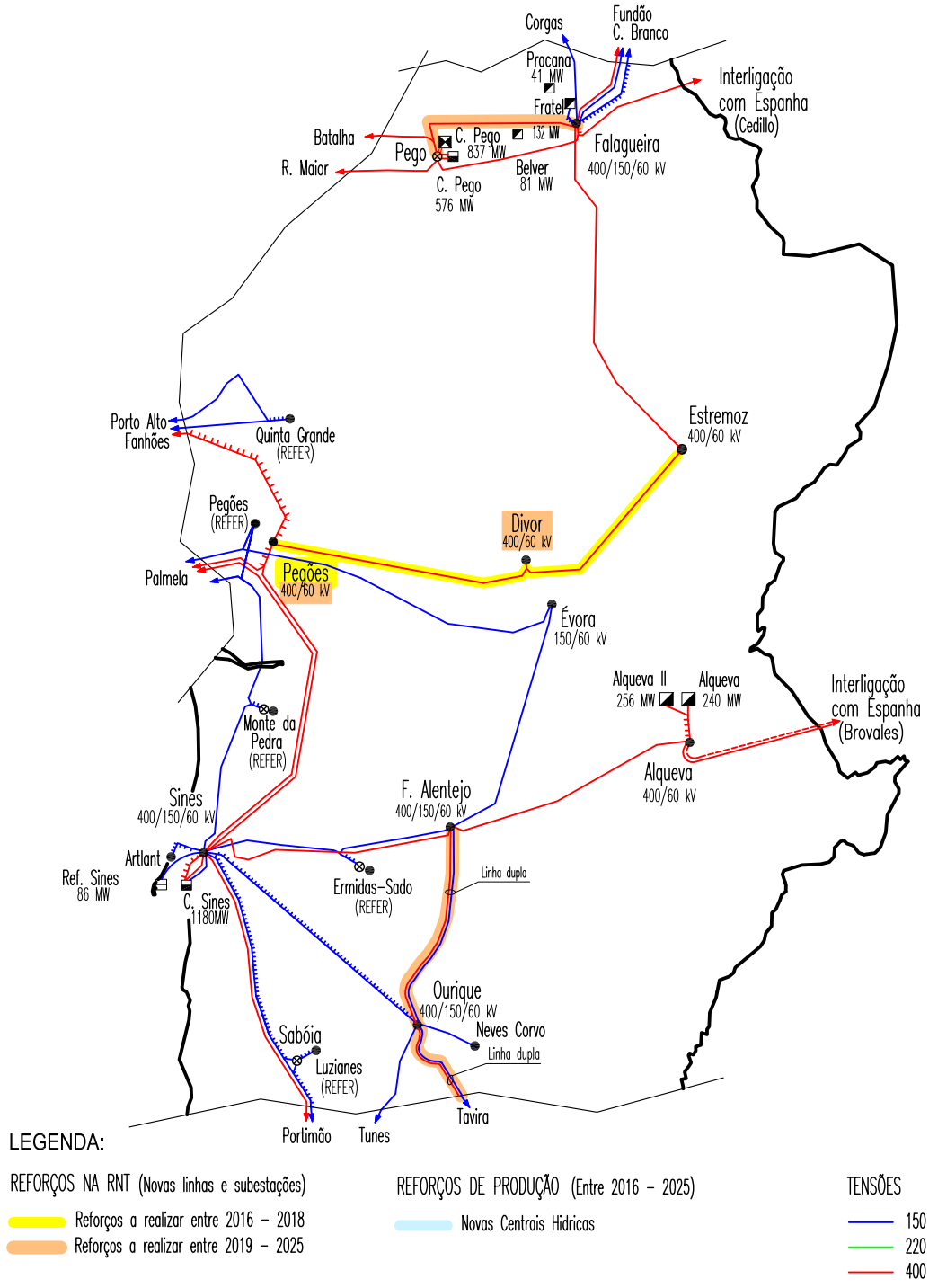
Com vista a reforçar a segurança de abastecimento nos concelhos de Sintra e de Cascais, a abertura de um novo ponto injetor na zona de Almargem do Bispo surge naturalmente como uma estratégia vantajosa tendo em consideração por um lado a evolução dos consumos e por outro o desenvolvimento da RNT previsto para esta zona do país. Refere-se a este propósito que a concretização deste projeto permitirá tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior – 'zona de Almargem do Bispo' – Fanhões, evitando a construção de novos circuitos para além dos já previstos para o reforço da segurança de abastecimento à Grande Lisboa (PR0903). Como referido, é ainda necessário estudar com o ORD esta possibilidade em maior detalhe.

Criação do ponto injetor de Almargem do Bispo



Página em Branco

ÁREA 7 - ALENTEJO



HORIZONTE 2025

ÁREA 7 – ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE OURIQUE (PR0640)

ENQUADRAMENTO:

O novo injetor de Ourique permitirá melhorar o abastecimento ao eixo central do Baixo Alentejo, entre Ferreira do Alentejo e Loulé, com mais de 100 km e abastecido por uma linha da RND estabelecida em 1957, que se encontra sujeito a uma menor qualidade de serviço e maiores perdas. O posto de corte de 150 kV Ourique da RNT (concebido desde início para poder vir a ser equipado com transformação 150/60 kV), tem a sua localização relativamente próxima desta zona, possibilitando assim uma melhor alternativa para o abastecimento destes consumos a partir da instalação de transformação MAT/AT.

Rede a intervencionar: — 150 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério / Custo-Benefício
Projeto PR0640 – *Transformação 150/60 kV em Ourique*		■				3,3	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo central do Baixo Alentejo e Algarve;
- Reposição da segurança 'n-1' na rede de distribuição AT (Redução ENF: 99 MWh; média anual);
- Redução Perdas na RND: 2 599 MWh (média anual).

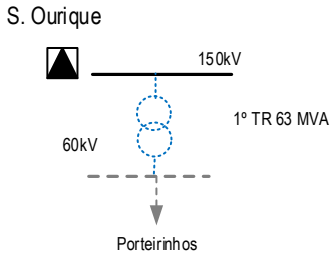
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a colocação de um transformador 150/60 kV na atual instalação da RNT de Ourique, e a sua ligação com a RND. Está também previsto equipar um novo painel 60 kV, com a designação 'Porteirinhos'

ALTERNATIVAS:

Para este objetivo a realização de uma análise conjunta entre o ORT e o ORD identificou a abertura de um novo ponto injetor na instalação de Ourique como a solução mais vantajosa. Do ponto de vista da RNT, este projeto face às restantes alternativas, potencia a instalação já existente, a qual foi concebida desde o início para poder vir a ser equipada com transformação 150/60 kV. Na perspetiva da RND a concretização deste projeto permitirá devolver os padrões de reserva 'n-1' na rede de distribuição AT, a qual, deixou de poder garantir o abastecimento da totalidade dos consumos em regimes de contingência 'n-1', assim como experimenta nos dias de hoje uma perda de capacidade de receção de produção embebida. De assinalar que esta estratégia, compõe uma solução que permitirá ganhos ao nível da qualidade de serviço e eficiência energética (redução de perdas) na rede de distribuição AT, a qual se desenvolve atualmente neste local através de um eixo com mais de 100 km estabelecido em 1957.

Criação do ponto injetor de Ourique



ÁREA 7 – ALENTEJO

EIXO FALAGUEIRA – ESTREMOZ - (DIVOR) - PEGÕES (PR0461 | PR1411)

ENQUADRAMENTO:

O valor da potência de produção instalada na metade sul de Portugal tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos, acompanhado de um aumento dessa potência na metade norte, impulsionado essencialmente por novos aproveitamentos de origem hídrica e eólica. Este desequilíbrio tem contribuído para uma tendência de aumento progressivo dos fluxos norte-sul. Esta situação tem maior agravamento em condições de operação com indisponibilidades na rede e valores de produção a sul muito reduzidos, nomeadamente perante situações e em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines, ou, ainda, situação mais extrema mas não inédita, em caso de perda súbita de elevados montantes de produção nesta área (e.g. disparo da central de Sines). O fecho do eixo a 400 kV Falagueira – Estremoz - 'zona de Divor' – Pegões, ao reforçar pelo interior a ligação a 400 kV entre as metade norte e sul da RNT, faz com que os efeitos negativos destas eventuais ocorrências passem a ser controláveis pelo ORT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento. Por outro lado, a subestação de Estremoz da RNT é, no presente, alimentada através de uma única linha proveniente da Falagueira e com um comprimento bastante significativo (89 km). Isto significa que com a atual tipologia da RNT, não é cumprido neste local o critério de segurança 'n-1', colocando em causa os níveis de fiabilidade e de segurança de abastecimento aos consumos dependentes desta subestação. Esta restrição só ficará ultrapassada dotando a subestação de Estremoz de uma segunda linha de alimentação MAT, o que o eixo Falagueira – Extremoz - (Divor) - Pegões possibilitará. A conclusão deste novo corredor terá ainda um impacto bastante significativo na capacidade de receção de nova geração, proporcionando um aumento na ordem dos 300 a 400 MW no Alto Alentejo, região reconhecida pela expressiva disponibilidade de recursos renováveis, e que na presente data apresenta um reduzido valor de capacidade de receção (<100 MW).

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2016 (PR0461) | 2018 (PR1411)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0461 – *Linha a 400 kV Estremoz-Divor*						11,0	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve
Projeto PR1411 – *Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões*						31,3	Reforço estratégico da RNT nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de operação global da RNT, em particular na zona sul;
- Introdução de garantia n-1 no abastecimento à subestação de Estremoz;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Aumento da capacidade de receção de nova produção.

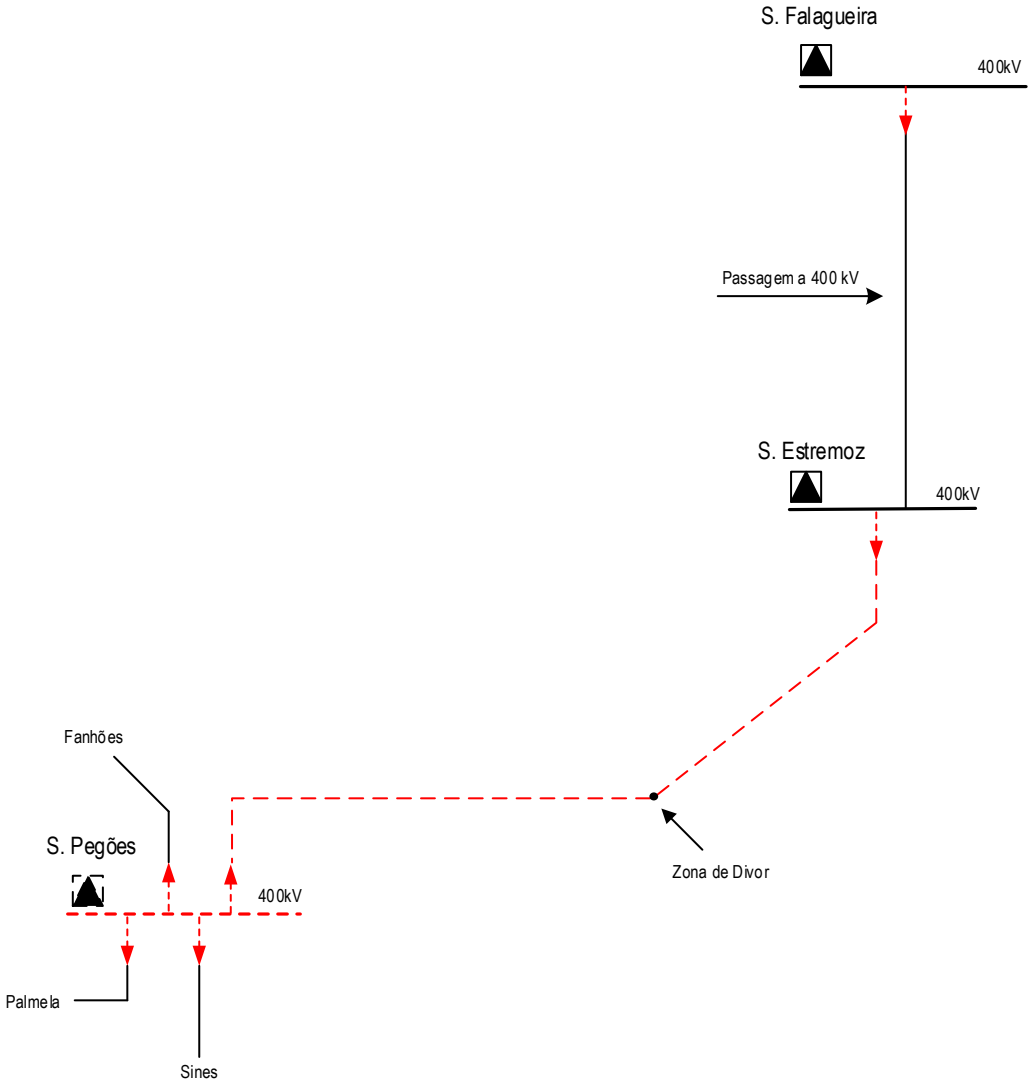
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o prolongamento da atual ligação Falagueira - Estremoz, construída para 400 kV e a operar provisoriamente a 150 kV, com os troços, também a 400 kV, Estremoz - 'zona de Divor' e 'zona de Divor' - Pegões. Deste modo, cria-se um eixo a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o eixo litoral a 400 kV, na zona de Pegões, passando pela subestação de Estremoz. Numa primeira fase, é construído o troço Estremoz - 'zona de Divor', o qual ficará inicialmente a operar a 60 kV integrado na RND apoiando a garantia de alimentação a consumos da região.

ALTERNATIVAS:

O fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo revela-se indispensável para a segurança de operação de rede e, concomitantemente, do abastecimento de consumos e da qualidade de serviço, apresentando-se como um dos elementos estruturantes de desenvolvimento estratégico da RNT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento, em especial em momentos em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines. Para o caso de uma eventual perda súbita de um elevado montante de geração na zona sul, uma alternativa baseada exclusivamente na RNT (sem depender da produção) poderia eventualmente passar por uma ligação a 400 kV Falagueira – Estremoz - Ferreira de Alentejo (em vez de Pegões). Todavia esta solução não se apresenta com o mesmo potencial que a ligação a Pegões, que é um ponto mais forte na estrutura da RNT. Para o caso de garantia de alimentação a Estremoz foram estudadas outras alternativas, nomeadamente a hipótese de se estabelecer uma malha fechada de 60 kV entre as subestações de Estremoz e Évora, mas os resultados obtidos pelos operadores da RNT e da RND concluíram pela inviabilidade funcional desta malha.

Eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões



Página em Branco

ÁREA 7 – ALENTEJO

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE DIVOR (PR0953 | PR1222)

ENQUADRAMENTO:

A atual subestação da RNT de Évora está equipada com três unidades 150/60 kV, de 63 MVA cada, já muito antigas (47, 39 e 30 anos) e a exigir uma particular atenção continuada quanto ao seu estado de operação, em particular duas delas. Por outro lado, no que se refere às condições de alimentação em MAT a esta subestação, os estudos desenvolvidos pelo operador da RNT concluíram, face à ocupação e classificação das áreas envolventes, da inviabilidade de conseguir fazer chegar a este local uma terceira linha de alimentação em MAT, o que, a prazo, condiciona fortemente o crescimento desta instalação. Neste enquadramento, a nova subestação de Divor possibilitará ultrapassar as limitações e dificuldades referidas, proporcionando uma solução robusta e duradoura de alimentação aos consumos da região de Évora. Possibilitará ainda um ponto de ligação para recepção de nova geração na região, com reconhecido potencial solar. Relativamente à proposta de PDIRT 2014-2023, a data de abertura do injector Divor sofreu um adiamento de dois anos. No entanto, se as reanálises dos operadores da RNT e RND relativamente a este ponto vierem a indicar o seu interesse em horizonte mais cedo, a REN encontra-se em condições de o poder concretizar.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2021 (PR0953) | 2021 (PR1222)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0953 – Criação do injetor *Divor*		+++				11,2	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve
Projeto PR1222 – *PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor*		+++				0,9	N/A

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à região de Évora;
- Criação de uma solução de alimentação robusta e de longo prazo.

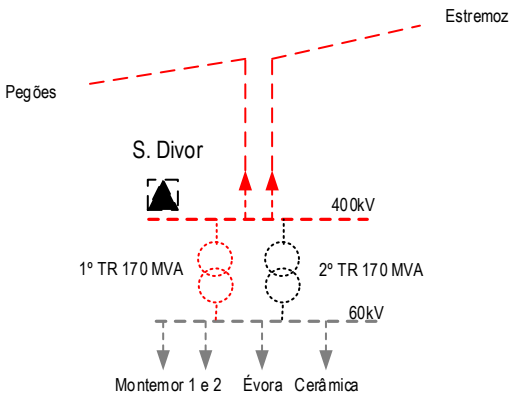
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a abertura do injetor Divor numa localização a norte da cidade de Évora, alimentado em MAT a 400 kV por abertura da futura linha Estremoz - Pegões. Para a atual subestação de Évora, que progressivamente perderá a sua importância, prevê-se, mais tarde, a sua desativação. No injetor Divor estão previstos quatro painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Montemor 1', 'Montemor 2', 'Évora' e 'Cerâmica'.

ALTERNATIVAS:

A ocupação e classificação das áreas envolventes à região de Évora ditam a inviabilidade de uma nova aproximação à subestação com o mesmo nome, não sendo possível a obtenção de uma alternativa efetiva por intermédio da atual configuração de rede neste local. Neste contexto, a abertura do injetor de Divor constitui a alternativa que melhor assegura, numa perspetiva de longo prazo, o abastecimento dos consumos nesta região, tirando partido da proximidade da futura ligação a 400 kV entre Estremoz e Pegões.

Abertura da subestação de Divor



Página em Branco

ÁREA 7 – ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE PEGÕES (PR0968)

ENQUADRAMENTO:

Para reforço de abastecimento aos consumos no eixo Pegões – Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi previsto a abertura de uma nova subestação da RNT na zona de Pegões, tirando partido do posto de corte da RNT que será necessário estabelecer naquela zona (descrição noutro projeto). A data efetiva de abertura do ponto injetor Pegões depende ainda de reanálises conjuntas a desenvolver pelos operadores da RNT e RND. Não obstante, comparativamente com a proposta de PDIRT 2014-2023, a data de abertura do injetor Pegões está nesta proposta de PDIRT 2016-2025 prevista para dois anos mais tarde, sendo que se os estudos vierem a mostrar o seu interesse em horizonte anterior, a REN encontra-se em condições de o poder realizar.

Rede a intervencionar: 400 kV

Data objetivo: 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0968 - *Criação do injetor Pegões*		+++				5,5	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo Pegões-Vendas Novas-Montemor-o-Novo;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Redução anual de perdas na RND: 2 459 MWh.

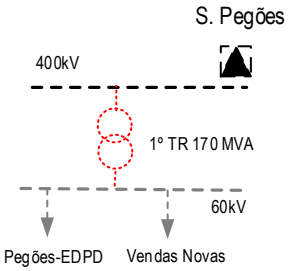
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV no futuro posto de corte de Pegões. Prevê também nesta instalação equipar dois painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Vendas Novas' e 'Pegões-EDPD'.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo injetor na zona de Pegões constitui a solução que, para o fim em vista (assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos), permite obter maiores sinergias ao tirar partido da abertura do futuro posto de corte a estabelecer neste local. Como referido, a decisão sobre a data mais adequada para este ponto injetor encontra-se em reanálise por parte dos operadores da RNT e RND, incorporando dados mais recentes.

Criação do ponto injetor de Pegões



ÁREA 7 – ALENTEJO

NOVA LINHA A 400 KV FALAGUEIRA-PEGO (PR0905)

ENQUADRAMENTO:

Com o objetivo de facilitar o escoamento da energia que aflui à subestação da Falagueira proveniente do eixo da RNT localizado na Beira Interior, em grande parte com origem em geração renovável instalada nas zonas mais interiores do centro e centro/norte, prevê-se a possibilidade de construção de uma segunda linha a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o posto de corte do Pego. Este reforço contribui igualmente para facilitar os trânsitos no eixo de interligação a 400 kV que se desenvolve ao longo do Tejo, desde Rio maior até Cedillo (Espanha), designadamente introduzindo segurança n-1 à eventual indisponibilidade da atual e única linha Pego-Falagueira, a 400 kV. No entanto, a data efetiva concretização desse projeto, colocado no período indicativo do PDIRT, depende ainda de estudos adicionais a desenvolver.

Rede a intervencionar: 400 kV

Data objetivo: 2023

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0905 – *2ª linha a 400 kV Falagueira-Pego*						15,3	Reforço estratégico da RNT, na região Centro

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção, em particular de geração renovável;
- Reforço do eixo de interligação do Tejo (Rio Maior – Pego- Falagueira - Cedillo).

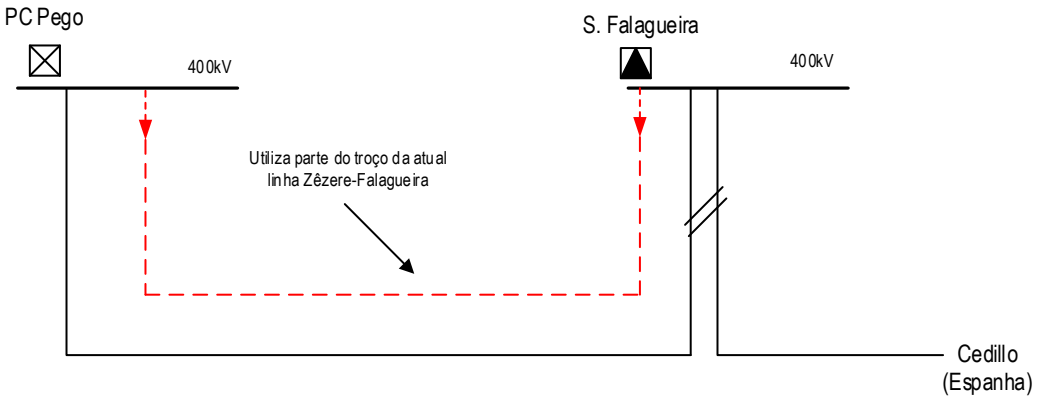
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reconstrução a 400 kV de parte do traçado da atual linha a 150 kV Falagueira-Zêzere, no troço compreendido entre a Falagueira e o posto de corte do Pego, de forma a criar as condições necessárias ao estabelecimento de uma segunda ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o Posto de Corte do Pego.

ALTERNATIVAS:

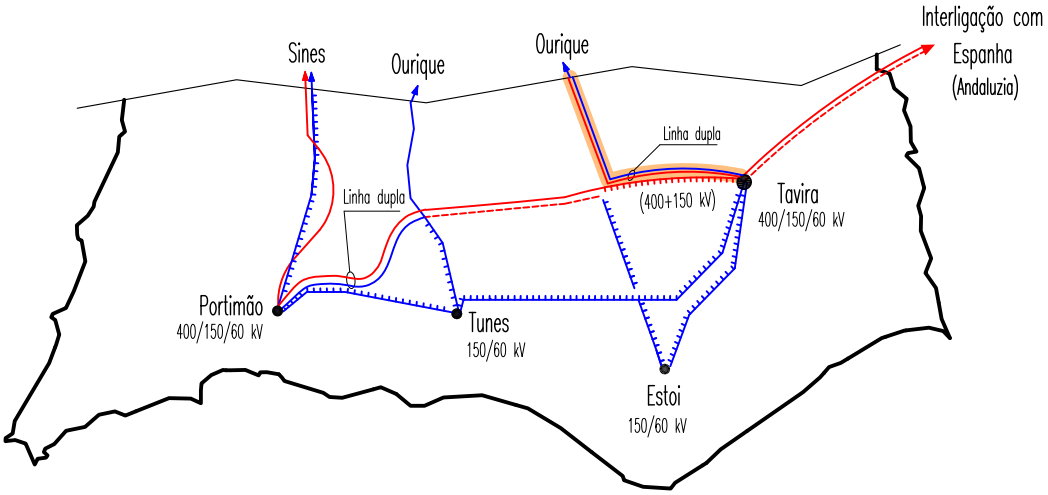
A concretização da segunda ligação a 400 kV entre Falagueira e o Pego constitui a solução mais vantajosa tendo em consideração as necessidades anteriormente identificadas, que no entanto e como referido, ainda necessitam de estudos adicionais para verificar o horizonte temporal mais adequado à sua concretização. Para esta ligação foi também equacionada a alternativa de construção de uma linha dupla de 400 kV, mas os fluxos identificados num horizonte de médio/longo prazo não justificaram esse maior investimento.

Nova linha a 400kV Falagueira-Pego



Página em Branco

ÁREA 8 - ALGARVE



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 – 2018
- Reforços a realizar entre 2019 – 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 – 2025)

- Novas Centrais Hídricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 8 – ALGARVE

SEGUNDO AUTOTRANSFORMADOR 400/150 KV DE TAVIRA (PR0958)

ENQUADRAMENTO:

A subestação de Tavira constitui no sotavento algarvio o único ponto de articulação entre as redes de 400 e 150 kV, presentemente assegurada por intermédio de um único autotransformador 400/150 kV. Nestas condições, a eventual falha desta unidade de autotransformação pode conduzir, nomeadamente nos períodos de verão, a uma situação de operação da rede com restrições, com impacto quer no que se refere ao abastecimento dos consumos quer no escoamento dos montantes de produção observados nomeadamente nas áreas de influência das subestações de Tavira e Estoi. Este facto motiva a instalação de um segundo autotransformador na subestação de Tavira, com o objetivo de assegurar a garantia 'n-1' na ligação entre as redes de 400 e 150 kV, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos e integração de produção na região do Algarve.

Rede a intervencionar: 400 kV 150 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0958 – *Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira*						5,4	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento aos consumos no sotavento algarvio;
- Aumento dos valores de capacidade de receção de nova geração.

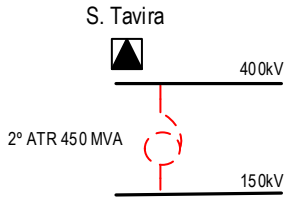
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na subestação de Tavira.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias alternativas estudadas, a solução proposta neste projeto constitui a opção técnico-económica mais vantajosa. Este projeto de desenvolvimento de rede, nomeadamente quando comparado com um eventual reforço dos eixos de 150 kV para continuar a assegurar os fluxos de energia provenientes do barlavento algarvio, consubstancia uma solução de menor custo, de menor ocupação territorial e fundamentalmente permite assegurar a continuidade da importante ligação entre as redes de 400 e 150 kV de uma forma robusta, quer em situações de contingência, quer em situações de indisponibilidades programadas.

Segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira



ÁREA 8 – ALGARVE

LIGAÇÃO A 400 KV FERREIRA DO ALENTEJO – OURIQUE – TAVIRA (PR1208 | PR1209)

ENQUADRAMENTO:

As regiões do Algarve e Baixo Alentejo são ancestralmente reconhecidas por apresentarem um conjunto de características climáticas bastante peculiares, entre as quais se destacam os elevados índices de radiação solar comparativamente com as restantes áreas do Continente. Este facto, confere a estas duas regiões um potencial disponível bastante considerável para aproveitamento da energia solar, tendo vindo a observar-se um interesse crescente no desenvolvimento de novos projetos de centros electroprodutores fotovoltaicos neste local. Assente neste enquadramento surge a necessidade de reforçar as atuais condições de receção de nova geração, encontrando-se previsto para o efeito, na atual proposta de PDIRT 2016-2025, o estabelecimento de uma nova ligação a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e de Tavira, passando pela instalação de Ourique, que será ampliada com o nível de 400 kV. Este projeto permitirá melhorar o balanceamento da capacidade de receção existente em toda a zona sul (Baixo Alentejo e Algarve), por forma a fazer face às inúmeras manifestações de interesse realizadas junto do operador da RNT, cujas solicitações sobre existência de capacidade de receção nesta vasta região correspondem já a valores de potência superiores a 2 000 MW. Com o equilíbrio dos fluxos de potência na RNT, na região do Baixo Alentejo e Algarve, ficam criadas as condições para que do montante global de potência que se encontra atualmente reservada na subestação de Sines, parte dela (cerca de 800 MW) possa ser transferida para a zona mais interior do Baixo Alentejo e Algarve.

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2024 (PR1208) | 2025 (PR1209)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1208 – *Ligação a 400 kV Ourique - Tavira*	■					22,2	N/A
Projeto PR1209 – *Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique*	■					26,7	

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Transferência de capacidades de receção entre zonas do Baixo Alentejo e Algarve;
- Aumento da segurança de abastecimento aos consumos no Algarve;

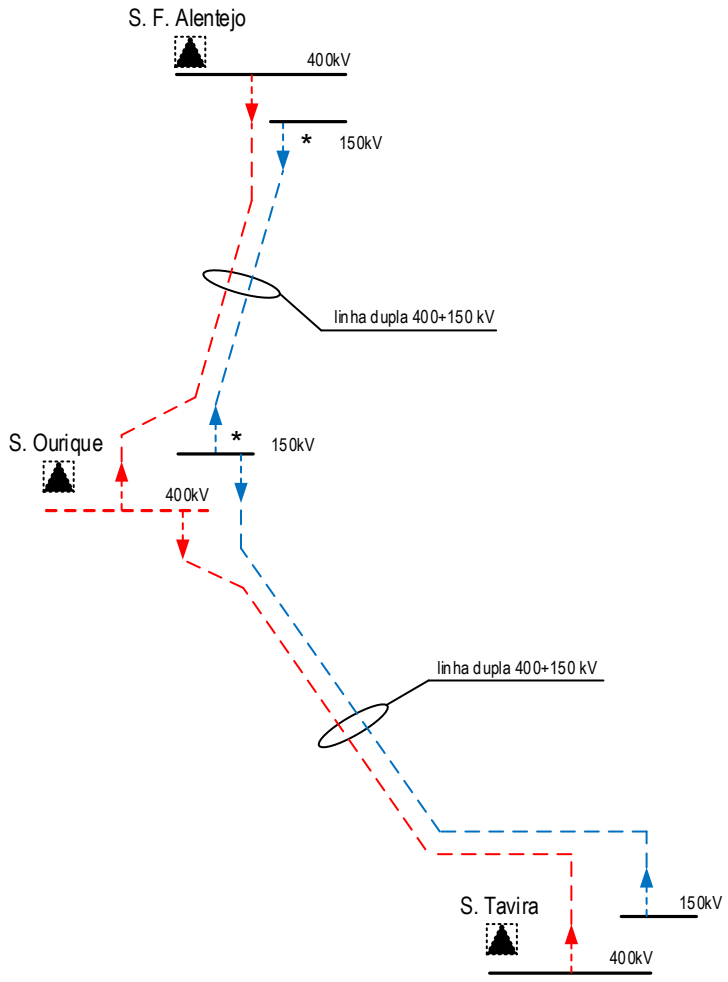
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o estabelecimento de um novo eixo a 400 kV interligando as instalações de Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira. Para o efeito está ainda previsto a ampliação da instalação de Ourique com o nível de 400 kV, atualmente a operar a 150 kV.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias opções analisadas a concretização de um novo eixo a 400 kV entre Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira constitui a melhor solução técnico-económica para fazer face às necessidades identificadas no enquadramento acima. Este projeto pode tirar partido, em grande parte do seu trajeto, de traçados de linhas existentes, o que face a alternativas que contemplem traçados independentes dos atuais, permite um ganho ao nível do impacto ambiental na região. A alternativa de reforço apenas ao nível do reforço da rede de 150 kV não gera grandes ganhos de capacidade, tornando-se mais cara (mais linhas) quando considerados volumes de capacidade equivalentes aos proporcionados por uma solução a 400 kV, mais consentânea com o elevado potencial solar neste local.

Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira





07
ANEXOS

ANEXO 8
DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO E MODERNIZAÇÃO DA RNT

REN

Índice

Nota explicativa 1

Siglas, Abreviaturas e Definições 2

Área 1 – Faixa litoral a norte do Grande Porto 3

Área 2 – Trás-os-Montes e eixo do Douro 8

Área 3 – Grande Porto 11

Área 4 – Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa 13

Área 5 – Beira Interior 16

Área 6 – Grande Lisboa e Península de Setúbal 19

Área 7 – Alentejo 22

Área 8 – Algarve 26

Gestão de fim de vida de ativos 27

Nota explicativa:

O presente anexo realiza uma discriminação pormenorizada, projeto a projeto, do equipamento/infraestruturas que permitem estabelecer as condições necessárias à concretização dos respetivos projetos de desenvolvimento de rede.

Os projetos de expansão da RNT aqui listados encontram-se agrupados por 8 grandes áreas do Continente, à semelhança da estrutura de apresentação adotada ao longo do documento.

Tendo em vista uma maior facilidade de identificação e visualização deste conjunto de informação, o equipamento associado ao plano de remodelação de ativos, encontra-se discriminado no final da presente listagem, num subgrupo denominado por ‘gestão de fim de vida de ativos’.

Siglas, Abreviaturas e Definições

AT	Autotransformador
InfrBase	Infraestrutura Base
PN_IB	Painel de Interbarras
PN_LN	Painel de Linha
SE	Subestação Elétrica
TR	Transformador
Xn	Reatância de Neutro

Área 1 - Faixa Litoral a norte do Grande Porto

Projeto PR0257 *PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA FRIA	1	PN_LN	(S. Romão de Neiva 2)		60		2020

Projeto PR0632 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva	2x8	150		2022
PEDRALVA	2	PN_LN	(Fafe 1 e 2)		150		2022

Projeto PR0633 *Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	1	TR	Transformador		400/60	170	2019
V. N. FAMALIC	2	PN_LN	(Lousado e Requião)		60		2019
V. N. FAMALIC	1	PN_IB	Interbarras		60		2019

Projeto PR0709 *Nova interligação Minho-Galiza*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Desvio da linha Pedralva-zona de P. de Lima-V. N. de Famalicão para P. de Lima	2x5	400		2018
			Linha dupla a 400 kV P. de Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado)	2x72	400		2018
P. LIMA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2018
P. LIMA	3	PN_LN	(V. N. Famalicão, Espanha, Pedralva)		400		2018

Projeto PR0910 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Pedralva-V.Fria: Abertura em Ponte de Lima	2x2	150		2022
P. LIMA	1	AT	1º Autotransformador		400/150	450	2022
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria e Caniçada)		150		2022

Projeto PR0911 *Nova linha a 400 kV Pedralva-Zona do Porto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	1x47	400		2022
SOBRADO	1	PN_LN	(Pedralva)		400		2022
PEDRALVA	1	PN_LN	(Sobrado)		400		2022

Projeto PR0927 *Reforço de transformação em Fafe (2º Transformador)-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
GUIMARÃES	-1	InfrBase	Desativação de instalação		150/60		2017
GUIMARÃES	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	126	2017

Projeto PR0935 *Reforço de transformação em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	1	TR	2º Transformador		400/60	170	2021

Projeto PR1324 *Reatância Shunt em Pedralva*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEDRALVA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2016

Projeto PR1401 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Construção de troço de linha entre T.Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada	2x18	150		2019
CANIÇADA	0	PN_LN	(Fafe; utiliza painel existente)		150		2019

Projeto PR1402 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em Ponte de Lima	2x3	150		2023
P. LIMA	3	PN_LN	(Vila Fria 2 e 3 e Oleiros)		150		2023
OLEIROS	-1	PN_LN	(V. Fria 2)		150		2023

Projeto PR1412 *"Uprating" de linhas na zona do Minho*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha dupla Oleiros-V. Fria 1 e 2 no troço Viana do Castelo-V. Fria	2x10	150		2023

Projeto PR1501 *2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	2	PN_LN	(Beiriz e V.do Conde)		60		2020

Projeto PR1515 *Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo-1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Cabo submarino de 150 kV ("off-shore") entre a zona de recolha de energia ("off-shore") e a costa (inicialmente explorado a 60 kV)	1x17	150		2017
			Cabo subterrâneo de 150 kV ("on-shore") entre a costa e a transição para linha aérea (inicialmente explorado a 60 kV)	1x4	150		2017
			Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x7	150		2017
VILA FRIA	1	PN_LN	Painel de linha de 60 kV em V. Fria (acordo a firmar com o promotor)		60		2017

Projeto PR1516 *Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Passagem à exploração a 150 kV da ligação entre a zona de recolha de energia off-shore e a SE de V. Fria				2022
			Linha dupla de 150 kV entre as subestações de Vila Fria e de Ponte de Lima	2x15	150		2022
P.LIMA	1	PN_LN	Painel de linha de 150 kV em Ponte de Lima		150		2022
SE OFF-SHORE	1	InfrBase	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"		150/60		2022

Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro

Projeto PR0913 *Ligação a 220 kV V.P.de Aguiar-Carrapatelo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena	2x42	400		2020
CARRAPATELO	1	PN_LN	(V.P.de Aguiar)		220		2020
V.P. AGUIAR	1	PN_LN	(Carrapatelo)		220		2020

Projeto PR0914 *Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-R. Pena-Carrapatelo (troço R. Pena-Carrapatelo)	2x69	400		2020
			Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 1 e a SE Feira	1x16	400		2020
			Abertura da linha Recarei-Paraimo na SE de Feira	2x10	400		2021
			Linha Vieira do Minho-Ribeira de Pena (dupla 400 kV)	2x25	400		2021
R.PENA	1	PN_LN	(C. Daivões) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
FEIRA	1	PN_LN	(Fridão)		400		2020
R.PENA	1	PN_LN	(Fridão)		400		2020
FEIRA	2	PN_LN	(Recarei, Paraimo)		400		2021
FRIDÃO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2022
FRIDÃO	2	PN_LN	(Ribeira de Pena e Feira)		400		2022
R.PENA	3	PN_LN	(C. Gouvães 1, 2 e 3) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
R.PENA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2020
FRIDÃO	1	PN_LN	(C. Fridão) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2022
VIEIRA DO MIN	2	PN_LN	(Ribeira de Pena 1 e 2)		400		2021
R.PENA	2	PN_LN	(Vieira do Minho 1 e 2)		400		2021

Projeto PR1207 *Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Guarda*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha simples zona de Macedo Cavaleiros-zona do Pocinho	1x60	400		2021-2025
			Passagem a 400 kV entre R. Pena e zona de M. Cavaleiros	2x72	400		2021-2025
			Linha zona do Pocinho-zona de Chafariz (dupla 400kV com 1 terno equipado)	2x60	400		2021-2025
GUARDA	1	PN_LN	(R. Pena)		400		2021-2025
R.PENA	1	PN_LN	(Guarda)		400		2021-2025

Projeto PR1404 *Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
POCINHO	1	TR	Transformador		220/60	126	2016

Projeto PR1431 *Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220		2019
			Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220		2019

Área 3 - Grande Porto

Projeto PR1006 *Compensação de reativa pós 2018-1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
A DEFINIR	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2019

Projeto PR1021 *Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400		2019
			Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400		2019
			Troço de linha simples a 220 kV entre a LVGVM e a SE de Sobrado	1x3	220		2019
			Troço de linha simples a 220 kV entre a LRRVM 2 e a SE de Sobrado	1x3	220		2019
SOBRADO	1	PN_IB	Interbarras		220		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Vermoim, Vila Nova Famalicão 2)		400		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Ermesinde 1 e 2)		220		2019
SOBRADO	2	AT	Autotransformadores		400/220	450	2019
SOBRADO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Recarei, Vila Nova Famalicão 1)		400		2019

Projeto PR1210 *Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220		2021
			Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220		2022
			Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220		2020

Projeto PR1502 *Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RECAREI	1	TR	3º transformador		220/60	170	2017

Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

Projeto PR0623 *Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PARAIMO	1	AT	2º Autotransformador		400/220	450	2019

Projeto PR0711 *Reforço de transformação em Rio Maior*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIO MAIOR	3	Xn	Instalação de reatâncias de neutro no novo transformador, assim como nos 2 transformadores existentes		60		2016
RIO MAIOR	1	TR	Transformador 220/60 kV		220/60	126	2016

Projeto PR1041 *Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla a 220 kV zona da Carvoeira-Carvoeira	2x10	220		2020
			Linha 400+220 kV R. Maior-zona da Carvoeira (1 terno instalado a operar a 220 kV)	2x32	220		2020
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Carvoeira 2)		220		2020
CARVOEIRA	1	PN_LN	(Rio Maior 2)		220		2020

Projeto PR1220 *PL (Gala) a 60 kV em Lavos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
LAVOS	1	PN_LN	(Gala)		60		2016

Projeto PR1224 *PL (Pontão) a 60 kV em Penela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PENELA	1	PN_LN	(Pontão)		60		2018

Projeto PR1325 *Reatância Shunt em Feira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FEIRA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2017

Projeto PR1410 *Reforço de transformação em Lavos (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
LAVOS	1	TR	Transformador		400/60	170	2017
LAVOS	1	Xn	Instalação de reatância de neutro quando entra o 3º TR, com alteração dos valores em Ohm dos TRs já em serviço		60		2017

Projeto PR1504 *Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Individualização de ternos na linha Carregado-Santarém	2x34,7	220		2017
			Individualização de ternos na linha Santarém-Zêzere	2x52,3	220		2017
			Individualização de ternos na linha Penela-Zêzere	2x49,3	220		2016
CARREGADO	1	PN_LN	(Santarém)		220		2017
ZEZERE	1	PN_LN	(Santarém)		220		2017
SANTARÉM	1	PN_LN	(Zêzere)		220		2017
ZEZERE	1	PN_LN	(Penela)		220		2016
SANTARÉM	1	PN_LN	(Carregado)		220		2017
PENELA	1	PN_LN	(Zêzere)		220		2016

Projeto PR1506 *"Uprating" de linhas na zona da Beira Litoral*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha R. Maior-Lavos	1x86,1	400		2022
RIO MAIOR	0	PN_LN	(Lavos)-Reforço de painel		400		2022
LAVOS	0	PN_LN	(R. Maior)-Reforço de painel		400		2022

Área 5 - Beira interior

Projeto PR0915 *Ligação a 400 kV Guarda-Fundão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Guarda-Fundão 400+220 kV (só o terno de 400 kV instalado)	2x35	400		2024
GUARDA	1	PN_IB	Interbarras		60		2024
GUARDA	2	PN_LN	(a definir)		60		2024
GUARDA	1	PN_LN	(Fundão)		400		2024
FUNDÃO	1	PN_LN	(Guarda)		400		2024
GUARDA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2024
GUARDA	1	TR	Transformador		400/60	170	2024

Projeto PR0917 *Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira	2x44	150		2017
			Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado)	2x55	400		2017
			Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão	2x8	220		2017
			Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira	2x44	400		2017
FUNDÃO	1	PN_IB	Interbarras		220		2017
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Fundão)		400		2017
FUNDÃO	2	PN_LN	(Penamacor e Ferro)		220		2017
FUNDÃO	1	PN_LN	(Falagueira)		400		2017
FUNDÃO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2017
FUNDÃO	1	AT	Autotransformador		400/220	450	2017

Projeto PR0947 *Reforço de transformação em Tábua*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TÁBUA	1	TR	Transformador (pólos monofásicos)		220/60	126	2016

Projeto PR0957 *PL (C.Branco-EDPD) a 60 kV em Castelo Branco*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
C. BRANCO	1	PN_LN	(C.Branco-EDPD)		60		2016

Projeto PR1016 *Ligação a 400 kV Penela-Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Penela-traçado LN Paraimo-Batalha (dupla 400 kV)	2x15	400		2019
			Linha Penela-Seia	1x108	400		2020
PENELA		InfrBase	Ampliação da instalação com 400 kV		400		2019
PENELA	2	PN_LN	(Paraimo, Batalha)		400		2019
PENELA	1	PN_LN	(Girabolhos/Seia) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
SEIA	1	InfrBase	Abertura de Instalação		400		2023
SEIA	1	PN_LN	(C. Girabolhos)		400		2023
SEIA	1	PN_LN	(Penela)		400		2023

Projeto PR1204 *Transformação 400/60 kV em Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SEIA	1	TR	Transformador		400/60	170	2023
SEIA	2	PN_LN	(a definir)		60		2023
SEIA	1	PN_IB	Interbarras		60		2023

Projeto PR1206 *Ligação a 400 kV Guarda - Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Guarda-Seia	2x55	400		2021-2025
SEIA	1	PN_LN	(Guarda)		400		2021-2025
GUARDA	1	PN_LN	(Seia)		400		2021-2025

Projeto PR1511 *Compensação de reativa pós 2018-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
A DEFINIR	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2019

Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal

Projeto PR0255 *Reforço de ligação à SE de Trafaria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito subterrâneo	2x6	150		2016
			Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito aéreo	2x10,6	150		2016
TRAFARIA	2	PN_LN	(F. Ferro 3 e 4)		150		2016

Projeto PR0404 *Criação do injetor Alcochete*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Desvio da linha Palmela-Fanhões para Alcochete (2 troços de 1 km cada de linha dupla c/ 1 terno equipado)	2x2	400		2016
ALCOCHETE	1	TR	1º Transformador		400/60	170	2016
ALCOCHETE	1	PN_IB	Interbarras		60		2016
ALCOCHETE	2	PN_LN	(Palmela e Fanhões)		400		2016
ALCOCHETE	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2016
ALCOCHETE	3	PN_LN	(S.Francisco, Montijo e Pinhal Novo)		60		2016

Projeto PR0720 *"Uprating" de linhas na zona de Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha Carregado-R.Maior 1	1x40,2	220		2019

Projeto PR0903 *Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha Carvoeira-Trajouce em Almargem do Bispo	2x3	220		2025
			Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo	2x14	400		2023
			Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno)	2x28	400		2023
			Montagem do 2º terno na linha Rio Maior--zona da Carvoeira	2x32	400		2023
ALM.BISPO	2	PN_LN	(Fanhões e Rio Maior)		400		2025
ALM.BISPO	1	AT	Autotransformador		400/220	450	2025
ALM.BISPO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2025
ALM.BISPO	1	PN_IB	Interbarras		220		2025
ALM.BISPO	2	PN_LN	(Carvoeira e Trajouce)		220		2025
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Fanhões)		400		2023
FANHÕES	1	PN_LN	(R. Maior)		400		2023

Projeto PR0904 *Criação do injetor Almargem do Bispo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALM.BISPO	1	TR	Transformador		400/60	170	2025
ALM.BISPO	2	PN_LN	(EDPD)		60		2025
ALM.BISPO	1	PN_IB	Interbarras		60		2025

Projeto PR0924 *Substituição de transformador no Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	1	TR	2º Transformador (substituição de unidade com TR prov. de Ermesinde)		150/60	126	2016

Projeto PR0928 *Reforço de transformação no Zambujal*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZAMBUJAL	1	Xn	Instalação de reatância de neutro quando entra o 3º TR com alteração dos valores em Ohm dos TRs já em serviço		60		2017
ZAMBUJAL	1	TR	3º Transformador		220/60	170	2017

Projeto PR0933 *Reforço de transformação em Alcochete*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALCOCHETE	1	TR	2º Transformador		400/60	170	2019

Projeto PR1211 *Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2025
			1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2023
			2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2024
LOURES	1	InfrBase	Abertura de instalação		220		2023

Projeto PR1326 *Reatância Shunt em Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2018

Área 7 - Alentejo

Projeto PR0461 *Linha a 400 kV Estremoz-Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Estremoz-Divor (expl. a 60 kV)	1x51	400		2016
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Divor)		60		2016

Projeto PR0639 *Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2022
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2022

