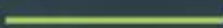




# 07 ANEXOS



REN 

**Página em Branco**





# 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”

2932

*Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010*

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 sobreensões 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 otimização 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 <i>n-2</i> ).	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 <i>n-1-1</i> ).	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 falha, 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				Tempo morto (s)	Religação
		Tipo	Eliminação do defeito				
			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.	

2934

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				Religação
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	
			Tempo (s)	Forma		
220 kV	Sem restrições . . . . .	Trifásico . . . . .	0,10	2 extremos . . . . .	-	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.
		Fase-terra . . . . .	0,10	2 extremos monofásico . .	0,9	
150 kV	Sem restrições . . . . .	Trifásico . . . . .	0,15	2 extremos . . . . .	-	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.
		Fase-terra . . . . .	0,15	2 extremos monofásico . .	0,9	

TABELA N.º 3

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.

**Condições de simulação mais severas**

**Funcionamento dos sistemas de protecção em 2.º nível**

Local do defeito	Tipo de defeito				Religação
	Tipo	Eliminação em tempo de			
		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 30º 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 infor-

mações 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 produtividade 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 otimizar a utilização dos elementos da rede, o ORD utiliza condições ambientais típicas de referência, diferentes consoante as épocas sazonais e a zona geográfica onde se situam os elementos da RNT.



2936

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

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:

$$I_{max} \cdot R_t + A \cdot R \cdot D = 8,55 \cdot (T_p - T_a) \cdot (V \cdot D)^{0,448} + \pi \cdot E \cdot C \cdot D (T_p^4 - T_a^4)$$

em que:

$I_{max}$  — intensidade de corrente máxima no condutor: A;

$R_t$  — resistência do condutor:  $\Omega/m$ ;

$A$  — coeficiente de absorção solar: 0,5;

$R$ :

Intensidade de radiação solar durante o dia: 1000 W/m<sup>2</sup>;

Intensidade de radiação solar durante a noite: 0 W/m<sup>2</sup>;

$D$  — diâmetro do condutor: m;

$T_p$  — temperatura de projecto dos condutores: K;

$T_a$  — 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:  $5,7 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2/\text{K}^4$ .

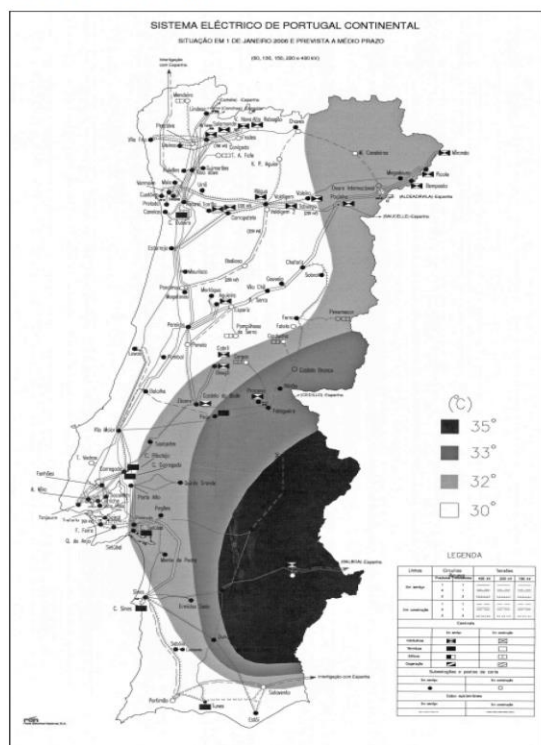
Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

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 priori* 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, efectuem 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 2018 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS;  
PNEC 2021-2030 | METAS DE FER PARA 2030

REN 

**Página em Branco**

# RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2018, PERÍODO 2019-2040 (RMSA-E 2018)

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2019-2040, com detalhe anual no período 2019-2030 e quinquenal no período 2030-2040.

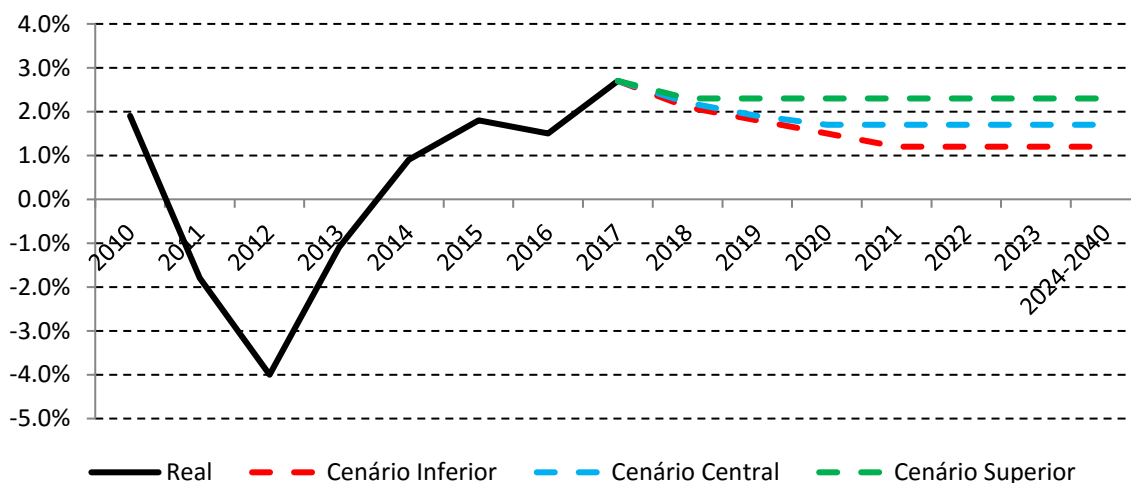
### 2. Cenário Macroeconómico

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura são os seguintes:

Tabela 1 - Cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2040
Cenário Inferior	2,70%	2,10%	1,80%	1,50%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%
Cenário Central	2,70%	2,20%	1,90%	1,70%	1,70%	1,70%	1,70%	1,70%
Cenário Superior	2,70%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%

Figura 1 - Evolução real e prevista da taxa de variação do PIB



Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas

também as provenientes do Banco de Portugal, Comissão Europeia, OCDE, Fundo Monetário Internacional e Conselho das Finanças Públicas:

**Tabela 2 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade e Crescimento 2017-2021, abril 2017)	1,8%	1,9%	2,0%	2,1%	2,2%		
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2018, outubro 2017)	2,6%	2,2%					
Banco de Portugal (Projeções para a economia portuguesa: 2017-2020, dezembro 2017)	2,6%	2,3%	1,9%	1,7%			
Comissão Europeia ( <i>European Economic Forecast, Winter 2018</i> , fevereiro 2018)	2,7%	2,2%	1,9%				
OCDE ( <i>Economic Outlook No 102</i> , novembro 2017)	2,6%	2,3%	2,3%				
FMI ( <i>Sixth Post-Program Monitoring Discussions - Staff Report</i> , fevereiro 2018)	2,6%	2,2%	1,8%	1,5%	1,2%	1,2%	1,2%
Conselho de Finanças Públicas (Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa, dezembro 2017)	2,7%	2,1%	1,9%	1,7%	1,7%		

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base nos dados históricos do INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2020-2040:

**Tabela 3 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais**

		2020	2025	2030	2035	2040
<b>VAB sectorial: Serviços*</b>	% PIB	66,7%	66,8%	66,8%	66,8%	66,8%
<b>VAB sectorial: Agricultura e Pescas*</b>	% PIB	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
<b>VAB sectorial: Indústria*</b>	% PIB	14,9%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%
<b>VAB sectorial: Construção e Obras Públicas*</b>	% PIB	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
<b>VAB sub-sectorial: Transportes e Armazenagem**</b>	% VAB Serviços	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
<b>VAB sub-sectorial: Serviços Financeiros e Seguros**</b>	% VAB Serviços	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%	22,3%
<b>VAB sub-sectorial: Indústria Transformadora**</b>	% VAB Indústria	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
<b>VAB sub-sectorial: Pescas***</b>	% VAB Agricultura e Pescas	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%

\* Projeção DGEG

\*\* Média histórica 2012-2015

\*\*\* O Hypercluster da Economia do Mar, Saer/ACL, 2009

A previsão de evolução dos VAB sectoriais teve em conta algumas tendências gerais verificadas em dados históricos a nível nacional e europeu e em projeções, em particular as do *EU Reference Scenario*:

- Continuação da consolidação do sector dos serviços como principal componente do PIB, como consequência do processo de deslocação da economia para o sector terciário;

- Recuperação pouco significativa do sector da construção, dado que o parque habitacional excedentário e a ausência de projetos aprovados no sector das obras públicas fazem antever um crescimento pouco expressivo;
- Diminuição ligeira da fracção do sector da agricultura e pescas no PIB, que mesmo com o crescimento da agricultura biológica e das exportações de vinho e azeite, que não é suficiente para modificar essa tendência;
- Crescimento pouco significativo da fracção da indústria transformadora no PIB, dinamizado pela modernização (e.g. pela adopção da digitalização) e aumento da competitividade da indústria nacional. Por outro lado, prossegue a diminuição do peso das indústrias extractivas pelo que o peso total da indústria na composição do PIB se mantém aproximadamente constante;
- Considera-se também que o peso dos impostos no PIB crescerá até 2020 atingindo um valor de 13,0% (igual à média histórica do período 1995-2017) e manter-se-á constante durante o restante período de cenarização.

### 3. Pressupostos de Oferta

O cenário de oferta tem em consideração os seguintes pressupostos:

- Capacidade instalada, licenciada e em licenciamento em Portugal Continental a 30 de junho de 2018;
- No caso da Cogeração, renovável e não-renovável, não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas em autoconsumo;
- Na componente da oferta da Grande Térmica, considera-se:
  - (i) no Cenário Continuidade, o descomissionamento das Centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2029 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro até ao final do período em análise no RMSA ou seja 2040;
  - (ii) no Cenário Ambição considera-se o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro de acordo por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja até 2029;
  - (iii) no Teste de Stress, considera-se o descomissionamento da Central de Sines em 2019 de acordo com a data prevista na licença ambiental (abril de 2019), e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 2021 e 2024 respetivamente, de acordo com o que está



estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia.

Tabela 4 - Datas de descomissionamento das grandes centrais térmicas

Centro Electroprodutor	Cenário Continuidade	Cenário Ambição	Teste de Stress	Capacidade instalada (MW)
Sines	2029	2025	2019	1 180
Pego	2029	2025	2021	576
Tapada Outeiro C.C.	2040	2029	2024	990
Ribatejo	n.a.	n.a.	n.a.	1 176
Lares	n.a.	n.a.	n.a.	826
Pego CCGT	n.a.	n.a.	n.a.	837

- No que respeita às Grandes Hídricas, considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento e cruzada com a informação dos promotores.

Tabela 5 – Datas de comissionamento das grandes centrais hídricas

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data de entrada em serviço	Capacidade instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2021	880
Daivões	Iberdrola	2021	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2023	160
Fridão*	EDP	2026	238
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

\* O Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos.

- No que respeita à produção a partir de fontes de energia renovável (FER) e cogeração, consideram-se os objetivos em matéria de renováveis definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER, RCM n.º 20/2013, de 10/04), com as devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos à data de 30 de junho de 2018, bem como os cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC) (à data de junho de 2018), e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo da interligação Portugal-Marrocos, que está a ser desenvolvido por um consórcio liderado pela DNV GL - Energy para o período 2030-2050.