Projeto PR0640 *Transformação 150/60 kV em Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
OURIQUE	1	PN_LN	(Porteirinhos)		60		2016
OURIQUE	1	TR	1º Transformador		150/60	126	2016

Projeto PR0807 *PL (Sousel) a 60 kV em Estremoz*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Sousel - pode vir a utilizar painel Divor)		60		2019

Projeto PR0905 *2ª linha a 400 kV Falagueira-Pego*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para 400 kV de troço da linha Falagueira-Zêzere entre Falagueira e a zona do Pego	1x40	400		2023
PEGO	1	PN_LN	(Falagueira)		400		2023
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Pego)		400		2023

Projeto PR0953 *Criação do injetor Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor	1x2	400		2021
DIVOR	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2021
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2021
DIVOR	1	PN_LN	(Pegões)		400		2021
DIVOR	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2021
DIVOR	2	PN_LN	(Évora e Arraiolos)		60		2021
DIVOR	1	PN_IB	Interbarras		60		2021
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2021

Projeto PR0968 *Criação do injetor Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEGÕES	1	PN_IB	Interbarras		60		2022
PEGÕES	1	TR	Transformador		400/60	170	2022
PEGÕES	2	PN_LN	(Vendas Novas e Pegões-EDPD)		60		2022

Projeto PR1209 *Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique	2x44	400		2025
OURIQUE	1	PN_LN	(F. Alentejo)		400		2025
OURIQUE	0	PN_LN	(F. Alentejo - reforço de painel de linha)		150		2025
F. ALENTEJO	0	PN_LN	(Ourique - reforço de painel de linha)		150		2025
F. ALENTEJO	1	PN_LN	(Ourique)		400		2025

Projeto PR1222 *PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVOR	2	PN_LN	(Montemor 1 e 2)		60		2021

Projeto PR1223 *PL (Sto. André) a 60 kV em Sines*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SINES	1	PN_LN	(Sto. André)		60		2019

Projeto PR1408 *Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
OURIQUE	1	TR	Transformador em reserva parada (prov. de outra SE)		150/60	63	2018

Projeto PR1411 *Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor	1x50	400		2018
			Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz	1x93	400		2018
			Linha Divor-Pegões a 400 kV	1x70	400		2018
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2018
ESTREMOZ	2	TR	Substituição de 2 transformadores		400/60	170	2018
ESTREMOZ	-2	TR	Desativação de 2 transformadores		150/60	63	2018
FALAGUEIRA	-1	PN_LN	Desativação de painel de linha		150		2018
PEGÕES	2	PN_LN	(Palmela e Sines)		400		2018
PEGÕES	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2018
PEGÕES	1	PN_LN	(Fanhões)		400		2018
PEGÕES	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2018
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Pegões)		400		2018

Projeto PR1503 *Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FALAGUEIRA	1	TR	3º transformador		150/60	126	2018

Projeto PR1505 *Reforço de transformação em Sines (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SINES	1	TR	3º transformador		150/60	126	2017

Área 8 - Algarve

Projeto PR0958 *Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TAVIRA	1	AT	2º Autotransformador		400/150	450	2016

Projeto PR1208 *Ligação a 400 kV Ourique - Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira	2x45	400		2024
			Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira	2x18	400		2024
TAVIRA	1	PN_LN	(Ourique)		400		2024
OURIQUE	1	InfrBase	Ampliação da instalação com 400 kV		400		2024
OURIQUE	1	PN_LN	(Tavira)		400		2024

Projeto PR1212 *PL (Conceição) a 60 kV em Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TAVIRA	1	PN_LN	(Conceição)		60		2016

Gestão de fim de vida útil de ativos

Projeto PR0644 *Substiuição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2017
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2017

Projeto PR0948 *Substituição de autotransformador na subestação do Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZEZERE	1	AT	Autotransformador de reserva (proveniente de outra instalação)		220/150	150	2016
ZEZERE	1	AT	Autotransformador		220/150	250	2016
ZEZERE	-1	AT	Desativação de autotransformador		220/150	120	2016

Projeto PR1214 *Reconstrução da subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1		Reconstrução da subestação do Carregado		220/60		2017

Projeto PR1306 *Substituição de transformador na subestação do Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	-2	TR	Desativação de transformadores		150/60	63	2016
PORTO ALTO	1	TR	Transformador		150/60	126	2016

Projeto PR1308 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Riba d'Ave*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIBA DE AVE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016-2018

Projeto PR1309 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Canelas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CANELAS			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016-2017

Projeto PR1311 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Torrão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TORRÃO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

Projeto PR1312 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Évora*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ÉVORA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

Projeto PR1313 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Carriche*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARRICHE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017-2018

Projeto PR1316 *Remodelação dos Sistemas de Proteção de Estoi*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTOI			Remodelação dos Sistemas de Proteção				2017-2018

Projeto PR1333 *Reconstrução da subestação do Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	1		Reconstrução da subestação do Porto Alto		150/60		2016

Projeto PR1403 *Substituição de transformador na subestação de Valdigem*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VALDIGEM	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2018
VALDIGEM	1	TR	Transformador		220/60	170	2018

Projeto PR1405 *Substituição de transformadores na subestação de Vila Chã*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA CHÃ	2	TR	Transformadores (provenientes de outras instalações)		220/60	63	2016
VILA CHÃ	-2	TR	Desativação de transformadores		220/60	63	2016

Projeto PR1414 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Mourisca*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
MOURISCA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

Projeto PR1415 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Fria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA FRIA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

Projeto PR1416 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estarreja*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTARREJA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017-2018

Projeto PR1417 *Remodelação dos Sistemas de Comando da Falagueira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FALAGUEIRA			Remodelação dos Sistemas de Comando				2017

Projeto PR1418 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ERMIDAS/SADO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017

Projeto PR1419 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
MONTE DA PED			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018

Projeto PR1421 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SACAVEM			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

Projeto PR1422 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Alto de Mira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALTO MIRA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

Projeto PR1423 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Chã*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA CHÃ			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

Projeto PR1424 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZEZERE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2020

Projeto PR1425 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIBATEJO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

Projeto PR1426 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SABÓIA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

Projeto PR1427 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019-2020

Projeto PR1428 *Remodelação dos Sistemas de Alimentação*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Remodelação dos sistemas de alimentação				2016-2020

Projeto PR1433 *Recondicionamento de Transformadores*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV)				2016-2020

Projeto PR1434 *Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220 e 60 kV)				2016-2020

Projeto PR1435 *Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil				2016-2020

Projeto PR1439 *Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Substituição de disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. aux. (400, 220 150 e 60 kV)				2016-2020

Projeto PR1444 *Remodelação de Linhas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV)				2016-2020

Projeto PR1509 *2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2019
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2019

Projeto PR1510 *3º Substituição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2020
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2020

Projeto PR1512 *Substituição de transformador na subestação de Pereiros*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEREIROS	1	TR	Transformador		220/60	170	2019
PEREIROS	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2019

Projeto PR1513 *Substituição de autotransformador na subestação de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA	-1	AT	Desativação de autotransformador		400/150	450	2019
PALMELA	1	AT	Autotransformador		400/150	450	2019

Projeto PR1514 *Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2021-2025*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Gestão de fim de vida útil de ativos				2021-2025



07
ANEXOS

ANEXO 9
ESTUDOS E PROJETOS INOVADORES

REN

Estudos e Projetos Inovadores

I. **Avaliação Ambiental Estratégica – PDIRT 2012 -2017 (2022)**
   - Relatório Ambiental - Resumo não Técnico
   - Declaração Ambiental

II. **Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Receção de Potência nos nós da Rede Nacional de Transporte**

III. **Metodologia de previsão da evolução do consumo**

IV. **Eficiência Energética e 'Eco-Design' de Transformadores**

V. **Estudo de Estabilidade Transitória e de Controlo de Tensão da RNT no Horizonte 2014**

VI. **Revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da RNT**

Avaliação Ambiental Estratégica – PDIRT 2012 -2017

Página em Branco

Plano de Desenvolvimento e Investimento da

Rede de Transporte de Electricidade

PDIRT 2012-2017 (2022)

Avaliação Ambiental Estratégica

Relatório Ambiental – Resumo não Técnico



REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Julho 2011

Ficha técnica

Coordenação Geral

Maria do Rosário Partidário

Apoio à Coordenação

Bernardo Rodrigues Augusto

David Lucas Nunes

Sofia Frade

Energia

José Eduardo Barroso

Frederico Pisco

Fauna

Rui Rufino

Susana Reis

Ordenamento do Território

Isabel Castel - Branco

Ana Luísa Ferreira

Madalena Coutinho

Direcção de Planeamento de Rede

José Medeiros Pinto

António Pitarma

Maria Rita Silva

Direcção de Investimentos

José Peralta

Direcção de Sustentabilidade

Pedro Fernandes

Índice

1.Introdução 1

2.Objecto de avaliação: o que se avaliou? 3

3. Objectivos e Metodologia da AA: como se avaliou? 9

4.Factores Críticos para a Decisão e os Critérios de avaliação 11

5. O que se concluiu sobre o desempenho ambiental e de sustentabilidade do PDIRT? 13

1.Introdução

O presente documento constitui o Resumo Não Técnico do Relatório Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (PDIRT) para o período 2012 – 2017 (2022), adiante designado por PDIRT 2012-2017 (2022), plano da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional (REN). O PDIRT 2012-2017 (2022) encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA) de acordo com a legislação em vigor[1]. Esta legislação define como responsável pela AA o proponente do plano a avaliar, neste caso a REN. Essa responsabilidade estende-se à decisão de sujeitar ou não o plano a uma avaliação ambiental, determinação do âmbito e alcance da AA, ou seja do que vai ser avaliado e com que detalhe, consulta de entidades sobre o âmbito e alcance da AA, preparação do Relatório Ambiental e respectivas consultas públicas e institucionais, e apresentação da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

O PDIRT é um documento elaborado periodicamente pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (a Rede Eléctrica Nacional) que, de acordo com a legislação que enquadra o sector eléctrico[2], corporiza e define os desenvolvimentos a efectuar por aquele operador tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), em particular a ligação entre geração e consumo, e a interacção da Rede Nacional de Transporte com a rede de Espanha e a restante rede europeia da ENTSO-E[3].

A AA foi elaborada durante a preparação do PDIRT 2012-2017 (2022) e em estreita articulação com o desenvolvimento de propostas estratégicas para a expansão da RNT, que foram assim analisadas, justificadas e seleccionadas tendo por base factores de ordem ambiental, social e económica. A AA foi iniciada em Outubro de 2010, tendo o seu âmbito e alcance sido objecto de consulta institucional, nos termos da legislação em vigor[4], através da discussão do Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, em Dezembro de 2010. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes de AA.

A alternativa de expansão – Estratégia F – proposta no PDIRT 2012-2017 (2022) resulta de um processo de identificação, avaliação e comparação de quatro opções estratégicas alternativas diferentes de expansão da Rede Nacional de Transporte para 2022. Como resultado da avaliação

[1] Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, uma vez que este plano se enquadra no sector da Energia abrangido pelo referido Decreto – Lei, e porque constitui enquadramento para a futura aprovação de projectos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental, de acordo com o Decreto – Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, com as alterações introduzidas pelo DL nº 197/2005 de 8 de Novembro.
[2] Decreto – Lei nº 172/06 de 23 de Agosto
[3] European Network of Transmission System Operators for Electricity
[4] nº2 do artigo 3º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

inicial a essas quatro estratégias surgiu a Estratégia F que consiste numa quinta opção, resultante da agregação e adopção dos aspectos mais adequados contidos nas estratégias iniciais colocadas em análise constituindo, assim, a trajectória considerada mais favorável de evolução da RNT para o horizonte 2022, que melhor integra as considerações ambientais num quadro de sustentabilidade.

O presente Resumo Não Técnico acompanha o relatório ambiental referente à avaliação do PDIRT 2012-2017 (2022), e apresenta de uma forma acessível e sintética os objectivos, metodologia e principais resultados da avaliação ambiental do PDIRT, e destina-se a ser lido pelo público em geral.

Pretende-se que os resultados finais da AAE que agora se apresentam constituam uma constatação do esforço de integração das questões ambientais e de sustentabilidade no processo de planeamento, com vista à produção da versão final do PDIRT, salientando-se o papel de facilitador que a AAE desempenhou neste processo, através do alerta para situações de risco e de situações de oportunidade ambiental e de sustentabilidade.

2.Objecto de avaliação: o que se avaliou?

O PDIRT, elaborado periodicamente pela Rede Eléctrica Nacional, corporiza e define, de acordo com o Decreto-Lei nº 172/2006, os desenvolvimentos a efectuar na estrutura da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). No Quadro 1 apresentam-se as **questões estratégicas** subjacentes à concepção do PDIRT 2012-2017 (2022), e que resultam, por um lado da **obrigatoriedade de cumprimento das exigências legais** de garantia no fornecimento contínuo de electricidade, da forma mais eficiente possível e satisfazendo os critérios de qualidade e de segurança de abastecimento dos consumos e, por outro lado, para proporcionar capacidade de integração para a potência de energias renováveis tendo presente os cenários de evolução em linha com as metas estabelecidas, nacional e internacionalmente.

Neste enquadramento foram estabelecidas diferentes Estratégias de expansão da Rede Nacional de Transporte até ao horizonte temporal de 2022 para efeitos comparativos e da avaliação ambiental no âmbito de uma abordagem de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRT 2012-2017 (2022). Este processo de AAE dá seguimento à avaliação estratégica iniciada em 2008, com o ciclo de planeamento anterior, atendendo agora às novas estratégias de expansão da rede.

As quatro estratégias definidas (Figura 1) assentam, assim, nos seguintes critérios:

- Uma maior concentração da produção de energia solar no Alentejo e Algarve, o que gera a necessidade de construir novos reforços de rede nesta zona – Estratégias 1 e 2.
- Um aumento de capacidade da rede para receber e transportar a energia hídrica e eólica a ser produzida na zona Norte Interior e Centro Interior – Estratégias 1 e 2.
- Uma maior descentralização da produção com menores capacidades de recepção na zona Sul e na zona Norte País – Estratégias 3 e 4.

No Quadro 2 ilustra-se uma síntese das 4 Estratégias.

Quadro 1 - Questões Estratégicas do PDIRT 2012 – 2019 (2022) face às questões estratégicas definidas anteriormente para o PDIRT 2009-2014 (2019)

Questões estratégicas	Problemas críticos detectados no PDIRT 2009-2014 (2019)	Evolução das linhas de força face ao PDIRT 2009-2014 (2019)
Garantir o abastecimento dos consumos	Reforço de alimentação à distribuição e a outros consumidores directamente ligados à RNT	Os cenários de evolução da procura de electricidade (consumo) utilizam como 'input' as perspectivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal numa cenarização que tem em conta a evolução média esperada da economia. Os cenários agora considerados incluem os efeitos resultantes da implementação de medidas de eficiência energética (PNAEE[5] e PPEC[6]) e de uma forte penetração do veículo eléctrico (VE) em Portugal. A partir destes pressupostos foi considerada uma taxa média de crescimento anual de 2,3%, a qual é inferior à considerada no anterior PDIRT. Em todo o caso, deve entender-se que uma revisão em baixa nas perspectivas de evolução das taxas de crescimento dos consumos não altera a natureza das soluções de reforço e evolução da RNT, mas no essencial traduz-se antes num adiamento das datas objectivo de parte desses reforços.
Assegurar condições adequadas para a recepção da produção	Ligação à rede de novos centros produtores, PRE e PO sem perda de capacidade para os existentes	**PRE[7] (excepto solar) -** Os objectivos presentemente traçados relativamente à PRE até 2020 não diferem muito dos que estavam traçados no anterior PDIRT para este mesmo horizonte. **PRE proveniente de solar -** A Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte 2020 (ENE 2020) aponta para montantes da ordem dos 1500 MW para a produção de energia eléctrica com origem solar, sendo que, tendo em conta a distribuição espacial do potencial do recurso solar a nível nacional, a maioria desta produção poderá vir a ser concretizada na zona sul do País, com especial destaque para a região do Alentejo. O novo PDIRT terá que acomodar a necessidade de novos reforços nesta parte da

[5] Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE)

[6] Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC)

[7] Produção em Regime Especial

		rede, cuja extensão dependerá do rácio entre solar 'distribuída' e do complemento em grandes projectos que se irão situar no Alentejo. **PRO[8], Grande Hídrica -** Relativamente à grande hídrica a consideração do PNBEPH já estava vertida no anterior PDIRT. No entanto, verificou-se um aumento substancial no valor de potência instalada nesse conjunto de aproveitamentos e em outros promotores que entretanto solicitaram pedidos de ligação à rede. Estes novos acréscimos totalizam cerca de 2500 MW, de que resultou a necessidade de reforços de rede suplementares para além dos que já faziam parte do PDIRT 2009-2014 (2019). Alguns destes reforços tiveram que entretanto avançar em termos de projecto, de forma a que a sua construção seja finalizada a tempo de proporcionar a ligação desses aproveitamentos. Como tal, já estão assumidos neste PDIRT 2012-2017 (2022).
Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)	Reforços e melhorias intrínsecas à própria RNT	Mantém-se o objectivo da existência de uma capacidade que possa ser livremente usada para fins comerciais de cerca de 3000 MW, a que corresponde uma capacidade técnica mínima de 3300 MW, tanto no sentido de exportação como no de importação.
Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço	Cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT e das obrigações regulamentares	Manutenção, face ao PDIRT anterior.
	Gestão de perdas na RNT	Manutenção da situação face ao PDIRT anterior

[8] Produção em Regime Ordinário

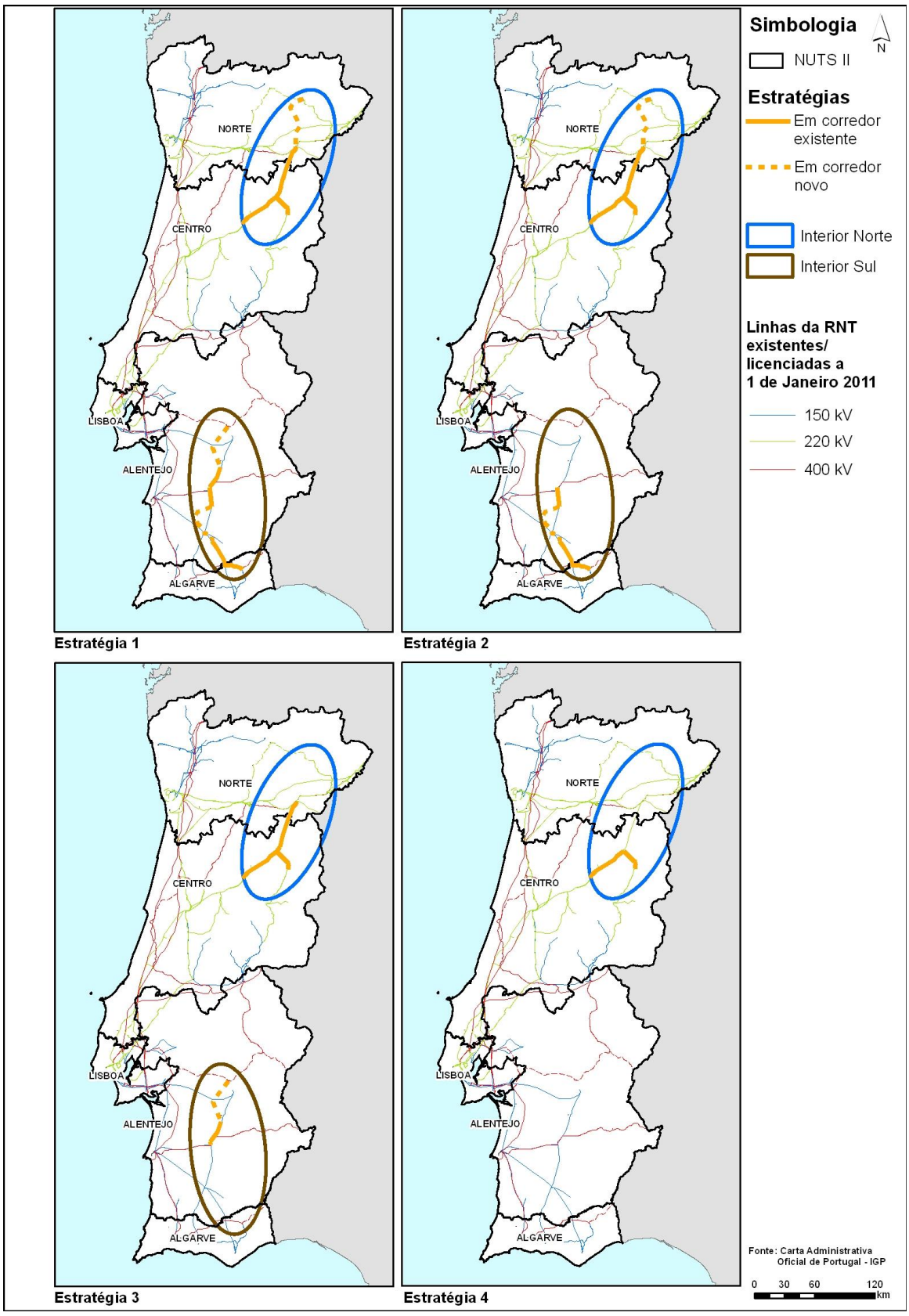


Figura 1 - Estratégias de expansão da RNT no horizonte de 2022

Quadro 2- Síntese das características das estratégias de expansão da RNT na Zona Norte e na Zona Sul

Zona Norte		
	Capacidade para Nova Produção	Flexibilidade
Estratégia 1	Elevada	Alta
Estratégia 2	Média/Elevada	Média/Alta
Estratégia 3	Média	Média
Estratégia 4	Baixa	Reduzida

Zona Sul		
	Concentração de Solar	Flexibilidade
Estratégia 1	Concentrada	Alta
Estratégia 2	Concentrada	Média/Alta
Estratégia 3	Descentralizada	Média
Estratégia 4	Descentralizada	Reduzida

A maior flexibilidade de cada estratégia mede-se pela capacidade da rede poder vir a receber, minimizando a necessidade de novos reforços (linhas e subestações), alterações no volume e na localização geográfica, de solicitações de utilizadores (novos consumos ou produções) relativamente às hipóteses dos cenários aqui consideradas.

Da análise e debate desenvolvidos relativamente às estratégias 1 a 4, e após uma avaliação estratégica dos respectivos riscos e oportunidades para o ambiente e sustentabilidade, tendo em conta os cenários referidos, foi seleccionada, a partir das quatro anteriores, uma Estratégia F (Figura 2), considerada como sendo a que melhor conjuga os objectivos em causa, visando a optimização global da expansão da RNT.

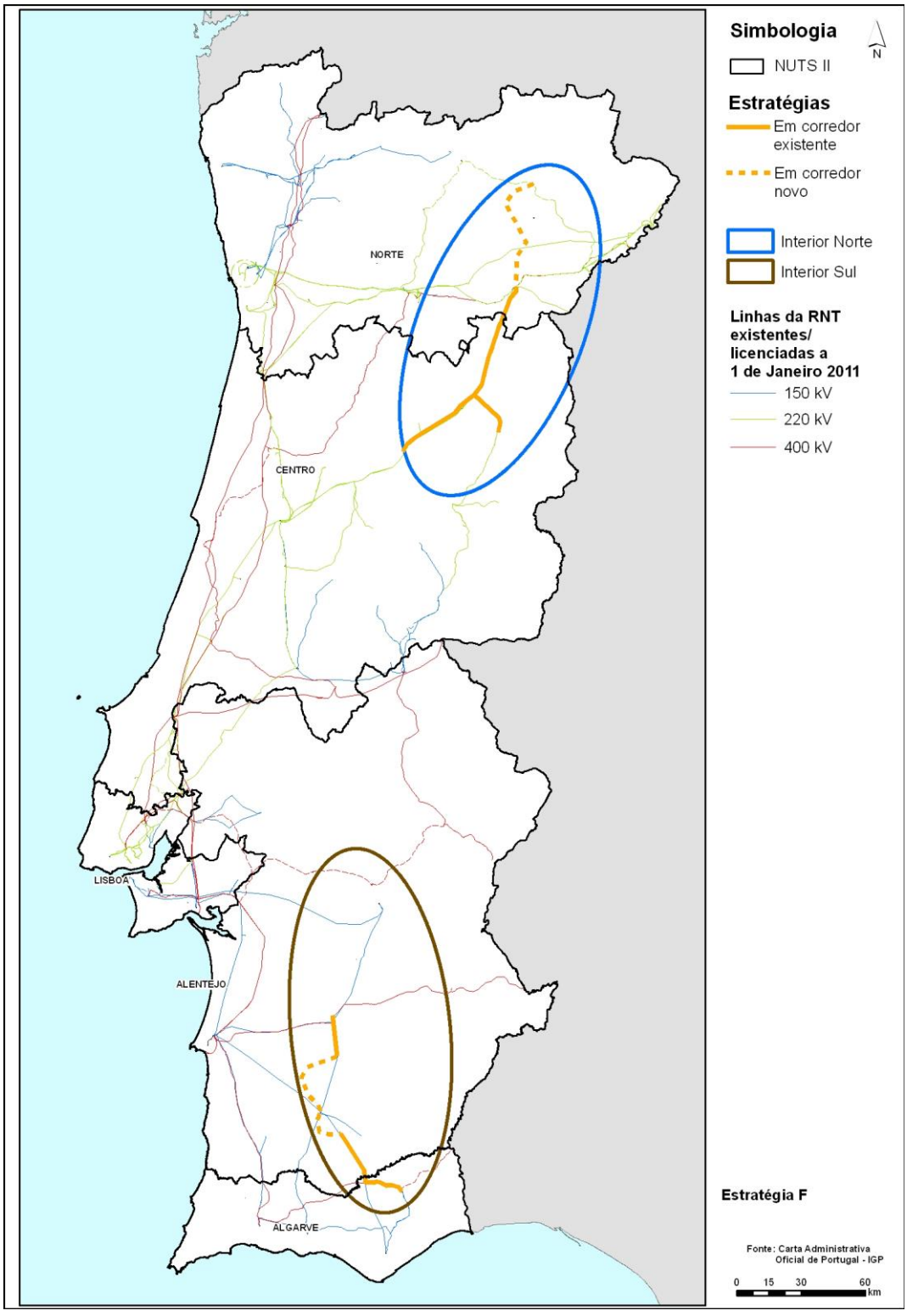


Figura 2 - Estratégia preferível para a expansão da RNT no horizonte de 2022, decorrente da 1ªfase da AAE

De referir que as quatro estratégias iniciais (Estratégias 1, 2, 3 e 4) e a estratégia preferível (Estratégia F) são constituídas por vários eixos que foram agrupados, para efeitos da presente análise, de acordo com a sua localização geográfica em duas zonas: Zona Interior Norte e Zona Interior Sul. Assim, a designação de Zona Interior Norte engloba territórios da Região Norte e Centro e a designação de Zona Interior Sul engloba territórios da Região Alentejo e Algarve. As descrições detalhadas dos eixos e linhas que fazem parte da Estratégia F são apresentadas nos Quadros 3 e 4 do Relatório Ambiental.

3. Objectivos e Metodologia da AA: como se avaliou?

O objectivo da AAE é avaliar de que forma as opções estratégicas do PDIRT irão atender aos problemas ambientais e de sustentabilidade críticos para a expansão da Rede Eléctrica Nacional, e quais os riscos e oportunidades que poderão representar no futuro. A metodologia seguida na AAE do PDIRT teve três fases principais (Figura 3):

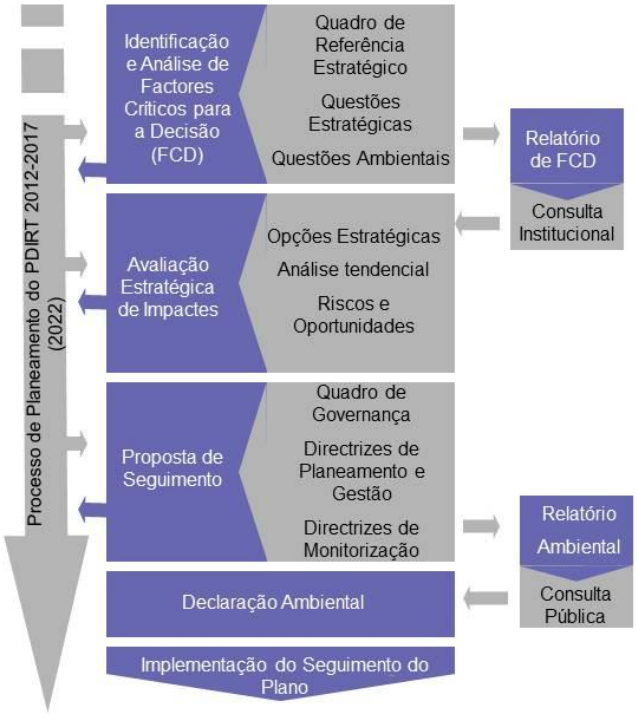


Figura 3 - Metodologia seguida na avaliação ambiental estratégica do PDIRT

1. **A focagem da AAE** através da identificação de Factores Críticos para a Decisão (FCD), que constituíram os principais pontos focais da AAE, uma vez que identificam os temas estratégicos críticos para a expansão da Rede Eléctrica Nacional que podem vir a reflectir o maior ou menor sucesso do PDIRT.

2. **Análise e avaliação estratégica das quatro estratégias alternativas iniciais de expansão da Rede Nacional de Transporte**, onde se procurou sobretudo avaliar os riscos e as oportunidades ambientais e para a sustentabilidade das quatro estratégias alternativas de expansão da Rede para 2022 definidas pela REN.

3. **Avaliação estratégica das oportunidades e riscos da estratégia preferível de expansão da RNT** – Esta fase decorre dos resultados da análise e avaliação anterior e foca-se na avaliação detalhada das oportunidades e riscos da estratégia preferível em termos de ambiente e sustentabilidade. Com base nos resultados desta avaliação serão elaboradas directrizes ambientais para o planeamento e monitorização, que constituirão medidas de controlo.

A AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foi desenvolvida de forma bastante integrada com o processo de planeamento. Teve início numa fase em que estavam estabelecidos sobretudo os objectivos estratégicos do Plano, pelo que a AAE teve a possibilidade de influenciar diversas decisões estratégicas de concepção de ligações da Rede Nacional de Transporte de Electricidade como alterações a introduzir na rede de transporte actual num horizonte de planeamento de cerca de 10 a 12 anos.

Sublinhe-se que falar de oportunidades e riscos em AAE não é o mesmo que falar de impactes positivos e negativos em avaliação de impacte ambiental (AIA) de projectos. A níveis estratégicos a subjectividade é bastante maior pois envolve mais actores e múltiplas perspectivas, aspectos de contexto e estratégias emergentes a prazo, determinando um nível de complexidade e de incerteza significativamente superiores aos que se tem em AIA de projectos. Assim, um risco numa AAE de um Plano não quer necessariamente dizer que o Plano vá determinar destruição, ou afectação negativa de valores ambientais. Um risco pode significar que, embora o Plano possa estar a adoptar as únicas estratégias possíveis, face ao posicionamento dos vários actores e às circunstâncias reais do território, existem fragilidades e a implementação do Plano, incluindo as decisões e projectos subsequentes, tem que estar mais atenta às indicações de risco expressas no Plano.

4.Factores Críticos para a Decisão e os Critérios de avaliação

Os Factores Críticos para a Decisão (FCD) constituem o esqueleto estruturante da AAE. O Quadro 3 identifica os FCD adoptados e os respectivos critérios de avaliação. Para cada FCD e critério(s) de avaliação foram igualmente definidos indicadores que permitiram concretizar a avaliação estratégica do PDIRT.

Quadro 3 - Objectivos e critérios de avaliação dos FCD

FCD #1 ENERGIA	
Avaliação da capacidade das estratégias de expansão da RNT para suportar o expectável aumento da potência instalada a partir de fontes de energia renovável e do seu contributo para a gestão e minimização das perdas na RNT.	
Critérios	
CE1.Integração da produção de energia eléctrica proveniente de fontes de energia renovável (FER).	Avaliação da capacidade da futura RNT para acomodar nova potência instalada a partir de fontes de energia renovável, em particular (i) no domínio da hídrica, nomeadamente, por via dos aproveitamentos que integram o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH); (ii) aumento de geração baseado em energia eólica; (iii) reforço substancial da produção de energia com base no solar, tendo em conta o objectivo de 1.500 MW no ano 2020, e assumindo que grande parte dos projectos serão concretizados na zona sul do País.
CE2.Eficiência energética	Avaliação do factor eficiência energética relacionado com a gestão e minimização das perdas de energia na RNT.
FCD #2 FAUNA	
Avaliação dos riscos e oportunidades das estratégias de expansão da RNT relativamente aos valores naturais e paisagísticos existentes em áreas com estatuto de protecção pertencentes ao Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a espécies da fauna, nomeadamente lobo, aves e quirópteros e à cumulatividade dos impactes da RNT em relação à fragmentação de habitats e à minimização do efeito barreira.	
CF1.Intersecção de Áreas Classificadas	Avaliação do grau de intercepção das diferentes estratégias de expansão da RNT com os valores naturais e paisagísticos significativos existentes nas Áreas Classificadas, compreendendo Áreas Protegidas (AP's), Sítios com Interesse Comunitário (SIC's) e Zonas de Protecção Especial (ZPE's)
CF2.Atravessamento de zonas críticas de espécies da fauna (excepto aves e quirópteros)	Avaliação do grau de afectação das diferentes estratégias de expansão da RNT relativamente à localização das áreas de maior importância sobretudo para a conservação do lobo, espécie mais relevante a considerar a esta escala.

CF3.Atravessamento de zonas críticas para as espécies de aves com estatuto de conservação desfavorável mais susceptíveis à colisão	Avaliação do grau de afectação das estratégias de expansão da RNT relativamente às áreas consideradas Muito Sensíveis pelo ICNB para as populações de espécies mais susceptíveis à colisão com infra-estruturas de transporte de energia (Aves de rapina; Aves estepárias; Zonas húmidas; Outras espécies muito sensíveis).
CF4.Proximidade a abrigos de quirópteros de importância nacional	Avaliação do grau de afectação das estratégias de expansão da RNT propostas em relação às zonas localizadas a menos de 5km dos abrigos de morcegos cavernícolas considerados importantes a nível nacional.
CF5.Minimização dos impactes cumulativos	Avaliação do contributo das diferentes estratégias de expansão da RNT para a minimização dos impactes cumulativos. Esta avaliação considera dois níveis: ao nível do território nacional e ao nível dos corredores.
FCD #3 ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO	
Avaliação do significado estratégico dos investimentos da RNT, enquanto rede infra-estrutural com implantação física, da sua distribuição espacial nacional em relação às questões territoriais, considerando o território enquanto obstáculos e enquanto espaço de consumo de energia eléctrica.	
Critérios	
COT1.Interferência com áreas sensíveis (incluindo paisagem) ou condicionadas por protecção natural e patrimonial	Identificação das áreas sensíveis ou condicionadas por protecção natural e/ou patrimonial (áreas de interesse paisagístico, patrimonial e ecológico) existentes na área de estudo, e sua análise, tendo em conta a sensibilidade dessas áreas e a sua capacidade de absorção de elementos que possam interferir com a respectiva importância e características naturais.
COT2.Interferência com áreas de forte presença humana e de actividades e infra-estruturas actuais e potenciais	Avaliação do grau de atravessamento de áreas de forte presença humana nomeadamente no que diz respeito à presença e proximidade física dos aglomerados, atendendo às potenciais implicações na saúde pública (emissão de ruído e campos eléctricos e magnéticos) e à presença de grandes infra-estruturas e de actividades económicas relevantes.
COT3.Potenciação territorial da RNT (incluindo efeitos sinérgicos e escoamento de produção)	Avaliação da adequação territorial das estratégias de expansão da RNT propostas no que concerne à cobertura de zonas de potencial aumento de produção de energia e de zonas, actuais e previsíveis, de concentração do consumo, sinergias em corredores existentes e minimização de impactes sobre as áreas atravessadas.

5. O que se concluiu sobre o desempenho ambiental e de sustentabilidade do PDIRT?

A AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foi desenvolvida de forma bastante integrada com o processo de planeamento. Teve início numa fase em que estavam estabelecidos sobretudo os objectivos estratégicos do Plano, pelo que a AAE teve a possibilidade de influenciar diversas decisões estratégicas de concepção de ligações da Rede Nacional de Transporte de Electricidade como alterações a introduzir na rede de transporte actual num horizonte de planeamento de cerca de 10 a 12 anos.

As alterações à rede de transporte começaram por ser analisadas adoptando quatro estratégias fundamentais: desde uma estratégia minimalista, que assegurava o cumprimento mínimo de requisitos de segurança de abastecimento e de transporte, até estratégias mais ambiciosas que permitem potenciar e elevar a capacidade futura da Rede, embora envolvendo uma maior extensão na construção de linhas e estabelecimento de novos corredores, por zonas que muitas vezes envolviam riscos significativos para determinados critérios de avaliação.

A AAE que teve por base três Factores Críticos para a Decisão (FCD) - Energia, Fauna e Ordenamento do Território – foi conduzida em frequente interacção entre a equipa de AAE e a equipa responsável pelo planeamento do PDIRT o que permitiu a afinação sistemática, e o esclarecimento sobre opções estratégicas avançadas pela equipa de planeamento. Deste modo possibilitou-se uma aproximação sistemática a uma estratégia concebida com a preocupação de satisfazer objectivos relevantes para todos os FCD em avaliação.
No Quadro 5 e 6 apresenta-se a comparação dos riscos e oportunidades das quatro estratégias avaliadas inicialmente e da Estratégia F resultante dessa avaliação inicial.

Quadro 5- Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente às 4 estratégias iniciais de expansão da Rede Nacional de Transporte, no que se refere aos FCD considerados.

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
Estratégia 1	Interior Norte	• Acomoda recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (Paradela II e Carvão Ribeira). • Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial. • O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.	• Implica desenvolvimentos de novas infra-estruturas de transporte em Trás-os-Montes, atravessando zonas sensíveis para algumas espécies de aves planadoras, potenciando riscos adicionais para estas comunidades de aves. • Atravessamento de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.
	Interior Sul	• Compatível com o Cenário C de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020. • Prevê linha dupla entre Évora - Ferreira do Alentejo – Ourique - Tavira o que permite: (i) aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve; (ii) assegurar o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar que possam vir a surgir na região Sul do país, no longo prazo; (iii) permitir a desactivação física da linha Ferreira do Alentejo-Ourique e da linha Ourique-Estoi, entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão-Tavira a 400 kV; (iv) induzir uma	• Inclui o atravessamento de uma Important Bird Life Area - IBA (Évora) e a passagem entre duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial da planície de Évora e Sítio de Interesse Comunitário da Cabrela). • Implica a passagem na vizinhança de duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial de Castro Verde e Zona de Protecção Especial das Piçarras) podendo intersectar zonas utilizadas em deslocações

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
		redução nas perdas de transporte de acordo com a análise prévia efectuada pela REN. • Acréscimo de capacidade de 1.000 MW adicionais para a região do Alentejo e Algarve. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	por aves estepárias. • Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.
Estratégia 2	Interior Norte	• Acomoda recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (Paradela II e Carvão Ribeira). • Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial. • O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.	• Implica desenvolvimentos de novas infra-estruturas de transporte em Trás-os-Montes, atravessando zonas sensíveis para algumas espécies de aves planadoras, potenciando riscos adicionais para estas comunidades de aves. • Atravessamento de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
	Interior Sul	• Compatível com o cenário de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C). • Prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira o que permite (i) aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve; (ii) assegurar o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar que possam vir a surgir na região Sul do país, no longo prazo; (iii) permitir a desactivação física da linha Ferreira do Alentejo-Ourique e da linha Ourique-Estoi, entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão-Tavira a 400 kV; (iv) induzir uma redução de perdas de transporte de acordo com a análise prévia efectuada pela REN. • Permite acomodar novos projectos de energia solar que possam vir a surgir, acréscimo de capacidade de 600 MW adicionais para a região do Alentejo e Algarve. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	• Implica a passagem na vizinhança de duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial de Castro Verde e Zona de Protecção Especial das Piçarras) podendo intersectar zonas utilizadas em deslocações por aves estepárias. • Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.
Estratégia 3	Interior Norte	• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior. • Implica a construção de infra-estruturas apenas nas Beiras, o que tem reflexos positivos do ponto de vista da avifauna. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	• Não permite acomodar a recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (eg, Carvão Ribeira). • Inclui uma linha de ligação ao vale do Douro, que intersectará áreas de ocorrência de grandes planadoras • Atravessamento (em menor extensão comparativamente com as Estratégias 1 e 2) de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
	Interior Sul	• Compatível com o cenário de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C). • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	• Não prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo - Ourique e seus efeitos positivos • Inclui o atravessamento de uma IBA (Évora) e a passagem entre duas Áreas Classificadas (ZPE da planície de Évora e SIC da Cabrela) • Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.
Estratégia 4	Interior Norte	• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior. • Implica menores riscos em termos de conservação da natureza (apenas prevê a instalação de infra-estruturas em torno do maciço da serra da Estrela, em zonas menos sensíveis desse ponto de vista). • Não atravessa a zona do Douro, o que possibilita o não atravessamento do Alto Douro Vinhateiro, Zona Especial de Protecção e Parque Arqueológico do Côa. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	• Não permite acomodar a recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (eg, Carvão Ribeira)
	Interior Sul	• Não interfere com áreas Importantes em termos de património arqueológico. • Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos. • Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.	• Não compatível com o cenário preferível de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C) • Não prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo-Ourique e seus efeitos positivos

Quadro 6 - Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente à estratégia preferível de expansão da RNT – Estratégia F, no que se refere aos FCD considerados.

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
Zona Interior Norte	• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT. • Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar. • Capacidade para recepcionar os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional. • Não afectação directa de Áreas Classificadas. • O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.	• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves, • Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão nessas linhas, • Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina • Proximidade a áreas classificadas: Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e interferência com a ZEP do Alto Douro Vinhateiro. Efeitos negativos impossíveis de evitar e cumulativos com as infra-estruturas já existentes nesta zona. • Potencial para fragmentação das unidades paisagísticas do Alto Douro e de Cova de Celorico. • Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão • Possibilidade de interferência com áreas habitadas dispersas em zonas de maior dinamismo demográfico. • Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas. • Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado. • Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP2.
Zona Interior Sul	• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT. • Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar. Assegura a capacidade para recepcionar 1.500 MW de energia solar no ano 2020, possuindo ainda a capacidade para 600 MW adicionais,	• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves • Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão com aves nessas linhas, • Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina • Possibilidade de interferência com áreas classificadas: SIC do Guadiana

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
	devida fundamentalmente à existência de uma linha a 400 kV entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira. • Aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve. • Não afectação directa de Áreas Classificadas, • Desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo - Ourique, • Instalação de uma linha dupla 400/150kV entre Ferreira do Alentejo e Ourique que não intersecte a ZPE de Castro Verde, • Desenvolvimento da linha Ourique - Estoi a poente da ZPE das Piçarras evitando o atravessamento de eventuais corredores de ligação entre esta ZPE e a ZPE de Castro Verde, • Desactivação física da linha Ourique - Estoi a 150kV entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão - Tavira a 400kV, removendo a linha de 150kV do eventual corredor de ligação entre as ZPE de Piçarras e Castro Verde. • Desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos • Desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, reduzindo o seu impacte sobre as mesmas.	• Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão (especialmente património arqueológico). • Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas. • Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado • Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP1.

A síntese da AAE anteriormente apresentada no Quadro 5 reúne a comparação das quatro estratégias avaliadas inicialmente, demonstrando a ocorrência de riscos, bem como de oportunidades, relativamente a qualquer dos três FCD avaliados.

Em face dos resultados dessa 1ª fase de avaliação, concluiu-se que a Estratégia 2 é a única que permite responder de forma adequada à incerteza associada ao crescimento das energias renováveis, permitindo dotar a rede de uma margem de flexibilidade para receber novos projectos de FER (para além dos que são considerados nas directivas nacionais para a política energética), num montante de 800 MW na zona interior Norte e 600 MW na zona interior Sul, o que se considera adequado face à incerteza de desenvolvimento e localização das energias renováveis nestas regiões. É igualmente a única que permite reforçar a segurança e garantia de abastecimento à região do Algarve, garantindo de igual modo o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar na zona Sul do País. De salientar que a Estratégia 2 permite recepcionar maiores montantes de energia hídrica na bacia do Douro Nacional e a que se encontra melhor posicionada para dar satisfação à quase totalidade das manifestações de interesse para a ligação de novas centrais hídricas nesta bacia.
Do ponto de vista do Ordenamento do Território e da Fauna a estratégia 4, que apenas contempla um pequeno sub-conjunto de reforços da RNT, também contemplados nas estratégias 1, 2 e 3, surge, naturalmente, como a que apresenta menor risco sob este ponto de vista. Na vertente exclusiva do FCD Ordenamento do Território as estratégias 3 e 4 são muito equivalentes.

Como consequência dos resultados obtidos numa primeira fase de avaliação da AAE foi necessário explorar opções que permitissem uma satisfação de objectivos ambientais e de sustentabilidade, conciliando os objectivos segundo os três FCD. Após algumas iterações chegou-se a uma Estratégia F, que se apresenta como a melhor combinação encontrada para conciliar os objectivos do PDIRT com as oportunidades e os riscos relevantes resultantes da análise e avaliação dos FCD considerados. Desses riscos e oportunidades dá-se conta no Quadro 6.

Da análise e avaliação realizada à Estratégia F conclui-se que a sua implementação configura-se como a melhor opção do ponto de vista da Energia decorrente dos resultados obtidos na 1ªFase da AAE. Na perspectiva do FCD Fauna, salienta-se como oportunidade o facto de não afectar directamente Áreas Classificadas, ao incluir a desactivação da actual

linha entre Ferreira do Alentejo e Ourique, ao não intersectar a Zona de Protecção Especial de Castro Verde e ao prever a desactivação de linhas a 150 kV. Contudo apesar das oportunidades apontadas, a Estratégia F implicará sempre conflitos com os valores naturais identificados, nomeadamente a intersecção de zonas críticas para aves de rapina e outras espécies, que deverão ser devidamente acautelados em fase de AIA.

No que diz respeito ao Ordenamento do Território salientam-se as oportunidades relacionadas com a desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos e a desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, o que permitirá reduzir o impacte da Rede Nacional de Transporte sobre essas áreas.

Refira-se contudo os efeitos cumulativos com as infra-estruturas já existentes na zona do Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e a interferência com a Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro. Esta situação poderá ser encarada como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem. Na zona Interior Sul regista-se a possibilidade de interferência com o SIC do Guadiana, mas que poderá ser evitada em sede de AIA. Como resultado dos riscos e oportunidades identificados para a Estratégia F foram definidas directrizes de planeamento e gestão e de monitorização, que se destinam a prevenir e evitar ou reduzir os efeitos adversos da implementação do PDIRT. Essas directrizes podem ser consultadas no Capítulo 7 do Relatório Ambiental.

Este Relatório Final, que já pondera os contributos recebidos no âmbito da consulta do público e das instituições, juntamente com a versão final do PDIRT 2012-2017 (2022), será enviado à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e posteriormente, tendo em conta eventuais alterações decorrentes do parecer da DGEG, acompanhado da Declaração Ambiental, será enviado à Agência Portuguesa do Ambiente, nos termos do artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007 de 15 de Junho.

Página em Branco

REDE ELÉCTRICA NACIONAL, SA

DECLARAÇÃO AMBIENTAL

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE 2012-2017 (2022)



8 Março 2013

Índice

Nota Introdutória **1**

i) Forma como as considerações ambientais e o Relatório Ambiental foram integrados no PDIRT 2012-2017 (2022). **2**

Enquadramento 2

Consulta institucional e do público 6

Metodologia 7

Justificação - Principais resultados por FCD 8

ii) Observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7º do Decreto-Lei nº 232/2007 e os resultados da respectiva ponderação **10**

iii) Resultados das consultas realizada nos termos do artigo 8º do Decreto-Lei nº232/2007 ..... **13**

iv) Razões que fundaram a aprovação do PDIRT 2012-2017 (2022) à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração **14**

v) Medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11º do Decreto-Lei nº 232/2007 ..... **15**

Directrizes de Planeamento e Gestão 16

Directrizes de Monitorização 18

Anexo I – Relatório Ambiental do PDIRT 2012-2017 (2022)

Anexo II – Relatório da Consulta do PDIRT 2012-2017 (2022) e respectiva Avaliação Ambiental

Nota Introdutória

Atento ao parecer das Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas consultadas e aos comentários recebidos da consulta pública, relativos ao procedimento de Avaliação Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022) (adiante designado por PDIRT 2012-2017 (2022)) [1],, consultada a Direcção Geral de Energia e Geologia, que o submete a parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos nos termos do nº3, artigo 36º, do Decreto-lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, foi elaborada a presente Declaração Ambiental (DA) nos termos do artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, que transpõe para a ordem jurídica interna as Directivas n.os 2001/42/ CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Junho de 2001, e 2003/35/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Maio de 2003.

A Declaração Ambiental encontra-se estruturada de acordo com as subalíneas i) a v) da alínea b) do referido artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº58/2011, de 4 de Maio. Constituem anexos a esta Declaração Ambiental o Relatório Ambiental (Anexo I) e o Relatório da Consulta do Plano e respectiva Avaliação Ambiental (Anexo II).

[1] Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022), Relatório Ambiental – Versão Final, REN- Rede Eléctrica Nacional/Instituto Superior Técnico, Julho de 2011.

i) Forma como as considerações ambientais e o Relatório Ambiental foram integrados no PDIRT 2012-2017 (2022).

Enquadramento

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (PDIRT) para o período 2012 – 2017 (2022), cuja elaboração é da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA) nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, uma vez que se enquadra no sector da Energia abrangido pelo referido Decreto – Lei, e porque constitui enquadramento para a futura aprovação de projectos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental, de acordo com o Decreto – Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, com as alterações introduzidas pelo DL nº 197/2005, de 8 de Novembro.

O PDIRT é um documento elaborado periodicamente pela REN[2], como operadora da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) que, de acordo com o Decreto – Lei nº 172/06 de 23 de Agosto, com as alterações introduzidas pelos Decreto – Lei nº 215 A e Decreto – Lei nº 215 B, de 8 de Outubro, corporiza e define os desenvolvimentos a efectuar por aquele operador tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), em particular a ligação entre geração e consumo, e a ligação da RNT com a rede de Espanha e a restante rede europeia da ENTSO-E.

As questões estratégicas subjacentes à concepção do PDIRT 2012-2017 (2022) resultaram, por um lado da obrigatoriedade de cumprimento das exigências legais de garantia de abastecimento e qualidade de serviço a que a REN está sujeita enquanto concessionária da RNT, e por outro dos cenários de evolução de consumo existentes e das metas estabelecidas, nacional e internacionalmente, em matéria de energias renováveis e eficiência energética. De salientar que, na generalidade, as questões estratégicas que se encontravam subjacentes à elaboração do PDIRT 2009-2014 (2019) mantêm a sua actualidade no PDIRT 2012-2017 (2022). A maior alteração decorre da introdução de um montante significativo de geração solar nos objectivos da política energética nacional, e também da necessidade de criação de condições para acolher o aumento significativo das potências instaladas da maior parte dos empreendimentos do PNBEPH.

[2] De acordo com o DL nº 215 B/2012, de 8 de Outubro, o PDIRT passará a ser elaborado de dois em dois anos.

Acrescenta-se que, tendo presente as obrigações da REN a nível da sua concessão, todos os cenários que foram considerados para análise na AAE garantem o abastecimento futuro das redes de distribuição em todo o território do Continente, tendo em conta as previsões de evolução dos consumos nacionais, pelo que, sob o ponto de vista de capacidade de abastecimento, são equivalentes.

A AAE foi elaborada durante a preparação do PDIRT 2012-2017 (2022) e em estreita articulação com o desenvolvimento de propostas estratégicas para a expansão da RNT, que foram assim analisadas, justificadas e seleccionadas tendo por base factores de ordem ambiental, social e económica. A AAE foi iniciada em Outubro de 2010, tendo o âmbito e alcance da AAE sido objecto de consulta institucional, nos termos do nº2 do artigo 3º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, através da discussão do Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, em Dezembro de 2010. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes de AAE.

O PDIRT 2012-2017 (2022), acompanhado do seu Relatório Ambiental, foi objecto de consulta pública durante o mês de Abril de 2011. A alternativa de expansão da RNT proposta no PDIRT 2012-2017 (2022) resulta de um processo de identificação, avaliação e comparação de quatro opções estratégicas alternativas diferentes. A estratégia preconizada, designada por Estratégia F, consiste numa quinta opção, resultante da agregação e adopção dos aspectos mais adequados contidos nas 4 estratégias iniciais colocadas em análise, constituindo, assim, a trajectória considerada mais favorável de evolução da RNT para o horizonte 2022, que melhor integra as considerações ambientais num quadro de sustentabilidade.

Saliente-se que o PDIRT 2012-2017 (2022) corresponde a um novo ciclo de planeamento da Rede, e retoma, para os anos de 2012 em diante, a maior parte do previsto anteriormente no anterior PDIRT 2009-2014 (2019), no respeito dos compromissos públicos assumidos pela REN e já incluídos no Plano de Investimentos da REN. Os resultados da AAE revelam um sistema de integração conduzido ao longo do processo de planeamento. A AAE teve sobretudo o papel de facilitador deste processo, através da identificação de situações de risco e de situações de oportunidade ambiental e de sustentabilidade (Quadro 1).

A versão final do PDIRT 2012-2017 (2022), de Julho de 2011, adoptou, em termos gerais, as conclusões e recomendações do RA elaborado pelo Instituto Superior Técnico para a REN – Rede Eléctrica Nacional, SA - no âmbito do procedimento de AA do PDIRT 2012-2017 (2022), tendo sido ambos, PDIRT e RA, enviados à Direcção Geral de Energia e Geologia.

Quadro 1- Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente à estratégia preferível de expansão da RNT – Estratégia F, no que se refere aos FCD considerados.

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
Zona Interior Norte	• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT. • Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar. • Capacidade para recepcionar os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional. • Não afectação directa de Áreas Classificadas. • O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.	• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves, • Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão nessas linhas, • Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina • Proximidade a áreas classificadas: Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e interferência com a ZEP do Alto Douro Vinhateiro. Efeitos negativos impossíveis de evitar e cumulativos com as infra-estruturas já existentes nesta zona. • Potencial para fragmentação das unidades paisagísticas do Alto Douro e de Cova de Celorico. • Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão • Possibilidade de interferência com áreas habitadas dispersas em zonas de maior dinamismo demográfico. • Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas. • Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado. • Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP2.

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
Zona Interior Sul	• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT. • Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar. Assegura a capacidade para recepcionar 1.500 MW de energia solar no ano 2020, possuindo ainda a capacidade para 600 MW adicionais, devida fundamentalmente à existência de uma linha a 400 kV entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira. • Aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve. • Não afectação directa de Áreas Classificadas, • Desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo - Ourique, • Instalação de uma linha dupla 400/150kV entre Ferreira do Alentejo e Ourique que não intersecte a ZPE de Castro Verde, • Desenvolvimento da linha Ourique - Estoi a poente da ZPE das Piçarras evitando o atravessamento de eventuais corredores de ligação entre esta ZPE e a ZPE de Castro Verde, • Desactivação física da linha Ourique - Estoi a 150kV entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão - Tavira a 400kV, removendo a linha de 150kV do eventual corredor de ligação entre as ZPE de Piçarras e Castro Verde. • Desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos • Desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, reduzindo o seu impacte sobre as mesmas.	• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves • Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão com aves nessas linhas, • Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina • Possibilidade de interferência com áreas classificadas: SIC do Guadiana • Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão (especialmente património arqueológico). • Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas. • Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado • Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP1.

Consulta institucional e do público

Na componente de consulta institucional, foi solicitada a emissão de parecer sobre o Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, referente ao âmbito e alcance adoptados na AAE, bem como sobre o RA, às seguintes entidades com responsabilidades ambientais específicas: Agência Portuguesa de Ambiente (APA); Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ICNB); Instituto da Água, I.P. (INAG, I.P.) e Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR-Norte, CCDR Centro, CCDR-LVT, CCDR-Alentejo e CCDR-Algarve).

As entidades com responsabilidade ambiental específica consultadas pronunciaram-se, na generalidade, positivamente, concordando com os Factores Críticos para a Decisão, critérios e indicadores identificados para Avaliação Ambiental Estratégica (AAE). Concordaram igualmente quanto à análise de riscos e oportunidades como forma de identificação e descrição dos efeitos significativos no ambiente, e com as diretrizes propostas para mitigação e monitorização desses efeitos. Nalguns casos teceram recomendações sobre aspectos específicos, designadamente no que diz respeito à avaliação dos efeitos esperados sobre o Sistema Nacional de Áreas Classificadas e a necessidade de dar primazia ao princípio da precaução, sempre que exista incerteza que ponha em causa o cumprimento de objectivos de conservação; à necessidade de garantir o estudo de soluções alternativas para o desenvolvimento da rede de energia em alta tensão; à necessidade de ser clarificado em termos de rede, do que é determinado pelas necessidades da procura de electricidade e o que é consequência das políticas de aprovisionamento e da oferta.

A consulta institucional e pública e o estabelecimento de um programa de seguimento, previstos na metodologia, asseguraram a função de validação da AAE.

A AAE teve ainda em conta os resultados obtidos no âmbito dos processos de consulta de entidades e do público.

Metodologia

O objectivo da AA do PDIRT foi o de identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas que se colocavam à expansão da Rede Eléctrica Nacional. Nesse sentido, a AA considerou os factores ambientais e de sustentabilidade relevantes que permitem auxiliar o planeamento das necessidades de expansão da Rede, bem como os factores de contexto, não se limitando apenas a objectivos e critérios exclusivamente técnicos. Com este objectivo, a AA avaliou os eventuais efeitos significativos no ambiente resultantes da implementação do PDIRT 2012–2017 (2022), nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

Para cumprir o objectivo acima enunciado a AA utilizou uma metodologia que adopta como objecto de avaliação a discussão das estratégias de desenvolvimento que irão dar forma e conteúdo ao PDIRT 2012-2017 (2022) e focaliza a avaliação em poucos, mas prioritários, factores críticos para a decisão, que são estratégicos em relação à decisão de expansão da RNT a ser tomada.

Os FCD considerados na AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foram os seguintes: Fauna, Ordenamento do Território e Energia.

Para assegurar esta abordagem estratégica, a AAE foi simultânea e complementar à concepção do PDIRT, e utilizou, sempre que possível, os elementos de trabalho (cenários de evolução e opções técnicas (alternativas), bem como os resultados obtidos no âmbito do processo de consulta de entidades e do público do PDIRT.

A fase de plano em que a AAE se iniciou foi uma fase relativamente precoce do PDIRT (prévia ao desenvolvimento de cenários), o que constituiu uma oportunidade para influenciar o desenvolvimento deste Plano integrando contributos resultantes das análises desenvolvidas em sede de AAE, bem como o resultado da avaliação.

Justificação - Principais resultados por FCD

A AAE permitiu avaliar as oportunidades e riscos de um conjunto inicial de quatro opções estratégicas alternativas de expansão da RNT para o horizonte de 2022, as quais foram transcritas para este exercício através do quadro de referência estratégica (QRE) e da definição de cenarizações sobre a procura (consumos) e a oferta (fundamentalmente, produção hídrica, eólica e solar) e seus impactes a nível de ordenamento do território e de biodiversidade. Com base nos resultados dessa avaliação foi identificada uma estratégia de expansão preferível para a RNT no horizonte de 2022 - Estratégia F -, que foi alvo de uma avaliação detalhada de oportunidades e riscos numa segunda fase da AAE.

Esta nova Estratégia F permitirá, pelo facto de prever diversas linhas duplas de 400 kV, potenciar a ligação de futuros projectos minimizando a necessidade de intervenções futuras na RNT.

No que diz respeito ao FCD **Energia**, verifica-se que, para além de acomodar os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar, a Estratégia F terá ainda capacidade para recepcionar os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional, a maioria dos quais do tipo reversível e particularmente relevantes sob o ponto de vista de gestão de todo o sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, e no que diz respeito à energia solar a Estratégia F, que assegura capacidade para recepcionar 1500 MW de solar no ano de 2020, cria também capacidade para 600 MW adicionais na zona Sul, face à estrutura da rede de referência.,

No que diz respeito ao FCD **Fauna** a Estratégia F implica o atravessamento de duas zonas distintas no SIC do Guadiana, nos vales da Ribeiras do Vascão e de Oeiras, num corredor onde se desenvolve hoje uma linha de 150kV. De salientar, contudo, que estes atravessamentos do SIC do Guadiana são marginais, isto é, apenas afectam zonas situadas junto dos limites das Áreas Classificadas, não implicando por isso seccionamentos importantes destas Áreas. Considera-se por isso que o efeito de atravessamento é pouco significativo.

Adicionalmente é de referir que na zona Interior Sul esta estratégia implica a desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo / Ourique a 150kV e instalação de uma nova linha, fora dos limites da ZPE de Castro Verde, agora dupla a 400+150kV. No corredor entre Ourique e o cruzamento com linha Portimão / Tavira haverá igualmente a desactivação física da linha Ourique / Estoi a 150kV e a sua substituição por uma linha dupla 400+150kV. Esta desactivação permitirá reconsiderar o atravessamento do SIC de Guadiana em fase de EIA.

Esta estratégia implica igualmente a ampliação da SE de Ourique, que se situa fora dos limites de qualquer Área Classificada

Esta estratégia não implica o atravessamento de nenhuma das áreas identificadas como importantes para as alcateias de lobo a nível nacional.

No que diz respeito ao **Ordenamento do Território** procedeu-se a uma avaliação da Estratégia F. Da análise efectuada é na Zona Interior Norte que ocorrem os principais efeitos sensíveis da Estratégia F, salientando-se as interferências na Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro e na zona da Cova de Celorico como as mais negativas e a serem objecto de cuidados particulares que devem ser devidamente acautelados em sede de avaliação local, a nível de Projecto/Estudo de Impacte Ambiental. Nesta zona a Estratégia F não prevê a desactivação de linhas existentes, assentando na construção de linhas novas em corredores novos (cerca de 60 km) e no aproveitamento de corredores existentes para a construção de linhas novas (cerca de 125 km). Salienta-se que é na Zona Interior Norte que foram identificados os efeitos mais relevantes do PDIRT sobre o ordenamento do território, no que se refere, essencialmente, à interferência com áreas de importância paisagística e cultural, de forma cumulativa com as linhas existentes. A construção de novas linhas em corredores novos nestes locais e/ou a utilização de corredores existentes mantém os aspectos considerados.

Na Zona Interior Sul a Estratégia F prevê, a construção de linhas novas em corredores novos e o aproveitamento de corredores existentes para a construção de linhas novas, além da desactivação de linhas existentes. De uma forma geral nesta zona o balanço da desactivação de linhas versus a construção de novas linhas pode ser considerado como positivo, uma vez que se libertam os corredores anteriormente ocupados por estas estruturas em zonas sensíveis e que possibilita a construção de linhas em áreas não sensíveis de acordo com critérios de minimização dos impactes ambientais das mesmas.

ii) Observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7º do Decreto-Lei nº 232/2007 e os resultados da respectiva ponderação

A REN, SA, em linha com o que já tinha sido realizado relativamente ao PDIRT 2009-2014 (2019), assumiu como princípio metodológico na consulta pública do PDIRT e respectiva AAE o tratamento e resposta individualizada a todo e cada parecer recebido naquele âmbito. O 'Relatório da Consulta Pública do Plano e Respectiva Avaliação Ambiental Estratégica', e seus anexos documentam em pormenor os pareceres (incluindo os de entidades com responsabilidades na área do Ambiente e do sector eléctrico), a sua análise e respostas individuais.

Com ampla generalidade foi dado acolhimento às sugestões apresentadas nos pareceres, incluindo algumas de melhoria do próprio PDIRT e do Relatório Ambiental.

Em particular as entidades do sector do ambiente, conservação da natureza e ordenamento do território, tiveram um papel definidor do âmbito da análise determinante. A análise efectuada pela equipa de AAE para a identificação dos factores críticos de decisão, com a identificação dos *FCD Energia, Fauna e Ordenamento do Território*, foi confirmada na consulta pública. Igualmente um conjunto de regras e princípios foi previamente enunciado e explicado em sessões públicas, constituindo desde logo boas práticas e medidas de mitigação em fase de plano, eficazes enquanto princípios orientadores para a fase de projecto e para o seguimento da AAE na fase de implementação do PDIRT. Igualmente neste âmbito as entidades apresentaram pareceres muito completos e pormenorizados que se traduziram para o âmbito da análise e futuro seguimento da AAE.

Sendo demasiado extenso reproduzir aqui as respostas e posições que constam do conjunto de respostas da REN, SA, considera-se no entanto oportuno registar um conjunto de posições de carácter mais genérico e que constam de respostas a diversas entidades, já que também foram colocadas por várias dessas entidades.

- A REN está convicta que só a participação alargada das entidades, organismos e público em geral no processo de Consulta Pública do PDIRT e respectivo RA, poderá contribuir de forma decisiva para a obtenção de um adequado Plano de Desenvolvimento e Investimento das Infra-Estruturas Eléctricas de Muito Alta Tensão, processo que é conduzido ao abrigo do enquadramento legislativo do DL º 232/22007 de 15 de Junho.

- A REN, enquanto concessionária de serviço público da RNT (Rede Nacional de Transporte de Electricidade) tem procurado e procurará sempre as soluções que melhor conciliem os

objectivos e interesses em jogo, em sintonia com uma política de responsabilidade social e ambiental que conduza a um crescimento sustentável e a uma minimização de encargos e custos para os clientes finais.

- A REN tem sempre assumido uma prática de optimização de soluções, optando pela compactação de linhas (transformar linhas simples em duplas), pela elevação da tensão de operação dos corredores (por exemplo a adopção pelos 400 kV que transportam, 4 a 5 vezes mais potência que os 220 kV) e pela substituição de alguns condutores por outros mais potenciados utilizando as mesmas estruturas. Tudo isto está plasmado no presente PDIRT.

- A REN enquanto concessionária da RNT, está vinculada pelo quadro legal aplicável à sua concessão e às autoridades locais e centrais que determinam a sua actividade. A concessionária adequa a sua actividade a este quadro com um elevado rigor, e reitera, não tendo autoridade em matéria de ordenamento do território, a importância de que os planos e acções de desenvolvimento municipal considerem os espaços canal para as infra-estruturas da RNT, afinal o pressuposto do acesso a um bem público de inegável valor como é a energia eléctrica. Neste sentido, a REN faz parte de várias Comissões de Acompanhamento de revisão dos PDM, de modo a articular em sede própria as necessidades de expansão da RNT com o ordenamento do território.

- A REN, no desenvolvimento de todos os seus projectos prevê mecanismos de intervenção das Autarquias, pelo que desenvolve contactos com as Câmaras Municipais, para que, de forma articulada, se consigam as soluções mais eficientes, com a minimização de impactos.

- A REN manifesta a sua total disponibilidade para articular as melhores soluções globais com as Câmaras Municipais, que constituem um parceiro privilegiado no processo de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) dos projectos. Estamos convictos de que o facto das infra-estruturas da REN serem objecto de processo de AIA, proporciona também, e nos termos da lei, instrumentos de prevenção e articulação como os atrás referidos.

- Face às necessidades a que o Plano tem de dar resposta torna-se inevitável a proximidade ou mesmo o cruzamento de alguns elementos patrimoniais importantes como seja a Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro e o parque arqueológico do Vale do Côa ou mesmo a zona da Cova de Celorico para além de outros mais pontuais. Cientes dos impactes negativos que as linhas poderão ter sobre o Património são explicitadas directrizes muito específicas, em que se propõe que através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por

exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na região, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo-eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.

- Em tempo de realização dos estudos ambientais e dos projectos é desejável continuar a manter canais de comunicação e de diálogo permanentes entre a REN e os seus consultores e as entidades com responsabilidades ambientais, de modo a que, numa fase tão prévia quanto possível, a escolha dos corredores tenha desde logo em conta, e de forma tão abrangente e completa quanto possível, a mais correcta caracterização e relevância de todos os elementos existentes no corredor, de forma a permitir a selecção de uma alternativa construtiva que seja a mais eficaz e minimizadora de impactes.

iii) Resultados das consultas realizada nos termos do artigo 8º do Decreto-Lei nº232/2007

O Decreto – Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº58/2011, de 4 de Maio, prevê a consulta dos Estados Membros da União Europeia sempre que o plano ou programa em elaboração seja susceptível de produzir efeitos significativos no ambiente de outro Estado Membro.

Pela sua expressão territorial, exclusivamente nacional continental, e pelo facto de o PDIRT em nada alterar os acordos previamente estabelecidos entre Portugal e Espanha em matéria de interligações eléctricas, considerou-se que o PDIRT não é susceptível de vir a causar efeitos significativos no ambiente do Reino Espanhol, pelo que não foi realizada a consulta prevista no artigo 8º do Decreto – Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

iv) Razões que fundaram a aprovação do PDIRT 2012-2017 (2022) à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração

A REN, SA, ao elaborar o PDIRT 2012-2017 (2022), como qualquer dos planos de investimento da RNT anteriores, teve em conta, nos termos legais, em particular nos artigos 36º e 37º do Decreto Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, as necessidades conhecidas e previsíveis do sistema eléctrico, incluindo de todos os seus utilizadores.

Essas necessidades vêm referidas logo no início do texto do PDIRT, no sumário executivo, e são as seguintes:

i) Garantir o adequado abastecimento dos consumos

ii) Assegurar condições adequadas para a recepção da produção

iii) Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)

iv) Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço

A REN, SA, enquanto Concessionária da RNT, tem, entre diversas outras missões, a de planear esta rede por forma a que estes objectivos sejam atingidos, sendo deste modo o desenvolvimento da RNT adequado ao correcto funcionamento do sistema eléctrico nacional e do mercado de electricidade.

Neste enquadramento, e também como já referido nesta Declaração Ambiental, procedeu-se a um trabalho comparativo sob o ponto de vista ambiental de cada uma destas alternativas, resultando desse trabalho a elaboração de uma alternativa final que a REN, SA considerou mais adequada e equilibrada tendo em conta o binómio impacto global – capacidade e flexibilidade futura para responder aos objectivos atrás enunciados.

A estratégia escolhida (Estratégia F) conjuga assim a garantia da obtenção dos objectivos técnicos e económicos para o sistema eléctrico e do melhor equilíbrio entre efeito ambiental global à escala da análise da AAE, e a capacidade e flexibilidade para alterações futuras na evolução do sistema eléctrico, tendo por isso sido escolhida pela REN, SA como base, neste exercício de planeamento, da evolução da RNT a adoptar.

v) Medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11º do Decreto-Lei nº 232/2007

De acordo com a alínea h) do nº 1 do Artigo 6º do Decreto-lei nº 232/2007, a Avaliação Ambiental do PDIRT deverá conter uma descrição das medidas de avaliação e controlo das implicações ambientais associadas à implementação do Plano, numa óptica de monitorização, em conformidade com o artigo 11º. No âmbito do presente processo admite-se como necessária a monitorização do PDIRT e dos efeitos decorrentes da concretização dos investimentos previstos.

De acordo com a natureza dos investimentos, e atentos à natureza do PDIRT em causa, a avaliação e controlo das condições de implementação do mesmo encontram-se estruturados em directrizes de planeamento e gestão e directrizes de monitorização, sendo que os aspectos mais relevantes a considerar dizem respeito aos riscos identificados.

No âmbito referido, a monitorização do PDIRT será desenvolvida em linha com as directrizes de avaliação e controlo já definidas e implementadas para o PDIRT 2009-2014 (2017), com os seguintes objectivos:

- Acompanhar e validar a avaliação dos efeitos significativos no ambiente identificados no decurso da avaliação ambiental do PDIRT, incluindo a avaliação sistemática de indicadores identificados para efeito de AAE do Plano;
- Validar os efeitos da implementação do PDIRT no desenvolvimento sustentável, tendo presente os indicadores de avaliação adoptados bem como a sua expressão ao nível regional/nacional;
- Avaliar a eficácia das medidas e recomendações propostas, tendo em vista a identificação e correcção atempada dos efeitos negativos imprevistos (artigo 11º do Decreto – Lei nº 232/2007) incluindo, se justificável, a revisão das mesmas;
- Contribuir para a avaliação do desempenho do PDIRT;
- Contribuir para a integração do PDIRT em outros planos, programas ou projectos, sejam de carácter sectorial, sejam territoriais;
- Valorizar a avaliação ambiental em geral e contribuir para a participação e envolvimento das partes interessadas nos processos de desenvolvimento e implementação de planos ou programas.

A avaliação e controlo do Plano assenta maioritariamente na verificação da respectiva implementação e aspectos críticos identificados.

O controlo da execução do PDIRT será efectuado através da avaliação dos projectos desenvolvidos no horizonte temporal definido.

Atendendo que os mesmos serão sujeitos a procedimento de AIA, sempre que legalmente requerido, os estudos e projectos a desenvolver deverão integrar uma componente de monitorização que dê resposta aos objectivos propostos.

Para melhor assegurar uma articulação com a avaliação ambiental efectuada considerou-se relevante estruturar as medidas e a correspondente monitorização em função dos factores críticos considerados.

Directrizes de Planeamento e Gestão

Quadro 2 – Síntese das directrizes de planeamento e gestão para cada um dos FCD considerados na AAE do PDIRT

FCD	Directriz
Energia	Equipa de acompanhamento da implementação do PDIRT: Monitorizar a concretização do PDIRT, nomeadamente ao nível das novas orientações estratégicas, permitindo identificar atempadamente a necessidade de redefinir uma orientação anteriormente estabelecida, designadamente em matéria do que são os objectivos de potência instalada de FER previstos para o horizonte temporal do PDIRT. Manter activa a plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes em matéria de produção de energia eléctrica a partir de FER, nomeadamente a DGEG, APREN, ERSE, as unidades de investigação em tecnologia de aproveitamento de recursos renováveis, bem como as empresas do sector.
Fauna	Sempre que seja tecnicamente possível deverão ser evitados os atravessamentos de áreas identificadas como muito críticas pelo ICNB, ficando o seu atravessamento condicionado pela inexistência de alternativas e pela existência de razões imperativas de reconhecido interesse público, nos termos do Art. 6º da Directiva 92/43/CEE, transposta para o Direito Interno pelo D.L. nº 140/99, conforme revisto pelo D.L. nº 49/2005. Deverá ser minimizado o atravessamento de áreas classificadas como críticas, devendo esta minimização ser considerada em fase de AIA. Sempre que seja inevitável o atravessamento de Áreas Classificadas deverá ser considerada a implementação de medidas de minimização adequadas às afectações resultantes desta intersecção. Os impactes identificados em fase de AIA que resultem da fragmentação e do efeito de barreira, bem como os impactes cumulativos, deverão ser avaliados e deverá ser procurada uma solução que minimize de forma efectiva o acréscimo nos planos de colisão em áreas importantes para a fauna.
Ordenamento do Território	Assegurar a minimização dos efeitos da implantação das infra-estruturas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial. No caso dos atravessamentos do Vale do Douro e da zona da Cova de Celorico propõe-se que os Projectos das linhas eléctricas sejam precedidos da realização de um Estudo Específico de Integração Paisagística e Patrimonial. Pretende-se uma avaliação das bacias visuais para definição de corredores preferenciais de implantação das infra-estruturas, em termos de qualidade e sensibilidade/ fragilidade da paisagem para absorver os novos elementos, contribuindo para a salvaguarda e gestão da paisagem e do património, determinando as condições de implantação das novas infra-estruturas quando à cota de implantação e

FCD	Directriz
	características/silhuetas dos apoios. Especialmente na zona do Vale do Douro será relevante definir pontos e corredores preferenciais de atravessamento, de forma a que a implantação da RNT não comprometa os valores paisagísticos e culturais desta região. Assegurar que, em fase de AIA e projecto de linhas: As recomendações decorrentes da AAE são tidas em consideração nos projectos das infra-estruturas a desenvolver. São adoptadas soluções que minimizem os impactes sobre áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso e em áreas com forte presença humana, adoptando soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas. Assegurar a adopção de soluções técnicas e de traçado que potenciem a optimização futura da RNT, quer através da minimização do número de linhas, quer da adequação das respectivas tensões, abrindo oportunidades para a progressiva desactivação e/ou reconstrução de linhas da actual RNT. Monitorizar o desenvolvimento da rede de PRE, no sentido do ajustamento da RNT ao desenvolvimento efectivo da produção energética. Promover uma efectiva participação das populações interessadas, através de mecanismos de informação, divulgação e negociação, nomeadamente em sede de AIA. Assegurar que qualquer alteração à Estratégia F agora em avaliação seja avaliada de acordo com os critérios e indicadores considerados no presente Relatório Ambiental.

Directrizes de Monitorização

De acordo com o artigo nº 11 do Decreto-Lei nº 232/2007, cabe à entidade que elabora o Plano avaliar e controlar os efeitos significativos sobre o ambiente e o território decorrentes da aplicação e execução do Plano, verificar em que medida as recomendações constantes da Declaração Ambiental estão a ser adoptadas e corrigir eventuais efeitos negativos imprevistos.

Neste contexto foram propostas as seguintes directrizes de monitorização para cada um dos FCD considerados.

Energia

Para efeitos de monitorização do PDIRT, sugere-se a manutenção de um conjunto de elementos, a actualizar e analisar, numa base anual:

- Sistematização dos objectivos de política energética, designadamente potência instalada de produção em regime especial e produção em regime ordinário;
- Acompanhamento e registo da potência instalada (PRE e PRO):
  - em funcionamento
  - em construção
  - já licenciada
  - em fase de licenciamento
  - prevista a médio-prazo

  Nota: Particular destaque para a energia eólica, solar (produção centralizada e descentralizada) e hídrica reversível, por serem aquelas que no horizonte temporal do PDIRT assumirão a maior relevância.

- Registo das perdas anuais da Rede de Transporte, expressas em GWh.

Fauna

A instalação das linhas previstas neste Plano deverá ser objecto de Avaliação de Impacte Ambiental de modo a que os impactes resultantes da sua construção e exploração possam ser devidamente avaliados e que sejam implementadas as medidas de minimização e os Programas de Monitorização que sejam necessários.

Os processos de AIA deverão dirigir-se a cada um dos troços definidos no PDIRT e às novas subestações a eles associados, de modo a permitir a avaliação dos impactes à escala da região onde estas se inserem.

Para além dos Programas de Monitorização que venham a ser definidos no âmbito dos processos de AIA de cada uma das linhas será útil o desenvolvimento de um Programa de Monitorização da implementação do PDIRT que permita compreender os impactes que a sua implementação possa vir a gerar à escala nacional. Este programa deverá incidir sobre os efeitos da implementação do Plano nas populações das espécies mais sensíveis que sejam potencialmente afectadas e deverá integrar a informação recolhida no âmbito dos programas de monitorização das diferentes linhas.

O Programa de Monitorização procurará medir o acréscimo de mortalidade das espécies alvo que resulta da instalação das novas linhas no seu conjunto. A avaliação do impacte que este acréscimo de mortalidade tem sobre as populações daquelas espécies deverá ter como referência estimativas actualizadas das suas populações.

Este programa deverá ainda integrar a informação a recolher no âmbito dos Programas de Monitorização das diferentes linhas relativamente a efeitos de exclusão e/ou perturbação, nomeadamente no caso particular dos quirópteros e do lobo. Isto é, será necessário compreender que proporção das populações nacionais daquelas espécies será afectada pela implementação da estratégia aprovada.

Uma vez que este Programa de Monitorização se apoiará essencialmente em dados a recolher no âmbito de outros Programas sugere-se que a análise dos dados seja efectuada anualmente durante todo o período de implementação do PDIRT, tendo início no momento em que a primeira linha construída termine o primeiro ano de exploração.

A monitorização do PDIRT será da responsabilidade da REN e deverá ser acompanhado pelo ICNB, bem como pelas organizações não governamentais com experiência nesta problemática.

Ordenamento do Território

No Quadro 3 apresenta-se o programa de monitorização das directrizes de seguimento definidas para o FCD Ordenamento do Território.

Quadro 3 - Programa de Monitorização - FCD Ordenamento do Território

Diretrizes de monitorização	Indicadores
Apoiar as autoridades de saúde na realização e divulgação de estudos conducentes a aprofundar o conhecimento sobre os efeitos das infra-estruturas da RNT sobre a saúde humana	N.º de estudos realizados e custos
	- N.º de estudos divulgados
Monitorizar o grau de incorporação dos espaços canais ou corredores preferenciais necessários à concretização das estratégias da REN nos Planos Directores Municipais	- N.º de participações da REN em Comissões Mistas de Acompanhamento e comissões consultivas dos PDM
	- N.º de PDM com espaços canais para a RNT
Monitorizar ao nível dos processos de AIA os efeitos da implantação de infra-estruturas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial	- N.º de pedidos de informação prévia às entidades competentes antes da definição dos corredores base para o desenvolvimento de novas linhas
	- Extensão de linhas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial (km)
	- N.º de Estudos Específicos de Integração Paisagística e Patrimonial elaborados
Monitorizar os efeitos da implantação de infra-estruturas em áreas com forte presença humana, mantendo actualizada a informação respeitante a tipologias de soluções estruturais, construtivas e de implantação em função do tipo de zonas atravessadas.	- Nº de interferências com espaços urbanos e urbanizáveis legalmente definidos
	- N.º de instalações retiradas dos espaços urbanos
	- Extensão de linhas aéreas desactivadas em espaços urbanos (km)
	- Extensão de linhas enterradas em espaços urbanos (km)
Monitorizar no âmbito da pós-avaliação em AIA, a adopção de soluções minimizadoras dos impactes sobre áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso	- Extensão de linhas em áreas de aproveitamentos hidroagrícolas (km
	- Extensão de linhas em áreas de protecção a elementos patrimoniais classificados, identificáveis fora dos espaços urbanos (km)
	- Extensão de linhas em áreas de recursos geológicos com servidões (concessões de águas minerais naturais ou concessões mineiras)(km).
	- Extensão de linhas em áreas de protecção e servidão a aeródromos ou outras infra-estruturas e equipamentos relevantes (km)
Monitorizar o grau de cumprimento nos projectos de linhas e subestações das recomendações feitas pela AAE para a fase de AIA	- Verificação e acompanhamento da metodologia de elaboração dos estudos ambientais.
Assegurar que a monitorização do PDIRT permita que qualquer alteração à Estratégia F em avaliação seja avaliada nos mesmos indicadores.	- Verificar a sua elaboração
Monitorizar o desenvolvimento da rede de PRE, no sentido do ajustamento da RNT ao desenvolvimento efectivo da produção energética	- Índice de utilização dos equipamentos em áreas fulcrais de geração de energia renovável
Monitorizar a participação das populações interessadas através dos mecanismos de informação, divulgação e negociação a criar, nomeadamente em sede de AIA.	- N.º de sessões de esclarecimento realizadas
	- N.º de participações recebidas
	- N.º de participações incorporadas no processo de AIA

De modo a ser assegurada a existência de condições institucionais e de responsabilidade que permitam um bom desempenho do PDIRT e um adequado desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, deverão as entidades e agentes que a seguir se mencionam (Quadro 4) desenvolver as seguintes acções, com vista a uma implementação efectiva do PDIRT e a uma melhor governança na sua implementação, tendo como referência a AAE.

Quadro 4- Quadro de Governança para Acção – Condições institucionais e de responsabilidade para um melhor desempenho do PDIRT

Entidades	Acção
REN	Manutenção de diálogo com entidades competentes no âmbito da utilização do território e do licenciamento da actividade de produção de energia eléctrica (DGEG Câmaras Municipais, CCDR, ICNB, APA, etc.), abarcando a generalidade das fases dos projectos de infra-estruturas eléctricas: fase prévia de identificação de condicionantes, fase de estudos ambientais e fase de pós-avaliação/monitorização. Manutenção da avaliação permanente da evolução da potência instalada e da produção renovável. Antecipação das metas e objectivos para a produção, da avaliação dos recursos e a partir de fontes renováveis (junto da DGEG, APREN, ERSE, etc.) Desenvolver e implementar formas de comunicação e participação pública adequadas e eficazes na divulgação das suas políticas e dos resultados de estudos de monitorização e seguimento, evidenciando os principais aspectos conseguidos. Fomentar a realização e divulgação de estudos conducentes a aprofundar o conhecimento sobre os efeitos das infra-estruturas da RNT sobre a saúde humana. Fomentar estudos conducentes a avaliar e promover a adopção de soluções estruturais para a RNT minimizadoras dos seus impactes negativos, bem estudos de avaliação de zonas ou áreas de atravessamento preferenciais em zonas particularmente sensíveis
DGEG	Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento da produção com origem em fontes de energia renovável e das metas/objectivos a médio e longo prazo, que estão na base da política energética nacional.
APA	Manter actualizadas e disponíveis os objectivos de redução de emissões de gases com efeito de estufa no médio – longo prazo, em função da evolução das políticas europeias nesta matéria.
Comissão para as Alterações Climáticas (MAOTDR)	Disponibilizar os resultados da monitorização das medidas constantes do Programa Nacional para as Alterações Climáticas, designadamente (i) produção de electricidade a partir de FER (ii) melhoria da eficiência energética do sector electroprodutor, por via da redução de perdas no transporte e distribuição de energia.
ICNB	Manter actualizada a informação disponibilizada para a elaboração do PDIRT, nomeadamente no que se refere identificação de áreas críticas e muito críticas. Acompanhar a monitorização do PDIRT e de cada um dos eixos que o constituem. Apoiar os processos de participação do público. Fornecer informação sobre a Rede Nacional de Áreas Protegidas e Áreas da Rede Natura 2000 nomeadamente ao nível do estado de conservação das áreas classificadas e da existência de Planos de Ordenamento e/ou de outras figuras de gestão do território nessas áreas Articular com a REN, SA a estratégia de implantação da RNT nas áreas sob a sua jurisdição.
CCDR	Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento do território regional, incorporando e compatibilizando permanentemente as propostas / condicionantes de outros planos com incidência no seu território Fomentar e apoiar os processos de participação pública. Colaborar com a REN na identificação de soluções de implementação do PDIRT ajustadas aos interesses regionais mas conciliadoras com os objectivos do PDIRT

Entidades	Acção
Câmaras Municipais	Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento do território municipal, incorporando e compatibilizando permanentemente as propostas / condicionantes de outros planos com incidência no seu território Articular e negociar com a REN, SA as propostas para a RNT e incluir nas propostas de desenvolvimento municipal os espaços canais ou corredores orientativos necessários à concretização das estratégias da REN, SA. Fomentar e apoiar os processos de participação pública.
ONGA's	Acompanhar a monitorização do PDIRT. Colaborar em parcerias com a REN para a apreciação de impactes e tomada de acções preventivas e de mitigação. Participar nos processos de consulta pública.
População em geral	Participar atempadamente nos processos de decisão, nomeadamente em sede própria, no decorrer dos processos de AIA.

Lisboa, 8 de Março de 2013

O Conselho de Administração da REN-Rede Eléctrica Nacional, SA

Página em Branco

Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Receção de Potência nos nós da Rede Nacional de Transporte

Página em Branco



RECEP

Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Determinação da Capacidade de Receção de Potência nos Nós da Rede Nacional de Transporte

RELATÓRIO FINAL

INESC TEC

Dezembro de 2014

1. Introdução

Este documento corresponde ao Relatório Final previsto no contrato estabelecido entre a REN e o INESC Porto relativo ao Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Receção de Potência nos Nós da Rede Nacional de Transporte. Neste relatório são descritas diversas metodologias para determinação das capacidades de receção de potência na Rede Nacional de Transporte. As metodologias referidas são baseadas na matriz de transferência de carga, em fatores de repartição da capacidade das linhas e em procedimentos de otimização.

Após esta introdução, a Secção 2 descreve um procedimento para calcular de forma sistemática os valores dos fatores de distribuição que permitem, em seguida, calcular as capacidades nodais de receção. A metodologia descrita nesta secção permite obter resultados que correspondem aos que são disponibilizados pela função SPIL do PSS/E.

Em seguida, na Secção 3 são apresentadas quatro metodologias baseadas em fatores de simultaneidade (designadas por S1, S2, S3 e S4), sendo qualquer delas apropriada para calcular o valor das capacidades nodais de receção.

Por sua vez, na Secção 4 são descritas três metodologias baseadas na resolução de problemas de otimização (designadas por O1, O2 e O3) que podem ser adotadas se se pretender maximizar a capacidade global de receção. A metodologia O1 introduz algumas alterações na metodologia base de modo a melhor aproveitar a capacidade dos ramos da rede tendo em vista o aumento da capacidade nodal de receção. No segundo caso, O2, o problema de determinação da capacidade de receção nodal de nova produção foi formulado como um problema de otimização linear que pretende sistematizar e generalizar a metodologia de cálculo das capacidades nodais de receção de potência. Por fim, a terceira metodologia, O3, introduz modificações na função objetivo do problema de otimização utilizado na metodologia O2, de modo a reduzir a possibilidade de obter capacidades nodais muito elevadas em alguns nós e reduzidas noutros.

Tendo em conta estas diferentes formulações, foi desenvolvida uma aplicação computacional que traduz estas diferentes metodologias. Em seguida, esta aplicação computacional foi utilizada para obter resultados para as capacidades nodais de receção de potência considerando condições previsionais de exploração da Rede Nacional de Transporte para um determinado horizonte temporal traduzidas em 21 cenários de exploração especificados pela REN. Os resultados obtidos são apresentados na Secção 5 deste documento.

Metodologia de previsão da evolução do consumo

1 METODOLOGIA DE PREVISÃO

A previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida baseia-se, no longo prazo, na previsão do consumo final de eletricidade por sectores de consumo.

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida pelos diversos agentes em Portugal Continental e inclui, não só a eletricidade fornecida através da rede pública, como também os denominados autoconsumos – produção particular de eletricidade para abastecimento próprio.

No entanto, para efeitos de estudo da expansão do sistema electroprodutor, a informação que é realmente relevante é o consumo referido à produção líquida (ou emissão), sendo por isso necessário converter a previsão do consumo final de eletricidade em consumo de eletricidade referido à produção líquida, através da seguinte expressão:

Consumo referido à produção líquida = Consumo final – Autoconsumo + Perdas de transporte e distribuição **(1)**

A previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial.

Para todo o período de previsão, foram incluídos os efeitos previstos sobre o consumo final de eletricidade:

- da implementação de novas medidas de eficiência energética definidas pelo Governo no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) (RCM 20/2013, de 28 de fevereiro) e

I. da penetração esperada de veículos elétricos (VE) no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros e comerciais ligeiros, autocarros e motociclos, definida no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) (RCM 20/2013, de 28 de fevereiro).

A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão, como é explicitado a seguir.

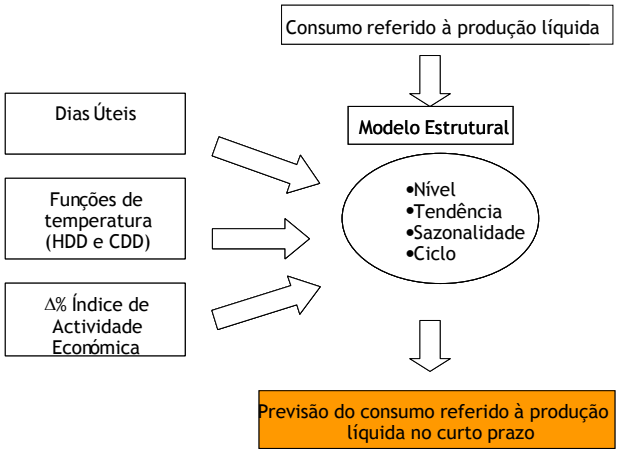
PREVISÃO DE CURTO PRAZO

No curto prazo, o método de previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida assenta num modelo estrutural de base mensal, onde são introduzidas variáveis explicativas que determinam o efeito de calendário, o efeito da temperatura atmosférica e o efeito da atividade económica sobre o consumo de eletricidade.

Os modelos estruturais são modelos adaptativos que decompõem as variáveis a prever, nas suas principais componentes: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. Permitem avaliar a evolução de comportamento de cada uma destas componentes ao longo do período histórico e utilizar para previsão apenas a informação obtida nos períodos mais recentes.

Na Figura 1 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

FIGURA 1 – ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO



O conceito de consumo de eletricidade corrigido da temperatura e do número de dias úteis consiste na estimação do valor do consumo para uma situação sem desvios de temperatura e do número de dias úteis em relação aos respetivos valores médios. Esta correção resulta da verificação de que determinados desvios nestas duas variáveis, em relação ao que seria normal, dão origem a desvios no consumo de eletricidade. Por uma questão de precisão e coerência das previsões, optou-se por tomar como base o consumo corrigido do efeito de temperatura e do número de dias úteis.

O consumo final de eletricidade no curto prazo, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

PREVISÃO DE LONGO PRAZO

No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

Tal como na Previsão de Curto Prazo, também aqui a previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Foram testadas outras abordagens, mais ou menos desagregadas, tendo-se concluído que a divisão do consumo nestes sectores apresenta resultados mais consistentes.

As previsões realizadas utilizam como 'input' as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta a evolução esperada da economia (ver Anexo 2). As previsões da procura de eletricidade são desenvolvidas, considerando, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de "temperatura média", combinada com diferentes cenários de crescimento económico. Com as previsões resultantes deste estudo não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos.