**Tabela 6 – Capacidade instalada para os cenários do estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos**

Tecnologia (MW)		2030	2050
Solar		5 000	8 000
Eólica	Onshore	6 167(*)	7 500
	Offshore		500

(\*) Aumento de 10% face à potência instalada prevista para 2030 no RMSA-E 2016

- No que respeita aos cenários de evolução da capacidade instalada de FER e cogeração, no Cenário Continuidade, estes tiveram por base a informação mais recente disponível, até 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como a capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018 estando prevista a sua entrada em funcionamento de acordo com as tabelas 7 e 8. No Cenário Continuidade, considera-se ainda os objetivos previstos no cenário de referência do PNEC (à data de junho de 2018) e nos cenários do estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050.
- No caso do Cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 30 de junho de 2018, consideram-se os objetivos até 2030 do cenário de 40% de renováveis do PNEC (à data de junho de 2018) e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050.

**Tabela 7 – Capacidade FER e cogeração licenciada (previsão da data de entrada em produção)**

Tecnologia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	TOTAL
Cogeração não renovável		14	4	5							23
Pequenas Hídricas (< 30 MW)		1									1
Eólica onshore			120								120
Eólica offshore		25									25
Cogeração renovável	51										51
Resíduos Sólidos Urbanos											0
Biomassa (s/ cogeração)	52	85	10								147
Biogás (s/ cogeração)	3		5								8
Fotovoltaico (PV)	41	349	664	7							1 061
Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída(*)	19										19
Fotovoltaico Concentração (CPV)	3										23
Solar Térmico Concentrado (CSP)											0
Ondas											0
<b>Total</b>	<b>169</b>	<b>475</b>	<b>804</b>	<b>12</b>							<b>1459</b>

(\*) Inclui Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP)

**Tabela 8 - Capacidade FER e cogeração em licenciamento (previsão da data de entrada em produção)**

Tecnologia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	TOTAL
Cogeração não renovável				8							8
Pequenas Hídricas (< 30 MW)								10			10
Eólica onshore					228						228
Eólica offshore					25						25
Cogeração renovável											0
Resíduos Sólidos Urbanos											0
Biomassa (s/ cogeração)											0
Biogás (s/ cogeração)											0
Fotovoltaico (PV)				278	345 <sup>(*)</sup>	193 <sup>(**)</sup>					816
Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída <sup>(***)</sup>	11	30	30								71
Fotovoltaico Concentração (CPV)											0
Solar Térmico Concentrado (CSP)											0
Ondas					1						1
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>286</b>	<b>599</b>	<b>193</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 159</b>

(\*) Inclui 150 MW de projectos já hierarquizados de acordo com o art. 6.º da Portaria n.º 62/2018. As licenças de produção foram divididas em lotes, por zona de rede, os quais foram divididos em sublotes organizados por período de apresentação dos pedidos. As licenças foram sorteadas por sublote, ordenados para efeitos de sorteio, por antiguidade e hierarquizadas por ordem sorteada em cada sublote.

(\*\*) 193 MW de projectos já hierarquizados de acordo com o art. 6.º da Portaria n.º 62/2018.

(\*\*\*) Inclui Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP)

Para a evolução da capacidade a instalar no período 2021-2030, para além das datas previstas no licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, patamares intermédios de 18%, 43% e 65% em 2022, 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o que está em discussão na proposta de Regulamento da Governação no âmbito do Pacote *Clean Energy for All Europeans*.

Assim, propõem-se os seguintes cenários de oferta para o sistema electroprodutor nacional para o horizonte 2040.



### 3.1 Cenários de Oferta

No caso do Cenário Continuidade, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2017-2040:

Tabela 9 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2017-2040 - CENÁRIO CONTINUIDADE

Tecnologia (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829
Sines	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	0	0	0
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	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	1 176	1 176
Lares	826	826	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	837	837
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>
Cogeração não renovável	736	736	750	754	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 313</b>	<b>1 327</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hídricas	6 388	6 388	6 388	6 388	7 382	7 382	7 542	7 542	7 542	7 780	7 780	7 780	7 780	8 335	8 335	8 335
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Fridão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	238	238	238	238	238	238	238
Carvão-Ribeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	555	555
<i>das quais reversíveis</i>	2 797	2 797	2 797	2 797	3 677	3 677	3 677	3 677	3 677	3 677	3 677	3 677	3 677	4 232	4 232	4 232
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	608	608	609	609	609	609	609	609	619	695	771	800	829	858	858	858
<b>Total Hídrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>7 991</b>	<b>7 991</b>	<b>8 151</b>	<b>8 151</b>	<b>8 161</b>	<b>8 475</b>	<b>8 551</b>	<b>8 580</b>	<b>8 609</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>
Eólica onshore*	5 237	5 237	5 237	5 357	5 357	5 585	5 595	5 604	5 614	5 624	5 633	5 643	5 652	5 662	5 854	6 045
Eólica offshore	0	0	25	25	25	50	60	69	79	93	106	121	135	150	325	500
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 237</b>	<b>5 262</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 635</b>	<b>5 654</b>	<b>5 673</b>	<b>5 693</b>	<b>5 716</b>	<b>5 739</b>	<b>5 764</b>	<b>5 788</b>	<b>5 812</b>	<b>6 179</b>	<b>6 545</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	173	258	268	269	271	275	280	284	284	284	284	284	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)	79	82	82	87	85	83	80	78	76	76	76	76	76	76	53	30
Fotovoltaico (PV)	278	319	668	1 332	1 617	1 962	2 155	2 462	2 769	3 136	3 504	3 894	4 283	4 673	5 007	5 340
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	17	17	44	67	90	111	133	154	182	210	240	270	300	400	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>335</b>	<b>685</b>	<b>1 376</b>	<b>1 684</b>	<b>2 052</b>	<b>2 267</b>	<b>2 595</b>	<b>2 923</b>	<b>3 319</b>	<b>3 714</b>	<b>4 134</b>	<b>4 553</b>	<b>4 973</b>	<b>5 707</b>	<b>6 140</b>