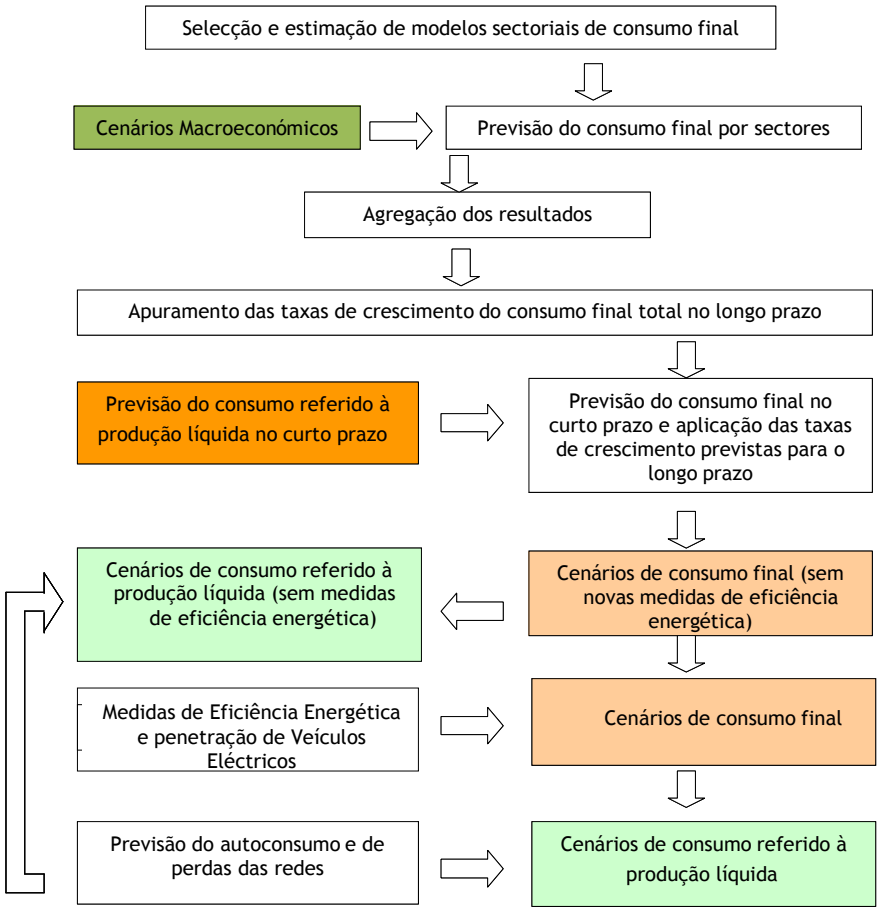
As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final, até à previsão do consumo referido à produção líquida sem e com medidas de eficiência energética, encontram-se sistematizadas na Figura 2.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão que resultaram no aprofundamento:

- das técnicas econométricas lineares – com a implementação de Modelos de Correção de Erros (MCE), estudo de cointegração e abordagem vetorial
- dos modelos econométricos com tendência não linear e
- dos modelos estruturais.

A metodologia que produziu melhores resultados foi a dos modelos estruturais.

FIGURA 2 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO



MODELOS ESTRUTURAIS

Modelos estruturais univariados

Neste tipo de modelos uma série temporal pode ser decomposta em diversas componentes tipificadas: nível, tendência e sazonalidade. À exceção da componente de nível, as restantes componentes podem ou não estar presentes. Generalizando, o modelo estrutural básico pode ser definido como:

$$Y_t = \mu_t + \gamma_t + \varepsilon_t \quad (2)$$

em que

$$\mu_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (3)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t \quad (4)$$

e

$$\gamma_t = -\sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \qquad (5)$$

As equações (3), (4) e (5) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos ε, η, ξ e ϖ definem perturbações aleatórias do tipo ruído branco, independentes entre si, com média nula e desvios padrão não necessariamente iguais entre si. Como extensão deste modelo básico é comum acrescentar a componente cíclica e/ou introduzir diferentes especificações para a componente de tendência.

A estimação destes modelos é feita com base no *filtro de Kalman*, que consiste num método de estimação recursivo e que obriga à representação do modelo em termo de espaço de estados.

As variáveis residuais são particularmente importantes, uma vez que são elas que definem o tipo de série que se está a modelizar. Se o desvio padrão de alguma das componentes aleatórias for nulo, isso indica que esta passa a não ter qualquer interferência na equação em questão e que, portanto, a componente a que pertence passa a ser do tipo determinístico. Um modelo estrutural pode variar tipologicamente entre um modelo puramente determinístico - em que todas as componentes aleatórias têm desvio padrão nulo - e um modelo totalmente estocástico – caso em que todas as perturbações aleatórias se caracterizam por um desvio padrão não nulo – denominando-se neste caso por um modelo de tendência localmente linear.

Neste tipo de modelos a previsão é baseada nas estimativas para cada uma das componentes – μ, β e γ - estimadas para a última observação da amostra.

Modelos estruturais com variáveis explicativas

Se, para explicar a evolução de uma determinada variável, utilizarmos, para além das componentes estruturais, uma ou diversas variáveis explicativas temos uma extensão considerável quer da metodologia de base quer da capacidade explicativa/preditiva desses mesmos modelos. Ao mesmo tempo, e dado que os coeficientes associados a cada uma das variáveis podem ser variáveis ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS.

Outra vantagem face ao OLS é que não é necessário testar a ordem de integração das variáveis envolvidas. Se se partir de um modelo geral em que se admita a variabilidade temporal de todos os coeficientes e parâmetros não se corre o risco de obter regressões espúrias uma vez que tal só acontece quando se impõe ao modelo que alguns ou todos os componentes (nível, tendência, sazonalidade e coeficientes) sejam fixos ao longo da amostra quando a sua não imposição seria mais acertada.

MODELOS ECONOMÉTRICOS SECTORIAIS ESTIMADOS

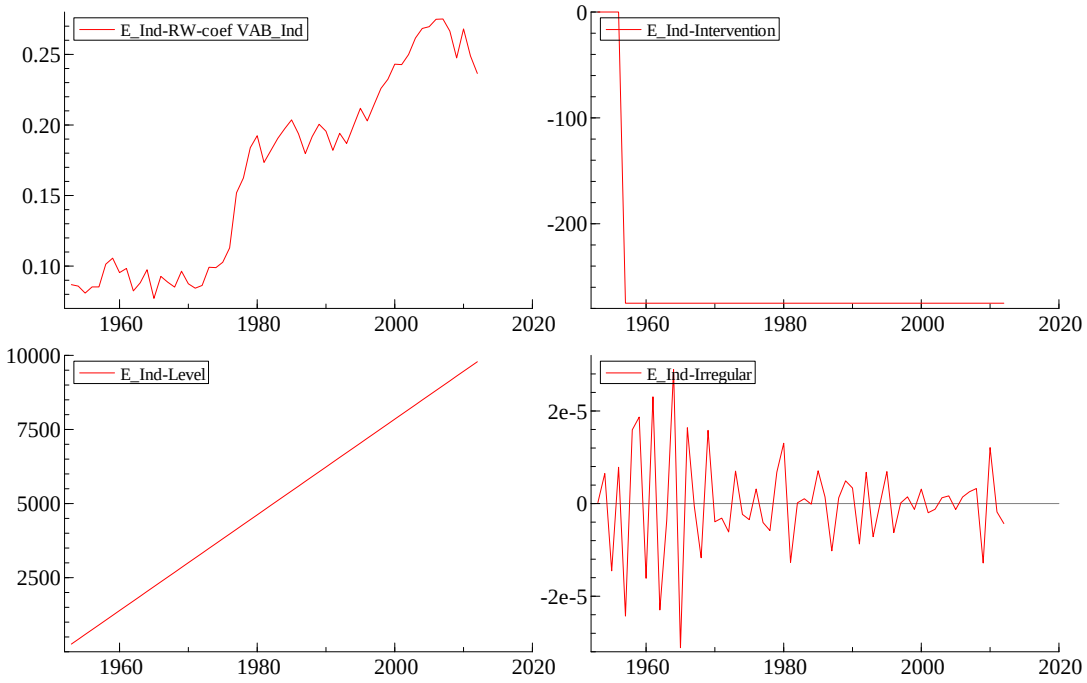
Após análise da performance preditiva dos diversos modelos estimados, concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais, cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

Para a previsão do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, procedeu-se à estimação do modelo estrutural com uma componente nível do tipo estocástico e uma componente declive do tipo determinístico, configurando o que na literatura se denomina de processo de nível local com declive fixo. Além destas componentes, considerou-se a variável explicativa VAB da Indústria para explicar a evolução da procura no sector da Indústria e Agricultura. Associada a esta variável assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Para além da variável VAB foram incluídas variáveis tipo *dummy* para descontar o efeito de quebras na série da procura não explicadas pelo VAB. Mais concretamente, detetaram-se alterações no nível da série em 1957 e 1977, bem como um *outlier* em 2009.

FIGURA 3 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

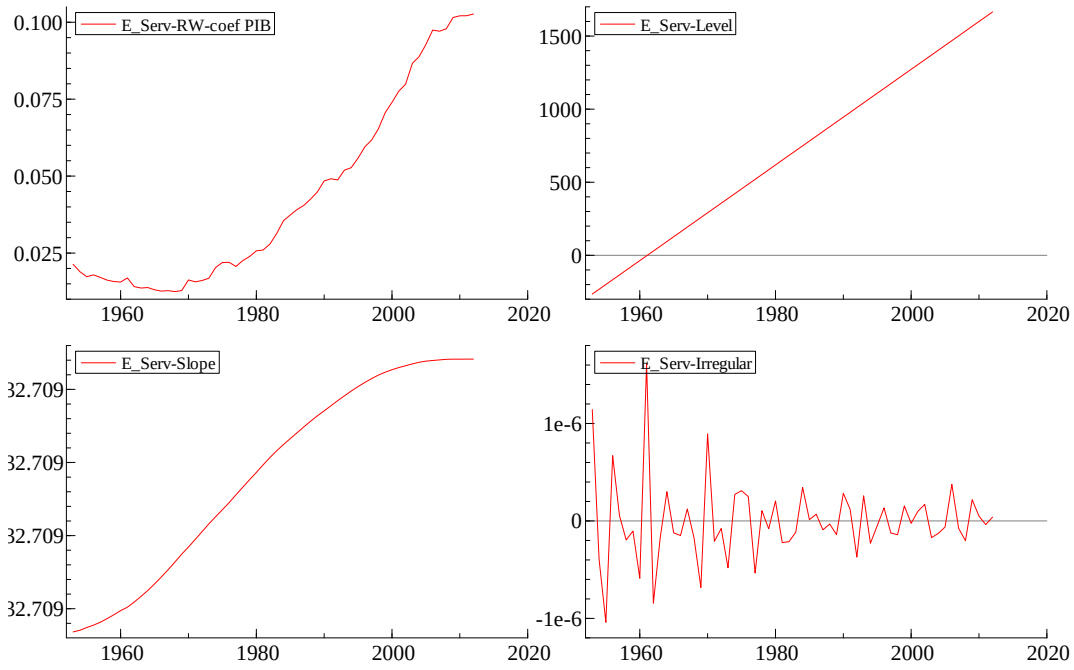


SECTOR TERCIÁRIO

No sector Terciário procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo todas as componentes como sendo do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo localmente linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa PIB para explicar a evolução da procura no sector e, associada a esta variável, assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Detetaram-se alterações no nível da série em 1991 e 2003, pelo que foram introduzidas variáveis *dummy* do tipo degrau nestes anos. O coeficiente associado a PIB é do tipo estocástico e apresenta um valor uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95 %.

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO



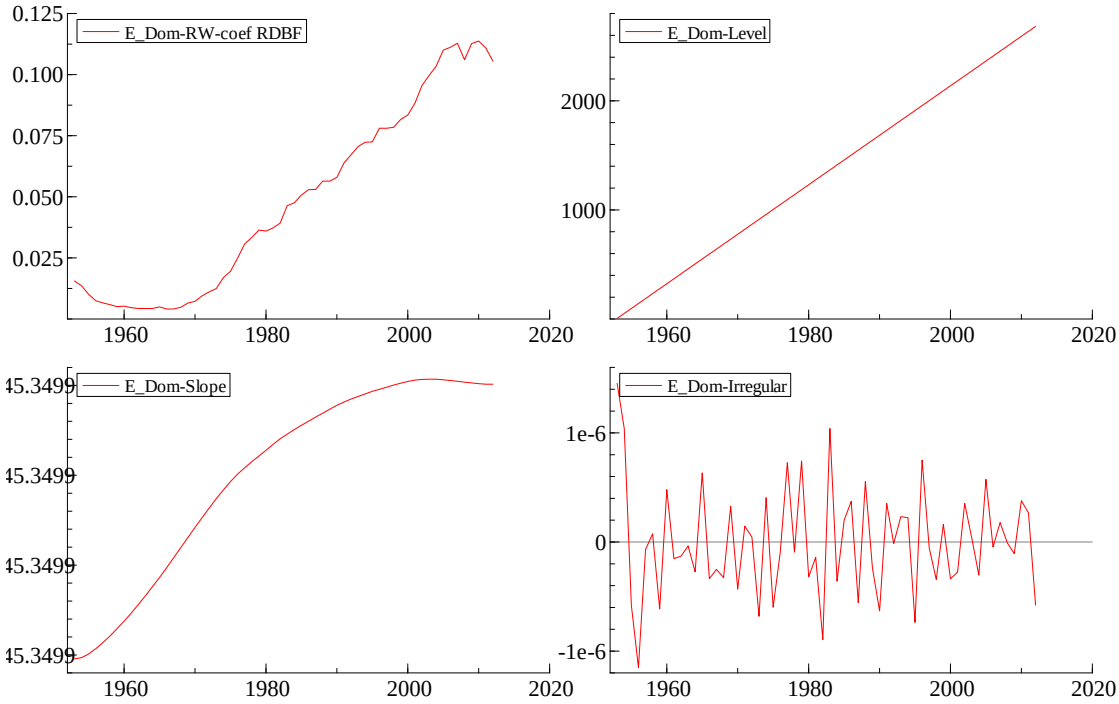
SECTOR RESIDENCIAL

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo à semelhança do que aconteceu no sector Terciário, todas as componentes sejam do tipo estocástico. O coeficiente

associado a RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95 %.

Foi incluída uma variável *dummy* do tipo impulso para entrar em linha de conta com a observação anormal de 2008.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL



MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2014 em diante.

O PNAEE é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. O plano é orientado para a gestão da procura energética, conforme resulta da Diretiva n.º 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos.

Não foi possível aferir as poupanças esperadas desagregadas por sectores de consumo, pelo que a quantificação do impacte das medidas de eficiência energética, sobre o consumo final de eletricidade, apenas se efetua em termos globais e não sectoriais.

Pressupondo o cumprimento na íntegra do objetivo do PNAEE para o sector elétrico, assume-se uma poupança anual de eletricidade resultante de novas medidas de eficiência[12] inseridas nesse plano, a implementar a partir de 2014 até ao horizonte 2020.
De 2020 em diante assumem-se as poupanças previstas nos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC) promovidos pela ERSE, à exceção do PPEC 2013-2014 para o qual não foi possível obter informação sobre o consumo anual evitado.

PENETRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Para este estudo foi considerada a utilização do veículo elétrico (VE) no parque automóvel nos segmentos de ligeiros de passageiros e comerciais ligeiros, autocarros e motociclos de acordo com as seguintes hipóteses de base:

- Até 2020 assume-se, em cada segmento, o número de veículos elétricos previsto no PNAER, de acordo com informação disponibilizada pela DGEG;
- A partir de 2020 considera-se que a evolução do parque automóvel assenta numa taxa média de crescimento anual de 1 % no cenário Superior, 0,6 % no cenário Central e 0,35 % no cenário Inferior, em consonância com o respetivo cenário macroeconómico considerado;
- Assume-se que o consumo unitário em cada segmento evolui da seguinte forma:
    - Veículos ligeiros: 1 440 kWh/carro até 2020. De 2020 a 2030 assume-se uma evolução decrescente de 1 440 kWh/carro a 1 260 kWh/carro.
    - Motociclos: 480 kWh/motociclo até 2020. De 2020 a 2030 assume-se um decréscimo no consumo unitário de 480 kWh/motociclo a 360 kWh/motociclo.
    - Autocarros: 14 400 kWh/autocarro até 2020. De 2020 a 2030 assume-se um decréscimo no consumo unitário de 14 400 kWh/autocarro a 12 000 kWh/autocarro.

[12] Informação disponibilizada pela Direcção Geral de Energia e Geologia.

Eficiência Energética e '*Eco-Design*' de Transformadores

Considera-se oportuno dar conta da recente aprovação do Regulamento (EU) Nº 548/2014 da Comissão Europeia, de 21 de maio de 2014, o qual dá execução à Diretiva 2009/125/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, no que diz respeito aos transformadores de pequena, média e grande potência.

Com efeito, na persecução dos objetivos ambientais traçados e tendo em consideração que os produtos relacionados com o consumo de energia são responsáveis por uma grande parte do consumo de recursos naturais e de energia na Comunidade, foi aprovada a referida regulamentação.

Como base prévia à elaboração do documento, a Comissão realizou um estudo preparatório para analisar os aspetos ambientais e económicos relacionados com os transformadores. O estudo mostrou que a energia na fase de utilização é o aspeto ambiental mais significativo que pode ser abordado através da conceção dos produtos. Assim, o presente regulamento estabelece requisitos de conceção ecológica de transformadores de potência, com uma potência mínima de 1 kVA, utilizados em redes de transporte e distribuição de eletricidade de 50 Hz ou destinados a aplicações industriais, tendo em vista assegurar uma melhor eficiência energética, particularmente durante a utilização os equipamentos.

O Regulamento (EU) Nº 548/2014 estabelece requisitos mínimos de eficiência para os transformadores tendo por base o Índice de Eficiência de Pico (IEP), uma medida que relaciona a potência aparente transmitida de um transformador menos as perdas elétricas e a potência aparente transmitida do transformador, refletindo portanto a eficiência energética do processo de transformação.

O Regulamento considera uma implementação em duas fases: Fase 1, com início em 1 de julho 2015 e Fase 2, com início em 1 de julho de 2021, com valores do IEP distintos e mais restritivos. Tomando como referência os transformadores de potência nominal superior a 100MVA, imersos em líquido - situação representativa da totalidade do parque de transformação da RNT – os valores do índice de eficiência a considerar são os seguintes: Fase 1: IEP > 99,737 % e Fase 2: IEP > 99,770 %.

Apesar de significativo na sua essência, prevê-se que a aplicação do presente Regulamento venha a ter um impacto muito reduzido em termos dos custos com o investimento em transformação na RNT, particularmente durante a Fase 1, uma vez que, tendo em consideração o histórico das mais recentes aquisições de unidades de transformação, os atuais índices de eficiência das máquinas dos fornecedores qualificados da RNT estão, na generalidade, dentro da gama dos novos valores regulamentares. Na Fase 2, dado o valor mais restritivo do IEP, admite-se que possa haver alguma afetação em termos dos custos de investimento, contudo, dado o evoluir do estado da arte e a melhoria dos processos, considera-se que o impacto deverá ter um carácter marginal.

Estudo de Estabilidade Transitória e de Controlo de Tensão da RNT no Horizonte 2014

Página em Branco

INESCPORTO®
INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS
E COMPUTADORES DO PORTO
LABORATÓRIO ASSOCIADO

ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014

– Relatório da Fase 1 –

(Recolha de Informação e decisão de continuidade)

COORDENAÇÃO

João Abel Peças Lopes
Carlos Monteiro Moreira

AUTORES

Maria Helena Vasconcelos
Luis Rouco Rodríguez
Carlos Monteiro Moreira
Bernardo Silva
Yannick Phulpin
Lukas Sigrist

PORTO, 5 DE DEZEMBRO DE 2011

SUMÁRIO EXECUTIVO

O problema de garantia de segurança e de estabilidade da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como a necessidade de proporcionar condições para a ligação de novos centros electroprodutores eólicos pode ser assegurado recorrendo à instalação de aerogeradores com requisitos especiais, que garantam a sua sobrevivência a cavas de tensão, podendo ser complementado recorrendo a soluções externas a esses centros electroprodutores, nomeadamente mediante a integração na RNT de equipamentos do tipo FACTS (*Flexible AC Transmission System*). Para além de outras aplicações, estes equipamentos são utilizados para efeitos de suporte de tensão na sequência de defeitos que possam ocorrem na RNT, contribuindo desta forma para a redução da potência eólica que pode ter que ser desligada por acção das protecções de mínimo de tensão, tendo como resultado uma melhoria das condições de estabilidade da rede.

Assim sendo, o presente documento começa por apresentar no Capítulo 2 uma breve caracterização tecnológica dos dispositivos FACTS com potencial aplicação no âmbito do problema anteriormente descrito, nomeadamente *Static Var Compensators* (SVC) e *Static Synchronous Compensators* (STATCOM). Seguidamente à caracterização tecnológica dos equipamentos apresenta-se uma breve caracterização das características operacionais deste tipo de dispositivos, tanto em regime normal (nomeadamente no que se refere à capacidade de controlo dinâmico de potência reactiva/controlo de tensão) como em regime dinâmico. Procede-se ainda a identificação e análise de exemplos de aplicações concretas com especial relevo para a identificação de factores de custo de instalação e de benefício a ter em consideração para avaliar as tecnologias identificadas.

O Capítulo 3 apresenta um levantamento exaustivo de modelos de simulação adequados à representação do comportamento das tecnologias FACTS consideradas, nomeadamente no que se refere à capacidade de suporte de tensão na sequência de perturbações na rede. Numa primeira etapa foram identificados modelos mais detalhados para representação do comportamento dinâmico deste tipo de dispositivos, procedendo-se à avaliação do seu comportamento em pequenas redes de teste em ambiente *Matlab/Simulink*. Seguidamente, e tendo em consideração os modelos de simulação deste tipo de dispositivos disponíveis no ambiente de simulação *PSS/E* procedeu-se a uma comparação detalhada das suas características de operação/controlo com as que são proporcionadas pelos modelos mais detalhados, tendo por base as referidas redes de teste em ambiente *Matlab/Simulink*. No âmbito do estudo de modelização das tecnologias foi dada especial atenção à parametrização dos modelos de simulação, bem como à compreensão e caracterização das suas características operacionais, tendo em conda o problema do suporte a cavas de tensão. O estudo de modelização permitiu determinar a adopção de modelos existentes nas bibliotecas do PSS/E, procedendo-se de seguida à avaliação das suas características de resposta mediante a integração de dispositivos em nós da RNT e simulação de defeitos que ilustram o seu contributo para a melhoria de comportamento da rede no que respeita ao suporte de tensão na sequência de curto-circuitos.

O Capítulo 4 apresenta as principais conclusões do estudo. De uma forma geral, o estudo apresentado neste documento permitiu identificar as tecnologias FACTS disponíveis no mercado que apresentam características adequadas para evitar a saída de serviço massiva de parques eólicos devido à actuação das suas protecções de mínimo de tensão e, desta forma, evitar a perda de estabilidade e o consequente colapso do sistema, na sequência de curto-circuitos ocorridos na rede. Paralelamente foi possível identificar e validar um conjunto alargado de modelos com características adequadas à simulação do comportamento dinâmico deste tipo de dipositivos. Perante os estudos preliminares desenvolvidos sobre a RNT, foi possível constatar que a instalação dos dispositivos FACTS terá especial contribuição para os parques eólicos que não estão equipados com aerogeradores com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, na medida em que irão contribuir para que os valores das tensões terminais dos aerogeradores fiquem acima do limiar de actuação dos relés de mínimo de tensão. Verificou-se dos estudos efectuados que os dispositivos do tipo STATCOM são os que apresentam a característica de resposta mais adequada, tendo em vista o suporte de tensão à rede na sequência de curto-circuitos.



INESCTEC
TECNOLOGIA E CIÊNCIA
LABORATÓRIO ASSOCIADO

COORDENADO POR
INESCPORTO

ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014

– Relatório da Fase 2 –

(Metodologia, Cenários e Critérios para as Simulações)

COORDENAÇÃO

João Abel Peças Lopes
Carlos Monteiro Moreira

AUTORES

Carlos Monteiro Moreira
Pedro Barbeiro
Bernardo Silva

PORTO, 16 DE MARÇO DE 2012

SUMÁRIO EXECUTIVO

A integração progressiva de geração eólica nas redes elétricas tem vindo a exigir uma constante atualização dos requisitos técnicos requeridos aos centros electroprodutores eólicos por parte dos operadores do sistema de forma a garantir os elevados níveis de segurança que devem caracterizar o funcionamento do sistema de energia. De entre os requisitos técnicos que os centros electroprodutores eólicos têm de cumprir, destaca-se o que envolve a capacidade de os geradores eólicos sobreviverem a cavas de tensão resultantes de curto-circuitos na rede elétrica. Adicionalmente, os centros electroprodutores eólicos deverão ter capacidade para injetar corrente reativa na rede durante o período de defeito, tendo por objetivo proporcionar suporte de tensão à rede. Saliente-se, no entanto, que os centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas mais antigas não cumprem estes requisitos, tendendo a ser desligados na sequência de cavas de tensão não muito pronunciadas (tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,85 p.u.). Por outro lado, mesmo no caso de centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas adequadas aos requisitos impostos, a ocorrência de cavas de tensão muito pronunciados (tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,20 p.u.) conduzirá à sua saída de serviço.

Em resumo, a ocorrência de um curto-circuito em determinados locais da Rede Nacional de Transporte (RNT) pode levar a que uma parte significativa da geração eólica possa ser desligada por não suportar o correspondente afundamento de tensão durante a permanência do defeito. Assim sendo, pretende-se, através do dimensionamento e localização criteriosos de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), proporcionar suporte de tensão à rede para que, durante a ocorrência de defeitos, uma parte da geração eólica que iria sair de serviço devido à atuação das proteções de mínimo de tensão, no limiar da sua capacidade de resistência às cavas de tensão, se mantenha ligada.

No sentido de se proceder ao correto dimensionamento e localização dos dispositivos FACTS a instalar na RNT, o presente documento apresenta no Capitulo 2 a conceptualização de uma metodologia que permitirá concretizar o objetivo referido. A metodologia que é proposta evidencia a preocupação com as vertentes técnica e económica inerentes à futura implementação da solução que venha a ser identificada, bem como com a garantia de robustez da mesma, quer ao nível da adequação do parque electroprodutor eólico, quer em relação às possíveis perturbações que possam ocorrer sobre a RNT. Neste contexto, a metodologia proposta consiste na identificação de um conjunto limitado de cenários de rede considerados como mais severos, para os quais se procede, individualmente, ao dimensionamento de soluções (uma para cada nível de adequação do parque electroprodutor eólico) que minimize o custo e seja satisfatória para um determinado conjunto de perturbações. Numa fase posterior, o estudo será alargado a um conjunto mais abrangente de cenários, tendo por objetivo a garantia de robustez da solução.

Depois de apresentada a metodologia de dimensionamento, o Capítulo 3 apresenta os cenários de rede e de injeção de potência eólica, perturbações a considerar e condições de aceitação das soluções a serem considerados no âmbito do estudo. No que respeita à produção eólica, é feita uma

caracterização exaustiva do respetivo parque electroprodutor, bem como dos níveis de adequação a considerar no estudo. Adicionalmente, os aspetos relativos à modelização da produção eólica para efeitos do estudo do comportamento em regime dinâmico da RNT são tidos em consideração e posteriormente detalhados no Anexo A. Neste Capítulo é ainda apresentado um estudo preliminar que permitiu caraterizar os diversos cenários de rede em termos de perda potencial de produção eólica para várias localizações de defeitos, bem como relativamente a alguns aspetos relativos à estabilidade de grupos síncronos. A partir desse estudo preliminar foi possível selecionar um conjunto de dois cenários de rede considerados mais severos tendo em vista um dimensionamento e localização inicial de FACTS a efetuar. Para cada um dos cenários mais severos, procedeu-se ainda à seleção de uma lista limitada de 10 locais para simulação de perturbações para efeitos de aferição da robustez da solução. Para o dimensionamento inicial da solução sobre cada um dos cenários de rede mais severos, foram ainda selecionadas duas listas reduzidas de 4 locais para simulação de perturbações (a partir das listas limitadas de 10 locais para simulação de perturbações).

INESCTEC
TECNOLOGIA E CIÊNCIA
LABORATÓRIO ASSOCIADO
COORDENADO POR
INESCPORTO

ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014

– Relatório da Fase 3 –

(Simulações e dimensionamento da solução)

COORDENAÇÃO

João Abel Peças Lopes
Carlos Monteiro Moreira

AUTORES

Pedro Barbeiro
Henrique Teixeira
Hrvoje Keko
Carlos Monteiro Moreira
Bernardo Silva

PORTO, 16 DE NOVEMBRO DE 2012

SUMÁRIO EXECUTIVO

A Rede Nacional de Transporte (RNT) tem vindo a ser confrontada nos últimos anos com uma integração progressiva de geração eólica, tendência que se prevê manter para o futuro próximo. Este crescimento motivou a definição de mecanismos regulamentares específicos que definem os requisitos técnicos que os novos centros electroprodutores eólicos devem cumprir para efeitos da sua ligação à rede. De entre os vários requisitos técnicos que os centros electroprodutores eólicos têm de cumprir, destaca-se o que envolve a capacidade de os geradores eólicos sobreviverem a cavas de tensão, bem como a capacidade de injetar corrente reativa com o objetivo de proporcionar suporte de tensão à rede durante as referidas cavas de tensão. Estas regras foram consignadas no concurso de atribuição de produção eólica lançado em 2005 e posteriormente no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e no Regulamento da Rede de Distribuição, cuja entrada em vigor ocorreu em meados de 2010. Do pronto de vista prático, o facto de o novo RRT ter entrado em vigor numa fase tardia conduziu a que quantidades significativas de geração eólica fossem ligadas à rede sem o cumprimento dessas exigências. Deste modo, a percentagem de geração eólica a não cumprir os requisitos técnicos de segurança e estabilidade apresenta atualmente uma preponderância significativa, pese embora o esforço contínuo para promover a adaptação de alguns centros electroprodutores eólicos às novas condições regulamentares.

No seguimento desta ordem de ideias, a ocorrência de defeitos em determinados locais da RNT pode conduzir a que uma parte significativa da geração eólica possa ser desligada por não suportar o correspondente afundamento de tensão durante a permanência do defeito. Em determinadas situações poderão efetivamente ocorrer violações de vários critérios de segurança estabelecidos no atual RRT, nomeadamente o que diz respeito ao disparo máximo simultâneo de geração na área de controlo relativa a Portugal, o qual nunca deverá ultrapassar 2000 MW. Assim sendo, pretende-se, através do dimensionamento e localização criteriosos de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System), proporcionar suporte de tensão à rede para que, durante a ocorrência de defeitos, uma parte da geração eólica que iria sair de serviço devido à atuação das proteções de mínimo de tensão, no limiar da sua capacidade de resistência às cavas de tensão, se mantenha ligada. Noutra vertente do funcionamento da RNT e sistema gerador, verifica-se a possibilidade da diminuição significativa da capacidade de compensação síncrona em regimes permanentes de funcionamento da rede. Nomeadamente quando estes regimes são caracterizados por uma produção do parque térmico e hídrico português com significativa importação de energia, existe a necessidade de recursos adicionais para controlar a tensão em determinados barramentos da RNT.

Dando sequência ao trabalho realizado nas fases anteriores do projeto, o presente documento aborda os estudos relativos à terceira e última fase e que correspondem, em traços gerais, à concretização da metodologia desenvolvida no âmbito da Fase 2, tendo em vista dar resposta aos objetivos preconizados para o projeto. Assim, no Capítulo 2 realiza-se a apresentação detalhada das principais etapas que compõem a metodologia seguida para o dimensionamento e localização de dispositivos FACTS na RNT, a qual foi objeto de ajuste relativamente ao que fora inicialmente previsto no âmbito da execução da Fase 2 do projeto. As alterações efetuadas permitiram identificar

dois mecanismos para efeitos de dimensionamento da solução e foram orientadas no sentido de aumentar a eficiência de todo o processo metodológico e de simultaneamente oferecer a possibilidade de definir um conjunto de soluções robustas que habilitem o Operador da Rede de Transporte (ORT) no contornamento de eventuais restrições físicas associadas à sua implementação no terreno. Desta forma, a metodologia proposta evidencia de forma clara preocupações com as vertentes técnicas e económicas inerentes à futura implementação das soluções identificadas, bem como com a garantia de robustez das mesmas.

Depois de detalhado o procedimento metodológico adotado, o Capítulo 3 apresenta os principais resultados alcançados. Neste sentido importa destacar a caracterização exaustiva do regime de comportamento dinâmico da RNT no seguimento de diversos tipos de falhas eliminadas em segundo nível de atuação das proteções, e tendo em conta as localizações de defeitos que foram identificadas no âmbito da segunda fase do projeto. Estes resultados permitiram identificar claramente as perturbações mais severas face aos critérios de segurança regulamentados, as quais foram utilizadas num processo subsequente para efeitos de dimensionamento das soluções, sendo as restantes perturbações utilizadas para efeitos de validação da solução. Relativamente a este aspeto, apresenta-se primeiramente uma avaliação das localizações com maior potencial para a instalação dos dispositivos FACTS de acordo com o conjunto de procedimentos metodológicos adotados. De seguida, procede-se à caracterização das soluções de dimensionamento e localização de dispositivos FACTS que foram obtidos mediante os dois mecanismos utilizados para o dimensionamento, tendo-se definido um conjunto de 5 soluções, robustas para todos os cenários de rede e perturbações definidos para estudo. As soluções encontram-se caracterizadas em termos de potência nominal e localização para os diferentes dipositivos dimensionados. A avaliação do impacto técnico das soluções sobre a RNT, especialmente no que respeita ao benefício resultante da sua utilização para efeitos da redução do volume de disparo de produção eólica, foi realizada posteriormente. Segue-se uma avaliação técnico-económica no sentido de apurar as soluções que apresentam viabilidade para serem implementadas no terreno. No que diz respeito ao controlo de tensão em regime permanente estudou-se, para pontos da RNT situados eletricamente próximos aos dispositivos previamente dimensionados, a banda adicional de controlo de tensão proporcionada pelas soluções consideradas técnicas e economicamente viáveis.

Por fim, apresentam-se resultados relativos a um conjunto de estudos complementares aos que inicialmente foram definidos nos termos de referência do projeto mas que se consideraram de extrema importância para atingir os objetivos propostos. De uma forma geral, os estudos realizados consistiram na estimação do volume de dispara de eólica com eliminação de defeitos em 1º nível, evidenciando que esse disparo ocorre nos momentos subsequentes ao defeito, e justificado por isso a necessidade das soluções dimensionadas mesmo neste tipo de eventos. Foram realizados estudos em moldes semelhantes aos realizados para os restantes cenários de exploração sobre um Cenário Vazio Seco de Verão com eólica a 80% e com exportação. Este estudo adicional pretendeu aferir o comportamento dinâmico da RNT em situação de falha, bem como a necessidade de ser dimensionada uma solução específica para este tipo de cenários. Finalmente, e no sentido de demonstrar a importância do grau de adequação do parque electroprodutor eólico, foi realizado um estudo em que se determinou o limite mínimo de adequação do parque electroprodutor eólico que

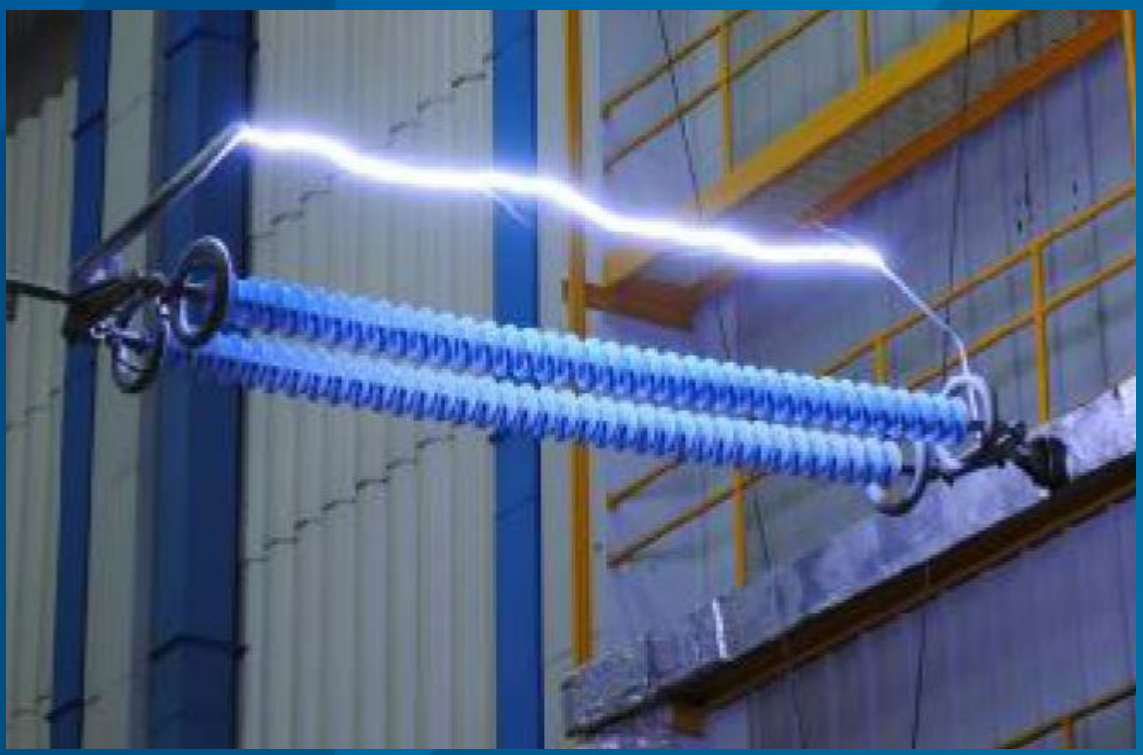
inviabiliza a necessidade de instalação de STATCOM para garantia de segurança da RNT, considerando todos os cenários de rede e perturbações estudadas ao longo do projeto.

Página em Branco

Revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da RNT

Página em Branco

GUIA DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DA RNT



ACTUALIZAÇÃO

2013

REN - Rede Eléctrica Nacional, SA • Av. Estados Unidos da América, 55, 1749-061 Lisboa - Portugal • www.ren.pt

Sumário Executivo

O presente documento resulta da revisão do "Guia de Coordenação de Isolamento para a Rede PTI – EDP", editado pela então Direção de Produção e Transporte da EDP em 1985, num momento em que diversas das matérias abordadas se encontravam já em grande evolução, bem como dos critérios de coordenação de isolamento associados.

Dado o grande volume e complexidade das matérias e tarefas envolvidas neste trabalho, foi decidido adjudicar o mesmo à empresa LABELEC do Grupo EDP, tendo em conta o seu saber e experiência, para dar resposta à diversidade de matérias a tratar nesta revisão do guia. Para se proceder a esta revisão foi criado um grupo de trabalho interno à REN (GT-REN) bem como um Grupo de Acompanhamento.

À semelhança do documento anterior, o presente "Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) " pretende estabelecer um conjunto de critérios orientadores do projeto e os requisitos dos equipamentos MAT e AT, no âmbito da coordenação de isolamento.

O trabalho de revisão do "Guia de Coordenação de Isolamento da RNT" contemplou três fases distintas:

- A primeira fase correspondeu ao levantamento do estado da arte;
- A segunda fase visou a integração das novas tecnologias utilizadas na RNT com a criação de critérios de coordenação de isolamento para as mesmas. A realização destas tarefas por parte da LABELEC conduziu à elaboração de 14 relatórios que fazem parte integrante deste Guia, estando mencionados na sua bibliografia e incluídos em CD em anexo.
- A terceira fase consistiu na atualização, com base em normas internacionais e nacionais e nas práticas atuais da RNT, de subcapítulos que não tinham sido revistos na fase 2.

Considera-se que este trabalho de revisão foi extremamente importante para manter o "Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT)" como instrumento normativo e orientador na aplicação, especificação técnica e instalação de equipamentos de MAT e AT, e assim continuar a cumprir o seu papel no bom desempenho da RNT.

Na sequência dos estudos elaborados durante a revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, a REN decidiu adotar novas práticas, com ganhos significativos em termos técnicos e económicos, e ainda com particular impacto na melhoria da

qualidade de serviço da RNT. De entre essas práticas destacam-se, seguidamente aquelas de carácter mais inovador relativamente à prática seguida pela REN até ao presente:

- A remoção das hastes de descarga das travessias dos transformadores de potência desde que devidamente protegidos por descarregadores de sobretensões;
- A instalação de descarregadores de sobretensões nos neutros dos autotransformadores e transformadores de potência sempre que estes não se encontrem diretamente ligados à terra;
- A instalação de descarregadores de sobretensões na entrada dos painéis de linha e a uma distância máxima do disjuntor de linha, em substituição das hastes de descarga na cadeia de amarração ao pórtico, sempre que os disjuntores sejam monocâmara e isolados a SF_6;
- A instalação de descarregadores de sobretensões em ambos os extremos de um cabo subterrâneo, quando inserido entre troços de uma linha aérea, ou quando este seja inserido entre o troço aéreo da linha e a subestação, desde que o seu comprimento exceda um determinado valor;
- A adoção de uma solução de neutro à terra com filtro harmónico e fecho sincronizado na instalação de baterias de condensadores de MAT;
- A aferição e ajuste da composição das cadeias equipadas com isoladores compósitos para os diferentes níveis de tensão;
- Face aos critérios de dimensionamento propostos nas normas EN 60071-1, EN 60071-2 e EN 50341-1, as distâncias entre dispositivos de protecção para algumas cadeias de isoladores de 150 kV e 220 kV deverão ser objecto de revisão.

Dada a natureza deste documento considera-se que o mesmo deve ser sujeito a revisões periódicas de forma a mantê-lo actualizado face às práticas da REN e aos constantes avanços tecnológicos e normativos. Deste modo, propõe-se que a necessidade de revisão deste documento seja avaliada com uma periocidade de 5 anos.

6. Principais resultados e recomendações

Na sequência dos estudos elaborados durante a revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, estão criadas condições para que a REN adote novas práticas de coordenação de isolamento, com ganhos significativos em termos técnicos e económicos, e ainda com particular impacto na melhoria da qualidade de serviço da RNT. De entre essas práticas destacam-se seguidamente aquelas de caráter mais inovador relativamente às seguidas até ao presente na RNT:

- A remoção das hastes de descarga das travessias dos transformadores de potência desde que devidamente protegidos por descarregadores de sobretensões;
- A instalação de descarregadores de sobretensões nos neutros dos auto-transformadores e transformadores de potência sempre que estes não se encontrem directamente ligados à terra;
- A instalação de descarregadores de sobretensões na entrada dos painéis de linha e a uma distância máxima do disjuntor de linha, em substituição das hastes de descarga na cadeia de amarração ao pórtico, sempre que os disjuntores sejam monocâmara e isolados a SF_6;
- A instalação de descarregadores de sobretensões em ambos os extremos de um cabo subterrâneo, quando inserido entre troços de uma linha aérea, ou quando este seja inserido entre o troço aéreo da linha e a subestação, desde que o seu comprimento exceda um determinado valor;
- A adoção de uma solução de neutro à terra com filtro harmónico e fecho sincronizado na instalação de baterias de condensadores de MAT;
- A aferição e ajuste da composição das cadeias equipadas com isoladores compósitos para os diferentes níveis de tensão;
- Face aos critérios de dimensionamento propostos nas normas EN 60071-1, EN 60071-2 e EN 60341-1, as distâncias entre dispositivos de protecção para algumas cadeias de isoladores de 150 kV e 220 kV deverão ser objecto de revisão

Existem ainda outros assuntos tratados ao longo deste Guia que merecem ser realçados como, por exemplo, as atualizações dos valores dos níveis de isolamento dos equipamentos MAT e AT, dos níveis de poluição usados nos projetos, a inclusão do novo tipo de tecnologia de isoladores (compósitos) e a proteção de reactâncias série e de neutro.

Recomenda-se também a realização do estudo que consiste na definição de uma referência para o desempenho de linhas aéreas MAT face a descargas atmosféricas, tendo em conta o binómio custo-benefício e a sua valorização sentida pelos utilizadores da rede, de forma a otimizar-se a coordenação de isolamento das linhas em função dos índices ceráunicos das zonas atravessadas pelas mesmas e das resistividades dos solos (inicialmente previsto na fase 3).

Dada a natureza deste documento considera-se que o mesmo deve ser sujeito a revisões periódicas de forma a mantê-lo actualizado face às práticas da REN e aos constantes avanços tecnológicos e normativos. Deste modo, propõe-se que a necessidade de revisão deste documento seja avaliada com uma periocidade de 5 anos.

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 10
PROJETOS DA RNT NO TYNDP 2014

REN

Página em Branco

A ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*) publica de dois em dois anos o Plano Decenal Europeu (TYNDP) com carácter não vinculativo, no qual apresenta a estratégia Europeia relativamente ao desenvolvimento e investimento nas redes de transporte de energia elétrica. Este documento é elaborado tendo como base um vasto número de estudos desenvolvidos de forma conjunta pelos diferentes TSOs envolvidos neste processo. Os investimentos incluídos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSOs e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados no documento como "*Third Party Projects*".

O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009 de 13 de Julho de 2009, publicado em 14 de Agosto de 2009 e com aplicabilidade a partir de 3 Março de 2011, em que no seu artigo 8-3 define que a ENTSO-E deve aprovar "de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia".

O regulamento estabelece que o TYNDP deve basear-se nos planos de investimento nacionais, sendo a sua consistência garantida pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), e, se necessário, de acordo com as orientações para as redes transeuropeias de energia. O plano deverá também explorar e identificar lacunas de investimento, nomeadamente relacionadas com as capacidades transfronteiriças.

O processo de elaboração do TYNDP baseia-se em quatro etapas distintas:

- Desenvolvimento dos cenários/visões (procura e oferta) de longo prazo
- Estudos de Mercado
- Estudos de Rede
- Avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP (análise CBA/multicritério)

Desenvolvimento dos cenários/visões de longo prazo. TYNDP 2014

As análises do TYNDP 2014 assentam num conjunto de cenários que, não constituindo previsões do futuro, são "*Visões*" alternativas de longo prazo plausíveis e suficientemente contrastantes para delimitarem a futura trajetória de desenvolvimento dos sistemas elétricos europeus. De cada *Visão* resulta uma caracterização detalhada dos sistemas individuais ao nível da produção e do consumo de eletricidade, com uma abordagem comum a nível Europeu de forma a garantir coerência global. No TYNDP 2014 assumiu-se como horizonte de estudo o ano 2030, data considerada chave que intercala os objetivos energéticos europeus de 2020 e de 2050. De forma a atender às expectativas dos diferentes *stakeholders*, foi desenvolvido um conjunto composto por quatro *Visões* para 2030, o qual foi sujeito a um exaustivo processo de consulta pública.

Basicamente, estas *Visões* diferem entre si no que diz respeito a:

- **Alinhamento da trajetória com o *Energy Roadmap 2050***: de forma a cumprir os objetivos da União Europeia de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 80-95% em 2050, face aos níveis de 1990, as *Visões* 3 e 4 apresentam um ritmo constante desde a situação atual até 2050. Por sua vez, as *Visões* 1 e 2 apresentam um ritmo mais lento nos primeiros anos e posteriormente uma aceleração a partir de 2030. Os preços dos combustíveis e das emissões CO_2 favorecem a produção de energia elétrica a partir do carvão nas *Visões* 1 e 2 e do gás natural nas *Visões* 3 e 4.

- **Coerência da estratégia de desenvolvimento do *mix* de produção**: as *Visões* 1 e 3 são elaboradas com base em políticas energéticas nacionais (cenários *bottom-up*), ainda que com uma abordagem harmonizada em toda a Europa. Estas *Visões* têm por base elementos fornecidos pelos TSOs. Já no caso das *Visões* 2 e 4, é assumida uma abordagem pan-europeia (cenários *top-down*), sendo o processo de construção desenvolvida internamente na ENTSO-E e amplamente discutida com os principais *stakeholders*.

Estudos de Mercado

Para as quatro *Visões* de 2030 foram efetuadas simulações dos sistemas elétricos, tendo por objetivo responder à pergunta: "que produção (localização e tipo) irá satisfazer o consumo num horizonte futuro?".