**Direção Geral  
de Energia e Geologia**

Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída**	227	257	287	317	414	512	602	692	783	902	1 021	1 147	1 274	1 400	2 149	2 564
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>592</b>	<b>972</b>	<b>1 693</b>	<b>2 099</b>	<b>2 564</b>	<b>2 869</b>	<b>3 287</b>	<b>3 706</b>	<b>4 220</b>	<b>4 735</b>	<b>5 281</b>	<b>5 827</b>	<b>6 373</b>	<b>7 856</b>	<b>8 704</b>
Ondas	1	1	1	1	1	2	9	16	22	28	33	39	44	50	125	200
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>20 056</b>	<b>20 561</b>	<b>21 422</b>	<b>22 833</b>	<b>23 551</b>	<b>24 044</b>	<b>24 491</b>	<b>24 948</b>	<b>25 805</b>	<b>26 424</b>	<b>27 029</b>	<b>27 634</b>	<b>27 038</b>	<b>28 939</b>	<b>30 206</b>
<i>do qual Renovável</i>	<i>13 556</i>	<i>13 735</i>	<i>14 226</i>	<i>15 083</i>	<i>16 482</i>	<i>17 200</i>	<i>17 693</i>	<i>18 139</i>	<i>18 596</i>	<i>19 453</i>	<i>20 073</i>	<i>20 678</i>	<i>21 282</i>	<i>22 442</i>	<i>24 344</i>	<i>25 611</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>6 321</i>	<i>6 321</i>	<i>6 335</i>	<i>6 339</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>4 595</i>	<i>4 595</i>	<i>4 595</i>

(\*) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP)

No caso do Cenário Ambição, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2017-2040:

**Tabela 10 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2017-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO**

Tecnologia (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
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	1 176	1 176
Lares	826	826	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	837	837
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>
Cogeração não renovável	736	736	750	754	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 313</b>	<b>1 327</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hídricas	6 388	6 388	6 388	6 388	7 382	7 382	7 542	7 542	7 542	7 780	7 780	7 780	7 780	8 335	8 335	8 335
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Fridão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	238	238	238	238	238	238	238
Carvão-Ribeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	555	555
<i>das quais reversíveis</i>	<i>2 797</i>	<i>2 797</i>	<i>2 797</i>	<i>2 797</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>3 677</i>	<i>4 232</i>	<i>4 232</i>	<i>4 232</i>
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	608	608	609	609	609	609	609	609	619	695	771	800	829	858	858	858
<b>Total Hídrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>7 991</b>	<b>7 991</b>	<b>8 151</b>	<b>8 151</b>	<b>8 161</b>	<b>8 475</b>	<b>8 551</b>	<b>8 580</b>	<b>8 609</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>
Eólica onshore*	5 237	5 237	5 237	5 357	5 357	5 585	5 596	5 608	5 619	5 686	5 754	5 825	5 896	5 967	6 350	6 734
Eólica offshore	0	0	25	25	25	50	67	84	100	120	139	159	180	200	600	1 000



	<b>5 237</b>	<b>5 237</b>	<b>5 262</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 635</b>	<b>5 663</b>	<b>5 691</b>	<b>5 720</b>	<b>5 806</b>	<b>5 892</b>	<b>5 984</b>	<b>6 075</b>	<b>6 167</b>	<b>6 950</b>	<b>7 734</b>
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 237</b>	<b>5 262</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 635</b>	<b>5 663</b>	<b>5 691</b>	<b>5 720</b>	<b>5 806</b>	<b>5 892</b>	<b>5 984</b>	<b>6 075</b>	<b>6 167</b>	<b>6 950</b>	<b>7 734</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	173	258	268	269	271	275	280	284	284	284	284	284	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)	79	82	82	87	85	83	80	78	76	76	76	76	76	76	53	30
Fotovoltaico (PV)	278	319	668	1 332	1 617	1 962	2 155	3 029	3 903	4 560	5 218	5 915	6 613	7 310	8 160	9 010
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	17	17	44	67	90	121	152	183	197	210	240	270	300	600	900
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	9	18	26	35	43	54	65	77	88	100	700	1 000
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>335</b>	<b>685</b>	<b>1 376</b>	<b>1 693</b>	<b>2 070</b>	<b>2 303</b>	<b>3 216</b>	<b>4 129</b>	<b>4 811</b>	<b>5 493</b>	<b>6 232</b>	<b>6 971</b>	<b>7 710</b>	<b>9 460</b>	<b>10 910</b>
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída**	227	286	344	403	583	762	929	1 095	1 262	1 481	1 701	1 934	2 167	2 400	3 687	4 397
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>621</b>	<b>1 029</b>	<b>1 779</b>	<b>2 276</b>	<b>2 833</b>	<b>3 232</b>	<b>4 311</b>	<b>5 390</b>	<b>6 292</b>	<b>7 194</b>	<b>8 166</b>	<b>9 138</b>	<b>10 110</b>	<b>13 147</b>	<b>15 307</b>
Ondas	1	1	1	1	1	2	9	16	22	28	33	39	44	50	175	300
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>20 085</b>	<b>20 618</b>	<b>21 508</b>	<b>23 010</b>	<b>23 820</b>	<b>24 416</b>	<b>25 533</b>	<b>26 659</b>	<b>26 211</b>	<b>27 280</b>	<b>28 378</b>	<b>29 476</b>	<b>30 140</b>	<b>34 062</b>	<b>37 107</b>
<i>do qual Renovável</i>	<i>13 556</i>	<i>13 764</i>	<i>14 283</i>	<i>15 169</i>	<i>16 659</i>	<i>17 469</i>	<i>18 065</i>	<i>19 181</i>	<i>20 308</i>	<i>21 615</i>	<i>22 685</i>	<i>23 783</i>	<i>24 881</i>	<i>26 534</i>	<i>30 457</i>	<i>33 502</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>6 321</i>	<i>6 321</i>	<i>6 335</i>	<i>6 339</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>6 351</i>	<i>4 595</i>	<i>4 595</i>	<i>4 595</i>	<i>4 595</i>	<i>3 605</i>	<i>3 605</i>	<i>3 605</i>

(\*) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP)

Para além do estudo sobre os cenários indicados anteriormente, procede-se ainda a uma análise, que se entende por Teste de Stress, com o objetivo de avaliar até quando o SEN consegue dar resposta, numa ótica da segurança de abastecimento. Neste cenário, considera-se que a oferta é constituída pelo sistema existente, deduzido da desclassificação da central de Sines em 2019 e das restantes térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2018. No caso das grandes centrais hídricas não se considera nenhuma nova entrada em exploração.

Tabela 11 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2017-2040 – TESTE DE STRESS

Tecnologia (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	5 585	5 585	4 405	4 405	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0	0	0	0	0	0
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	1 176	1 176
Lares	826	826	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	837	837
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Direção Geral  
de Energia e Geologia

<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>4 405</b>	<b>4 405</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>
Cogeração não renovável	736	736	750	754	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 313</b>	<b>1 327</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hídricas	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
das quais reversíveis	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	608	608	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
<b>Total Hídrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>	<b>6 997</b>
Eólica onshore*	5 237	5 237	5 237	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357
Eólica offshore	0	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 237</b>	<b>5 262</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	173	258	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268
Biogás (s/ cogeração)	79	82	82	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Fotovoltaico (PV)	278	319	668	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>335</b>	<b>685</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>	<b>1 349</b>
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída**	227	257	287	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317	317
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>592</b>	<b>972</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>	<b>1 666</b>
Ondas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>20 056</b>	<b>20 561</b>	<b>20 215</b>	<b>20 227</b>	<b>19 651</b>	<b>19 651</b>	<b>19 651</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>
<b>do qual Renovável</b>	<b>13 556</b>	<b>13 735</b>	<b>14 226</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>	<b>15 056</b>
<b>do qual Não-Renovável</b>	<b>6 321</b>	<b>6 321</b>	<b>6 335</b>	<b>5 159</b>	<b>5 171</b>	<b>4 595</b>	<b>4 595</b>	<b>4 595</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>

(\*) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP)

### 3.2 Evolução prevista da Capacidade vs PNAER

Comparando o cenário de evolução da oferta de acordo com o Cenário Continuidade e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 712 MW em 2020.

A grande diferença verifica-se ao nível das grandes centrais hídricas.

Tabela 12 – Estimativas de evolução da capacidade instalada renovável no RMSA-E 2018 vs. PNAER

Tecnologia (MW)	CENÁRIO-CONTINUIDADE				PNAER
	2017	2018	2019	2020	2020
Grandes hídricas	6 388	6 388	6 388	6 388 <sup>1</sup>	8 540
Pequenas hídricas	608	608	609	609 <sup>2</sup>	400 <sup>3</sup>
Eólica onshore	5 237	5 237	5 237	5 357	5 273
Eólica offshore	0	0	25	25	27
Cogeração renovável	526	577	577	577	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	121	173	258	268	305
Biogás (s/ cogeração)	79	82	82	87	52
Fotovoltaico	278	319	668	1 332	670
Fotovoltaico - Produção Distribuída	227	257	287	317	-
Fotovoltaico Concentração	14	17	17	44	-
Solar Térmico Concentrado	0	0	0	0	50
Ondas	1	1	1	1	6
<b>Total</b>	<b>13 556</b>	<b>13 736</b>	<b>14 226</b>	<b>15 082</b>	<b>15 794</b>

### 4. Cenários de Procura

Para efeitos de construção dos cenários da Procura, é importante que se preveja a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o horizonte 2020 e da nova diretiva para a eficiência energética para o período 2021-2030, assim como as necessidades no consumo, tendo em conta as previsões da evolução dos veículos elétricos e do auto-consumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção UPAC e UPP.

<sup>1</sup> > 30 MW

<sup>2</sup> < 30 MW

<sup>3</sup> < 10 MW



#### 4.1 Eficiência Energética

No que diz respeito às poupanças de energia para o período 2018-2020 consideram-se as poupanças previstas no PNAEE. Para o período 2021-2030, tendo em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da diretiva para a eficiência energética que se encontra em discussão, considerando o texto final de compromisso de junho de 2018, as estimativas apontam para os valores constantes da tabela 13.

Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2014-2016 nos sectores da indústria (incluindo CELE), doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2014-2016.

Tabela 13 – Estimativa das poupanças de eletricidade (GWh/ano)

2018	2019	2020	2021-2030	2031-2040
405	421	523	364	114

Fonte: PNAEE e estimativa DGEG

#### 4.2 Mobilidade Elétrica

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos, de que resultaram os valores apresentados na tabela 14. Para efeitos do RMSA-E optou-se por considerar no cenário Continuidade uma taxa de penetração de 30% de veículos eléctricos nas vendas de novos veículos em 2030. No cenário Ambição, e porque as estimativas da MOBI.E são muito semelhantes, optou-se por considerar uma taxa de penetração de 50% de veículos eléctricos nas vendas de novos veículos a partir de 2030.

Tabela 14 - Previsão de evolução do número de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos em Portugal

	MOBI.E <sup>4</sup>	30% VE nas vendas em 2030	50% VE nas vendas em 2030
2016 <sup>5</sup>	2 458		
2017 <sup>6</sup>	5 350		
2018	9 352	11 739	11 739
2019	15 261	22 461	22 461
2020	23 929	37 116	37 116
2021	36 503	54 285	54 285
2022	54 585	73 849	73 849
2023	80 317	97 557	100 407
2024	115 967	125 138	133 522
2025	164 505	156 339	172 828
2026	228 616	192 872	222 884
2027	310 298	234 330	282 983
2028	410 659	280 319	354 638
2029	528 974	330 420	437 028
2030	663 701	384 198	529 339
2035	1 488 009	683 048	1 151 540
2040	2 388 150	1 007 283	1 987 004

### 4.3 Autoconsumo

As previsões do autoconsumo para as grandes instalações (ex: cogeração) partem do valor estimado para 2017 e são determinadas com base na evolução prevista da potência instalada da cogeração para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2017 o autoconsumo dessas instalações tenha atingido 1 350 GWh.