Através da realização de simulações em ambiente de mercado, numa primeira fase a nível pan-europeu (para definição das condições fronteira da cada região) e posteriormente de âmbito regional (mais específicas), é desenvolvido um processo de otimização económica, para cada hora do ano, tendo em consideração diferentes restrições, tais como a flexibilidade e disponibilidade das centrais termoelétricas, a produção com origem em fontes de energia renováveis, os perfis da procura e as incertezas associadas, para além das capacidades de interligação entre os países.

Assim, com base nestas simulações são calculados os impactos económicos e ambientais dos projetos de investimento em novas interligações ao nível da redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, ao nível da variação global de emissões de CO_2 e dos volumes de energia renovável desaproveitada.

Estudos de Rede

Também para cada um dos quatro cenários, os estudos de rede que se realizam visam responder à pergunta: "será que da geração e carga resultantes dos estudos de mercado poderão resultar fluxos de potência que possam colocar em perigo a segurança da operação do sistema (considerando os

critérios de segurança)?". Se sim, novos projetos de rede deverão ser identificados e estudados em conjunto pelos TSOs envolvidos, considerando para tal diferentes situações de operação futura da rede.

Para além disso, definição dos novos reforços de rede, os estudos de rede permitem ainda estimar um conjunto de indicadores técnicos fundamentais para a avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP, como sejam o cálculo da variação das perdas, bem como os níveis de flexibilidade e resiliência que cada projeto oferece à rede de transporte europeia.

Avaliação dos projetos

A avaliação dos projetos considerados de relevância Europeia foi feita com base numa metodologia de análise custo-beneficio (CBA) multi-critério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com o ACER, os diferentes Estados Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se numa análise multi-critério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, enquanto que outros são avaliados qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO_2 ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constituem uma base completa e sólida, tanto para avaliação de projetos dentro do TYNDP, como para o processo de seleção dos PIC (Projetos de Interesse Comum).

A metodologia de avaliação CBA multi-critério proposta pela ENTSO-E foi enviada para o ACER, Comissão Europeia e Estados Membros em 16 novembro de 2013 com o intuito de informar e recolher opinião sobre a mesma. O ACER e a Comissão Europeia emitiram a sua opinião em janeiro e julho de 2014, respetivamente. O documento foi posteriormente revisto pela ENTSO-E e submetido à Comissão Europeia que o aprovou em 4 de Fevereiro de 2015.

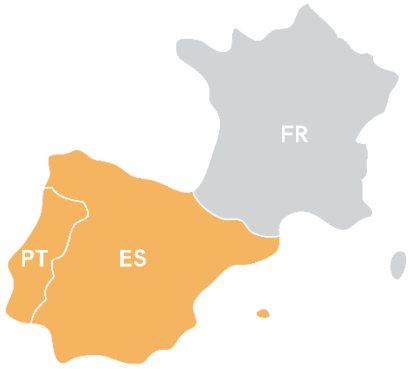
Apresentam-se em seguida os projetos da REN que estão considerados de relevância Europeia, incluindo a sua avaliação, conforme se encontra documentado no TYNDP 2014.

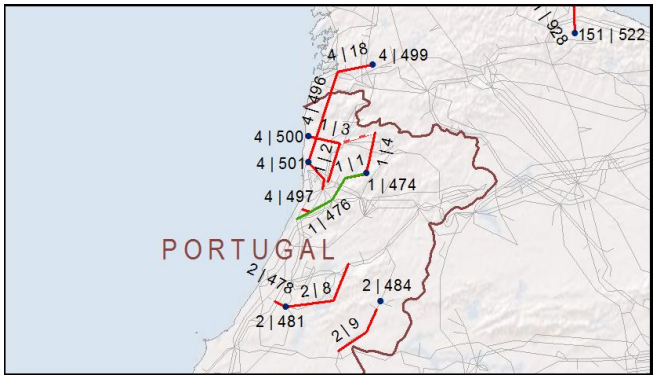
Project 4: Interconnection Portugal-Spain

Description of the project

This project increases the interconnection capacity between Portugal and Spain. Larger and more volatile flows are expected between both countries due to the huge increase of volatile sources and the market interchanges. The project includes two 400kV interconnection routes, besides the 400kV internal reinforcements required, one in the North (Fontefría - V.Conde) and other in the South (P.Guzman – Tavira that will be commissioned in 2014), due to the important loop flows between the two countries. Only with these both new 400kV interconnections is possible to reach the interconnection capacity of 3200 MW agreed between Portugal and Spain.
This project will also have a benefit in reducing the spilled energy in the Iberian Peninsula.

PCI 2.17





Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
18	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	New northern interconnection. New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefria (ES).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in authorization process due to a change on the route and on the location of substations, induced by environmental concerns
496	Fontefría (ES)	Vila do Conde (PT) (By Viana do Castelo)	New northern interconnection. New 400kV OHL Fontefría (ES) - Viana do Castelo (PT) - Vila do Conde (PT).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in authorization process due to a change on the route and on the location of substations were induced by environmental concerns
497	Vila do Conde (PT)	Recarei/Vermoim (PT)	New double circuit 400kV OHL between Vila do Conde (PT) - Recarei/Vermoim (PT).	1000	Design & Permitting	2015	Delayed	Partial sections from the line found environmental problems in his original route. The problems are being solved with the identification of new routes, prompting a delay in the commissioning date.
498	Fontefria (ES)		New northern interconnection. New 400kV substation	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

			Fontefria (ES), previously O Covelo.					location of the substation. Timing correlated to investment 18
499	Beariz (ES)		New northern interconnection. New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 18
500	V. Castelo (PT)		New 400/150kV substation V.Castelo (PT).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 496.
501	Vila do Conde (PT)		New 400kV substation Vila do Conde (PT).	1000	Design & Permitting	2015	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 497.

CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	**GTC direction 2 (MW)**	**B6 Technical Resilience**	**B7 Flexibility**	**S1 - protected areas**	**S2 - urban areas**	**C1 Estimated cost (Meuros)**
PT=>ES: 400	ES=>PT: 1000	3	4	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	130-160

CBA results	**for each scenario**				
Scenario	**B1 SoS (MWh/year)**	**B2 SEW (MEuros/year)**	**B3 RES integration**	**B4 Losses (MWh)**	**B5 CO2 Emissions (kT/year)**
Scenario Vision 1 - 2030	-	[4;30]	[7200;8800] MWh	[-14000;-12000]	[180;220]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[3;33]	[7900;9600] MWh	[-13000;-11000]	[160;200]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[20;50]	[160000;200000] MWh	[3600;4400]	[-110;-90]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[64;130]	[630000;770000] MWh	[8100;9900]	[-330;-270]

Additional comments

Comment on the security of supply: Increasing the interconnection capacity between Portugal and Spain allows to better accommodate the volatility associated to the RES generation which is predicted for these two countries of the Iberia Peninsula in 2030 increasing in this sense the overall security of supply of the electrical systems. The project increases the interconnection ratio of Spain in 0,2 - 0,3% in 2030, depending on the scenario.

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

Comment on the RES integration: This project facilitates the integration of new RES generation, mainly in the North of Portugal and in the Galiza (Spain), by increasing the interconnection capacity between Portugal and Spain and as a consequence take advantage of the complementarity of the both Iberian electrical systems. This project will also reduce the spilled energy in the Iberian Peninsula.

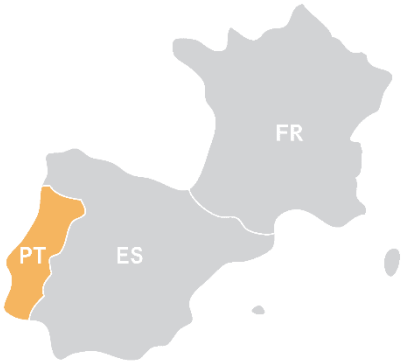
ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

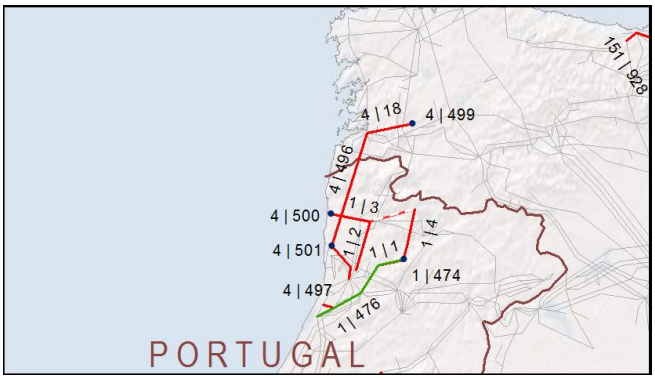
Project 1: RES in north of Portugal

Description of the project

This project integrates new amounts of Hydro Power Plants in the Northern region of Portugal and creates better conditions to evacuate Wind Power already existent and new with authorization for connection (with the reinforcement of the local 220kV network). These new amounts of power will increase the flows in the region, and it is expected that the flows could reach 3800 MW, which must be evacuated to the littoral strip and south Portugal through three new 400kV independent routes. Part of these flows will interfere and accumulate with the already existent flows entering in Portugal through the international interconnections with Spain on the North, the 400kV Alto Lindoso-Riba de Ave-Recarei and Lagoaça-Aldeadávila axis, which induces additional needs for reinforcement of this axis in a coordinated way.

PCI 2.16.1, 2.16.2 and 2.16.3





Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
1	V.Minho (PT)	Pedralva (PT)	Connection of the new 400kV substation V.Minho to Pedralva substation by means of two new 400kV lines (2x43) km. The realization of this two connections can take advantage of some already existing 150kV single lines, which will be reconstructed as double circuit lines 400+150kV line and partially sharing towers with those 400kV circuits.	1650	Under Construction	2015	Delayed	Although the investment is already under construction some constraints regarding environmental issues led the commissioning date to delay
2	Pedralva (PT)	Sobrado (PT)	New 47km double circuit Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV OHL, (only one circuit installed in a first step).	830	Planning	2020	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new RES generation in North of Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed
3	Pedralva (PT)	V. Castelo (PT)	New 57,5km double circuit Pedralva - V. Castelo 400kV OHL (one circuit installed).	680	Design & Permitting	2015	Investment on time	Progress as planned.
4	V.Minho (by Ribeira de	Feira (by Ribeira de	New 129km double-circuit 400kV OHL V.Minho (PT) -	890	Design & Permitting	2018	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new

	Pena and Fridão)	Pena and Fridão)	Ribeira de Pena (PT) - Fridão (PT) - Feira (PT) (one circuit operated at 220kV between V.P. Aguiar and Estarreja) with a new 400/60kV substation in Rib. Pena. In a first step, only the 139km section Rib. de Pena (PT) - Feira (PT) will be constructed and operated at 220kV as Vila Pouca Aguiar (PT) - Carrapatelo (PT) - Estarreja (PT). In a second step, one circuit of this line will be operated at 400kV.					hydro power plants, the commissioning date of this investment item was delayed.
474	Ribeira de Pena (PT)		New 400/60kV substation in Rib. Pena.	890	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new hydro power plants, the commissioning date of this investment item was delayed.
476	V. P. Aguiar (by Carrapatelo)	Estarreja (by Carrapatelo)	New 400+220kV double circuit OHL (initially only used at 220kV) Vila Pouca Aguiar - (Rib. Pena) - Carrapatelo - Estarreja . Total length of line: 2x (96+49) km. 220kV circuit.	600	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new RES generation in Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed
941	Fridão		New substation to connect a new hydro power plant.	890	Planning	2017	New Investment	No changes expected

CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	**GTC direction 2 (MW)**	**B6 Technical Resilience**	**B7 Flexibility**	**S1 - protected areas**	**S2 - urban areas**	**C1 Estimated cost (Meuros)**
inside=>outside: 3700-5100	outside=>inside: 0-0	1	3	Negligible or less than 15km	15-25km	230-300

CBA results	**for each scenario**				
Scenario	**B1 SoS (MWh/year)**	**B2 SEW (MEuros/year)**	**B3 RES integration**	**B4 Losses (MWh)**	**B5 CO2 Emissions (kT/year)**
Scenario Vision 1 - 2030	-	[110;130]	2432 MW	[46000;56000]	[-410;-340]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[110;130]	2432 MW	[50000;61000]	[-410;-340]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[120;150]	2900 MW	[55000;68000]	[-500;-410]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[92;110]	3000 MW	[4100;5100]	[-390;-320]

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

Additional comments

Comment on the clustering: the project also takes advantage of investment item n°472 depicted in the Regional investment plan.

Comment on the RES integration: This project directly connect connects around 2700MW of new hydro generation (part of them with pumping) in the North of Portugal (Cávado and Tâmega rivers)

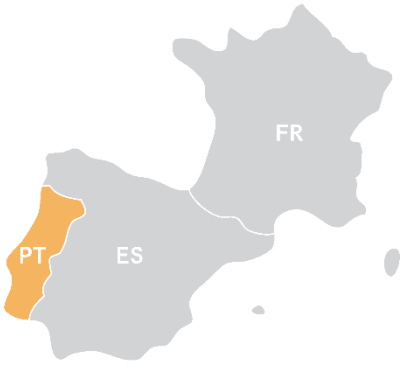
Comment on the S1 and S2 indicators: In order to minimize the social and environmental impacts, part of this project is implemented taking advantage of some already existing 150kV single lines, which will be reconstructed as double circuit lines 400+150kV and partially sharing towers with those 400kV circuits.

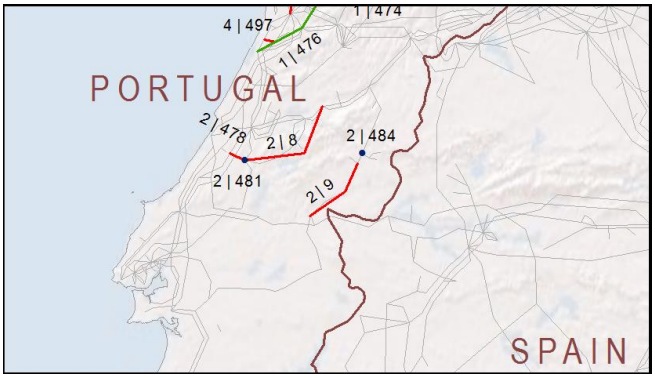
ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

Project 2: RES in centre of Portugal

Description of the project

This project integrates new hydro power plants (some of them with pumping) and evacuates the existent and new wind generation in the inner central region of Portugal (the wind target in this region overcomes surmounts of more than 2000 MW). The existing network of 220 kV and 150kV is no more adequate to integrate these new amounts of power, and a new 400kV axis should be launched in this region in two major routes: one to the littoral strip (Penela/Paraimo/Batalha) and another by the interior, establishing a connection to Falagueira substation, where there is an interconnection with Spain (Falagueira-Cedillo).





Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
8	Seia	Penela	New single circuit 400kV OHL Seia-Penela (90km).	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	Project on time
9	Fundão (PT)	Falagueira (PT)	New 400kV double circuit OHL Fundão (PT) -'Castelo Branco zone'-Falagueira (PT)	450	Design & Permitting	2017	Delayed	Adjustments resulting from the new date of renewables projects.
478	Penela (PT)	Paraimo / Batalha (PT)	New double circuit 400kV OHL (15km) to connect Penela substation to Paraimo-Batalha line.	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	design & permitting
481	Penela (PT)		Expansion of the existing Penela substation to include 400kV facilities.	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	Design & Permitting
484	Fundão (PT)		New 400/220kV substations in Fundão.	450	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay on the connection of new RES generation in the centre of Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed

CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	**GTC direction 2 (MW)**	**B6 Technical Resilience**	**B7 Flexibility**	**S1 - protected areas**	**S2 - urban areas**	**C1 Estimated cost (Meuros)**
upstream=>downstream: 1200-1600	downstream=>upstream: 0-0	1	3	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	90-120

CBA results	for each scenario				
Scenario	**B1 SoS (MWh/year)**	**B2 SEW (MEuros/year)**	**B3 RES integration**	**B4 Losses (MWh)**	**B5 CO2 Emissions (kT/year)**
Scenario Vision 1 - 2030	-	[29;36]	576 MW	[9200;11000]	[-110;-90]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[29;36]	576 MW	[10000;12000]	[-110;-90]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[76;93]	1000 MW	[17000;21000]	[-320;-260]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[63;77]	1050 MW	[1400;1700]	[-260;-210]

Additional comments

Comment on the clustering:
the project also takes advantage of investment item n°10 now commissioned, and depicted in the Regional investment plan.

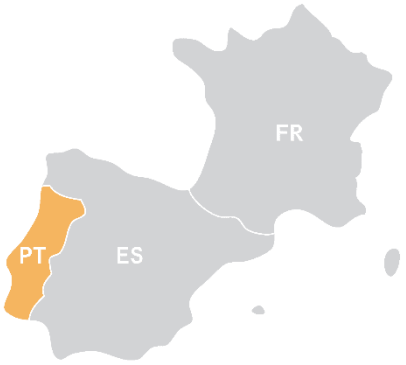
Comment on the RES integration: This project directly connects around 700MW of new hydro generation (part of them with pumping) in the Centre of Portugal (Mondego and Ocreza rivers)

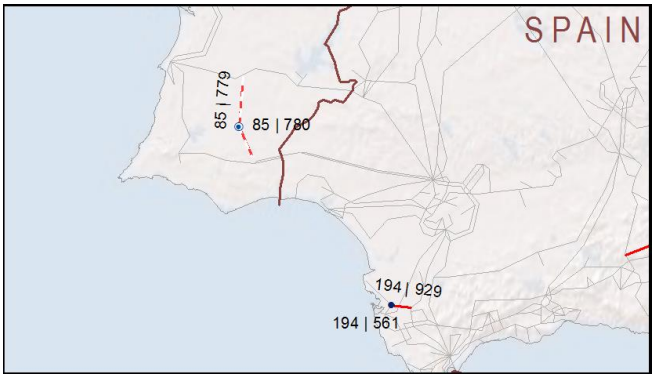
ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

Project 85: Integration of RES in Alentejo

Description of the project

This project integrates new amounts of solar (and also some wind) generation in the south of Portugal. The existing network of 150 kV is not sufficient to integrate these amounts of power and a new 400 kV axis should be launched in this region, establishing a connection between the two Southern interconnections between Portugal and Spain, the Ferreira do Alentejo-Alqueva-Brovales and Tavira-Puebla de Gusman. This axis will also close a ring of 400 kV in the Southern part of Portugal that will guarantee the load growth in the region (Algarve is one of the regions that presents the biggest growth rate in Portugal) in a safe, secure and quality way.





Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
779	F. Alentejo (by Ourique)	Tavira (by Ourique)	New 122km double-circuit 400+150 kV OHL F. Alentejo-Ourique-Tavira. The realization of this connection can take advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV, investments needs the investment which consist of the extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.	1400	Planning	2025	Rescheduled	Due to the expected delay on the connection of new RES in Portugal, the commissioning date of this project is delayed
780	Ourique (PT)		Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.	1400	Planning	2025	Rescheduled	Due to the expected delay on the connection of new RES in Portugal, the commissioning date of this project is delayed

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	**GTC direction 2 (MW)**	**B6 Technical Resilience**	**B7 Flexibility**	**S1 - protected areas**	**S2 - urban areas**	**C1 Estimated cost (Meuros)**
inside=>outside: 1400	outside=>inside: 0	1	2	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	50-100

CBA results	for each scenario				
Scenario	**B1 SoS (MWh/year)**	**B2 SEW (MEuros/year)**	**B3 RES integration**	**B4 Losses (MWh)**	**B5 CO2 Emissions (kT/year)**
Scenario Vision 1 - 2030	-	[22;27]	150 MW	[-9800;-8000]	[-89;-72]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[22;27]	150 MW	[-11000;-8800]	[-89;-72]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[37;46]	350 MW	[-15000;-13000]	[-150;-120]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[120;150]	1350 MW	[41000;50000]	[-490;-400]

Additional comments

Comment on the RES integration: This project directly connect more than 1000MW of new solar generation in the South of Portugal, namely on the Ourique, Ferreira do Alentejo and Tavira area in Vision 4.

Comment on the S1 and S2 indicators: In order to minimize the social and environmental impacts, this project takes advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV

ENTSO-E AISBL • Avenue de Cortenbergh 100 • 1000 Brussels • Belgium • Tel +32 2 741 09 50 • Fax +32 2 741 09 51 • info@entsoe.eu • www.entsoe.eu

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 11

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS HORIZONTES 2016, 2018, 2020 E 2025

REN

Página em Branco

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2016

Época Sazonal	Inverno					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	35.5	5.9	22.3	3.5	13.8	2.5
Alto de Mira	235.1	36.6	157.1	19.2	87.0	11.8
Batalha	239.9	61.8	157.7	33.8	104.9	13.3
Bodiosa	104.2	13.4	74.4	3.1	47.6	8.4
Canelas	256.6	59.0	174.4	34.3	98.5	15.8
Carrapatelo	31.1	7.4	22.5	6.2	12.9	6.8
Carregado	173.1	31.3	122.1	24.5	67.4	15.3
Carriche	146.9	21.4	100.6	12.8	56.8	6.4
Carvoeira	93.0	13.0	47.4	7.6	26.8	5.2
Castelo Branco	50.0	5.0	35.1	1.4	19.7	2.0
Chafariz	70.8	13.8	50.0	11.8	33.5	12.2
Custóias	241.1	52.3	167.9	28.9	92.3	11.8
Ermesinde	182.2	33.5	129.3	15.6	74.6	7.9
Estarreja	242.2	56.6	149.7	33.7	89.0	21.7
Estoi	136.7	9.8	96.1	7.3	64.7	16.8
Estremoz	58.2	2.1	35.3	1.3	19.3	4.3
Évora	93.9	17.0	67.2	10.9	38.7	6.7
Fafe	88.3	23.4	58.2	13.8	30.5	8.3
Falagueira	60.8	7.1	41.1	5.1	26.1	3.8
Fanhões	224.3	47.6	160.2	39.6	121.4	48.5
Feira	145.3	33.7	92.9	19.9	54.2	11.6
Fernão Ferro	184.2	29.9	124.3	17.2	74.5	7.6
Ferreira do Alentejo	86.9	14.5	52.9	8.4	27.5	5.1
Ferro	80.2	7.4	51.5	8.3	29.2	6.3
Frades	12.5	2.6	7.7	1.3	4.0	0.7
Guimarães	78.1	20.5	47.3	11.2	19.3	5.4
Lavos	163.8	36.7	130.7	28.5	113.4	19.5
Macedo de Cavaleiros	57.9	13.2	35.1	7.6	25.4	7.0
Mogadouro	12.7	2.9	8.7	1.9	5.9	1.6
Mourisca	209.1	37.8	147.9	28.1	79.8	17.7
Oleiros	201.9	64.3	140.7	41.1	73.5	24.8
Paraimo	91.7	21.9	69.0	16.7	43.8	14.2
Pedralva	21.1	4.3	15.2	2.2	6.6	0.5
Penela	32.7	9.8	17.9	6.5	6.8	3.1
Pereiros	214.5	31.0	152.6	16.2	98.7	19.1
Pocinho	39.6	9.0	23.2	5.0	15.1	4.2
Pombal	84.7	19.0	51.7	11.3	27.5	4.7
Portimão	82.3	1.9	61.5	1.4	44.4	7.9
Porto Alto	55.9	5.3	36.4	3.0	20.9	3.9
Prelada	107.9	24.8	77.6	15.2	45.6	7.3
Recarei	140.4	22.3	89.5	13.1	43.3	13.2
Riba d'Ave	342.6	88.5	225.1	52.1	109.9	30.0
Rio Maior	159.3	26.8	107.8	16.9	68.8	5.7
Sacavém	178.2	19.8	126.2	13.3	77.9	11.8
Santarém	93.3	13.3	64.5	9.2	37.4	10.5
Sete Rios	197.7	30.6	142.9	22.7	83.8	11.3
Setúbal	233.7	39.3	185.7	33.6	137.7	34.7
Sines	102.0	13.9	78.4	9.8	56.5	8.0
Tábua	30.5	5.4	22.2	4.0	12.5	2.0
Tavira	29.7	2.2	20.5	1.6	13.9	3.6
Torrão	85.7	16.4	58.5	8.2	33.1	10.9
Trafaria	116.1	15.7	81.5	10.4	49.9	9.9
Trajouce	240.8	44.8	189.6	32.2	123.5	24.5
Tunes	126.2	13.6	89.1	9.1	60.1	15.4
V. P. Aguiar	28.5	6.5	14.9	3.2	10.4	2.9
Valdigem	103.8	28.5	71.9	17.1	46.3	11.7
Valpaços	43.9	10.0	31.8	6.9	23.2	6.4
Vermoim	339.8	78.2	232.7	45.7	134.8	21.6
Vila Chã	101.3	18.0	77.0	13.7	37.8	6.0
Vila Fria	217.2	49.3	142.9	31.7	90.5	33.5
Zambujal	176.2	27.7	121.6	15.2	78.7	11.0
Zêzere	222.0	34.2	155.6	23.1	84.8	18.7
Previstos						
Alcochete	62.1	10.4	49.4	8.9	36.6	9.2
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	80.1	10.8	55.8	6.9	32.7	4.2
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	13.6	2.3	8.3	1.3	4.3	0.8
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
TOTAL	**8518**	**1614**	**5861**	**1024**	**3464**	**727**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2016

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	32.2	9.1	31.2	1.8	9.5	0.3
Alto de Mira	165.3	37.4	136.0	21.8	74.4	13.8
Batalha	183.1	62.2	141.9	36.0	112.1	29.1
Bodiosa	85.8	16.1	60.2	6.1	36.6	2.6
Canelas	195.5	55.9	132.2	29.5	84.9	16.8
Carrapatelo	20.5	5.7	15.9	4.4	6.6	4.0
Carregado	147.8	37.4	105.9	30.1	67.0	17.2
Carriche	133.2	29.9	86.2	16.9	55.1	12.1
Carvoeira	47.4	11.5	35.3	10.0	14.1	4.4
Castelo Branco	42.9	9.9	29.6	5.6	21.3	3.2
Chafariz	35.5	5.0	32.8	9.1	21.0	6.8
Custóias	193.1	55.8	134.0	27.6	84.6	14.4
Ermesinde	142.5	39.2	101.9	13.4	68.4	5.3
Estarreja	217.2	63.9	120.3	30.3	87.5	22.7
Estoi	145.3	36.6	113.1	24.1	70.9	26.5
Estremoz	40.5	7.1	26.3	3.2	16.6	1.0
Évora	76.0	26.2	58.7	17.5	36.7	12.1
Fafe	75.0	28.5	47.5	15.5	27.4	9.3
Falagueira	55.0	12.3	39.7	4.2	25.7	1.3
Fanhões	161.0	46.3	141.6	47.6	120.6	55.2
Feira	123.4	36.0	73.1	17.7	50.9	12.2
Fernão Ferro	121.8	22.5	105.8	19.8	64.3	10.5
Ferreira do Alentejo	69.2	16.2	52.4	14.6	36.9	11.2
Ferro	58.0	15.1	42.9	12.1	26.2	7.5
Frades	12.4	4.0	6.2	1.8	3.1	0.5
Guimarães	67.6	25.2	37.9	11.6	19.0	6.4
Lavos	155.4	51.3	132.0	38.7	89.4	20.6
Macedo de Cavaleiros	33.5	12.5	26.5	10.1	16.1	5.6
Mogadouro	7.3	2.7	5.9	2.2	4.6	1.6
Mourisca	176.0	47.4	120.6	28.1	82.2	19.2
Oleiros	158.1	62.3	101.3	41.8	54.8	23.9
Paraimo	79.0	28.9	63.9	20.9	43.1	17.2
Pedralva	15.5	4.8	12.1	3.2	7.9	0.7
Penela	18.3	7.2	13.9	4.6	8.0	4.4
Pereiros	160.2	41.5	124.0	27.0	92.6	21.1
Pocinho	21.8	8.2	17.4	6.6	10.9	3.8
Pombal	77.6	25.6	43.1	12.6	24.3	5.6
Portimão	85.6	15.5	74.8	11.3	47.2	13.1
Porto Alto	50.8	14.3	38.0	11.1	19.1	7.2
Prelada	78.9	22.6	56.6	12.6	38.5	7.6
Recarei	128.0	32.7	66.8	9.9	41.0	13.0
Riba d'Ave	307.8	112.6	180.3	53.9	104.2	34.4
Rio Maior	110.2	26.5	92.4	23.9	58.3	12.3
Sacavém	154.1	24.7	99.1	12.1	72.5	10.8
Santarém	87.0	19.1	67.0	23.5	43.7	18.6
Sete Rios	195.0	49.0	119.1	18.1	82.5	12.2

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Setúbal	191.5	42.1	164.9	39.3	132.6	40.9
Sines	84.8	18.4	77.7	16.6	73.3	14.0
Tábua	24.3	6.9	16.1	4.6	9.9	3.3
Tavira	31.7	8.0	24.1	5.2	15.3	5.8
Torrão	74.8	19.3	49.6	8.3	30.1	7.9
Trafaria	81.9	16.6	65.0	14.4	42.0	13.7
Trajouce	183.9	32.7	143.2	17.4	96.6	20.4
Tunes	156.9	43.1	115.6	32.0	75.8	34.6
V. P. Aguiar	25.0	9.4	12.5	4.7	7.2	2.5
Valdigem	75.4	31.4	62.2	24.1	36.8	12.6
Valpaços	27.2	10.2	19.9	7.5	11.4	4.0
Vermoim	290.7	83.1	212.4	47.4	139.9	27.6
Vila Chã	97.6	27.7	66.9	19.1	43.4	14.5
Vila Fria	161.7	50.1	124.2	38.4	87.6	40.1
Zambujal	153.2	34.3	99.8	15.7	65.9	12.3
Zêzere	189.0	67.6	142.0	54.5	105.0	54.1
Previstos						
Alcochete	50.9	11.2	43.8	10.4	35.3	10.9
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	72.2	15.0	46.3	7.7	31.3	5.8
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	10.8	2.5	8.2	2.3	5.8	1.7
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
TOTAL	**7059**	**1924**	**5067**	**1220**	**3263**	**893**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2018

Época Sazonal	Inverno					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	36.5	6.1	22.9	3.6	14.1	2.6
Alto de Mira	237.9	37.0	159.0	19.5	88.1	11.9
Batalha	242.8	62.5	159.6	34.2	106.1	13.5
Bodiosa	107.3	13.8	76.6	3.2	49.0	8.7
Canelas	260.0	59.8	176.7	34.7	99.8	16.0
Carrapatelo	32.1	7.6	23.2	6.4	13.3	7.0
Carregado	175.4	31.7	123.6	24.8	68.3	15.5
Carriche	148.4	21.7	101.6	12.9	57.4	6.4
Carvoeira	90.7	12.7	46.2	7.4	26.1	5.1
Castelo Branco	51.5	5.1	36.1	1.4	20.3	2.1
Chafariz	73.4	14.3	51.9	12.3	34.7	12.6
Custóias	244.6	53.1	170.4	29.4	93.6	12.0
Ermesinde	183.0	33.7	129.9	15.7	74.9	7.9
Estarreja	245.5	57.3	151.7	34.1	90.2	22.0
Estoi	139.6	10.0	98.1	7.4	66.1	17.2
Estremoz	58.6	2.1	35.5	1.3	19.4	4.3
Évora	94.4	17.1	67.6	10.9	38.9	6.8
Fafe	89.9	23.8	59.2	14.0	31.0	8.5
Falagueira	61.9	7.2	41.9	5.2	26.6	3.9
Fanhões	226.6	48.0	161.8	40.0	122.6	49.0
Feira	147.2	34.2	94.2	20.2	54.9	11.7
Fernão Ferro	184.3	30.0	124.3	17.3	74.6	7.6
Ferreira do Alentejo	89.9	15.0	54.7	8.7	28.4	5.3
Ferro	82.3	7.6	52.9	8.5	29.9	6.4
Frades	12.8	2.7	7.8	1.3	4.1	0.7
Guimarães	79.7	20.9	48.3	11.4	19.7	5.5
Lavos	165.8	37.1	132.3	28.8	114.8	19.7
Macedo de Cavaleiros	59.8	13.6	36.2	7.8	26.2	7.2
Mogadouro	12.7	2.9	8.7	1.9	6.0	1.6
Mourisca	213.5	38.6	151.0	28.7	81.5	18.1
Oleiros	204.3	65.1	142.3	41.6	74.3	25.1
Paraimo	93.0	22.2	70.0	17.0	44.5	14.4
Pedralva	21.6	4.4	15.5	2.2	6.8	0.5
Penela	33.0	9.9	18.0	6.6	6.8	3.1
Pereiros	216.6	31.3	154.1	16.4	99.6	19.3
Pocinho	40.6	9.2	23.8	5.1	15.5	4.3
Pombal	85.7	19.2	52.4	11.4	27.8	4.8
Portimão	84.9	2.0	63.5	1.5	45.7	8.1
Porto Alto	56.5	5.3	36.8	3.0	21.2	4.0
Prelada	110.9	25.5	79.8	15.7	46.9	7.5
Recarei	143.7	22.8	91.6	13.4	44.3	13.5
Riba d'Ave	349.8	90.3	229.8	53.1	112.1	30.6
Rio Maior	161.8	27.2	109.5	17.2	69.8	5.8
Sacavém	180.1	20.0	127.5	13.4	78.7	12.0
Santarém	92.9	13.3	64.2	9.2	37.3	10.4
Sete Rios	199.8	30.9	144.4	23.0	84.6	11.4
Setúbal	233.8	39.3	185.8	33.6	137.8	34.7
Sines	104.4	14.2	80.3	10.1	57.9	8.2
Tábua	31.0	5.5	22.5	4.0	12.7	2.0
Tavira	30.4	2.2	20.9	1.6	14.2	3.7
Torrão	88.0	16.9	60.1	8.4	34.0	11.2
Trafaria	115.8	15.6	81.3	10.4	49.8	9.9
Trajouce	243.3	45.2	191.5	32.5	124.8	24.8
Tunes	128.9	13.9	91.0	9.3	61.4	15.7
V. P. Aguiar	29.2	6.6	15.2	3.3	10.7	2.9
Valdigem	104.8	28.8	72.6	17.2	46.7	11.8
Valpaços	45.0	10.2	32.6	7.0	23.8	6.5
Vermoim	349.3	80.3	239.2	47.0	138.5	22.2
Vila Chã	103.4	18.4	78.7	14.0	38.6	6.1
Vila Fria	222.4	50.5	146.2	32.4	92.6	34.3
Zambujal	178.6	28.1	123.2	15.4	79.8	11.1
Zêzere	225.7	34.8	158.2	23.4	86.2	19.0
Previstos						
Alcochete	62.2	10.4	49.4	8.9	36.6	9.2
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	80.9	10.9	56.4	7.0	33.0	4.3
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	14.0	2.3	8.5	1.4	4.4	0.8
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
TOTAL	**8641**	**1637**	**5945**	**1039**	**3514**	**738**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2018

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	33.0	9.3	32.0	1.8	9.8	0.3
Alto de Mira	174.5	39.1	143.2	22.7	79.1	14.8
Batalha	185.1	62.9	143.4	36.4	113.3	29.5
Bodiosa	88.3	16.6	62.0	6.3	37.7	2.7
Canelas	198.0	56.6	133.8	29.8	86.0	17.0
Carrapatelo	21.1	5.9	16.4	4.5	6.9	4.1
Carregado	149.6	37.8	107.2	30.5	67.8	17.5
Carriche	134.4	30.2	87.0	17.1	55.7	12.2
Carvoeira	46.3	11.2	34.4	9.8	13.7	4.2
Castelo Branco	44.1	10.1	30.4	5.7	21.9	3.3
Chafariz	36.8	5.2	34.0	9.5	21.8	7.0
Custóias	195.8	56.6	135.9	28.0	85.8	14.6
Ermesinde	143.0	39.3	102.3	13.5	68.7	5.4
Estarreja	219.9	64.7	121.8	30.7	88.6	23.0
Estoi	148.3	37.4	115.4	24.6	72.4	27.0
Estremoz	40.7	7.2	26.5	3.2	16.7	1.0
Évora	76.4	26.4	59.0	17.6	36.9	12.2
Fafe	76.3	29.0	48.3	15.8	27.9	9.4
Falagueira	56.0	12.5	40.5	4.3	26.2	1.4
Fanhões	162.6	46.7	142.9	48.1	121.7	55.7
Feira	124.9	36.4	74.0	17.9	51.6	12.3
Fernão Ferro	121.7	22.5	105.7	19.8	64.3	10.5
Ferreira do Alentejo	71.6	16.7	54.1	15.1	38.1	11.6
Ferro	59.5	15.5	44.0	12.4	26.8	7.6
Frades	12.7	4.1	6.3	1.8	3.2	0.5
Guimarães	69.0	25.7	38.7	11.9	19.4	6.5
Lavos	157.3	51.9	133.5	39.2	90.4	20.8
Macedo de Cavaleiros	34.6	12.9	27.4	10.4	16.6	5.8
Mogadouro	7.3	2.7	5.9	2.2	4.6	1.6
Mourisca	179.6	48.4	123.0	28.7	83.8	19.6
Oleiros	159.9	63.0	102.4	42.3	55.4	24.2
Paraimo	80.1	29.3	64.7	21.2	43.7	17.4
Pedralva	15.9	4.9	12.4	3.3	8.0	0.7
Penela	18.5	7.3	14.0	4.7	8.1	4.4
Pereiros	161.6	41.9	125.1	27.2	93.4	21.3
Pocinho	22.3	8.4	17.8	6.8	11.1	3.9
Pombal	78.5	25.9	43.6	12.8	24.6	5.7
Portimão	88.2	16.0	77.1	11.6	48.6	13.5
Porto Alto	51.3	14.4	38.4	11.2	19.3	7.3
Prelada	81.1	23.2	58.1	13.0	39.6	7.8
Recarei	131.0	33.4	68.3	10.2	42.0	13.3
Riba d'Ave	314.0	114.9	184.0	55.0	106.3	35.1
Rio Maior	111.9	26.9	93.8	24.2	59.2	12.5
Sacavém	155.6	25.0	100.1	12.3	73.2	10.9
Santarém	86.6	19.0	66.7	23.4	43.5	18.5
Sete Rios	196.9	49.4	120.2	18.3	83.2	12.4
Setúbal	191.5	42.1	164.8	39.3	132.6	40.9
Sines	86.8	18.9	79.5	16.9	75.0	14.3
Tábua	24.6	7.0	16.3	4.7	10.1	3.4
Tavira	32.4	8.2	24.6	5.3	15.6	5.9
Torrão	76.7	19.8	50.9	8.5	30.9	8.1
Trafaria	81.6	16.5	64.8	14.3	41.9	13.7
Trajouce	178.3	31.7	138.9	16.8	93.7	19.8
Tunes	160.1	44.0	118.0	32.6	77.3	35.3
V. P. Aguiar	25.6	9.6	12.8	4.8	7.4	2.6
Valdigem	76.0	31.7	62.8	24.3	37.1	12.7
Valpaços	27.9	10.4	20.3	7.7	11.7	4.0
Vermoim	298.6	85.4	218.2	48.7	143.7	28.4
Vila Chã	99.6	28.3	68.2	19.5	44.3	14.8
Vila Fria	165.4	51.3	127.0	39.3	89.6	41.0
Zambujal	155.2	34.7	101.1	16.0	66.8	12.5
Zêzere	192.0	68.6	144.3	55.4	106.7	54.9
Previstos						
Alcochete	50.9	11.2	43.8	10.4	35.2	10.9
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	72.9	15.1	46.7	7.8	31.6	5.9
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	11.2	2.6	8.4	2.4	6.0	1.8
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
TOTAL	**7158**	**1951**	**5136**	**1237**	**3308**	**906**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2020

Época Sazonal	Inverno					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	37.3	6.2	23.4	3.7	14.4	2.7
Alto de Mira	249.1	39.0	167.6	20.9	93.6	13.0
Batalha	244.2	62.9	160.5	34.4	106.8	13.6
Bodiosa	110.1	14.2	78.6	3.3	50.3	8.9
Canelas	262.9	60.5	178.7	35.1	100.9	16.1
Carrapatelo	33.1	7.8	24.0	6.6	13.7	7.2
Carregado	177.3	32.1	125.0	25.1	69.0	15.7
Carriche	149.2	21.8	102.2	13.0	57.7	6.5
Carvoeira	88.7	12.4	45.2	7.2	25.5	5.0
Castelo Branco	52.8	5.3	37.0	1.4	20.8	2.1
Chafariz	75.2	14.7	53.1	12.6	35.6	12.9
Custóias	247.7	53.7	172.5	29.7	94.8	12.1
Ermesinde	183.2	33.7	130.0	15.7	75.0	7.9
Estarreja	248.2	58.0	153.4	34.5	91.2	22.2
Estoi	132.6	9.5	93.2	7.0	62.8	16.3
Estremoz	58.9	2.1	35.7	1.3	19.5	4.3
Évora	94.9	17.2	68.0	11.0	39.1	6.8
Fafe	133.3	35.2	85.6	20.3	41.8	11.5
Falagueira	62.9	7.4	42.5	5.3	27.0	4.0
Fanhões	227.9	48.3	162.7	40.2	123.2	49.2
Feira	148.9	34.6	95.2	20.4	55.5	11.9
Fernão Ferro	183.6	29.8	123.8	17.2	74.3	7.6
Ferreira do Alentejo	93.1	15.5	56.7	9.0	29.4	5.4
Ferro	84.1	7.7	54.0	8.7	30.6	6.6
Frades	13.1	2.8	8.0	1.3	4.2	0.7
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	168.9	37.8	134.8	29.3	116.9	20.0
Macedo de Cavaleiros	62.0	14.1	37.5	8.1	27.1	7.5
Mogadouro	12.8	2.9	8.8	1.9	6.0	1.6
Mourisca	217.7	39.4	154.0	29.2	83.1	18.4
Oleiros	207.0	65.9	144.3	42.1	75.3	25.5
Paraimo	94.0	22.4	70.7	17.2	45.0	14.6
Pedralva	22.2	4.5	15.9	2.3	6.9	0.5
Penela	33.2	10.0	18.1	6.6	6.9	3.1
Pereiros	217.9	31.5	155.0	16.5	100.2	19.4
Pocinho	41.6	9.5	24.3	5.3	15.9	4.4
Pombal	87.3	19.5	53.3	11.6	28.3	4.9
Portimão	87.3	2.0	65.2	1.5	47.0	8.4
Porto Alto	57.1	5.4	37.1	3.1	21.4	4.0
Prelada	113.7	26.2	81.8	16.1	48.1	7.7
Recarei	146.9	23.3	93.7	13.7	45.3	13.8
Riba d'Ave	318.9	82.2	208.0	48.0	99.5	27.0
Rio Maior	164.0	27.5	110.9	17.4	70.8	5.8
Sacavém	181.0	20.1	128.2	13.5	79.1	12.0
Santarém	92.8	13.2	64.1	9.1	37.2	10.4
Sete Rios	200.9	31.0	145.2	23.1	85.1	11.4
Setúbal	232.9	39.1	185.1	33.5	137.3	34.6
Sines	106.5	14.5	81.9	10.2	59.0	8.3
Tábua	31.3	5.6	22.8	4.1	12.8	2.0
Tavira	40.3	2.9	27.9	2.1	18.9	4.9
Torrão	90.6	17.3	61.8	8.7	35.0	11.6
Trafaria	115.1	15.5	80.8	10.4	49.5	9.8
Trajouce	234.9	43.7	185.0	31.4	120.5	23.9
Tunes	131.1	14.2	92.5	9.4	62.4	15.9
V. P. Aguiar	29.9	6.8	15.6	3.4	11.0	3.0
Valdigem	105.6	29.0	73.1	17.4	47.1	11.9
Valpaços	45.9	10.4	33.3	7.2	24.3	6.7
Vermoim	286.1	65.8	195.8	38.5	113.4	18.1
Vila Chã	105.2	18.7	80.0	14.3	39.2	6.2
Vila Fria	226.1	51.3	148.7	33.0	94.2	34.9
Zambujal	180.0	28.3	124.2	15.6	80.4	11.2
Zêzere	228.5	35.2	160.2	23.7	87.3	19.2
Previstos						
Alcochete	61.9	10.4	49.2	8.9	36.5	9.2
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	81.3	11.0	56.7	7.0	33.2	4.3
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	14.5	2.4	8.8	1.4	4.6	0.8
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	150.5	37.1	100.3	21.7	53.4	11.6
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
TOTAL	**8744**	**1658**	**6016**	**1051**	**3556**	**747**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2020

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	33.8	9.6	32.8	1.9	10.0	0.3
Alto de Mira	175.5	39.3	144.1	22.8	79.6	14.9
Batalha	185.9	63.2	144.1	36.6	113.8	29.6
Bodiosa	90.7	17.1	63.7	6.5	38.7	2.8
Canelas	200.8	57.4	135.8	30.3	87.2	17.2
Carrapatelo	21.9	6.1	17.1	4.7	7.1	4.3
Carregado	151.7	38.4	108.8	30.9	68.8	17.7
Carriche	135.2	30.4	87.5	17.2	56.0	12.3
Carvoeira	45.5	11.0	33.9	9.6	13.5	4.2
Castelo Branco	45.2	10.4	31.2	5.9	22.5	3.4
Chafariz	37.5	5.2	34.6	9.6	22.2	7.1
Custóias	198.8	57.4	138.0	28.5	87.1	14.8
Ermesinde	143.5	39.4	102.6	13.5	68.9	5.4
Estarreja	223.1	65.6	123.5	31.1	89.8	23.4
Estoi	140.8	35.5	109.6	23.4	68.8	25.6
Estremoz	41.0	7.2	26.7	3.2	16.8	1.0
Évora	77.1	26.6	59.6	17.7	37.2	12.3
Fafe	114.6	43.3	69.9	22.4	38.8	13.1
Falagueira	56.9	12.7	41.2	4.3	26.6	1.4
Fanhões	163.5	47.0	143.7	48.4	122.4	56.1
Feira	126.7	36.9	75.1	18.1	52.3	12.5
Fernão Ferro	121.3	22.4	105.4	19.8	64.1	10.5
Ferreira do Alentejo	74.7	17.5	56.5	15.8	39.8	12.1
Ferro	60.9	15.9	45.0	12.7	27.5	7.8
Frades	13.0	4.2	6.5	1.9	3.2	0.5
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	161.9	53.4	137.4	40.3	93.1	21.4
Macedo de Cavaleiros	36.1	13.5	28.6	10.9	17.4	6.0
Mogadouro	7.4	2.8	5.9	2.3	4.7	1.6
Mourisca	183.8	49.5	125.9	29.3	85.8	20.0
Oleiros	163.1	64.3	104.5	43.1	56.5	24.7
Paraimo	81.0	29.6	65.5	21.5	44.2	17.6
Pedralva	16.4	5.1	12.8	3.4	8.3	0.7
Penela	18.6	7.4	14.1	4.7	8.1	4.4
Pereiros	162.8	42.2	126.0	27.4	94.1	21.5
Pocinho	23.0	8.6	18.4	7.0	11.5	4.0
Pombal	80.8	26.7	44.9	13.2	25.3	5.8
Portimão	90.8	16.4	79.4	12.0	50.0	13.9
Porto Alto	52.0	14.6	38.8	11.3	19.6	7.4
Prelada	83.3	23.8	59.7	13.3	40.7	8.0
Recarei	134.4	34.3	70.1	10.4	43.1	13.7
Riba d'Ave	288.2	105.2	167.6	49.9	95.6	31.4
Rio Maior	113.7	27.3	95.3	24.6	60.2	12.7
Sacavém	156.4	25.1	100.6	12.3	73.6	11.0
Santarém	87.2	19.1	67.1	23.6	43.8	18.6
Sete Rios	198.0	49.7	120.9	18.4	83.7	12.4
Setúbal	190.8	42.0	164.2	39.2	132.1	40.8
Sines	88.5	19.3	81.1	17.3	76.5	14.6
Tábua	24.9	7.1	16.5	4.7	10.2	3.4
Tavira	42.9	10.9	32.8	7.1	20.8	7.8
Torrão	79.5	20.5	52.7	8.8	32.1	8.4
Trafaria	81.2	16.4	64.5	14.3	41.7	13.6
Trajouce	179.3	31.9	139.7	16.9	94.2	19.9
Tunes	162.9	44.8	120.1	33.2	78.7	35.9
V. P. Aguiar	26.4	9.9	13.2	5.0	7.6	2.6
Valdigem	76.9	32.1	63.5	24.5	37.5	12.9
Valpaços	28.5	10.7	20.8	7.9	12.0	4.1
Vermoim	244.7	70.0	178.8	39.9	117.8	23.3
Vila Chã	101.4	28.8	69.5	19.9	45.1	15.0
Vila Fria	168.0	52.1	129.0	39.9	91.0	41.7
Zambujal	156.2	34.9	101.8	16.1	67.2	12.6
Zêzere	194.6	69.6	146.2	56.1	108.1	55.7
Previstos						
Alcochete	50.7	11.2	43.7	10.4	35.1	10.8
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	73.3	15.2	47.0	7.9	31.8	5.9
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	11.7	2.7	8.8	2.5	6.2	1.9
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	131.3	43.6	86.2	22.7	53.2	13.8
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
TOTAL	**7261**	**1981**	**5209**	**1255**	**3356**	**919**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2025

Época Sazonal	Inverno					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	40.2	6.7	25.2	4.0	15.6	2.9
Alto de Mira	208.7	32.8	140.6	17.6	78.7	11.0
Batalha	251.8	64.8	165.5	35.5	110.0	14.0
Bodiosa	120.2	15.5	85.8	3.5	54.9	9.7
Canelas	277.7	63.9	188.7	37.1	106.6	17.1
Carrapatelo	37.3	8.8	27.0	7.4	15.5	8.1
Carregado	187.4	33.9	132.0	26.5	72.9	16.6
Carriche	154.3	22.5	105.7	13.4	59.6	6.7
Carvoeira	65.9	9.2	33.6	5.4	19.0	3.7
Castelo Branco	57.4	5.7	40.2	1.6	22.6	2.3
Chafariz	80.2	15.7	56.7	13.4	37.9	13.8
Custóias	262.2	56.9	182.6	31.5	100.3	12.8
Ermesinde	188.1	34.6	133.5	16.1	77.0	8.2
Estarreja	262.2	61.2	162.0	36.4	96.3	23.5
Estoi	141.2	10.1	99.2	7.5	66.8	17.4
Estremoz	61.4	2.2	37.2	1.3	20.3	4.5
Évora	28.3	5.1	20.3	3.3	11.7	2.0
Fafe	145.6	38.4	93.4	22.1	45.5	12.6
Falagueira	66.8	7.8	45.2	5.6	28.7	4.2
Fanhões	215.0	46.7	154.5	39.9	119.8	49.9
Feira	157.3	36.5	100.6	21.6	58.7	12.5
Fernão Ferro	185.5	30.1	125.1	17.4	75.0	7.7
Ferreira do Alentejo	105.7	17.6	64.4	10.2	33.4	6.2
Ferro	90.9	8.4	58.4	9.4	33.1	7.1
Frades	14.2	3.0	8.7	1.5	4.6	0.8
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	185.1	41.5	147.7	32.2	128.1	22.0
Macedo de Cavaleiros	70.6	16.1	42.7	9.2	30.9	8.5
Mogadouro	13.4	3.0	9.2	2.0	6.3	1.7
Mourisca	235.4	42.6	166.4	31.6	89.8	19.9
Oleiros	221.9	70.7	154.6	45.2	80.7	27.3
Paraimo	98.9	23.6	74.3	18.0	47.2	15.3
Pedralva	24.5	5.0	17.6	2.5	7.7	0.6
Penela	34.5	10.3	18.8	6.9	7.1	3.3
Pereiros	226.4	32.7	161.0	17.1	104.1	20.2
Pocinho	45.5	10.3	26.6	5.8	17.4	4.8
Pombal	95.7	21.4	58.5	12.7	31.1	5.3
Portimão	95.8	2.2	71.6	1.7	51.6	9.2
Porto Alto	60.0	5.7	39.1	3.2	22.5	4.2
Prelada	124.1	28.5	89.2	17.5	52.4	8.4
Recarei	160.0	25.4	101.9	14.9	49.3	15.1
Riba d'Ave	350.3	90.3	228.4	52.7	109.3	29.7
Rio Maior	174.2	29.3	117.8	18.5	75.1	6.2
Sacavém	187.2	20.8	132.5	13.9	81.8	12.4
Santarém	96.1	13.7	66.4	9.5	38.6	10.8
Sete Rios	207.7	32.1	150.1	23.9	88.0	11.8
Setúbal	214.5	36.0	170.4	30.8	126.4	31.8
Sines	114.1	15.5	87.8	11.0	63.3	8.9
Tábua	32.9	5.8	23.9	4.3	13.4	2.1
Tavira	42.9	3.1	29.7	2.3	20.1	5.2
Torrão	100.9	19.3	68.8	9.7	39.0	12.9
Trafaria	115.9	15.6	81.4	10.4	49.8	9.9
Trajouce	243.0	45.2	191.3	32.5	124.6	24.7
Tunes	139.6	15.1	98.5	10.0	66.4	17.0
V. P. Aguiar	33.1	7.5	17.3	3.7	12.1	3.3
Valdigem	110.8	30.4	76.8	18.2	49.4	12.5
Valpaços	49.8	11.3	36.1	7.8	26.3	7.2
Vermoim	309.8	71.3	212.1	41.7	122.8	19.7
Vila Chã	112.1	19.9	85.2	15.2	41.8	6.6
Vila Fria	239.8	54.4	157.6	34.9	99.9	37.0
Zambujal	186.6	29.3	128.7	16.1	83.4	11.6
Zêzere	240.8	37.1	168.8	25.0	92.0	20.2
Previstos						
Alcochete	62.6	10.5	49.7	9.0	36.9	9.3
Almargem do Bispo	90.4	13.7	57.1	7.4	31.7	4.7
Alto São João	84.1	11.4	58.6	7.2	34.3	4.4
Divor	61.9	11.2	44.3	7.2	25.5	4.4
Ourique	16.5	2.7	10.0	1.6	5.2	1.0
Pegões AT	29.8	5.1	23.0	4.0	16.0	3.7
V.N. Famalicão	164.3	40.6	109.4	23.7	58.2	12.7
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
TOTAL	**9236**	**1753**	**6351**	**1111**	**3755**	**791**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT

(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

2025

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes						
Alqueva	36.5	10.3	35.4	2.0	10.8	0.3
Alto de Mira	147.4	32.9	121.0	19.1	66.9	12.5
Batalha	192.0	65.3	148.8	37.8	117.6	30.6
Bodiosa	99.2	18.6	69.6	7.1	42.3	3.0
Canelas	212.4	60.8	143.6	32.0	92.3	18.2
Carrapatelo	24.8	6.9	19.3	5.3	8.0	4.8
Carregado	160.5	40.6	115.1	32.7	72.8	18.7
Carriche	140.0	31.4	90.6	17.8	58.0	12.8
Carvoeira	33.9	8.2	25.2	7.2	10.1	3.1
Castelo Branco	49.3	11.3	34.0	6.4	24.5	3.7
Chafariz	40.0	5.6	37.0	10.3	23.7	7.6
Custóias	210.8	60.9	146.3	30.2	92.3	15.7
Ermesinde	147.6	40.6	105.5	13.9	70.9	5.5
Estarreja	236.0	69.4	130.7	33.0	95.1	24.7
Estoi	150.2	37.8	116.9	24.9	73.3	27.4
Estremoz	42.9	7.6	27.9	3.4	17.6	1.0
Évora	23.0	7.9	17.8	5.3	11.1	3.7
Fafe	125.5	47.4	76.4	24.4	42.3	14.3
Falagueira	60.6	13.5	43.8	4.6	28.4	1.5
Fanhões	154.8	45.4	137.0	48.2	120.3	56.9
Feira	134.1	39.1	79.4	19.2	55.3	13.2
Fernão Ferro	122.8	22.6	106.6	20.0	64.8	10.6
Ferreira do Alentejo	84.9	19.9	64.2	18.0	45.3	13.7
Ferro	65.9	17.2	48.7	13.7	29.7	8.5
Frades	14.1	4.5	7.0	2.1	3.5	0.5
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	177.7	58.7	150.9	44.3	102.2	23.5
Macedo de Cavaleiros	41.2	15.4	32.6	12.4	19.8	6.9
Mogadouro	7.8	2.9	6.2	2.4	4.9	1.7
Mourisca	199.1	53.6	136.4	31.8	92.9	21.7
Oleiros	175.0	69.0	112.2	46.3	60.7	26.5
Paraimo	85.3	31.2	69.0	22.6	46.6	18.5
Pedralva	18.1	5.6	14.1	3.7	9.2	0.8
Penela	19.4	7.6	14.7	4.9	8.5	4.6
Pereiros	169.4	43.9	131.1	28.5	97.9	22.3
Pocinho	25.2	9.4	20.1	7.6	12.6	4.3
Pombal	88.7	29.3	49.3	14.5	27.8	6.4
Portimão	99.9	18.1	87.3	13.2	55.0	15.2
Porto Alto	54.8	15.4	40.9	11.9	20.6	7.8
Prelada	91.0	26.0	65.3	14.6	44.4	8.8
Recarei	146.4	37.4	76.4	11.4	46.9	14.9
Riba d'Ave	316.9	115.8	184.4	55.0	105.1	34.6
Rio Maior	121.0	29.1	101.4	26.2	64.0	13.5
Sacavém	162.0	26.0	104.2	12.8	76.3	11.4
Santarém	90.5	19.9	69.6	24.5	45.4	19.3
Sete Rios	205.1	51.5	125.2	19.1	86.7	12.9

Época Sazonal	Verão					
Regime de Carga	Ponta		Intermédio		Vazio	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Setúbal	176.0	38.7	151.5	36.1	121.9	37.6
Sines	95.1	20.7	87.1	18.6	82.1	15.6
Tábua	26.2	7.4	17.3	5.0	10.7	3.6
Tavira	45.8	11.6	35.0	7.5	22.1	8.3
Torrão	88.7	22.8	58.8	9.8	35.8	9.4
Trafaria	81.9	16.6	65.0	14.4	42.0	13.7
Trajouce	185.7	33.1	144.7	17.5	97.6	20.6
Tunes	173.7	47.8	128.1	35.4	83.9	38.3
V. P. Aguiar	29.2	10.9	14.6	5.5	8.4	2.9
Valdigem	80.9	33.7	66.7	25.8	39.4	13.6
Valpaços	31.0	11.6	22.6	8.6	13.0	4.5
Vermoim	265.4	75.9	194.0	43.3	127.8	25.2
Vila Chã	108.2	30.7	74.2	21.2	48.1	16.0
Vila Fria	178.3	55.3	137.0	42.4	96.7	44.3
Zambujal	162.2	36.3	105.7	16.7	69.8	13.1
Zêzere	205.4	73.4	154.4	59.3	114.1	58.8
Previstos						
Alcochete	51.3	11.3	44.2	10.5	35.6	11.0
Almargem do Bispo	59.6	13.6	48.2	8.7	25.2	5.1
Alto São João	75.9	15.7	48.7	8.1	32.9	6.1
Divor	50.3	17.4	38.9	11.6	24.3	8.0
Ourique	13.3	3.1	10.0	2.8	7.1	2.1
Pegões AT	24.4	6.3	20.3	5.2	15.4	4.8
V.N. Famalicão	143.6	47.7	94.1	24.8	58.1	15.1
Clientes MAT existentes						
Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
TOTAL	**7684**	**2103**	**5510**	**1330**	**3552**	**973**

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

2016

Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes				
Alqueva	39.3	6.5	58.3	16.5
Alto de Mira	260.1	40.4	207.4	46.9
Batalha	265.4	68.3	213.3	72.5
Bodiosa	115.3	14.9	99.1	18.6
Canelas	298.0	68.6	227.6	65.1
Carrapatelo	36.1	8.5	23.6	6.6
Carregado	191.6	34.7	172.1	43.5
Carriche	162.5	23.7	155.3	34.9
Carvoeira	108.4	15.2	58.3	14.1
Castelo Branco	55.3	5.5	49.5	11.4
Chafariz	78.3	15.3	45.2	6.3
Custóias	266.7	57.9	224.6	64.9
Ermesinde	201.6	37.1	166.7	45.8
Estarreja	268.0	62.6	252.9	74.4
Estoi	151.3	10.8	213.1	53.7
Estremoz	64.4	2.3	47.3	8.3
Évora	103.9	18.8	98.1	33.9
Fafe	103.0	27.3	88.2	33.6
Falagueira	67.2	7.9	70.7	15.8
Fanhões	248.2	52.6	201.1	57.8
Feira	163.6	38.0	143.7	41.9
Fernão Ferro	203.8	33.1	142.7	26.3
Ferreira do Alentejo	96.1	16.0	79.8	18.7
Ferro	88.7	8.2	67.1	17.5
Frades	13.9	2.9	14.7	4.7
Guimarães	86.4	22.6	78.4	29.2
Lavos	181.2	40.6	181.1	59.8
Macedo de Cavaleiros	64.1	14.6	44.3	16.6
Mogadouro	15.2	3.4	10.7	4.0
Mourisca	231.4	41.9	204.2	55.0
Oleiros	223.4	71.2	193.5	76.2
Paraimo	101.5	24.2	91.9	33.6
Pedralva	23.4	4.8	22.1	6.9
Penela	36.2	10.8	21.4	8.4
Pereiros	237.3	34.3	186.8	48.4
Pocinho	43.8	10.0	31.6	11.8
Pombal	93.7	21.0	90.4	29.8
Portimão	91.1	2.1	118.5	21.5
Porto Alto	61.8	5.8	59.2	16.7
Prelada	119.4	27.5	91.2	26.1
Recarei	162.3	25.8	148.3	37.9
Riba d'Ave	399.2	103.1	357.0	130.7
Rio Maior	176.2	29.6	146.6	35.3
Sacavém	197.2	21.9	179.7	28.8
Santarém	103.2	14.7	102.2	22.4
Sete Rios	236.7	36.6	227.4	57.1
Setúbal	258.6	43.4	284.1	62.5
Sines	112.8	15.3	104.3	22.7
Tábua	33.8	6.0	30.9	8.8
Tavira	32.9	2.4	14.7	3.5
Torrão	120.2	23.0	86.5	22.3
Trafaria	128.4	17.3	96.1	19.5
Trajouce	266.4	49.6	214.4	38.2
Tunes	139.7	15.1	193.9	53.3
V. P. Aguiar	31.5	7.2	29.0	10.8
Valdigem	120.7	33.1	94.2	39.3
Valpaços	48.6	11.1	34.6	13.0
Vermoim	376.0	86.5	336.0	96.1
Vila Chã	112.1	19.9	113.2	32.2
Vila Fria	240.4	54.6	187.3	58.1
Zambujal	194.9	30.6	178.9	40.0
Zêzere	245.6	37.8	219.7	78.5
Previstos				
Alcochete	68.7	11.5	0.0	0.0
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	89.5	12.1	84.2	17.5
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	15.0	2.5	0.0	0.0
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

2018

Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes				
Alqueva	41.6	6.9	61.7	17.5
Alto de Mira	271.5	42.2	216.5	48.9
Batalha	277.1	71.3	222.6	75.7
Bodiosa	122.5	15.8	105.3	19.8
Canelas	311.5	71.7	237.9	68.0
Carrapatelo	38.4	9.1	25.1	7.0
Carregado	200.2	36.2	179.8	45.5
Carriche	169.3	24.7	161.8	36.3
Carvoeira	109.1	15.3	58.7	14.2
Castelo Branco	58.7	5.9	52.6	12.1
Chafariz	83.7	16.4	48.3	6.8
Custóias	279.2	60.6	235.2	68.0
Ermesinde	208.8	38.4	172.7	47.5
Estarreja	280.1	65.4	264.4	77.7
Estoi	159.4	11.4	186.4	47.0
Estremoz	66.8	2.4	49.1	8.6
Évora	107.8	19.5	101.8	35.1
Fafe	108.2	28.6	92.6	35.3
Falagueira	70.7	8.3	74.3	16.6
Fanhões	258.6	54.8	209.6	60.3
Feira	171.0	39.7	150.2	43.8
Fernão Ferro	210.4	34.2	147.3	27.2
Ferreira do Alentejo	102.6	17.1	85.1	19.9
Ferro	93.9	8.6	71.0	18.5
Frades	14.6	3.1	15.5	5.0
Guimarães	91.0	23.8	82.6	30.8
Lavos	189.3	42.4	189.1	62.4
Macedo de Cavaleiros	68.3	15.5	47.2	17.6
Mogadouro	15.7	3.6	11.1	4.1
Mourisca	243.6	44.1	215.0	58.0
Oleiros	233.1	74.3	201.9	79.6
Paraimo	106.2	25.3	96.2	35.1
Pedralva	24.7	5.0	23.4	7.3
Penela	37.7	11.3	22.3	8.8
Pereiros	247.2	35.7	194.6	50.4
Pocinho	46.3	10.5	33.5	12.5
Pombal	97.8	21.9	94.4	31.2
Portimão	96.9	2.3	126.0	22.8
Porto Alto	64.5	6.1	61.7	17.4
Prelada	126.6	29.1	96.7	27.7
Recarei	171.3	27.2	156.6	40.0
Riba d'Ave	420.4	108.6	376.0	137.6
Rio Maior	184.6	31.0	153.6	36.9
Sacavém	205.5	22.8	187.3	30.1
Santarém	106.1	15.1	105.0	23.1
Sete Rios	246.7	38.1	237.0	59.5
Setúbal	266.9	44.8	231.6	51.0
Sines	119.2	16.2	110.2	24.0
Tábua	35.4	6.3	32.4	9.2
Tavira	34.6	2.6	40.6	10.3
Torrão	127.4	24.4	91.6	23.6
Trafaria	132.2	17.8	98.9	20.0
Trajouce	277.6	51.6	223.4	39.8
Tunes	147.1	15.9	204.2	56.2
V. P. Aguiar	33.3	7.6	30.6	11.4
Valdigem	125.7	34.5	98.1	40.9
Valpaços	51.3	11.7	36.6	13.7
Vermoim	398.7	91.7	356.3	101.9
Vila Chã	118.0	21.0	119.3	33.9
Vila Fria	253.8	57.6	197.8	61.3
Zambujal	203.8	32.0	187.1	41.9
Zêzere	257.6	39.7	230.4	82.4
Previstos				
Alcochete	70.9	11.9	61.6	13.5
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	93.2	12.6	87.8	18.2
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	16.0	2.7	13.3	3.1
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

2020

Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes				
Alqueva	43.8	7.3	64.9	18.4
Alto de Mira	292.5	45.8	233.3	52.3
Batalha	286.8	73.8	230.5	78.4
Bodiosa	129.4	16.7	111.2	20.9
Canelas	324.2	74.6	247.6	70.8
Carrapatelo	40.9	9.7	26.7	7.5
Carregado	208.3	37.7	187.1	47.3
Carriche	175.2	25.6	167.5	37.6
Carvoeira	109.7	15.4	59.0	14.3
Castelo Branco	62.0	6.2	55.5	12.8
Chafariz	88.3	17.3	50.9	7.1
Custóias	290.9	63.1	245.0	70.8
Ermesinde	215.2	39.6	177.9	48.9
Estarreja	291.6	68.1	275.1	80.9
Estoi	155.7	11.1	182.1	45.9
Estremoz	69.1	2.5	50.7	8.9
Évora	111.5	20.2	105.3	36.3
Fafe	162.4	42.8	141.6	53.5
Falagueira	73.9	8.6	77.7	17.3
Fanhões	267.6	56.7	216.9	62.4
Feira	177.9	41.3	156.3	45.6
Fernão Ferro	215.7	35.0	150.9	27.8
Ferreira do Alentejo	109.4	18.2	90.8	21.2
Ferro	98.8	9.1	74.7	19.5
Frades	15.4	3.2	16.3	5.2
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	198.3	44.4	198.2	65.4
Macedo de Cavaleiros	72.8	16.6	50.3	18.8
Mogadouro	16.2	3.7	11.4	4.3
Mourisca	255.7	46.3	225.7	60.8
Oleiros	243.2	77.4	210.6	83.0
Paraimo	110.5	26.3	100.0	36.6
Pedralva	26.0	5.3	24.6	7.7
Penela	39.0	11.7	23.1	9.1
Pereiros	256.0	37.0	201.5	52.2
Pocinho	48.8	11.1	35.3	13.2
Pombal	102.5	23.0	98.9	32.6
Portimão	102.5	2.4	133.4	24.1
Porto Alto	67.0	6.3	64.1	18.1
Prelada	133.6	30.7	102.0	29.2
Recarei	180.3	28.6	164.8	42.1
Riba d'Ave	391.7	101.0	352.7	128.8
Rio Maior	192.6	32.4	160.2	38.5
Sacavém	212.6	23.6	193.8	31.1
Santarém	109.0	15.5	107.9	23.7
Sete Rios	255.3	39.4	245.3	61.6
Setúbal	273.6	46.0	237.4	52.2
Sines	125.1	17.0	115.6	25.1
Tábua	36.8	6.5	33.6	9.6
Tavira	47.3	3.5	55.4	14.0
Torrão	134.9	25.8	97.0	25.0
Trafaria	135.2	18.2	101.1	20.5
Trajouce	275.9	51.3	222.1	39.5
Tunes	154.0	16.6	213.7	58.8
V. P. Aguiar	35.1	8.0	32.3	12.1
Valdigem	130.3	35.8	101.7	42.4
Valpaços	53.9	12.3	38.5	14.4
Vermoim	336.0	77.3	375.3	107.3
Vila Chã	123.6	21.9	124.8	35.5
Vila Fria	265.6	60.3	207.0	64.2
Zambujal	211.4	33.2	194.0	43.4
Zêzere	268.4	41.3	240.1	85.8
Previstos				
Alcochete	72.7	12.2	63.1	13.9
Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto São João	96.5	13.0	90.8	18.8
Divor	0.0	0.0	0.0	0.0
Ourique	17.1	2.8	14.2	3.3
Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0
V.N. Famalicão	181.9	44.9	85.8	32.0

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

2025

Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes				
Alqueva	48.9	8.1	72.5	20.5
Alto de Mira	253.6	39.8	249.8	55.9
Batalha	306.0	78.8	245.9	83.6
Bodiosa	146.1	18.8	125.6	23.6
Canelas	354.4	81.5	270.7	77.4
Carrapatelo	47.6	11.3	31.1	8.7
Carregado	227.7	41.2	204.6	51.8
Carriche	187.5	27.4	179.2	40.2
Carvoeira	84.4	11.8	59.8	14.4
Castelo Branco	69.7	7.0	62.4	14.4
Chafariz	97.5	19.1	56.2	7.9
Custóias	318.7	69.2	268.5	77.6
Ermesinde	228.7	42.1	189.1	52.0
Estarreja	318.7	74.4	300.8	88.4
Estoi	171.6	12.3	200.6	50.6
Estremoz	74.7	2.7	54.8	9.6
Évora	34.4	6.2	32.5	11.2
Fafe	183.6	48.4	160.2	60.5
Falagueira	81.2	9.5	85.4	19.0
Fanhões	261.3	56.8	232.1	66.7
Feira	194.5	45.2	170.8	49.8
Fernão Ferro	225.5	36.6	157.8	29.1
Ferreira do Alentejo	128.5	21.4	106.7	25.0
Ferro	110.5	10.2	83.6	21.8
Frades	17.3	3.6	18.3	5.9
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0
Lavos	225.0	50.4	224.8	74.2
Macedo de Cavaleiros	85.8	19.5	59.3	22.2
Mogadouro	17.6	4.0	12.4	4.6
Mourisca	286.1	51.8	252.5	68.0
Oleiros	269.7	85.9	233.5	92.0
Paraimo	120.1	28.7	108.8	39.8
Pedralva	29.8	6.1	28.2	8.8
Penela	41.9	12.6	24.8	9.8
Pereiros	275.2	39.8	216.6	56.1
Pocinho	55.3	12.6	39.9	14.9
Pombal	116.3	26.0	112.2	37.0
Portimão	116.4	2.7	151.5	27.4
Porto Alto	73.0	6.9	69.8	19.7
Prelada	150.8	34.7	115.2	32.9
Recarei	203.1	32.3	185.4	47.3
Riba d'Ave	445.3	114.8	400.8	146.4
Rio Maior	211.7	35.6	176.1	42.4
Sacavém	227.5	25.3	207.4	33.3
Santarém	116.8	16.7	115.7	25.4
Sete Rios	273.2	42.2	262.5	65.9
Setúbal	260.7	43.8	226.3	49.8
Sines	138.7	18.9	128.2	27.9
Tábua	39.9	7.1	36.5	10.4
Tavira	52.1	3.8	61.0	15.4
Torrão	155.5	29.8	111.8	28.8
Trafaria	140.8	19.0	105.3	21.3
Trajouce	295.3	54.9	237.7	42.3
Tunes	169.7	18.3	235.5	64.8
V. P. Aguiar	40.2	9.1	36.9	13.8
Valdigem	141.6	38.9	110.5	46.1
Valpaços	60.5	13.8	43.1	16.1
Vermoim	376.6	86.6	336.5	96.2
Vila Chã	136.2	24.2	137.7	39.1
Vila Fria	291.4	66.2	227.1	70.4
Zambujal	226.8	35.6	208.2	46.6
Zêzere	292.7	45.1	261.8	93.6
Previstos				
Alcochete	76.0	12.8	66.0	14.5
Almargem do Bispo	111.2	16.9	0.0	0.0
Alto São João	103.2	14.0	97.2	20.1
Divor	75.2	13.6	71.0	24.5
Ourique	20.1	3.3	16.6	3.9
Pegões AT	36.2	6.2	32.2	8.3
V.N. Famalicão	205.5	50.7	181.7	60.4



07
ANEXOS

ANEXO 12

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA)

Página em Branco

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA)

(Valores em MW)

Subestação	Eólica			Pequena Hídrica (≤ 10MW)			Pequena Hídrica (10MW < P ≤ 30MW)		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025	2016	2020	2025
Alcochete	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almargem do Bispo	-	-	53	-	-	-	-	-	-
Alqueva	-	-	-	12	12	12	-	-	-
Alto Mira	32	32	-	-	-	-	-	-	-
Armamar	-	128	124	-	-	-	-	-	-
Batalha	118	142	171	-	-	-	-	-	-
Bodiosa	178	178	186	39	42	51	-	-	-
Canelas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carrapatelo	193	195	205	9	9	9	-	-	-
Carregado	27	43	47	-	-	-	-	-	-
Carriche	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	148	148	154	-	-	-	-	-	-
Castelo Branco	157	168	169	-	-	-	-	-	-
Chafariz	197	222	256	18	18	18	-	-	-
Custoias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estarreja	41	41	43	11	14	21	-	-	-
Estoi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Évora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fafe	79	79	82	24	24	24	-	-	-
Falagueira	221	221	224	-	-	-	-	-	-
Fanhoes	102	102	87	-	-	-	-	-	-
Feira	37	37	38	-	-	-	-	-	-
Fernão Ferro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ferreira do Alentejo	-	-	-	12	12	13	-	-	-
Ferro	88	88	92	25	28	36	24	24	24
Frades	201	201	201	-	-	-	-	-	-
Fundão	253	309	343	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	80	-	-	-	-	-	-
Guimarães	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lavos	8	8	8	-	-	-	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	62	62	65	30	36	51	-	-	-
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mourisca	32	32	33	23	23	23	-	-	-
Oleiros	-	-	-	9	10	12	-	-	-
Ourique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Paraimo	13	20	28	-	-	-	-	-	-
Pedralva	264	283	304	-	-	-	15	15	15
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penela	167	176	180	-	-	-	-	-	-
Pereiros	120	120	125	13	15	23	24	24	24
Pocinho	25	58	92	9	9	9	-	-	-
Pombal	20	20	21	-	-	-	-	-	-
Portimão	139	144	154	-	-	-	-	-	-
Porto Alto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recarei	-	-	-	6	6	6	-	-	-
Riba d'Ave	122	122	123	39	44	54	-	-	-
Rio Maior	217	221	235	-	-	-	-	-	-
Sacavém	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seia	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Setúbal	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sines	19	19	19	-	-	-	-	-	-
Tábua	396	409	412	-	-	-	-	-	-
Tavira	138	144	144	-	-	-	-	-	-
Torrão	103	103	107	-	-	-	-	-	-
Trafaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tunes	6	6	6	-	-	-	-	-	-
Valdigem	547	547	559	48	50	56	25	25	25
Valpaços	50	50	90	22	25	33	-	-	-
Vermoim	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Chã	-	-	-	22	22	23	70	70	70
Vila Fria	89	89	93	16	19	27	22	22	22
Vila Nova de Famalicção	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	275	276	336	31	31	33	-	-	-
Zêzere	58	58	60	14	21	39	-	-	-
TOTAL	4942	5300	5820	434	470	570	180	180	180

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA)

(Valores em MW)

Subestação	Cogeração			RSU + Biomassa + Biogás			Solar		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025	2016	2020	2025
Alcochete	16	17	18	-	-	-	5	5	5
Almargem do Bispo	-	-	-	-	-	5	-	-	-
Alqueva	-	-	-	-	-	-	51	66	94
Alto Mira	11	13	16	-	-	-	6	6	-
Armamar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batalha	9	10	11	5	7	8	8	8	8
Bodiosa	-	-	8	-	-	-	5	5	5
Canelas	-	-	7	8	10	10	-	-	-
Carrapatelo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carregado	8	10	14	-	-	-	5	5	5
Carriche	8	9	11	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	27	31	38	-	-	-	5	5	5
Castelo Branco	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chafariz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custoias	196	198	201	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-	56
Ermesinde	11	11	12	-	-	-	-	-	-
Estarreja	37	37	37	-	-	-	16	16	12
Estoi	-	-	-	-	-	16	19	20	30
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	8	23
Évora	-	-	-	-	-	-	31	33	17
Fafe	7	21	22	-	-	-	-	-	-
Falagueira	9	9	9	44	44	44	-	15	23
Fanhoes	13	15	18	61	73	70	26	26	23
Feira	14	14	14	11	11	11	-	-	-
Fernão Ferro	39	42	48	-	-	-	37	37	24
Ferreira do Alentejo	-	-	-	-	-	-	61	86	89
Ferro	-	-	-	-	-	-	5	5	5
Frades	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundão	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guimarães	31	-	-	-	-	-	6	-	-
Lavos	276	276	276	35	35	35	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Mourisca	57	58	61	19	20	20	-	-	-
Oleiros	25	26	27	-	-	-	7	7	7
Ourique	-	-	-	-	-	-	16	96	95
Paraimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pedralva	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-	37
Penela	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pereiros	6	7	9	17	31	32	8	8	8
Pocinho	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pombal	32	36	42	-	-	-	-	-	-
Portimão	-	-	7	-	-	-	5	5	28
Porto Alto	12	12	13	-	-	-	18	18	19
Recarei	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riba d'Ave	152	149	150	-	-	-	11	11	10
Rio Maior	-	-	-	-	16	18	5	5	5
Sacavém	26	26	27	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	13	6	6	6
Seia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Setúbal	162	162	162	16	16	17	40	40	-
Sines	258	265	328	-	-	-	5	16	17
Tábua	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tavira	-	-	-	-	-	-	12	102	90
Torrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trafaria	11	11	11	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	9	9	10
Tunes	-	-	-	-	-	-	20	29	32
Valdigem	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valpaços	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermoim	29	24	25	27	58	60	6	-	-
Vila Chã	29	30	32	-	-	-	-	-	-
Vila Fria	112	112	112	-	-	-	-	5	5
Vila Nova de Famalicção	-	27	27	-	-	0	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zêzere	36	40	47	34	35	35	8	8	9
TOTAL	1660	1700	1840	277	357	392	460	720	810



07
ANEXOS

ANEXO 13
PLANOS DE PRODUÇÃO E MAPAS DE TRÂNSITOS DE POTÊNCIA NA RNT NO HORIZONTE 2025

REN

Índice

Planos de produção 1

Mapa da RNT – Situação prevista para 2025 5

Mapas de trânsitos de potência na RNT – Horizonte 2025

Ponta Húmida de Inverno eólica 70 % - Exportação 6

Ponta Húmida de Inverno eólica 30 % 7

Vazio Húmido de Inverno eólica 5 % 8

Ponta Seca de Verão eólica 5 % - Importação 9

Ponta Seca de Verão eólica 30 % 10

Vazio Seco de Verão eólica 50 % 11

PLANOS DE PRODUÇÃO - ANO DE 2025

GRANDE HÍDRICA (>30MW)

						INVERNO			VERÃO		
					Época Sazonal	Ponta		Vazio	Ponta		Vazio
					Regime de Carga	Húmida		Húmido	Seca		Seco
					Regime hidrológico						
					Saldo de trocas comerciais	Exportação	Troca nula	Troca nula	Importação	Troca nula	Troca nula
Sistema	Central	Tipo	Num. Gr.	Pmax/gr. (MW)	Pmax (MW)	Eol 70 %	Eol 30 %	Eol 5 %	Eol 5 %	Eol 30 %	Eol 50 %
Lima	Alto Lindoso	Alb.	2	315	630	399	599	0	0	0	0
Douro Int.	Miranda	F.A.	3	60	180	171	171	114	0	0	0
		F.A.	1	189	189	180	180	120	0	0	0
	Picote	F.A.	3	65	195	185	185	124	0	0	0
	Picote II	F.A.	1	245	245	233	233	155	0	0	0
	Bemposta	F.A.	3	80	240	228	228	152	0	0	0
	Bemposta II	F.A.	1	191	191	181	181	121	0	0	0
Douro Nac.	Pocinho	F.A.	3	62	186	177	177	118	0	0	0
	B. Sabor - Mont	Alb./B	2	70	140	133	44	0	0	30	-140
	B. Sabor - Jus	Alb./B	2	16	31	29	10	0	0	8	0
	Valeira	F.A.	3	80	240	228	228	152	0	0	0
	Régua	F.A.	3	60	180	171	171	114	0	0	0
	Carrapatelo	F.A.	3	67	201	191	191	127	0	0	0
	Crestuma	F.A.	3	39	117	111	111	74	0	0	0
Tavora	Tabuaço (a)	Alb.	2	29	58	37	18	0	0	0	0
Tua	Foz Tua	Alb./B	2	126	251	238	79	0	0	58	-251
Vouga	Ribeiradio	Alb.	1	71	71	45	33	0	0	0	0
Tamega	Fridão	Alb.	1	238	238	226	226	109	0	0	0
	Alto Tâmega	Alb.	2	80	160	152	152	51	0	0	0
	Gouvães	Alb./B	4	220	880	557	279	0	0	101	-880
	Daivões	Alb.	2	57	114	72	108	36	0	0	0
	Torrão	F.A./B	2	70	140	133	133	89	0	0	0
Cavado	Alto Rabagão(b)	Alb./B	2	34	68	43	22	0	0	20	-64
	Vila Nova (c)	Alb.	3	30	90	57	86	29	0	0	0
		Alb.	1	54	54	34	51	0	0	0	0
	Venda Nova III	Alb./B	2	390	780	494	247	0	0	175	-780
	Frades	Alb./B	2	96	191	121	60	0	0	50	-191
	Salamonde (d)	Alb.	2	21	42	27	13	0	0	0	0
	Salamonde II	Alb./B	1	207	207	131	131	0	0	95	-207
	Caniçada (e)	Alb.	2	31	62	40	59	20	0	0	0
Homem	V. Furnas (f)	Alb.	1	72	125	63	63	0	0	0	0
		Alb./B	1	71		62	35	0	0	35	0
Mond.	Girabolhos	Alb./B	2	182	364	346	231	0	0	95	-364
	Bogueira	Alb.	3	14	31	9	9	0	0	0	0
	Aguieira	Alb./B	3	112	336	213	106	0	0	73	-278
	Caldeirão	Alb.	1	40	40	38	38	0	0	0	0
Tejo	Fratel	F.A.	3	44	132	125	125	84	0	0	0
	Belver	F.A.	6	13	81	77	77	51	0	0	0
Zezere	Cabril	Alb.	2	54	108	68	103	0	0	0	0
	Bouçã	Alb.	2	22	44	28	42	14	0	0	0
	Castelo de Bode	Alb.	3	53	159	101	151	50	0	0	0
Ocreza	Pracana	Alb.	2	8	16	10	15	0	0	0	0
		Alb.	1	25	25	16	15	0	0	0	0
Guadiana	Alqueva	Alb./B	2	120	240	152	76	0	0	55	-240
	Alqueva II	Alb./B	2	128	256	162	81	0	0	59	-256
	Total Hidráulica				**8328**	**6494**	**5572**	**1903**	**0**	**854**	**-3651**
	Total Albufeiras				5811	4103	3181	309	0	854	-3651
	Total Fios de Água				2517	2391	2391	1594	0	0	0
	Total Bombagem				3955	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**-3651**

PLANOS DE PRODUÇÃO - ANO DE 2025

GRANDE TÉRMICA

					INVERNO			VERÃO		
				Época Sazonal		Ponta	Vazio		Ponta	Vazio
				Regime de Carga		Húmida	Húmido		Seca	Seco
				Regime hidrológico						
				Saldo de trocas comerciais	Exportação	Troca nula	Troca nula	Importação	Troca nula	Troca nula
Central	Tipo	Num. Gr.	Pmax/gr. (MW)	Pmax (MW)	Eol 70 %	Eol 30 %	Eol 5 %	Eol 5 %	Eol 30 %	Eol 50 %
Pego	Carv	2	288	576	0	0	0	576	576	576
Sines	Carv	4	295	1180	250	253	218	1180	1180	1180
Elecgás	Gas	2	419	837	0	0	0	390	603	837
Lares	Gas	2	413	826	0	0	0	160	413	520
Ribatejo	Gas	3	392	1176	0	0	0	0	392	392
T. Outeiro	Gas	3	330	990	0	0	0	0	0	0
Total térmica				**5585**	**250**	**253**	**218**	**2306**	**3164**	**3505**
TOTAIS										
Grande Térmica + Grande Hídrica					6744	5826	2121	2306	4018	-146
Interligação (Imp - ; Exp +)					3200	0	0	-3200	0	0
Produção (excluindo Grande Hid. e Grande Térm.)				**9612**	**5940**	**3612**	**1718**	**2302**	**3757**	**3842**
Cogeração				1840	920	920	736	920	920	736
Térmica				392	196	196	196	196	196	196
Fotovoltaico				810	0	0	0	648	648	0
Pequena hídrica (≤ 10 MW)				570	570	570	376	188	188	0
Pequena hídrica (10 MW < P ≤ 30 MW)				180	180	180	119	59	59	0
Eólica				5820	4074	1746	291	291	1746	2910
Grande Térm. + Grande Híd. + Interligação					3544	5826	2121	5506	4018	-146
Total produção referida à emissão + Interligação					9484	9437	3839	7808	7776	3696
Consumo					**9236**	**9236**	**3755**	**7684**	**7684**	**3552**
Bombagem					0	0	0	0	0	-3651
Estimativa de perdas					248	202	83	124	92	144

Legenda: F.A.- Fio de água Alb.- Albufeira B- Centrais com bombagem

NOTAS:

Pmax refere-se à potência líquida máxima de cada central

Para efeitos de simulação considera-se a central do Torrão como de fio de água atendendo à sua pequena capacidade de regularização de caudais afluentes.

Considerou-se como Pmax./gr = Pmax.tot / nºgr. , no entanto algumas centrais hídricas a funcionarem com apenas 1gr. a Pmax./gr pode ter um valor mais elevado que o indicado na tabela.

a) 58/35 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

b) 68/38 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

c) 90/64/34 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 3/2/1Grupos

d) 42/22 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

e) 62/32 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

f) 125 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo os 2Grupos (cada grupo com 62.5MW)

PLANOS DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA) - ANO DE 2025

(Valores em MW)

Subestação	EÓLICA				PEQUENA-HÍDRICA (≤30MW)			
	Cenários de produção				Inverno		Verão	
	70 %	50 %	30 %	5 %	Ponta Húmida	Vazio Húmido	Ponta	Vazio
Alcochete	-	-	-	-	-	-	-	-
Almargem do Bispo	36.9	26.4	15.8	2.6	-	-	-	-
Alqueva	-	-	-	-	11.8	7.8	3.9	0.0
Alto Mira	-	-	-	-	-	-	-	-
Armamar	86.7	61.9	37.1	6.2	-	-	-	-
Batalha	120.0	85.7	51.4	8.6	-	-	-	-
Bodiosa	129.9	92.8	55.7	9.3	51.1	33.7	16.9	0.0
Canelas	-	-	-	-	-	-	-	-
Carrapatelo	143.5	102.5	61.5	10.3	8.7	5.7	2.9	0.0
Carregado	33.0	23.6	14.2	2.4	-	-	-	-
Carriche	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	107.8	77.0	46.2	7.7	-	-	-	-
Castelo Branco	118.0	84.3	50.6	8.4	-	-	-	-
Chafariz	179.5	128.2	76.9	12.8	18.4	12.1	6.1	0.0
Custoias	-	-	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	-	-	-	-	-	-	-	-
Estarreja	29.8	21.3	12.8	2.1	20.8	13.7	6.9	0.0
Estoi	-	-	-	-	-	-	-	-
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	-
Évora	-	-	-	-	-	-	-	-
Fafe	57.7	41.2	24.7	4.1	24.4	16.1	8.1	0.0
Falagueira	156.5	111.8	67.1	11.2	-	-	-	-
Fanhões	60.9	43.5	26.1	4.3	-	-	-	-
Feira	26.8	19.2	11.5	1.9	-	-	-	-
Fernão Ferro	-	-	-	-	-	-	-	-
Ferreira do Alentejo	-	-	-	-	12.8	8.5	4.2	0.0
Ferro	64.3	45.9	27.6	4.6	60.0	39.6	19.8	0.0
Frades	140.7	100.5	60.3	10.1	-	-	-	-
Fundão	239.8	171.3	102.8	17.1	-	-	-	-
Guarda	56.0	40.0	24.0	4.0	-	-	-	-
Lavos	5.8	4.2	2.5	0.4	-	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	45.2	32.3	19.4	3.2	50.7	33.4	16.7	0.0
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	-
Mourisca	23.3	16.7	10.0	1.7	22.7	15.0	7.5	0.0
Oleiros	-	-	-	-	11.6	7.7	3.8	0.0
Ourique	-	-	-	-	-	-	-	-
Paraimo	19.7	14.1	8.4	1.4	-	-	-	-
Pedralva	212.7	151.9	91.2	15.2	14.7	9.7	4.9	0.0
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-
Penela	126.1	90.1	54.1	9.0	-	-	-	-
Pereiros	87.7	62.6	37.6	6.3	46.7	30.8	15.4	0.0
Pocinho	64.6	46.1	27.7	4.6	9.1	6.0	3.0	0.0
Pombal	14.6	10.4	6.3	1.0	-	-	-	-
Portimão	107.9	77.1	46.2	7.7	-	-	-	-
Porto Alto	-	-	-	-	-	-	-	-
Recarei	-	-	-	-	5.8	3.8	1.9	0.0
Riba d'Ave	85.9	61.3	36.8	6.1	53.6	35.3	17.7	0.0
Rio Maior	164.2	117.3	70.4	11.7	-	-	-	-
Sacavém	-	-	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	-	-	-
Seia	49.0	35.0	21.0	3.5	-	-	-	-
Setúbal	-	-	-	-	-	-	-	-
Sines	13.6	9.7	5.8	1.0	-	-	-	-
Tábua	288.7	206.2	123.7	20.6	-	-	-	-
Tavira	101.1	72.2	43.3	7.2	-	-	-	-
Torrão	75.2	53.7	32.2	5.4	-	-	-	-
Trafaria	-	-	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	-	-
Tunes	4.4	3.1	1.9	0.3	-	-	-	-
Valdigem	391.5	279.6	167.8	28.0	80.9	53.4	26.7	0.0
Valpaços	63.1	45.1	27.1	4.5	32.8	21.7	10.8	0.0
Vermoim	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Chã	-	-	-	-	92.3	60.9	30.5	0.0
Vila Fria	65.0	46.4	27.8	4.6	49.3	32.5	16.3	0.0
Vila Nova de Famalicção	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	234.9	167.8	100.7	16.8	32.8	21.7	10.8	0.0
Zêzere	41.9	30.0	18.0	3.0	38.9	25.6	12.8	0
TOTAL	**4074**	**2910**	**1746**	**291**	**750**	**495**	**247**	**0**

PLANOS DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA) - ANO DE 2025

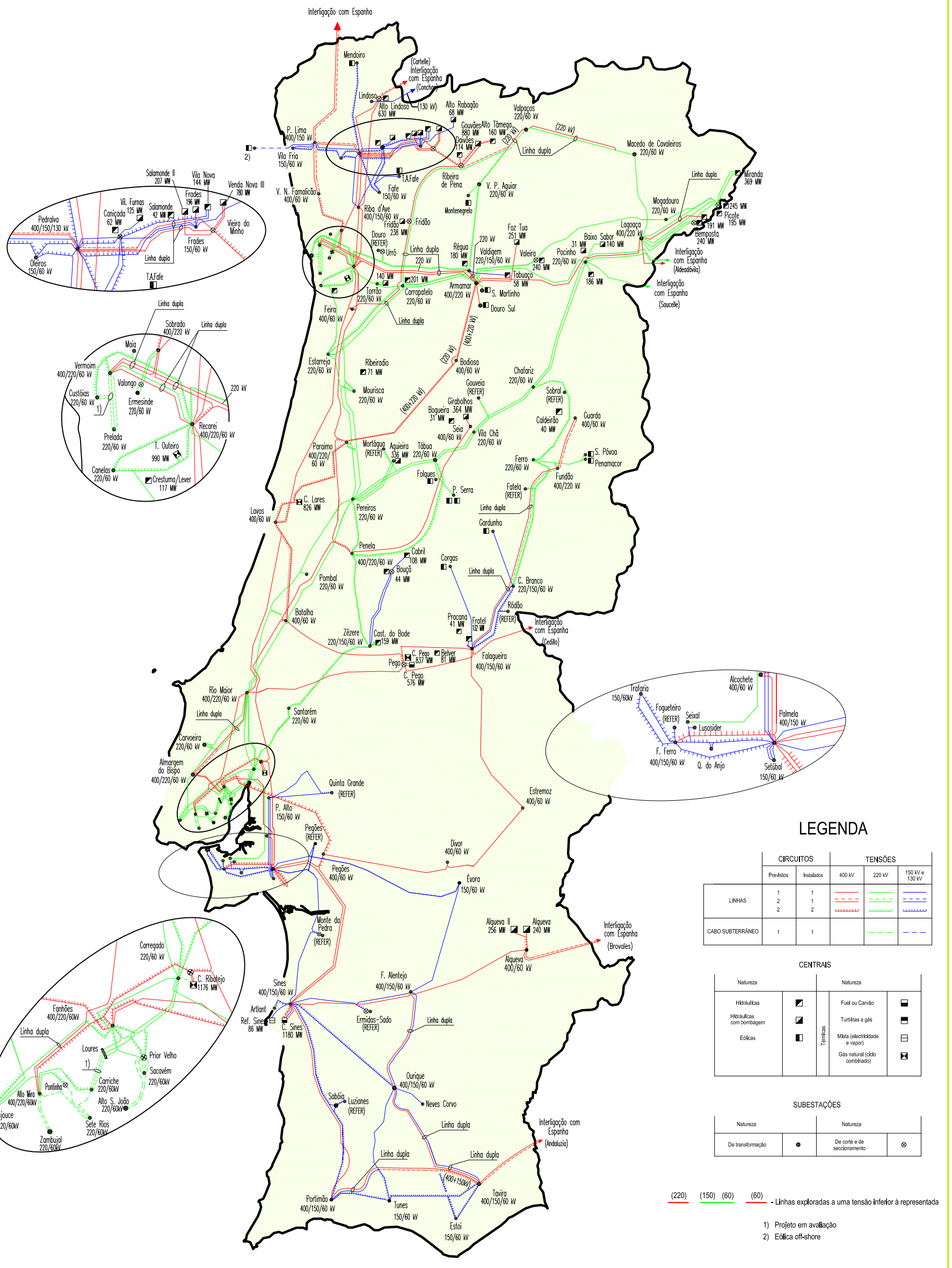
(Valores em MW)