Relativamente ao autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e das unidades de pequena produção (UPP), o procedimento é semelhante tendo como referencial a evolução prevista da potência instalada da produção distribuída para os três cenários de oferta. Para estas unidades a produção estimada em 2017 é de cerca de 100 GWh com uma percentagem de injeção na rede de 21,1% e 1 128 horas de utilização por ano.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na Tabela .

<sup>4</sup> A estimativa efetuada pela MOBI.E (Rede de Mobilidade Elétrica) é para as novas matrículas de veículos elétricos. Esses valores foram ajustados, considerando, para cada ano, a mesma percentagem de veículos em fim de vida que no cenário PNEC Ambição+

<sup>5</sup> Fonte: ACAP

<sup>6</sup> Estimativa com base no número de veículos elétricos vendidos em 2017. Calculou-se a percentagem média de veículos totalmente elétricos no total de veículos elétricos a partir do histórico MOBI.E (2010-2016). Aplicando essa percentagem ao total de 4237 veículos elétricos vendidos em 2017 (dados ACAP disponíveis em <http://ev-sales.blogspot.pt/2018/01/portugal-december-2017.html>), obteve-se o valor de 2892 veículos totalmente elétricos vendidos em 2017.

**Tabela 15 - Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)**

Anos	Cenário Continuidade			Cenário Ambição			Teste Stress		
	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total
2018	1 405	89	1 494	1 405	99	1 504	1 405	89	1 494
2019	1 420	100	1 519	1 420	119	1 539	1 420	100	1 519
2020	1 424	110	1 534	1 424	140	1 564	1 424	110	1 534
2021	1 438	144	1 581	1 438	202	1 640	1 438	110	1 548
2022	1 438	178	1 616	1 438	265	1 702	1 438	110	1 548
2023	1 438	209	1 647	1 438	323	1 760	1 438	110	1 548
2024	1 438	240	1 678	1 438	380	1 818	1 438	110	1 548
2025	1 438	272	1 710	1 438	438	1 876	1 438	110	1 548
2026	1 438	313	1 751	1 438	514	1 952	1 438	110	1 548
2027	1 438	355	1 792	1 438	591	2 028	1 438	110	1 548
2028	1 438	398	1 836	1 438	672	2 109	1 438	110	1 548
2029	1 438	442	1 880	1 438	753	2 190	1 438	110	1 548
2030	1 438	486	1 924	1 438	833	2 271	1 438	110	1 548
2035	1 438	746	2 184	1 438	1 280	2 718	1 438	110	1 548
2040	1 438	890	2 328	1 438	1 527	2 965	1 438	110	1 548

#### 4.4 Cenários de evolução da procura

**Tabela 16 – Cenário Central Continuidade**

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh <sup>7</sup>	GWh	%	GWh
2018	405	17	46 923		1494	4 961	9,8%	50 390	
2019	826	32	47 263	0,7%	1519	4 955	9,8%	50 699	0,6%
2020	1 349	53	47 454	0,4%	1534	4 935	9,7%	50 855	0,3%
2021	1 713	78	47 818	0,8%	1581	4 929	9,6%	51 166	0,6%
2022	2 077	106	48 183	0,8%	1616	4 924	9,6%	51 492	0,6%
2023	2 441	140	48 549	0,8%	1647	4 919	9,5%	51 822	0,6%
2024	2 805	180	48 917	0,8%	1678	4 914	9,4%	52 153	0,6%
2025	3 169	225	49 284	0,8%	1710	4 908	9,4%	52 482	0,6%
2026	3 533	278	49 661	0,8%	1751	4 902	9,3%	52 812	0,6%
2027	3 897	337	50 040	0,8%	1792	4 895	9,2%	53 143	0,6%
2028	4 261	404	50 419	0,8%	1836	4 888	9,1%	53 470	0,6%
2029	4 625	476	50 796	0,7%	1880	4 879	9,1%	53 796	0,6%
2030	4 989	553	51 172	0,7%	1924	4 871	9,0%	54 119	0,6%
2035	5 559	989	54 220		2184	4 834	8,5%	56 870	
2040	6 129	1 471	57 041		2328	4 758	8,0%	59 470	

<sup>7</sup> Taxa de variação homóloga

Tabela 17 - Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh <sup>8</sup>	GWh	%	GWh
2018	405	17	46 933		1504	4 961	9,8%	50 390	
2019	826	32	47 273	0,7%	1539	4 954	9,8%	50 689	0,6%
2020	1 349	53	47 464	0,4%	1564	4 933	9,7%	50 833	0,3%
2021	1 713	78	47 829	0,8%	1640	4 924	9,6%	51 113	0,6%
2022	2 077	106	48 194	0,8%	1702	4 916	9,6%	51 408	0,6%
2023	2 441	145	48 564	0,8%	1760	4 909	9,5%	51 713	0,6%
2024	2 805	192	48 940	0,8%	1818	4 902	9,4%	52 023	0,6%
2025	3 169	249	49 319	0,8%	1876	4 895	9,4%	52 337	0,6%
2026	3 533	321	49 716	0,8%	1952	4 887	9,3%	52 650	0,6%
2027	3 897	407	50 121	0,8%	2028	4 879	9,2%	52 972	0,6%
2028	4 261	511	50 537	0,8%	2109	4 872	9,1%	53 300	0,6%
2029	4 625	629	50 962	0,8%	2190	4 865	9,1%	53 636	0,6%
2030	4 989	762	51 393	0,8%	2271	4 858	9,0%	53 980	0,6%
2035	5 559	1 669	54 913		2718	4 849	8,5%	57 044	
2040	6 129	2 913	58 495		2965	4 829	8,0%	60 359	