Subestação	COGERAÇÃO		RSU + BIOMASSA + BIOGÁS	SOLAR		
	Ponta	Vazio		Ponta		Vazio
				Inverno	Verão	
Alcochete	8.8	7.0	-	0.0	4.1	0.0
Almargem do Bispo	-	-	2.5	-	-	-
Alqueva	-	-	-	0.0	75.3	0.0
Alto Mira	8.1	6.5	-	-	-	-
Armamar	-	-	-	-	-	-
Batalha	5.5	4.4	3.8	0.0	6.6	0.0
Bodiosa	4.2	3.3	-	0.0	4.1	0.0
Canelas	3.3	2.6	4.9	-	-	-
Carrapatelo	-	-	-	-	-	-
Carregado	6.9	5.5	-	0.0	4.1	0.0
Carriche	5.3	4.2	-	-	-	-
Carvoeira	18.9	15.1	-	0.0	4.1	0.0
Castelo Branco	-	-	-	-	-	-
Chafariz	-	-	-	-	-	-
Custoias	100.7	80.5	-	-	-	-
Divor	-	-	-	0.0	45.0	0.0
Ermesinde	6.0	4.8	-	-	-	-
Estarreja	18.5	14.8	-	0.0	9.9	0.0
Estoi	-	-	8.2	0.0	24.1	0.0
Estremoz	-	-	-	0.0	18.2	0.0
Évora	-	-	-	0.0	13.2	0.0
Fafe	10.9	8.7	-	-	-	-
Falagueira	4.7	3.7	22.0	0.0	18.1	0.0
Fanhões	9.0	7.2	34.9	0.0	18.4	0.0
Feira	7.1	5.7	5.6	-	-	-
Fernão Ferro	23.9	19.1	-	0.0	19.1	0.0
Ferreira do Alentejo	-	-	-	0.0	71.4	0.0
Ferro	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Frades	-	-	-	-	-	-
Fundão	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	-	-	-	-
Lavos	138.2	110.6	17.6	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Mogadouro	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Mourisca	30.7	24.6	10.0	-	-	-
Oleiros	13.5	10.8	-	0.0	5.4	0.0
Ourique	-	-	-	0.0	75.7	0.0
Paraimo	-	-	-	-	-	-
Pedralva	-	-	-	-	-	-
Pegões	-	-	-	0.0	29.5	0.0
Penela	-	-	-	-	-	-
Pereiros	4.6	3.7	15.9	0.0	6.4	0.0
Pocinho	-	-	-	-	-	-
Pombal	21.1	16.9	-	-	-	-
Portimão	3.3	2.6	-	0.0	22.2	0.0
Porto Alto	6.5	5.2	-	0.0	15.0	0.0
Recarei	-	-	-	-	-	-
Riba d'Ave	75.0	60.0	-	0.0	8.0	0.0
Rio Maior	-	-	8.8	0.0	4.1	0.0
Sacavém	13.6	10.9	-	-	-	-
Santarém	-	-	6.5	0.0	4.5	0.0
Seia	-	-	-	-	-	-
Setúbal	81.2	64.9	8.3	-	-	-
Sines	163.8	131.1	-	0.0	13.2	0.0
Tábua	-	-	-	-	-	-
Tavira	-	-	-	0.0	72.0	0.0
Torrão	-	-	-	-	-	-
Trafaria	5.7	4.5	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	0.0	7.8	0.0
Tunes	-	-	-	0.0	25.2	0.0
Valdigem	-	-	-	-	-	-
Valpaços	-	-	-	-	-	-
Vermoim	12.4	9.9	29.9	-	-	-
Vila Chã	16.0	12.8	-	-	-	-
Vila Fria	56.2	45.0	-	0.0	4.1	0.0
Vila Nova de Famalicão	13.4	10.7	0.0	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	-	-	-	-	-	-
Zêzere	23.3	18.6	17.4	0	6.9	0
TOTAL	**920**	**736**	**196**	**0**	**648**	**0**

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2025



LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1 2 2	1 1 2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS

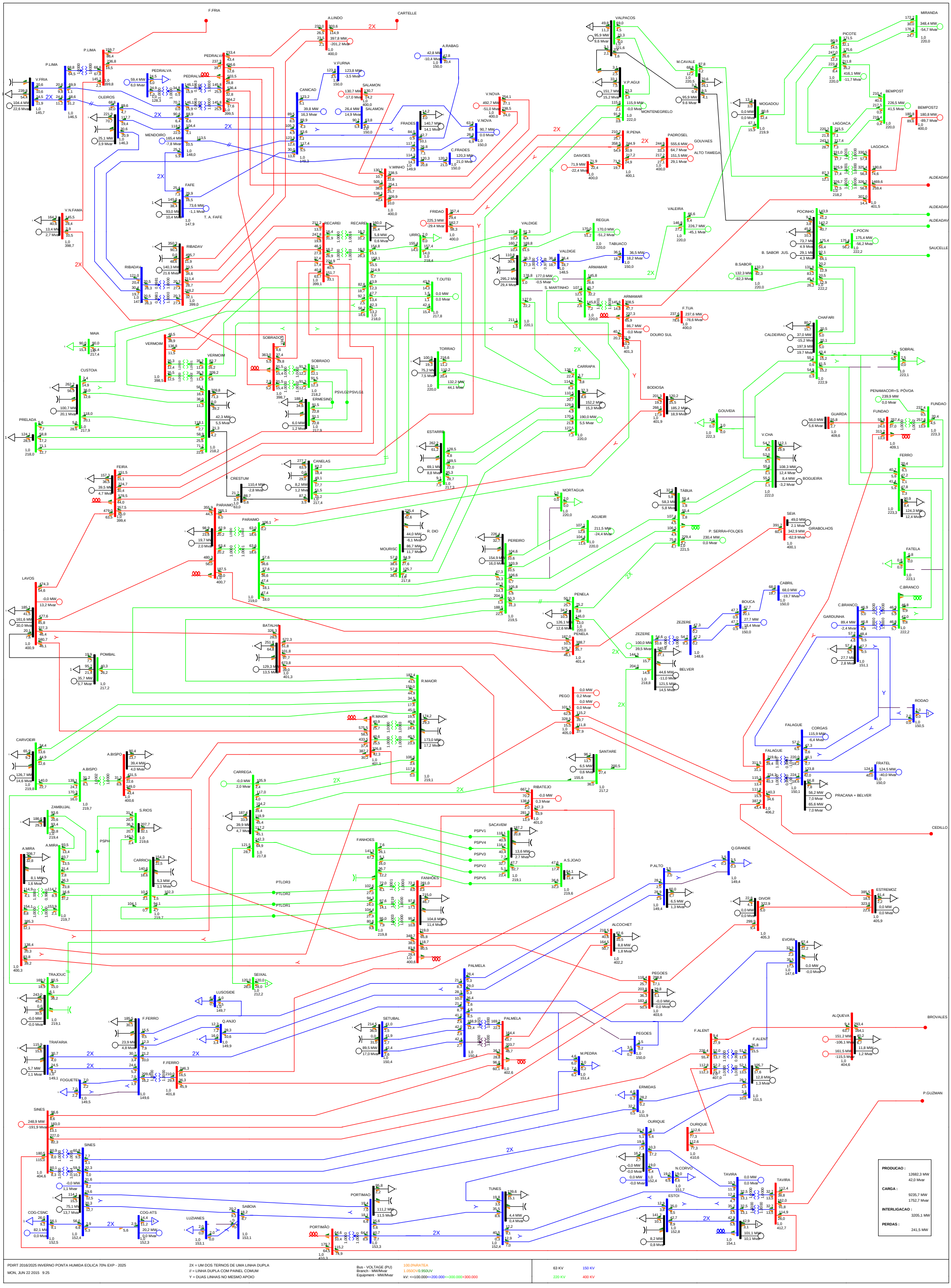
Natureza		Natureza	
Hidráulicas		Térmicas: Fuel ou Carvão	
Hidráulicas com bombagem		Térmicas: Turbinas a gás	
Eólicas		Térmicas: Mista (electricidade e vapor)	
		Térmicas: Gás natural (ciclo combinado)	

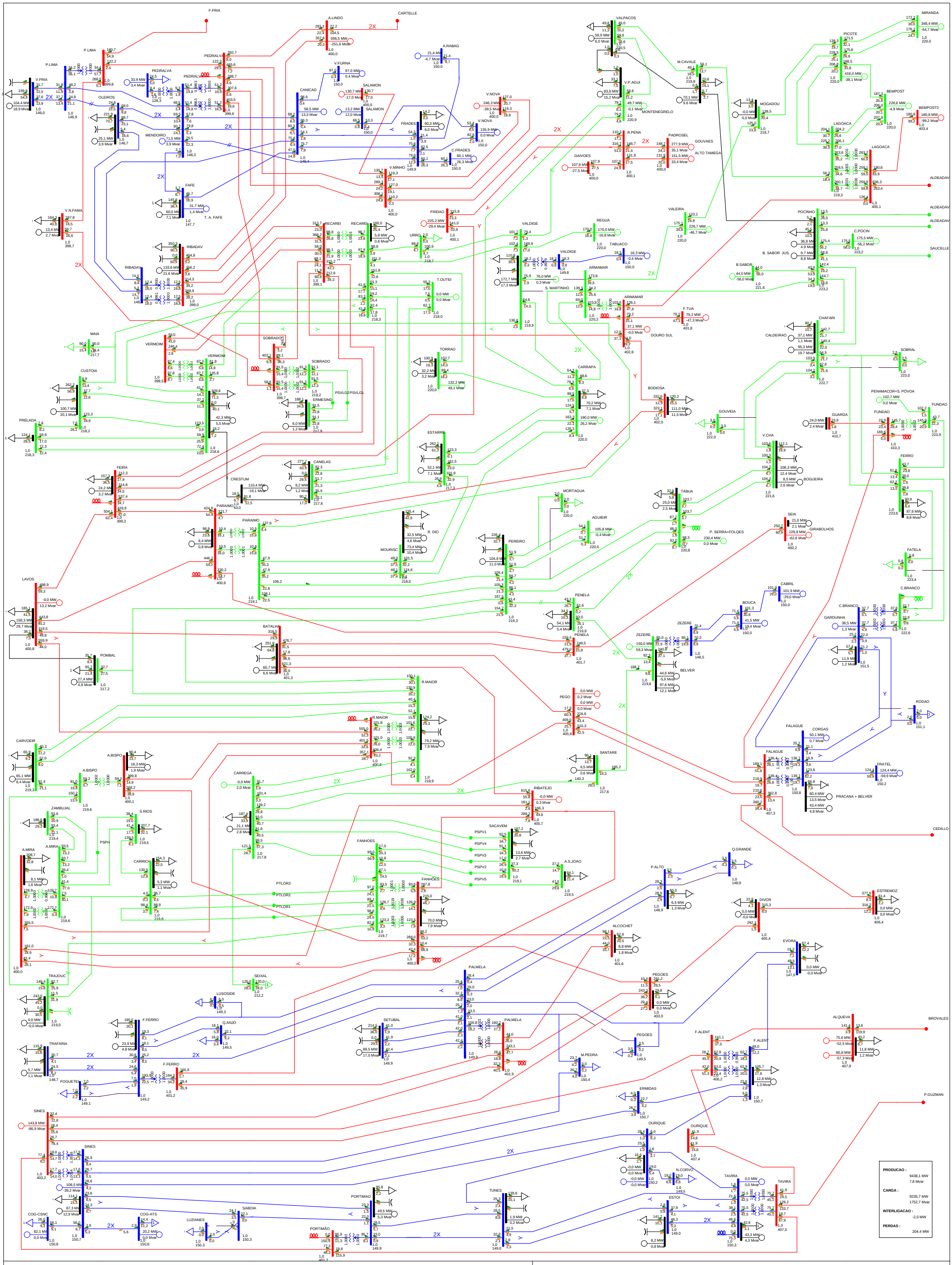
SUBESTAÇÕES

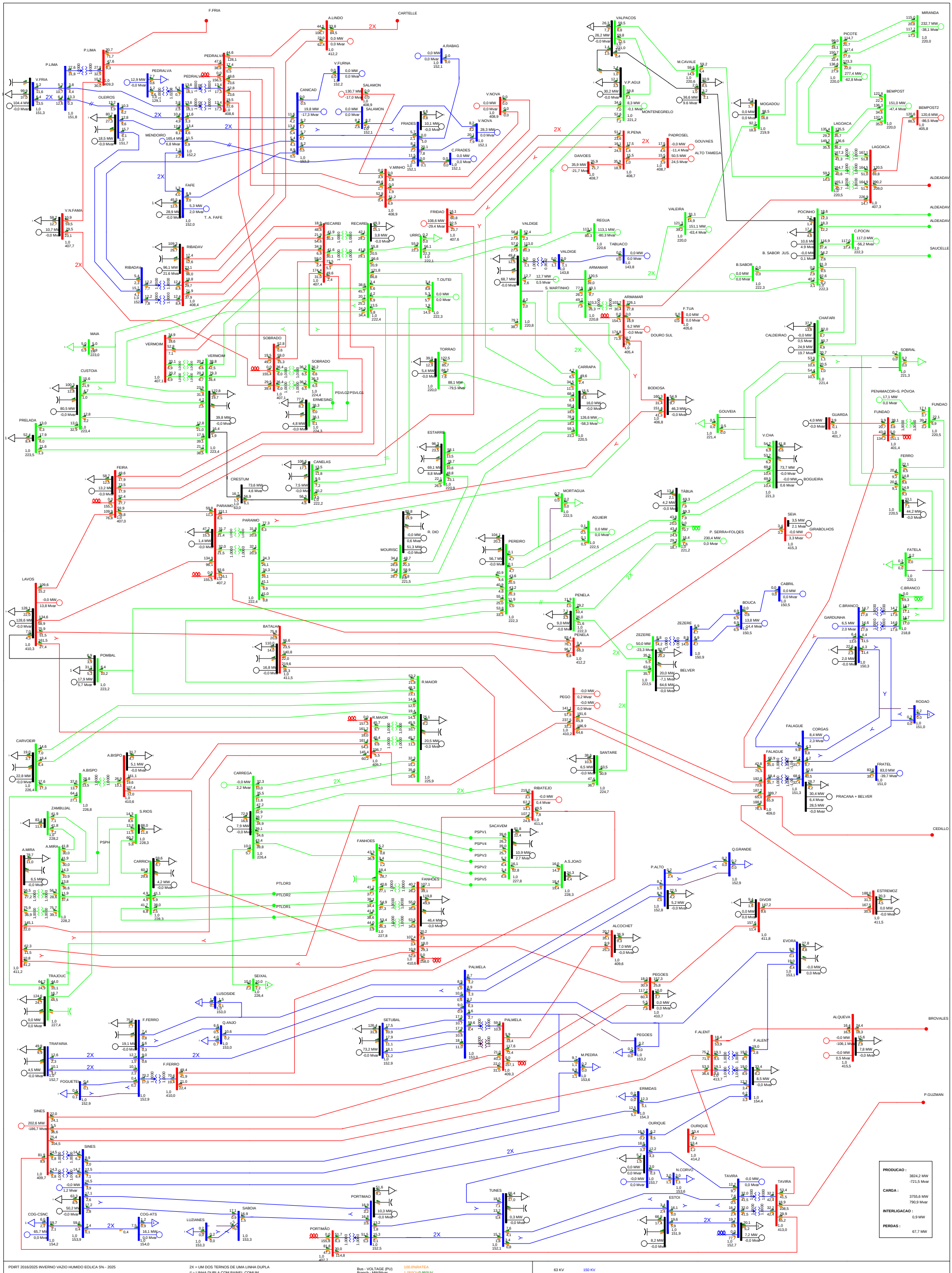
Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

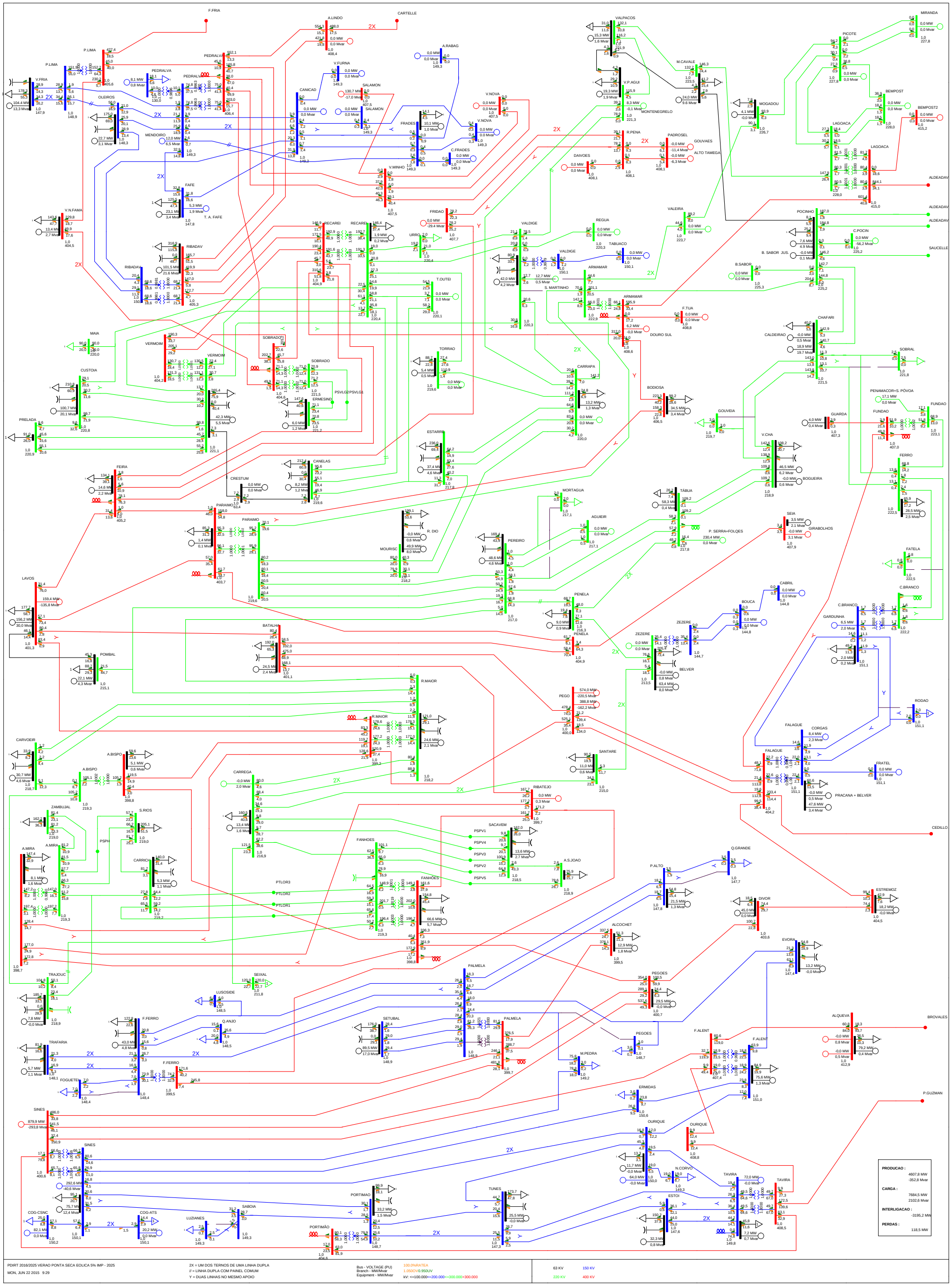
(220) (150) (60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Projeto em avaliação
2) Eólica off-shore


F.FRIA
CARTELLE
A.LINDO
A.RABAG
V.FURNA
CANICAD
SALAMON
V.NOVA
FRADES
C.FRADES
V.MINHO
P.LIMA
V.FRIA
OLEIROS
MENDOIRO
PEDRALVA
FAFE
T. A. FAFE
V.N.FAMA
RIBADAV
VALPACOS
M.CAVALE
V.P.AGUI
MONTENEGRELO
MOGADOU
R.PENA
PADROSEL
GOUVAES
ALTO TAMEGA
DAIVOES
MIRANDA
PICOTE
BEMPOST
BEMPOST2
LAGOACA
ALDEADAV
SAUCELLE
VALDIGE
REGUA
TABUACO
ARMAMAR
S. MARTINHO
VALEIRA
POCINHO
C.POCIN
B. SABOR JUS.
B.SABOR
F.TUA
DOURO SUL
CHAFARI
CALDEIRAO
SOBRAL
PENAMACOR+S. PÓVOA
FUNDAO
GUARDA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
RECAREI
URRO
T.OUTEI
TORRAO
CARRAPA
BODIOSA
ESTARRE
CANELAS
CRESTUM
PARAIMO
MORTAGUA
AGUEIR
R. DIO
MOURISC
PEREIRO
PENELA
TÁBUA
SEIA
GIRABOLHOS
P. SERRA+FOLQES
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
PRACANA + BELVER
RODAO
LAVOS
POMBAL
BATALHA
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RIBATEJO
SACAVEM
CARREGA
FANHOES
PSPV1
PSPV4
PSPV3
PSPV2
PSPV5
A.S.JOAO
PTLOR3
PTLOR2
PTLOR1
PSPH
CARVOEIR
A.BISPO
ZAMBUJAL
A.MIRA
CUSTOIA
VERMOIM
MAIA
PRELADA
SOBRADO
SOBRADO2
ERMESIND
PSVLG2
PSVLG1
FEIRA
S.RIOS
CARRICH
TRAJOUC
TRAFARIA
FOGUETE
F.FERRO
LUSOSIDE
Q.ANJO
SEIXAL
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
TAVIRA
ESTOI
SINES
COG-CSNC
COG-ATS
LUZIANES
SABOIA
PORTIMAO
PORTIMÃO
TUNES
ALCOCHET
EVORA
P.ALTO
DIVOR
Q.GRANDE
ESTREMOZ
ALQUEVA
P.GUZMAN
CEDILLO
PRODUCAO : 12682,3 MW 42,0 Mvar
CARGA : 9235,7 MW 1752,7 Mvar
INTERLIGACAO : 3205,1 MW
PERDAS : 241,5 MW
PDIRT 2016/2025 INVERNO PONTA HUMIDA EOLICA 70% EXP - 2025
MON, JUN 22 2015 9:25
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO
Bus - VOLTAGE (PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100.0%RATEA
1.050OV 0.950UV
kV: <=100.000 <=200.000 <=300.000 >300.000
63 KV
150 KV
220 KV
400 KV


F.FRIA
A.LINDO
CARTELLE
P.LIMA
V.FRIA
OLEIROS
MENDOIRO
PEDRALVA
CANICAD
V.FURNA
SALAMON
A.RABAG
V.NOVA
FRADES
C.FRADES
V.MINHO
FAFE
T. A. FAFE
V.N.FAMA
RIBADAV
MAIA
VERMOIM
SOBRADO
PSVLG2
PSVLG1
CUSTOIA
PRELADA
FEIRA
CRESTUM
PARAIMO
CARVOEIR
A.BISPO
CARREGA
ZAMBUJAL
A.MIRA
PSPH
CARRICH
LAVOS
POMBAL
BATALHA
RECAREI
URRO
FRIDAO
T.OUTEI
TORRAO
ESTARR
CANELAS
VALDIGE
REGUA
TABUACO
ARMAMAR
S.MARTINHO
F.TUA
DOURO SUL
VALPACOS
V.P.AGUI
MONTENEGRELO
M.CAVALE
MOGADOU
R.PENA
DAIVOES
PADROSEL
GOUVAES
ALTO TAMEGA
MIRANDA
PICOTE
BEMPOST
BEMPOST2
LAGOACA
ALDEADAV
POCINHO
C.POCIN
B. SABOR JUS.
B.SABOR
SAUCELLE
VALEIRA
CHAFARI
CALDEIRAO
SOBRAL
PENAMACOR+S. PÓVOA
FUNDAO
GUARDA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
MORTAGUA
AGUEIR
TÁBUA
P. SERRA+FOLQES
SEIA
GIRABOLHOS
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
PENELA
PEREIRO
MOURISC
R. DIO
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
ALCOCHET
EVORA
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
F.ALENT
TAVIRA
ESTOI
PORTIMAO
PORTIMÃO
LUZIANES
SABOIA
COG-CSNC
COG-ATS
SINES
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RIBATEJO
TUNES
SACAVEM
PSPV1
PSPV2
PSPV3
PSPV4
PSPV5
A.S.JOAO
FANHOES
PTLOR1
PTLOR2
PTLOR3
SEIXAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAFARIA
FOGUETE
TRAJOUC
PRACANA + BELVER
CEDILLO
RODAO
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
Q.GRANDE
P.ALTO
DIVOR
ESTREMOZ
SOBRAL
FUNDAO
PENAMACOR+S. PÓVOA
BODIOSA
GUARDA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
SEIA
GIRABOLHOS
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
PENELA
PEREIRO
MOURISC
R. DIO
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
ALCOCHET
EVORA
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
F.ALENT
TAVIRA
ESTOI
PORTIMAO
PORTIMÃO
LUZIANES
SABOIA
COG-CSNC
COG-ATS
SINES
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RIBATEJO
TUNES
SACAVEM
PSPV1
PSPV2
PSPV3
PSPV4
PSPV5
A.S.JOAO
FANHOES
PTLOR1
PTLOR2
PTLOR3
SEIXAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAFARIA
FOGUETE
TRAJOUC
PRACANA + BELVER
CEDILLO
RODAO
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
Q.GRANDE
P.ALTO
DIVOR
ESTREMOZ
SOBRAL
FUNDAO
PENAMACOR+S. PÓVOA
BODIOSA
GUARDA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
SEIA
GIRABOLHOS
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
PENELA
PEREIRO
MOURISC
R. DIO
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
ALCOCHET
EVORA
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
F.ALENT
TAVIRA
ESTOI
PORTIMAO
PORTIMÃO
LUZIANES
SABOIA
COG-CSNC
COG-ATS
SINES
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RIBATEJO
TUNES
SACAVEM
PSPV1
PSPV2
PSPV3
PSPV4
PSPV5
A.S.JOAO
FANHOES
PTLOR1
PTLOR2
PTLOR3
SEIXAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAFARIA
FOGUETE
TRAJOUC
PRACANA + BELVER
CEDILLO
RODAO
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
Q.GRANDE
P.ALTO
DIVOR
ESTREMOZ
SOBRAL
FUNDAO
PENAMACOR+S. PÓVOA
BODIOSA
GUARDA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
SEIA
GIRABOLHOS
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
PENELA
PEREIRO
MOURISC
R. DIO
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
ALCOCHET
EVORA
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
F.ALENT
TAVIRA
ESTOI
PORTIMAO
PORTIMÃO
LUZIANES
SABOIA
COG-CSNC
COG-ATS
SINES
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RIBATEJO
TUNES
SACAVEM
PSPV1
PSPV2
PSPV3
PSPV4
PSPV5
A.S.JOAO
FANHOES
PTLOR1
PTLOR2
PTLOR3
SEIXAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAFARIA
FOGUETE
TRAJOUC
PRODUCAO :
9438,1 MW
7,8 Mvar
CARGA :
9235,7 MW
1752,7 Mvar
INTERLIGACAO :
-2,0 MW
PERDAS :
204,4 MW
PDIRT 2016/2025 INVERNO PONTA HUMIDA EOLICA 30% - 2025
MON, JUN 22 2015 9:23
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO
Bus - VOLTAGE (PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100.0%RATEA
1.050OV 0.950UV
kV: <=100.000<=200.000<=300.000>300.000
63 KV
150 KV
220 KV
400 KV


F.FRIA
A.LINDO
CARTELLE
P.LIMA
V.FRIA
PEDRALVA
V.FURNA
A.RABAG
CANICAD
SALAMON
OLEIROS
MENDOIRO
FRADES
V.NOVA
C.FRADES
V.MINHO
FAFE
T. A. FAFE
V.N.FAMA
RIBADAV
RECAREI
URRO
FRIDAO
VALPACOS
V.P.AGUI
MONTENEGRELO
M.CAVALE
R.PENA
PADROSEL
GOUVAES
ALTO TAMEGA
DAIVOES
MOGADOU
MIRANDA
PICOTE
BEMPOST
BEMPOST2
LAGOACA
ALDEADAV
POCINHO
C.POCIN
B. SABOR JUS.
SAUCELLE
VALDIGE
REGUA
TABUACO
ARMAMAR
S. MARTINHO
VALEIRA
B.SABOR
F.TUA
DOURO SUL
CHAFARI
CALDEIRAO
SOBRAL
PENAMACOR+S. PÓVOA
FUNDAO
GUARDA
GOUVEIA
MAIA
VERMOIM
SOBRADO
CUSTOIA
PRELADA
TORRAO
CARRAPA
BODIOSA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
FEIRA
CRESTUM
CANELAS
ESTARRE
PSVLG2
PSVLG1
PARAIMO
R. DIO
MOURISC
MORTAGUA
AGUEIR
TÁBUA
P. SERRA+FOLQES
SEIA
GIRABOLHOS
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
LAVOS
POMBAL
BATALHA
PEREIRO
PENELA
BOUCA
CABRIL
ZEZERE
BELVER
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RODAO
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
PRACANA + BELVER
CARVOEIR
A.BISPO
CARREGA
RIBATEJO
SACAVEM
PSPV1
PSPV4
PSPV3
PSPV2
PSPV5
A.S.JOAO
CEDILLO
ZAMBUJAL
S.RIOS
A.MIRA
CARRIC
PSPH
PTLOR3
PTLOR2
PTLOR1
FANHOES
ALCOCHET
P.ALTO
Q.GRANDE
DIVOR
ESTREMOZ
EVORA
PEGOES
PALMELA
SETUBAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAJOUC
TRAFARIA
FOGUETE
SEIXAL
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
F.ALENT
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
SINES
COG-CSNC
COG-ATS
LUZIANES
SABOIA
PORTIMAO
TUNES
TAVIRA
ESTOI
N.CORVO
CARRIL
SEIXAL
TROIA
SINES
PEGO
SACAVEM
PALMELA
PEGOES
ALQUEVA
TAVIRA
CEDILLO
BROVALES
P.GUZMAN
PRODUCAO :
3824,2 MW
-721,5 Mvar
CARGA :
3755,6 MW
790,9 Mvar
INTERLIGACAO :
0,9 MW
PERDAS :
67,7 MW
PDIRT 2016/2025 INVERNO VAZIO HUMIDO EOLICA 5% - 2025
MON, JUN 22 2015 9:27
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO
Bus - VOLTAGE (PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100.0%RATEA
1.050OV0.950UV
kV: <=100.000<=200.000<=300.000>300.000
63 KV
150 KV
220 KV
400 KV



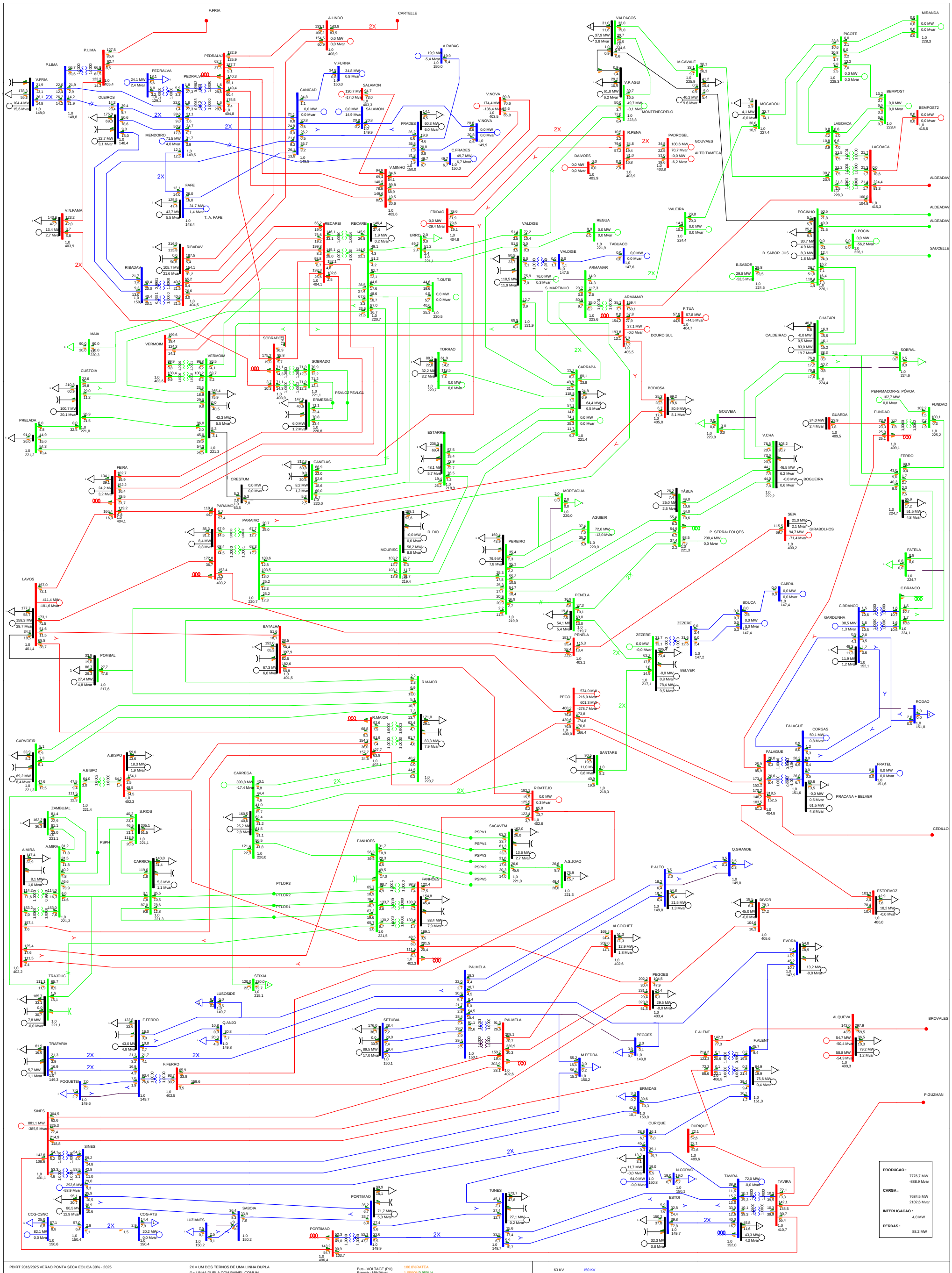
PDIRT 2016/2025 VERAO PONTA SECA EOLICA 5% IMP - 2025 MON, JUN 22 2015 9:29	2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA // = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO	Bus - VOLTAGE (PU) 100.0%RATEA Branch - MW/Mvar 1.0500V0.950UV Equipment - MW/Mvar kV: <=100.000<=200.000<=300.000>300.000	63 KV 150 KV 220 KV 400 KV

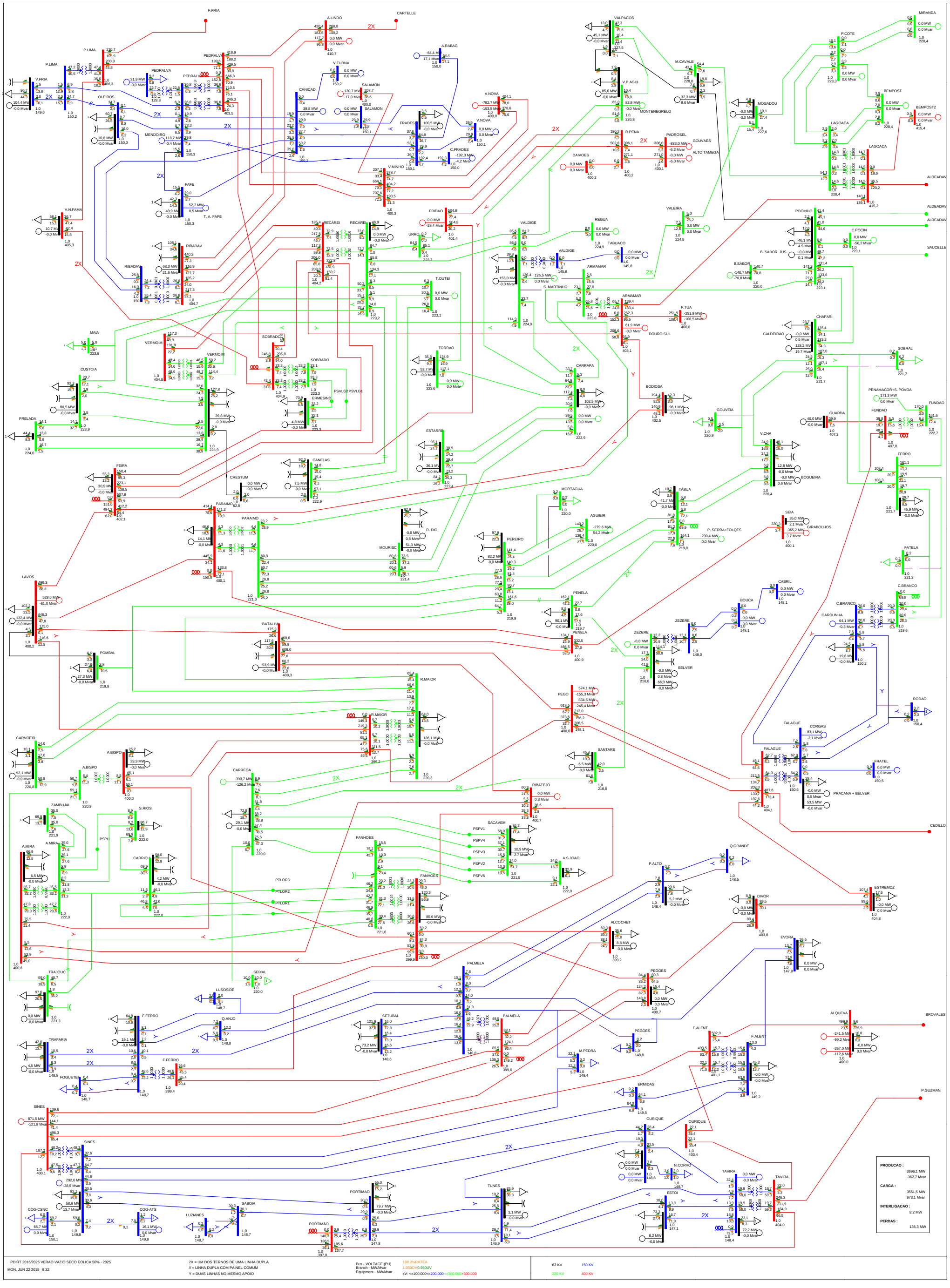
PRODUCAO : 4607,8 MW -352,8 Mvar

CARGA : 7684,5 MW 2102,6 Mvar

INTERLIGACAO : -3195,2 MW

PERDAS : 118,5 MW


F.FRIA
A.LINDO
CARTELLE
P.LIMA
V.FRIA
PEDRALVA
A.RABAG
V.FURNA
CANICAD
SALAMON
OLEIROS
MENDOIRO
FRADES
V.NOVA
C.FRADES
V.MINHO
FAFE
T. A. FAFE
V.N.FAMA
RIBADAV
RECAREI
URRO
FRIDAO
VALPACOS
M.CAVALE
V.P.AGUI
MONTENEGRELO
MOGADOU
R.PENA
PADROSEL
GOUVAES
ALTO TAMEGA
DAIVOES
MIRANDA
PICOTE
BEMPOST
BEMPOST2
LAGOACA
ALDEADAV
POCINHO
C.POCIN
SAUCELLE
B. SABOR JUS.
B.SABOR
VALDIGE
REGUA
TABUACO
ARMAMAR
S. MARTINHO
VALEIRA
F.TUA
DOURO SUL
CHAFARI
CALDEIRAO
SOBRAL
PENAMACOR+S. PÓVOA
FUNDAO
GUARDA
MAIA
VERMOIM
SOBRADO
T.OUTEI
TORRAO
CARRAPA
BODIOSA
GOUVEIA
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
CUSTOIA
PRELADA
PSVLG2
PSVLG1
ESTARRE
CANELAS
FEIRA
CRESTUM
PARAIMO
MORTAGUA
TÁBUA
AGUEIR
R. DIO
MOURISC
PEREIRO
SEIA
GIRABOLHOS
P. SERRA+FOLQES
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
LAVOS
BATALHA
POMBAL
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
RODAO
CABRIL
BOUCA
ZEZERE
BELVER
PENELA
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
PRACANA + BELVER
CARVOEIR
A.BISPO
CARREGA
RIBATEJO
ZAMBUJAL
S.RIOS
PSPH
A.MIRA
CARRICH
FANHOES
PTLOR3
PTLOR2
PTLOR1
SACAVEM
PSPV1
PSPV4
PSPV3
PSPV2
PSPV5
A.S.JOAO
CEDILLO
Q.GRANDE
P.ALTO
DIVOR
ESTREMOZ
ALCOCHET
EVORA
PEGOES
P.GUZMAN
SINES
COG-CSNC
COG-ATS
LUZIANES
SABOIA
PORTIMAO
TUNES
ESTOI
TAVIRA
N.CORVO
OURIQUE
ERMIDAS
SETUBAL
PALMELA
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAJOUC
TRAFARIA
FOGUETE
SEIXAL
M.PEDRA
F.ALENT
ALQUEVA
BROVALES
TRAJOUC
PRELADA
ZAMBUJAL
A.MIRA
CUSTOIA
MAIA
CARVOEIR
A.BISPO
S.RIOS
CARRICH
PSPH
PTLOR3
PTLOR2
PTLOR1
FANHOES
SACAVEM
PSPV1
PSPV4
PSPV3
PSPV2
PSPV5
A.S.JOAO
CEDILLO
Q.GRANDE
P.ALTO
DIVOR
ESTREMOZ
ALCOCHET
EVORA
PEGOES
P.GUZMAN
SINES
COG-CSNC
COG-ATS
LUZIANES
SABOIA
PORTIMAO
TUNES
ESTOI
TAVIRA
N.CORVO
OURIQUE
ERMIDAS
SETUBAL
PALMELA
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAJOUC
TRAFARIA
FOGUETE
SEIXAL
M.PEDRA
F.ALENT
ALQUEVA
BROVALES
PRODUCAO :
7776,7 MW
-888,9 Mvar
CARGA :
7684,5 MW
2102,6 Mvar
INTERLIGACAO :
4,0 MW
PERDAS :
88,2 MW
PDIRT 2016/2025 VERAO PONTA SECA EOLICA 30% - 2025
MON, JUN 22 2015 9:30
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO
Bus - VOLTAGE (PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100.0%RATEA
1.050OV0.950UV
kV: <=100.000<=200.000<=300.000>300.000
63 KV
150 KV
220 KV
400 KV


F.FRIA
A.LINDO
CARTELLE
P.LIMA
V.FRIA
OLEIROS
PEDRALVA
MENDOIRO
CANICAD
V.FURNA
SALAMON
A.RABAG
V.NOVA
FRADES
C.FRADES
V.MINHO
FAFE
T. A. FAFE
V.N.FAMA
RIBADAV
RECAREI
FRIDAO
URRO
T.OUTEI
VALPACOS
V.P.AGUI
M.CAVALE
MONTENEGRELO
R.PENA
PADROSEL
GOUVAES
ALTO TAMEGA
DAIVOES
MOGADOU
MIRANDA
PICOTE
BEMPOST
BEMPOST2
LAGOACA
ALDEADAV
VALDIGE
REGUA
TABUACO
ARMAMAR
S. MARTINHO
F.TUA
DOURO SUL
VALEIRA
POCINHO
C.POCIN
B. SABOR JUS.
B.SABOR
SAUCELLE
MAIA
VERMOIM
SOBRADO
CUSTOIA
PSVLG2
PSVLG1
ERMESIND
CARRAPA
TORRAO
BODIOSA
GOUVEIA
GUARDA
CALDEIRAO
CHAFARI
SOBRAL
PENAMACOR+S. PÓVOA
FUNDAO
PRELADA
FEIRA
CRESTUM
CANELAS
ESTARRE
V.CHA
BOGUEIRA
FERRO
PARAIMO
R. DIO
MOURISC
MORTAGUA
AGUEIR
PEREIRO
TÁBUA
SEIA
GIRABOLHOS
P. SERRA+FOLQES
FATELA
C.BRANCO
GARDUNHA
LAVOS
POMBAL
BATALHA
PENELA
ZEZERE
BELVER
BOUCA
CABRIL
RODAO
R.MAIOR
PEGO
SANTARE
FALAGUE
CORGAS
FRATEL
PRACANA + BELVER
CARVOEIR
A.BISPO
CARREGA
RIBATEJO
SACAVEM
PSPV1
PSPV4
PSPV3
PSPV2
PSPV5
A.S.JOAO
CEDILLO
ZAMBUJAL
A.MIRA
S.RIOS
CARRICH
PSPH
PTLOR3
PTLOR2
PTLOR1
FANHOES
TRAJOUC
SEIXAL
LUSOSIDE
Q.ANJO
F.FERRO
TRAFARIA
FOGUETE
SETUBAL
PALMELA
PEGOES
P.ALTO
Q.GRANDE
DIVOR
ESTREMOZ
ALCOCHET
EVORA
M.PEDRA
ERMIDAS
OURIQUE
N.CORVO
TAVIRA
SINES
COG-CSNC
COG-ATS
LUZIANES
PORTIMAO
PORTIMÃO
TUNES
F.ALENT
ALQUEVA
BROVALES
P.GUZMAN
PRODUCAO :
3696,1 MW
-362,7 Mvar
CARGA :
3551,5 MW
973,1 Mvar
INTERLIGACAO :
8,2 MW
PERDAS :
136,3 MW
PDIRT 2016/2025 VERAO VAZIO SECO EOLICA 50% - 2025
MON, JUN 22 2015 9:32
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO
Bus - VOLTAGE (PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100.0%RATEA
1.050OV0.950UV
kV: <=100.000<=200.000<=300.000>300.000
63 KV
150 KV
220 KV
400 KV

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 14
INDICADORES EVOLUTIVOS DOS EQUIPAMENTOS DA REDE

REN

Página em Branco

EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km]						
Situação em 31 Dez.	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV	TOTAL	Total equiv. a 400 kV
1987	837	2266	2243	409	**5754**	**1988**
1988	837	2286	2237	409	**5768**	**1994**
1989	849	2324	2238	368	**5778**	**2017**
1990	1072	2155	2238	368	**5833**	**2184**
1991	1072	2178	2280	149	**5679**	**2186**
1992	1138	2178	2367	149	**5832**	**2267**
1993	1172	2182	2367	149	**5870**	**2302**
1994	1172	2251	2443	149	**6015**	**2338**
1995	1173	2258	2286		**5716**	**2306**
1996	1173	2296	2217		**5686**	**2308**
1997	1234	2347	2347		**5927**	**2407**
1998	1234	2409	2340		**5982**	**2427**
1999	1234	2357	2400		**5990**	**2419**
2000	1235	2418	2361		**6014**	**2435**
2001	1235	2599	2361		**6195**	**2495**
2002	1301	2717	2420		**6438**	**2610**
2003	1403	2704	2438		**6544**	**2710**
2004	1454	2838	2198		**6489**	**2766**
2005	1500	2874	2283		**6657**	**2839**
2006	1507	3080	2431		**7018**	**2939**
2007	1588	3177	2661		**7426**	**3090**
2008	1589	3257	2667		**7513**	**3119**
2009	1609	3290	2671		**7569**	**3150**
2010	1973	3467	2609		**8049**	**3564**
2011	2236	3492	2643		**8371**	**3841**
2012	2333	3521	2680		**8534**	**3953**
2013	2434	3565	2734		**8733**	**4078**
2014	2467	3601	2561		**8630**	**4095**
PDIRT 2016-2025: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020						
2015	2510	3521	2653		**8684**	**4126**
2016	2563	3570	2686		**8819**	**4201**
2017	2662	3673	2664		**8999**	**4331**
2018	2907	3673	2575		**9155**	**4561**
2019	3049	3679	2575		**9303**	**4705**
2020	3134	3836	2611		**9581**	**4848**

Notas:

A partir de 31 de Dezembro de 1994, a REN, S.A. deixou de possuir linhas de 60 kV.

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 dos circuitos MAT explorados a 60 kV que são contabilizados na respetiva tensão de construção e da linha Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão '150 kV'.

Na determinação do 'Total equivalente a 400 kV' considerou-se a tensão de exploração.

EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE FAIXAS DE LINHAS AÉREAS DA RNT [km]				
situação em 31 Dez	400 kV	220 kV	150 kV	TOTAL
1995	1148	1968	2049	**5165**
1996	1148	1992	1976	**5117**
1997	1207	2024	2008	**5239**
1998	1207	2046	1997	**5250**
1999	1207	2087	2014	**5307**
2000	1208	2051	2016	**5275**
2001	1208	2178	2016	**5402**
2002	1270	2295	1917	**5482**
2003	1356	2283	1926	**5565**
2004	1401	2410	1765	**5577**
2005	1425	2445	1825	**5695**
2006	1428	2588	1940	**5955**
2007	1508	2666	2091	**6265**
2008	1508	2746	2104	**6358**
2009	1520	2753	2097	**6370**
2010	1885	2696	2040	**6621**
2011	2089	2756	1982	**6827**
2012	2185	2753	1985	**6922**
2013	2288	2635	2052	**6957**
2014	2329	2706	1852	**6887**
PDIRT 2016-2025 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020				
2015	2480	2706	1866	**7052**
2016	2533	2706	1877	**7116**
2017	2632	2721	1830	**7183**
2018	2872	2721	1742	**7335**
2019	2997	2727	1742	**7466**
2020	3082	2808	1760	**7650**

Notas:

O comprimento dos corredores de linhas aéreas é contabilizado segundo a tensão a que são explorados com exceção de linhas exploradas a 60 kV que são integradas na classe de tensão MAT da respetiva tensão de construção e do corredor de linha simples Lindoso - Conchas, explorado a 130 kV, mas incluído na classe '150 kV'.

Nos casos em que uma linha dupla aérea tenha dois circuitos explorados a tensões diferentes, o comprimento do respetivo corredor é contabilizado de acordo com a tensão de exploração mais elevada.

No caso em que uma linha seja dupla (apoios) mas tenha apenas um só circuito instalado conta como corredor de linha dupla (contabilizado pela tensão de exploração desse único circuito instalado, se for MAT)

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT [MVA]

Situação em 31 Dez.	Transformação (TR)							Autotransformação (AT)					TR+AT
	150/30 kV	150/60 kV	150/130 kV	220/30 kV	220/60 kV	400/60 kV	Total MAT/AT	150/ 130 kV	220/ 150 kV	400/ 150 kV	400/ 220 kV	Total MAT/ MAT	TOTAL
1980	255	2 011			2 325		**4 591**		957	450	450	**1 857**	**6 448**
1981	255	2 194			2 451		**4 900**		957	900	900	**2 757**	**7 657**
1982	255	2 257			2 703		**5 215**	150	957	900	900	**2 907**	**8 122**
1983	255	2 496			3 195		**5 946**	150	957	900	900	**2 907**	**8 853**
1984	255	2 616			3 561		**6 432**	150	957	900	900	**2 907**	**9 339**
1985	255	2 616			3 687		**6 558**	150	957	900	900	**2 907**	**9 465**
1986	255	2 679			3 927		**6 861**	150	831	1 260	1 350	**3 591**	**10 452**
1987	255	2 931			3 927		**7 113**	150	831	1 620	1 350	**3 951**	**11 064**
1988	270	2 811			3 927		**7 008**	150	957	1 980	1 350	**4 437**	**11 445**
1989	270	2 811			3 927	170	**7 178**	150	957	1 980	1 350	**4 437**	**11 615**
1990	270	2 748			4 053	170	**7 241**	150	957	1 980	1 800	**4 887**	**12 128**
1991	270	2 937			4 431	170	**7 808**	150	957	1 980	2 250	**5 337**	**13 145**
1992	270	3 252			4 431	170	**8 123**	150	957	1 980	2 700	**5 787**	**13 910**
1993	270	3 328			4 620	510	**8 728**	150	957	1 980	2 700	**5 787**	**14 515**
1994	270	3 202			5 420	510	**9 402**	150	957	2 340	2 700	**6 147**	**15 549**
1995	270	3 215			5 420	510	**9 415**	150	831	2 340	2 700	**6 021**	**15 436**
1996	270	3 669			5 546	680	**10 165**	150	831	2 340	2 700	**6 021**	**16 186**
1997	270	3 669			5 609	680	**10 228**	150	831	2 340	2 700	**6 021**	**16 249**
1998	270	3 669			5 949	680	**10 568**	150	831	2 340	2 700	**6 021**	**16 589**
1999	270	3 732			5 949	680	**10 631**	150	831	2 340	2 700	**6 021**	**16 652**
2000	225	3 732			5 955	680	**10 592**	150	831	2 590	2 700	**6 271**	**16 863**
2001	225	3 732			6 144	680	**10 781**	150	831	2 590	2 700	**6 271**	**17 052**
2002	225	3 707			6 484	850	**11 266**	150	711	2 840	2 700	**6 401**	**17 667**
2003	225	3 701			6 628	1 190	**11 744**	150	831	3 290	3 150	**7 421**	**19 165**
2004	225	3 764			6 798	1 190	**11 977**	150	831	3 290	3 150	**7 421**	**19 398**
2005	225	4 208			6 924	1 190	**12 547**	150	831	3 290	3 150	**7 421**	**19 968**
2006	180	4 208			7 346	1 530	**13 264**	150	831	3 740	3 150	**7 871**	**21 135**
2007	180	4 784			7 862	1 700	**14 526**	150	1 081	3 740	3 600	**8 571**	**23 097**
2008	120	5 294			8 819	2 040	**16 273**	150	1 081	4 640	4 050	**9 921**	**26 194**
2009	120	5 420	140		9 644	2 210	**17 534**	150	961	5 540	4 050	**10 701**	**28 235**
2010	120	5 486	140		9 984	2 550	**18 280**	150	835	5 540	5 400	**11 925**	**30 205**
2011	0	6 170	140		10 997	3 060	**20 367**	150	970	5 990	6 300	**13 410**	**33 777**
2012	0	5 692	140		11 443	3 230	**20 505**	150	970	5 990	6 300	**13 410**	**33 915**
2013	0	5 692	140	320	11 512	3 910	**21 574**	150	970	5 540	6 750	**13 410**	**34 984**
2014	0	5 802	140	320	11 542	3 910	**21 714**	150	700	5 990	7 200	**14 040**	**35 754**
PDIRT 2016-2025 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020													
2015	0	6 054	140	320	12 272	3 910	**22 696**	0	700	5 990	7 200	**13 890**	**36 586**
2016	0	6 306	140	320	12 650	4 080	**23 496**	0	830	6 440	7 200	**14 470**	**37 966**
2017	0	6 186	140	320	13 040	4 250	**23 936**	0	830	6 440	7 650	**14 920**	**38 856**
2018	0	6 060	140	320	13 084	4 590	**24 194**	0	830	6 440	7 650	**14 920**	**39 114**
2019	0	6 060	140	320	13 178	4 930	**24 628**	0	830	6 440	9 000	**16 270**	**40 898**
2020	0	6 060	140	320	13 228	4 930	**24 678**	0	830	6 440	9 000	**16 270**	**40 948**

Notas:

Neste Quadro são apresentados os totais de transformação, em exploração, afetos à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado. As três máquinas 220/(60)/30 kV, com respetivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, no total de 320 MVA, estão em serviço em instalação de utilizador da rede.

Página em Branco



07
ANEXOS

ANEXO 15
EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN

Página em Branco

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alcochete	400	14.4	15.4	16.8	13.9	14.8	11.5	12.5	11.8	12.8
Almargem do Bispo	400	-	-	19.8	-	-	-	-	-	-
Alqueva	400	12.7	12.9	14.1	13.1	13.2	9.9	10.0	8.6	8.7
Alto de Mira	400	18.8	19.4	21.1	18.6	19.1	13.4	14.1	14.3	14.9
Alto Lindoso	400	25.3	27.3	30.0	24.7	25.9	18.3	19.9	16.2	17.0
Armamar	400	19.1	20.2	21.0	16.2	17.8	16.9	18.0	13.6	15.1
Batalha	400	20.1	20.8	22.3	17.7	18.1	14.7	15.2	13.5	13.7
Bodiosa	400	13.3	13.9	14.5	9.9	10.2	11.9	12.6	9.2	9.7
C. Alqueva 1	400	12.5	12.6	13.8	12.8	12.9	9.8	9.9	8.4	8.5
C. Alqueva 2	400	12.5	12.7	13.9	12.8	13.0	9.8	9.9	8.5	8.5
C. Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	-	19.0	-	-	-	-	-	-
C. Bemposta II	400	14.2	14.6	15.0	11.1	11.3	10.7	12.1	7.7	8.6
C. Daivões	400	-	7.2	19.3	-	7.4	-	5.6	-	3.3
C. Fridão	400	-	-	15.7	-	-	-	-	-	-
C. Gouvães Gr 1,2,3 e 4	400	-	7.2	18.8	-	7.5	-	5.5	-	3.3
C. Lares (TGCC) Gr 1 ou 2	400	18.1	18.8	20.2	16.5	17.1	12.8	13.4	10.1	10.7
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	14.6	11.2	13.1
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	13.6	11.2	12.2
C. Ribatejo (TGCC) Gr 2 ou 3	400	20.2	20.7	22.9	20.7	21.0	13.4	14.1	13.1	13.6
C. Sines (Carvão) Gr 2, 3 ou 4	400	13.9	14.4	15.5	13.6	14.1	11.0	11.8	10.0	11.9
Divor	400	-	9.5	10.1	-	7.9	-	8.5	-	7.4
Douro Sul*	400	-	17.7	20.5	-	15.6	-	16.0	-	13.5
Estremoz	400	-	9.3	9.9	-	8.1	-	8.3	-	7.4
Falagueira	400	15.1	18.8	22.7	14.8	18.2	11.0	14.2	10.3	13.4
Fanhões	400	19.9	20.7	24.0	20.5	21.2	13.9	14.9	15.3	16.2
Feira	400	17.5	26.4	29.7	15.3	23.6	14.9	20.8	13.7	19.2
Fernão Ferro	400	13.1	13.8	14.9	11.5	12.0	10.6	11.3	10.0	10.5
Ferreira do Alentejo	400	11.9	12.2	15.2	11.3	11.4	10.1	10.4	9.5	9.7
Foz-Tua	400	11.1	11.4	11.9	10.3	10.6	9.8	10.2	7.6	8.0
Fridão	400	-	8.8	17.4	-	5.4	-	8.3	-	5.2
Fundão	400	-	7.1	7.7	-	5.8	-	6.5	-	5.5
Girabolhos	400	-	5.5	5.9	-	6.2	-	4.0	-	3.0
Guarda	400	-	-	5.8	-	-	-	-	-	-
Lagoaça	400	30.8	30.9	31.7	28.8	28.9	22.8	22.8	22.7	22.7
Lavos	400	22.6	23.8	25.8	21.4	22.6	15.5	16.5	13.5	14.5
Ourique	400	-	-	11.2		-		-		-
P. Corte Gouvães *	400	-	7.5	21.4	-	7.9	-	5.8	-	3.4
Palmela	400	16.2	17.7	19.3	16.2	17.7	12.6	14.0	13.4	14.8
Paraimo	400	20.1	22.2	23.8	17.2	18.9	16.4	18.0	14.8	16.1
Pedralva	400	22.8	27.1	34.3	23.4	26.7	17.8	21.2	17.4	19.8
Pego	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	13.6	11.2	12.2
Pegões	400	-	17.1	18.5	-	15.7	-	13.7	-	13.4
Penela	400	-	13.7	14.5	-	11.3	-	10.9	-	8.7
Ponte de Lima	400	-	20.6	23.3	-	15.8	-	17.9	-	14.0
Portimão	400	9.2	9.5	10.4	8.4	8.5	8.2	8.3	7.6	7.7
Recarei	400	27.9	33.1	36.1	27.2	31.7	22.0	25.5	22.5	25.6
Riba d'Ave	400	24.9	28.9	31.5	24.6	27.7	19.9	23.0	20.2	22.6
Ribatejo	400	20.2	20.7	22.9	20.7	21.0	13.4	14.1	13.1	13.6
Ribeira de Pena	400	-	7.6	22.2	-	7.9	-	5.8	-	3.4
Rio Maior	400	17.9	18.3	21.9	16.3	16.7	13.4	13.9	12.9	13.4
Salamonde II	400	14.8	16.3	21.6	15.0	16.0	12.3	13.6	9.6	10.2
Seia	400	-	5.6	6.0	-	6.1	-	4.1	-	3.1
Sines	400	17.0	17.9	19.5	18.7	19.5	13.1	13.9	14.1	14.9
Sobrado	400	-	24.8	29.8	-	21.5	-	20.7	-	19.1
Tavira	400	9.9	10.2	13.6	9.1	9.3	8.1	8.3	7.8	8.0
Venda Nova III	400	16.4	18.3	25.1	17.4	18.8	13.3	15.0	10.7	11.4
Vermoim	400	20.6	24.8	28.1	18.0	21.7	17.1	20.6	16.0	19.2
Vieira do Minho	400	16.9	18.9	26.3	17.8	19.3	13.7	15.5	11.0	11.9
Vila Nova Famalicão	400	17.6	20.6	23.3	13.6	16.1	15.0	17.8	12.4	14.7

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Aguieira	220	11.7	12.4	12.4	12.0	12.5	9.4	9.8	7.6	7.9
Almargem do Bispo	220	-	-	20.0	-	-	-	-	-	-
Alto de Mira	220	23.1	23.1	25.0	26.3	26.4	18.4	18.6	21.9	22.2
Alto de São João	220	15.4	15.6	16.5	15.9	16.1	13.1	13.4	14.2	14.5
Armamar	220	22.3	23.0	23.9	20.9	21.4	19.9	20.4	18.6	18.7
Baixo Sabor	220	11.5	11.6	12.2	10.4	10.4	10.2	10.3	8.1	8.1
Bemposta	220	16.7	16.8	17.6	16.9	16.9	12.0	12.0	11.2	11.1
C. Pocinho	220	25.8	26.3	27.2	23.9	24.2	22.4	22.7	20.0	20.1
C. Ribatejo (TGCC) Gr1	220	23.5	24.1	25.7	22.7	23.2	18.0	18.2	18.3	18.7
C. Tapada do Outeiro	220	32.7	34.3	34.5	34.4	35.7	22.6	23.6	21.4	21.8
Canelas	220	26.4	27.6	27.8	23.2	24.1	20.3	21.1	18.7	18.9
Carrapatelo	220	24.9	27.1	28.5	24.5	26.3	21.1	22.9	19.8	21.1
Carregado	220	23.9	24.5	26.1	23.0	23.6	18.2	18.5	18.6	19.0
Carriche	220	22.7	23.1	25.2	25.0	25.7	18.2	18.6	21.0	21.8
Carvoeira	220	10.1	13.9	15.3	9.3	12.6	9.3	12.4	8.8	11.8
Castelo Branco	220	8.2	9.1	9.7	8.7	9.2	7.9	8.8	8.4	9.0
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	12.7	13.2	13.7	13.3	13.6	10.4	10.7	10.2	10.6
Chafariz	220	15.8	17.3	17.9	14.1	14.7	14.8	16.1	13.3	14.1
Custóias	220	25.0	27.5	28.2	24.0	27.9	20.8	22.9	21.4	24.5
Ermesinde	220	24.4	10.2	10.8	23.4	11.5	20.4	9.9	20.8	11.2
Estarreja	220	18.4	19.8	20.0	16.2	17.2	16.7	17.6	15.1	15.8
Fanhões	220	26.6	26.9	28.9	30.6	31.0	20.5	20.9	24.6	25.2
Fatela *	220	-	-	-	6.7	7.3	-	-	6.4	7.1
Ferro	220	9.7	12.6	13.3	9.7	11.8	9.3	12.1	9.3	11.4
Folques *	220	10.6	10.9	11.3	11.4	11.6	10.0	10.3	10.8	11.1
Fundão	220	-	11.2	11.7	-	11.5	-	10.7	-	11.1
Gouveia *	220	-	-	-	8.3	8.4	-	-	7.9	8.1
Lagoaça	220	24.3	24.5	26.3	26.7	26.8	18.1	18.2	20.4	20.4
Macedo de Cavaleiros	220	8.5	8.9	9.4	7.8	8.1	8.0	8.5	7.6	7.9
Maia *	220	17.2	17.8	18.1	13.6	14.0	15.0	15.6	12.5	12.9
Miranda	220	14.1	14.1	14.8	14.3	14.3	9.2	9.1	7.9	7.9
Mogadouro	220	9.8	9.8	10.3	8.0	8.0	8.1	8.1	6.7	6.6
Montenegrelo *	220	8.5	11.3	12.0	10.1	12.6	8.3	10.8	9.8	12.2
Mortágua *	220	-	-	-	8.3	8.5	-	-	5.9	6.1
Mourisca	220	18.2	20.5	20.9	16.9	18.5	16.8	18.4	15.8	17.2
Pampilhosa da Serra *	220	7.5	7.6	7.9	8.4	8.5	7.2	7.3	8.1	8.2
Paraimo	220	20.9	25.6	26.5	20.4	25.4	19.3	22.7	19.2	23.3
Penamacor *	220	6.1	6.3	6.6	7.2	7.5	5.8	6.2	6.8	7.4
Penela	220	16.6	17.8	18.5	14.9	15.5	14.7	15.5	13.4	13.9
Pereiros	220	20.9	22.9	23.9	20.8	22.5	18.3	19.4	18.0	19.0
Picote	220	18.7	18.8	19.8	19.7	19.7	11.8	11.8	10.7	10.7
Pocinho	220	28.1	28.7	29.7	26.3	26.7	24.4	24.6	22.2	22.4
Pombal	220	8.9	9.2	9.4	7.5	7.6	8.3	8.6	7.0	7.3
Pontinha	220	20.6	21.0	22.7	22.1	22.7	16.8	17.2	18.9	19.6
Prelada	220	24.5	26.2	26.8	24.5	26.8	20.5	22.0	21.8	23.5
Prior Velho 1	220	20.4	20.7	22.0	20.4	20.7	16.6	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 2	220	20.4	20.6	22.0	20.3	20.6	16.5	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 3	220	20.6	20.9	22.2	20.5	20.8	16.7	16.9	17.6	18.0
Prior Velho 4	220	20.4	20.6	22.0	20.3	20.6	16.5	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 5	220	16.3	16.5	17.5	16.3	16.5	13.8	14.1	14.5	14.9
Recarei	220	36.4	38.9	39.5	39.9	42.2	26.8	28.3	30.7	31.6
Régua	220	17.8	18.2	19.2	17.8	18.2	15.5	15.9	15.3	15.4
Rio Maior	220	24.0	25.0	26.8	25.0	26.1	19.7	20.1	21.5	22.1
S. Martinho *	220	11.3	11.5	12.0	12.0	12.1	10.6	10.7	11.3	11.4
S. Póvoa *	220	6.1	6.3	6.6	7.2	7.5	5.8	6.2	6.8	7.4
Sacavém	220	20.9	21.1	22.5	20.9	21.2	16.8	17.1	17.9	18.3
Santarém	220	13.2	14.0	14.7	10.7	11.3	11.6	11.9	9.9	10.2
Seixal	220	4.3	4.4	4.6	3.5	3.5	4.1	4.2	3.3	3.3
Sete Rios	220	21.6	22.1	23.9	24.0	24.7	17.5	17.9	20.3	21.1
Sobrado	220	-	11.2	11.9	-	13.1	-	10.8	-	12.6
Sobral *	220	-	-	-	7.5	7.7	-	-	7.2	7.6
Tábua	220	16.2	17.2	17.9	16.5	17.2	14.9	15.7	15.4	16.0
Torrão	220	19.3	20.4	21.2	19.5	20.2	16.6	17.4	15.9	16.3
Trajouce	220	18.7	19.1	21.1	18.7	19.3	15.6	16.0	16.6	17.1
Urrô	220	15.5	16.1	16.2	11.3	11.6	13.8	14.1	10.5	10.7
Valdigem	220	20.0	20.7	21.6	20.5	20.9	17.4	17.9	17.7	18.0
Valeira	220	13.9	14.2	14.8	12.4	12.6	11.8	12.1	9.0	9.1
Valpaços	220	7.5	8.7	9.2	7.5	8.1	7.3	8.4	7.3	8.0
Valongo	220	25.2	10.3	10.9	23.9	11.5	20.9	9.9	21.2	11.2
Vermoim	220	29.0	30.6	31.5	30.4	31.6	23.4	25.0	26.0	27.3
Vila Chã	220	14.3	15.3	15.8	13.7	14.1	13.5	14.2	12.9	13.4
Vila Pouca de Aguiar	220	8.6	11.5	12.2	10.2	12.8	8.4	11.0	9.9	12.4
Zambujal	220	20.1	20.1	21.7	22.6	22.8	16.5	16.7	19.4	19.7
Zêzere	220	13.0	13.6	14.1	13.8	14.1	10.7	11.0	10.6	10.9

Notas:

*- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alto Rabagão	150	8.9	8.9	9.5	8.4	8.4	6.6	6.5	5.5	5.4
Artlant *	150	19.9	20.2	21.4	19.8	20.0	18.7	18.8	18.9	19.1
Bouçã	150	5.9	6.0	6.3	6.3	6.3	4.2	4.3	3.7	3.7
C. Frades	150	19.2	18.9	20.8	20.2	20.0	13.4	12.9	12.5	12.1
C. Sines (Carvão) Gr1	150	14.6	14.7	15.5	15.2	15.3	13.9	13.9	14.7	14.7
Cabril	150	4.9	4.9	5.2	5.4	5.4	3.4	3.5	2.8	2.9
Caniçada	150	25.5	24.5	28.6	26.2	25.4	18.5	17.5	18.2	17.3
Castelo Branco	150	13.0	13.9	14.4	13.6	13.9	12.4	13.2	13.0	13.4
Corgas *	150	5.4	5.4	5.5	6.4	6.3	5.1	5.2	6.0	6.2
Ermidas-Sado	150	9.5	9.5	10.0	8.2	8.2	9.2	9.3	8.0	8.1
Estoi	150	10.3	10.4	11.1	9.6	9.6	9.7	9.7	9.1	9.1
Estremoz	150	2.7	-	-	2.4	-	2.5	-	2.3	-
Évora	150	4.6	4.7	4.8	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5
Fafe	150	12.4	13.6	16.1	12.0	12.8	11.6	11.9	11.3	11.6
Falagueira	150	18.4	19.7	21.6	21.3	22.9	16.6	17.7	19.3	20.6
Fernão Ferro	150	19.7	20.2	21.0	18.3	18.7	17.5	18.3	17.3	17.8
Ferreira do Alentejo	150	16.1	16.2	17.5	16.5	16.5	15.4	15.2	15.8	15.6
Fogueteiro *	150	-	-	-	11.7	11.8	-	-	11.2	11.5
Frades	150	20.5	20.2	22.3	21.8	21.6	14.2	13.7	13.4	13.1
Fratel	150	11.6	12.1	12.8	10.7	11.0	10.1	10.5	8.3	8.5
Gardunha *	150	5.1	5.1	5.3	5.8	5.8	4.8	5.0	5.5	5.7
Guimarães	150	13.2	-	-	11.1	-	12.5	-	10.6	-
Lusosider *	150	11.4	11.6	12.1	9.2	9.3	10.9	11.1	8.9	9.1
Luzianes *	150	-	-	-	3.7	3.7	-	-	3.5	3.5
Mendoiro *	150	7.0	7.0	7.6	8.2	8.2	6.6	6.6	7.8	7.8
Monte da Pedra	150	7.2	7.2	7.5	5.8	5.8	6.9	7.1	5.7	5.7
Neves Corvo *	150	5.5	5.5	5.5	4.2	4.2	5.3	5.3	4.1	4.1
Oleiros	150	19.7	20.2	26.5	18.8	19.1	17.0	17.3	17.0	17.2
Ourique	150	13.3	13.3	13.5	10.4	10.6	12.6	12.7	10.1	10.4
Palmela	150	24.0	24.7	25.9	22.5	23.1	20.8	22.1	20.8	21.6
Pedralva	150	28.4	28.8	34.8	31.8	32.2	22.2	22.3	25.7	25.6
Pegões *	150	6.9	6.9	7.2	5.7	5.6	6.6	6.8	5.4	5.5
Petrogal *	150	15.9	16.1	16.9	16.9	17.1	15.2	15.3	16.4	16.5
Ponte de Lima	150	-	-	24.4	-	-	-	-	-	-
Portimão	150	14.5	14.4	15.3	15.9	15.7	13.6	13.5	15.0	15.0
Porto Alto	150	7.5	7.6	7.9	6.8	6.9	7.3	7.4	6.6	6.7
Quinta do Anjo	150	14.4	14.8	15.4	11.1	11.2	13.5	13.9	10.7	11.0
Quinta Grande *	150	-	-	-	2.5	2.5	-	-	2.4	2.4
Riba d'Ave	150	24.1	22.0	24.0	22.2	19.2	21.6	20.3	20.8	18.2
Rodão *	150	-	-	-	7.1	7.1	-	-	6.7	6.9
Sabóia	150	6.7	6.7	6.9	4.7	4.7	6.5	6.6	4.5	4.5
Salamonde	150	15.5	15.3	16.7	13.8	13.6	11.6	11.2	9.7	9.4
Setúbal	150	21.0	21.6	22.6	19.7	20.2	18.7	19.6	18.6	19.1
Sines	150	26.2	26.7	28.3	31.5	32.1	23.9	24.2	28.7	29.4
T.A. Fafe *	150	4.9	5.0	5.5	5.4	5.4	4.7	4.7	5.2	5.2
Tabuaço	150	3.7	3.5	3.8	4.1	3.9	2.7	2.8	2.6	2.7
Tavira	150	17.0	17.1	19.0	19.4	19.5	15.4	15.4	17.8	17.8
Trafaria	150	14.5	14.8	15.4	12.7	12.8	13.5	13.9	12.2	12.5
Tunes	150	12.4	12.5	13.2	12.3	12.3	11.8	11.8	11.8	11.8
Valdigem	150	4.8	4.5	4.9	5.4	5.0	3.8	3.8	4.1	4.1
Vila Fria	150	12.6	12.8	16.7	11.6	11.6	11.6	11.7	10.9	11.0
Vila Nova	150	18.1	17.9	19.5	18.5	18.3	12.7	12.3	11.5	11.2
Vilarinho das Furnas	150	14.4	14.2	15.7	14.0	13.9	10.9	10.6	9.1	8.8
Zêzere	150	8.8	9.0	9.4	9.7	9.9	7.0	7.2	7.5	7.7
Pedralva	130	4.0	4.0	4.3	4.2	4.3	3.8	3.9	4.1	4.2

Notas:

*- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]

INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alcochete	63	9.4	16.8	17.3	10.6	19.0	9.1	16.3	10.2	18.5
Almargem do Bispo	63	-	-	9.9	-	-	-	-	-	-
Alqueva	63	16.7	16.6	17.1	20.1	19.9	15.8	15.8	18.9	18.9
Alto de Mira	63	25.2	25.4	25.6	10.1	10.4	23.2	23.5	9.8	10.1
Alto de São João	63	14.0	14.3	14.6	14.0	14.2	13.4	13.6	13.5	13.7
Baixo Sabor	63	8.5	8.6	8.8	7.7	7.7	7.4	7.4	5.3	5.3
Batalha	63	26.2	26.6	27.6	17.9	18.2	24.3	24.9	17.2	17.7
Bodiosa	63	19.0	19.1	19.8	21.0	20.9	18.4	18.6	20.2	20.4
Canelas [1]	63	22.4	23.2	24.1	22.6	22.9	20.7	21.2	20.8	21.0
Carrapatelo	63	17.7	18.0	18.6	18.0	18.2	17.2	17.5	17.2	17.6
Carregado [5]	63	18.0	18.5	18.9	13.4	14.0	16.7	17.2	12.8	13.2
Carriche	63	27.3	27.8	28.9	9.4	9.5	25.2	25.8	9.1	9.2
Carvoeira	63	14.3	15.7	16.2	15.7	17.0	13.7	15.1	15.0	16.6
Castelo Branco	63	10.8	10.8	11.0	11.1	11.1	10.3	10.5	10.7	10.8
Chafariz	63	23.6	24.2	25.1	12.4	12.6	21.6	22.5	9.9	10.3
Crestuma [1]	63	13.4	13.6	14.1	13.1	13.2	11.2	11.3	6.1	6.1
Custóias	63	26.0	26.4	26.7	13.4	13.5	24.6	25.2	12.9	13.1
Divor	63	-	-	15.3	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	63	20.7	15.7	16.2	9.3	8.4	19.7	15.5	9.0	8.2
Estarreja	63	25.7	26.6	27.2	26.7	27.0	24.5	25.4	25.3	26.1
Estoi	63	13.6	13.7	14.3	14.6	14.4	12.9	12.9	13.6	13.6
Estremoz	63	4.2	14.8	15.3	4.1	16.7	3.9	14.4	3.8	16.2
Évora	63	6.7	6.6	3.9	7.8	7.6	6.4	6.4	7.1	7.1
Fafe	63	12.9	13.7	14.8	12.8	13.4	12.4	13.0	12.3	12.8
Falagueira	63	12.8	18.0	18.5	16.1	22.1	10.6	15.7	13.4	19.3
Fanhões	63	27.1	27.4	28.2	29.5	29.9	25.2	25.9	28.0	28.8
Feira	63	18.0	18.8	19.1	20.1	20.8	17.4	18.2	19.6	20.4
Fernão Ferro	63	21.7	22.2	23.1	7.4	7.7	20.9	21.4	7.2	7.5
Ferreira do Alentejo	63	13.2	13.2	13.7	14.5	14.5	12.8	12.9	14.1	14.1
Ferro	63	16.4	17.9	18.5	15.6	16.7	15.7	17.6	14.9	16.3
Frades	63	15.7	15.8	16.4	15.8	15.8	14.0	13.9	13.4	13.4
Guarda	63	-	-	8.7	-	-	-	-	-	-
Guimarães [2]	63	16.7	-	-	15.9	-	16.1	-	15.2	-
Lavos [3]	63	28.4	35.6*)	36.7 *)	23.1	24.9	27.2	33.6	22.4	24.3
Macedo de Cavaleiros [4]	63	14.7	15.0	15.8	14.5	14.7	14.3	14.7	14.1	14.4
Mogadouro	63	7.7	7.7	8.0	7.9	7.9	7.4	7.4	7.6	7.6
Mourisca	63	24.2	24.9	25.4	24.7	25.0	21.7	22.6	22.3	23.3
Oleiros	63	18.4	18.8	21.1	19.7	19.7	17.4	17.7	18.6	18.8
Ourique	63	7.5	10.4	10.5	7.7	10.4	7.3	10.2	7.5	10.1
Paraimo	63	17.4	17.6	18.0	19.5	19.5	16.7	17.1	18.8	19.1
Pegões	63	-	-	9.3	-	-	-	0.0	-	0.0
Penela	63	16.0	16.3	16.6	16.8	16.9	15.3	15.7	15.9	16.3
Pereiros	63	23.5	24.6	25.2	18.0	18.9	22.3	23.2	17.2	17.9
Pocinho [4]	63	23.6	24.1	25.0	27.3	27.7	22.1	22.4	25.6	26.0
Pombal [3]	63	13.9	14.3	14.6	12.6	12.8	13.4	13.9	12.1	12.4
Portimão	63	13.9	14.1	14.6	15.7	15.8	13.6	13.6	15.1	15.1
Porto Alto	63	9.7	9.7	9.8	10.2	10.2	9.3	9.3	9.6	9.7
Prelada	63	14.2	14.5	14.6	8.0	8.1	13.7	13.9	7.8	7.8
Recarei	63	16.6	23.6	23.8	17.1	24.2	15.8	22.2	16.4	23.0
Riba d'Ave [2]	63	28.1	24.9	25.7	27.1	24.3	26.7	23.7	26.0	23.4
Rio Maior	63	23.9	24.7	25.6	14.9	15.6	22.6	23.4	14.3	15.1
Sacavém	63	21.7	22.0	22.6	10.2	10.3	20.3	20.6	9.9	10.0
Santarém	63	13.9	14.2	14.8	8.0	8.0	13.2	13.4	7.6	7.7
Seia	63	-	-	8.6	-	-	-	-	-	-
Sete Rios	63	22.2	22.6	23.3	8.8	9.0	20.7	21.1	8.6	8.7
Setúbal	63	24.8	25.3	26.1	14.4	14.5	24.0	24.4	14.0	14.1
Sines	63	16.1	21.3	23.2	19.0	24.9	15.7	20.8	18.6	24.5
Tábua	63	15.2	15.4	15.7	15.0	15.2	14.5	15.0	14.5	14.8
Tavira	63	14.4	14.5	14.9	14.8	15.0	13.8	13.9	14.3	14.3
Torrão	63	15.6	15.9	16.4	8.0	8.0	15.1	15.3	7.8	7.8
Trafaria	63	12.8	12.8	13.2	13.9	13.9	12.4	12.5	13.3	13.4
Trajouce	63	21.1	21.5	22.3	23.1	23.5	19.8	20.3	22.0	22.6
Tunes	63	16.7	16.8	17.3	18.1	18.0	16.1	16.0	17.1	17.0
Valdigem	63	25.6	25.4	26.3	27.6	25.8	24.6	24.5	26.4	24.9
Valpaços [4]	63	13.4	14.1	15.2	13.3	13.8	13.0	13.9	12.8	13.4
Vermoim [1]	63	28.8	29.6	30.2	14.4	15.3	27.0	28.1	13.9	14.7
Vila Chã	63	21.8	22.7	23.4	22.0	22.4	20.8	21.4	21.1	21.5
Vila Nova Famalicão	63	-	10.1	18.4	-	10.9	-	9.7	-	10.7
Vila Fria	63	18.2	18.3	21.1	20.6	20.6	17.3	17.4	19.7	19.7
Vila Pouca de Aguiar [4]	63	18.2	20.4	22.0	14.9	15.8	17.5	20.0	14.4	15.5
Zambujal	63	14.1	19.8	20.3	8.2	8.3	13.3	18.6	7.9	8.0
Zêzere	63	20.7	21.2	22.3	22.1	22.5	17.6	18.2	18.4	18.9

Notas:

[1] - Inclui fecho de malha Vermoim - Crestuma - Canelas a 60 kV

[2] - Inclui fecho de malha Guimarães - Riba d'Ave a 60 kV para o horizonte temporal de 2016

[3] - Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60 kV

[4] - Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços - Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60 kV

[5] - Valores de corrente de defeito cálculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 63 kV

*) - Instalações com medidas de controlo das correntes de defeito ainda em análise

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo		Mínimo	
		2016	2020	2016	2020
Alcochete	400	7.7	8.0	4.3	4.5
Almargem do Bispo	400	-	-	-	-
Alqueva	400	13.7	13.7	10.0	9.8
Alto de Mira	400	6.9	7.2	3.6	3.7
Alto Lindoso	400	15.1	15.5	11.7	11.3
Armamar	400	10.3	10.6	8.4	8.3
Batalha	400	9.2	9.4	5.4	5.4
Bodiosa	400	9.3	9.4	7.4	7.3
C. Alqueva 1	400	13.7	13.8	10.0	9.8
C. Alqueva 2	400	13.6	13.7	10.0	9.7
C. Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	-	-	-
C. Bemposta II	400	11.6	14.1	9.8	9.9
C. Daivões	400	-	10.3	-	7.8
C. Fridão	400	-	-	-	-
C. Gouvães Gr 1,2,3 e 4	400	-	10.4	-	7.8
C. Lares (TGCC) Gr 1 ou 2	400	10.5	10.7	6.4	6.4
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	12.4	12.0	7.1	7.3
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	12.4	12.0	7.1	7.3
C. Ribatejo (TGCC) Gr 2 ou 3	400	7.3	7.6	3.9	4.0
C. Sines (Carvão) Gr 2, 3 ou 4	400	10.6	11.0	6.5	6.8
Divor	400	-	10.1	-	7.0
Estremoz	400	-	10.6	-	7.5
Falagueira	400	14.5	13.4	10.6	8.8
Fanhões	400	6.8	7.1	3.5	3.6
Feira	400	9.8	9.9	6.8	6.3
Fernão Ferro	400	7.8	8.0	4.4	4.7
Ferreira do Alentejo	400	10.5	10.7	7.3	7.5
Foz Tua	400	11.3	11.5	9.6	9.5
Fridão	400	-	9.0	-	7.5
Fundão	400	-	11.7	-	9.8
Girabolhos	400	-	13.8	-	9.2
Guarda	400	-	-	-	-
Lagoaça	400	11.7	21.5	9.1	9.3
Lavos	400	9.9	10.2	5.8	5.8
Ourique	400	-	-	-	-
P. Corte Gouvães *	400	-	10.3	-	7.7
Palmela	400	7.6	7.9	4.2	4.4
Paraimo	400	9.5	9.8	6.3	6.1
Pedralva	400	12.2	12.9	8.3	8.0
Pego	400	12.4	12.0	7.1	6.6
Pegões	400	-	8.5	-	4.8
Penela	400	-	10.7	-	6.9
Ponte de Lima	400	-	12.3	-	9.0
Portimão	400	9.9	10.2	7.5	7.6
Recarei	400	9.4	9.8	6.0	5.9
Riba d'Ave	400	10.8	11.3	7.1	7.0
Ribatejo	400	7.3	7.6	3.9	4.0
Ribeira de Pena	400	-	10.3	-	7.7
Rio maior	400	8.9	9.1	4.9	4.9
Salamonde II	400	12.0	12.3	8.8	8.6
Seia	400	-	13.7	-	9.1
Sines	400	10.4	10.9	6.0	6.2
Sobrado	400	-	9.7	-	6.2
Tavira	400	11.0	11.1	8.8	8.8
Venda Nova III	400	12.0	12.3	8.6	8.4
Vermoim	400	9.4	9.6	6.3	6.2
Vieira do Minho	400	12.0	12.4	8.6	8.4
Vila Nova Famalicão	400	11.6	10.1	9.8	6.8

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Aguieira	220	6.8	6.9	4.9	4.9
Almargem do Bispo	220	-	-	-	-
Alto de Mira	220	6.3	6.3	3.3	3.3
Alto de São João	220	5.5	5.6	3.5	3.5
Armamar	220	7.8	8.0	7.0	6.8
Baixo Sabor	220	7.9	7.8	7.1	7.0
Bemposta	220	10.0	10.0	8.6	8.7
C. Pocinho	220	7.1	7.1	6.6	6.5
C. Ribatejo (TGCC) Gr1	220	6.4	6.5	3.4	3.4
C. Tapada do Outeiro	220	8.4	8.9	5.4	5.6
Canelas	220	7.6	7.9	5.1	5.2
Carrapatelo	220	6.8	7.2	5.5	5.3
Carregado	220	6.4	6.5	3.4	3.4
Carriche	220	6.1	6.0	3.2	3.2
Carvoeira	220	6.2	7.2	4.3	4.6
Castelo Branco	220	8.4	8.5	7.3	7.3
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	5.5	5.5	4.3	4.1
Chafariz	220	6.6	6.7	5.6	5.6
Custóias	220	7.1	7.5	4.7	4.9
Ermesinde	220	7.5	15.4	5.0	9.4
Estarreja	220	6.3	6.5	4.8	4.8
Fanhões	220	6.6	6.7	3.3	3.3
Ferro	220	7.6	8.4	6.3	7.0
Folques *	220	6.5	6.5	5.5	5.5
Fundão	220	-	9.6	-	8.1
Lagoaça	220	16.2	17.8	13.4	13.6
Macedo de Cavaleiros	220	7.0	7.3	6.1	6.3
Maia *	220	6.5	6.7	4.7	4.9
Miranda	220	9.9	9.9	7.6	7.7
Mogadouro	220	6.6	6.6	6.3	6.3
Montenegrelo *	220	7.3	8.0	6.4	6.8
Mourisca	220	6.4	6.6	5.0	5.0
Pampilhosa da Serra *	220	6.5	6.5	5.8	5.8
Paraimo	220	7.6	8.4	5.7	5.9
Penamacor *	220	7.3	8.2	6.6	7.6
Penela	220	6.1	6.2	4.6	4.6
Pereiros	220	6.5	6.6	4.5	4.5
Picote	220	11.1	11.1	8.2	8.3
Pocinho	220	7.3	7.2	6.7	6.6
Pombal	220	6.0	6.0	5.0	5.0
Pontinha	220	5.8	5.8	3.2	3.3
Prelada	220	7.1	6.7	4.7	4.6
Prior Velho 1	220	5.8	5.9	3.3	3.4
Prior Velho 2	220	5.8	5.9	3.3	3.3
Prior Velho 3	220	5.9	6.0	3.3	3.4
Prior Velho 4	220	5.8	5.9	3.3	3.3
Prior Velho 5	220	5.8	5.8	3.6	3.6
Recarei	220	8.2	8.8	5.0	5.2
Régua	220	7.2	7.4	6.0	5.8
Rio Maior	220	7.5	7.7	4.1	4.1
S. Martinho *	220	8.4	8.5	7.3	7.1
S. Póvoa *	220	7.3	8.2	6.6	7.6
Sacavém	220	5.9	6.0	3.3	3.4
Santarém	220	5.6	5.6	3.9	3.8
Seixal	220	5.4	5.4	3.5	3.5

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Sete Rios	220	5.8	5.8	3.2	3.2
Sobrado	220	-	19.6	-	10.9
Tábua	220	6.5	6.5	5.1	5.1
Torrão	220	6.5	6.7	5.2	5.0
Trajouce	220	6.2	6.3	3.4	3.5
Urrô	220	6.4	6.5	5.2	5.2
Valdigem	220	7.5	7.6	6.0	5.8
Valeira	220	6.7	6.8	6.1	6.0
Valpaços	220	7.6	8.2	6.6	7.1
Valongo	220	8.1	16.4	5.3	9.8
Vermoim	220	8.2	9.2	5.1	5.5
Vila Chã	220	6.3	6.3	5.2	5.2
Vila Pouca de Aguiar	220	7.3	8.1	6.4	6.8
Zambujal	220	5.5	5.5	3.1	3.2
Zêzere	220	5.5	5.5	4.3	4.1

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Alto Rabagão	150	5.5	5.6	4.6	4.6
Artlant *	150	8.7	8.7	6.5	6.6
Bouçã	150	6.7	6.9	5.2	5.1
C. Frades	150	9.7	10.1	7.3	6.9
C. Sines (Carvão) Gr1	150	11.9	12.0	9.4	9.5
Cabril	150	6.2	6.3	4.8	4.7
Caniçada	150	8.2	8.5	6.2	5.9
Castelo Branco	150	9.4	9.8	7.7	7.9
Corgas *	150	7.7	7.6	7.2	7.2
Ermidas-Sado	150	7.1	7.1	6.1	6.1
Estoi	150	5.7	5.7	4.6	4.6
Estremoz	150	9.0	-	5.6	-
Évora	150	4.1	4.1	3.2	3.3
Fafe	150	6.4	6.2	5.2	4.9
Falagueira	150	15.6	16.9	11.4	12.4
Fernão Ferro	150	7.5	7.8	4.4	4.6
Ferreira do Alentejo	150	8.7	8.8	6.4	6.4
Frades	150	9.8	10.2	7.3	6.9
Fratel	150	6.9	6.8	6.0	6.1
Gardunha *	150	7.1	7.1	6.7	6.7
Guimarães	150	5.8	-	4.7	-
Lusosider *	150	6.3	6.4	4.6	4.8
Mendoiro *	150	7.6	7.8	7.0	7.1
Monte da Pedra	150	4.0	3.9	3.6	3.7
Neves Corvo *	150	4.0	4.0	3.7	3.7
Oleiros	150	6.9	7.1	4.8	4.8
Ourique	150	5.5	5.5	4.6	4.7
Palmela	150	8.0	8.3	4.5	4.8
Pedralva	150	11.4	12.7	7.5	7.4
Pegões *	150	4.0	4.0	3.6	3.6
Petrogal *	150	7.1	7.1	5.9	5.9
Ponte de Lima	150	-	-	-	-
Portimão	150	6.8	6.7	5.3	5.3
Porto Alto	150	4.2	4.2	3.5	3.5
Quinta do Anjo	150	6.6	6.7	4.5	4.7
Riba d'Ave	150	10.8	12.7	7.3	8.9
Sabóia	150	4.0	4.0	3.7	3.7
Salamonde	150	8.1	8.3	6.7	6.5
Setúbal	150	7.4	7.6	4.5	4.7
Sines	150	10.6	10.8	7.0	7.1
T.A. Fafe *	150	6.2	6.1	5.7	5.6
Tabuaço	150	13.0	13.2	10.6	10.5
Tavira	150	8.9	8.8	6.9	6.9
Trafaria	150	6.0	6.1	4.1	4.2
Tunes	150	5.4	5.4	4.2	4.2
Valdigem	150	25.6	26.0	23.5	22.3
Vila Fria	150	5.1	5.1	3.8	3.9
Vila Nova	150	9.0	9.2	7.1	6.8
Vilarinho das Furnas	150	5.5	5.6	4.6	4.6
Zêzere	150	10.8	10.7	8.3	7.8

Notas:

*- Instalação de utilizador da rede

Página em Branco



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