Tabela 18 - Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh <sup>9</sup>	GWh	%	GWh
2018	405	17	47 115		1504	4 981	9,8%	50 592	
2019	826	32	47 567	1,0%	1539	4 986	9,8%	51 014	0,8%
2020	1 349	53	47 924	0,8%	1564	4 982	9,7%	51 342	0,6%
2021	1 713	78	48 461	1,1%	1640	4 991	9,6%	51 812	0,9%
2022	2 077	106	49 004	1,1%	1702	5 002	9,6%	52 303	0,9%
2023	2 441	145	49 557	1,1%	1760	5 013	9,5%	52 810	1,0%
2024	2 805	192	50 122	1,1%	1818	5 025	9,4%	53 328	1,0%
2025	3 169	249	50 695	1,1%	1876	5 037	9,4%	53 855	1,0%
2026	3 533	321	51 292	1,2%	1952	5 048	9,3%	54 388	1,0%
2027	3 897	407	51 903	1,2%	2028	5 060	9,2%	54 934	1,0%
2028	4 261	511	52 529	1,2%	2109	5 072	9,1%	55 492	1,0%
2029	4 625	629	53 169	1,2%	2190	5 085	9,1%	56 064	1,0%
2030	4 989	762	53 822	1,2%	2271	5 098	9,0%	56 649	1,0%
2035	5 559	1 669	58 517		2718	5 184	8,5%	60 983	
2040	6 129	2 913	63 375		2965	5 253	8,0%	65 664	

<sup>8</sup> Taxa de variação homóloga

<sup>9</sup> Taxa de variação homóloga

Tabela 19 - Cenário Inferior Continuidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh <sup>10</sup>	GWh	%	GWh
2018	405	17	46 741		1494	4 941	9,8%	50 188	
2019	826	32	47 040	0,6%	1519	4 931	9,8%	50 452	0,5%
2020	1 349	53	47 159	0,3%	1534	4 903	9,7%	50 528	0,2%
2021	1 713	78	47 360	0,4%	1581	4 880	9,6%	50 659	0,3%
2022	2 077	106	47 533	0,4%	1616	4 855	9,6%	50 773	0,2%
2023	2 441	140	47 703	0,4%	1647	4 831	9,5%	50 887	0,2%
2024	2 805	180	47 871	0,4%	1678	4 805	9,4%	50 998	0,2%
2025	3 169	225	48 035	0,3%	1710	4 779	9,4%	51 104	0,2%
2026	3 533	278	48 205	0,4%	1751	4 753	9,3%	51 206	0,2%
2027	3 897	337	48 373	0,3%	1792	4 726	9,2%	51 306	0,2%
2028	4 261	404	48 537	0,3%	1836	4 698	9,1%	51 400	0,2%
2029	4 625	476	48 698	0,3%	1880	4 670	9,1%	51 488	0,2%
2030	4 989	553	48 854	0,3%	1924	4 641	9,0%	51 571	0,2%
2035	5 559	989	50 763		2184	4 513	8,5%	53 092	
2040	6 129	1 471	52 402		2328	4 354	8,0%	54 428	

Tabela 20 - Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh <sup>11</sup>	GWh	%	GWh
2018	405	17	47 115		1494	4 982	9,8%	50 603	
2019	826	32	47 567	1,0%	1519	4 988	9,8%	51 036	0,9%
2020	1 349	53	47 924	0,8%	1534	4 985	9,7%	51 375	0,7%
2021	1 713	78	48 461	1,1%	1548	5 001	9,6%	51 915	1,0%
2022	2 077	106	49 004	1,1%	1548	5 018	9,6%	52 474	1,1%
2023	2 441	145	49 557	1,1%	1548	5 035	9,5%	53 045	1,1%
2024	2 805	192	50 122	1,1%	1548	5 053	9,4%	53 627	1,1%
2025	3 169	249	50 695	1,1%	1548	5 070	9,4%	54 217	1,1%
2026	3 533	321	51 292	1,2%	1548	5 089	9,3%	54 833	1,1%
2027	3 897	407	51 903	1,2%	1548	5 109	9,2%	55 464	1,1%
2028	4 261	511	52 529	1,2%	1548	5 129	9,1%	56 110	1,2%
2029	4 625	629	53 169	1,2%	1548	5 149	9,1%	56 771	1,2%
2030	4 989	762	53 822	1,2%	1548	5 170	9,0%	57 444	1,2%
2035	5 559	1 669	58 517		1548	5 292	8,5%	62 262	
2040	6 129	2 913	63 375		1548	5 376	8,0%	67 204	

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6.) – em que se assume o sistema existente e entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2018 – tem por base um cenário de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, tem implícito um cenário de autoconsumo distinto.

<sup>10</sup> Taxa de variação homóloga

<sup>11</sup> Taxa de variação homóloga



## 5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos directamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à AIE. Quanto aos preços do CO<sub>2</sub>, a DGEG, para validação, consulta as previsões apontadas pela COM.

### 5.1 - Preços dos combustíveis

Tabela 6 - Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO <sup>12</sup> USD <sub>2017</sub> /bbl	CARVÃO <sup>13</sup> CIF Sines USD <sub>2017</sub> /t	GÁS NATURAL <sup>14</sup> CIF RNTIAT USD <sub>2017</sub> /MBtu
2018	57	81,2	6,1
2019	61	79,1	6,4
2020	64	76,7	6,7
2021	69	74,6	6,9
2022	74	76,3	7,3
2023	79	77,0	7,6
2024	84	79,3	8,0
2025	89	82,0	8,3
2026	91	82,3	8,5
2027	93	82,2	8,6
2028	96	82,9	8,7
2029	98	83,6	8,9
2030	100	84,1	9,0
2035	110	85,2	9,4
2040	119	85,3	9,8

### 5.2 - Preços das Licenças de CO<sub>2</sub>

Os preços das licenças de CO<sub>2</sub> para os anos de 2018, 2019 e 2020 foram calculados com base nas cotações do ECX ICE EUA Emissions Futures, valores para Dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 19 de abril de 2018 e apresentados na Tabela 22).

<sup>12</sup>Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *New Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2017. Preços revistos para 2017 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

<sup>13</sup> Carvão com PCI = 6.000 kcal/Kg; 1%S

<sup>14</sup> Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

**Tabela 7 – Preço das licenças de CO<sub>2</sub> – Cotação do ECX ICE EUA Emissions Futures**

	Unid.	2018	2019	2020
<b>Preço</b>	€/t	13,89	14,05	14,24

Para os anos 2025 e 2040, os valores foram obtidos com base no cenário New Policies Scenario - European Union da AIE, World Energy Outlook 2017, respectivamente 25 e 48 USD<sub>2016</sub>/t. Estes valores foram convertidos para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2017.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2017 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

**Tabela 8 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO<sub>2</sub>**

	Unid.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
<b>Preço</b>	€ <sub>2017</sub> /t	13,6	13,5	13,5	15,2	16,9	18,6	20,3	22,0	29,0	36,0	43,0

## 6. Análises e Indicadores

Está prevista a análise de 3 trajetórias, duas delas com uma análise de sensibilidade à procura:

- Trajetória Continuidade - assumindo o cenário central continuidade da procura e cenário continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040; efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior continuidade

- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central ambição da procura e cenário ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2025 e da Tapada do Outeiro até 2029; efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário superior ambição;

- Teste de Stress – assumindo o cenário superior ambição teste de stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o prolongamento da Central de Sines até 2019, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro nas datas estabelecidas nos CAE (2021 e 2024, respetivamente), e entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2018;

A figura seguinte ilustra a relação entre a oferta e a procura para cada uma destas análises:



Figura 2 – Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

Cenários de Oferta	Cenários da Procura				
	Inferior Continuidade	Central Continuidade	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste Stress
Continuidade	Sensibilidade	Trajectoria Continuidade			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade	
Teste de Stress					Teste de Stress

Serão analisados os seguintes indicadores na análise da garantia de abastecimento:

- IC - Índice de Cobertura:
  - Metodologia probabilística – utilização do modelo Reservas;
  - 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);
- $LOLE \leq 5$  horas

Nas simulações considera-se 10% da NTC (representa a capacidade de troca nas interligações) (10% da NTC para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do MIBEL).

Relativamente à interligação Portugal-Marrocos, como os resultados preliminares existentes não permitem a construção dos perfis horários de trocas entre os dois países, necessários para um eventual estudo de simulação de mercado, o estudo de sensibilidade dos impactes da interligação será orientado apenas para a vertente da segurança de abastecimento, para o que serão realizados estudos de fiabilidade assumindo 10% da capacidade da referida interligação para trocas comerciais (i.e. 100 MW), à semelhança do critério assumido para as interligações com Espanha. Este estudo terá como principal objetivo a identificação de eventuais adiamentos de reforços na capacidade de produção de forma a respeitar os padrões de segurança de abastecimento.

**Página em Branco**

# **Plano Nacional de Energia e Clima**

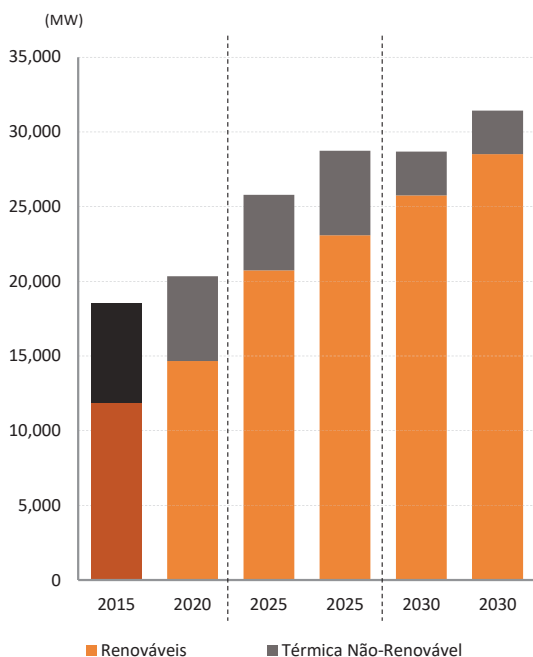
**PNEC 2021-2030.**

**Slide retirado da sessão pública apresentada pelo Governo em Lisboa  
(Fundação Gulbenkian) no dia 28 de janeiro de 2019**

# EM 2030 ESTIMA-SE QUE O SISTEMA ELECTROPRODUTOR TENHA UMA CAPACIDADE INSTALADA DE CERCA DE 30 GW (+10 GW FACE A 2015) ONDE AS RENOVÁVEIS REPRESENTARÃO CERCA DE +80% DA CAPACIDADE TOTAL

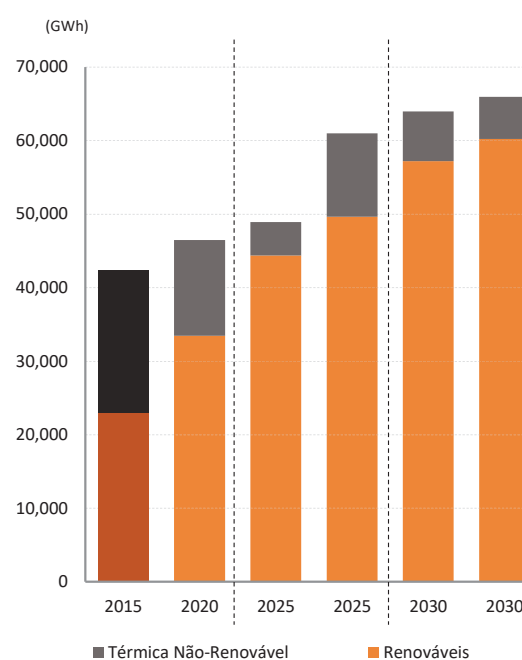
## SETOR DA ELETRICIDADE EM PORTUGAL NO HORIZONTE 2030

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO HORIZONTE 2030 (MW)



	2015	2030
Térmica NFER	6,7 GW	2,9 GW
Hídrica	6,0 GW	9,0 GW
Eólica	5,0 GW	8,0 - 9,2 GW
Solar	0,5 GW	8,1 - 9,9 GW
Outras FER	0,3 GW	0,6 - 0,7 GW
<b>TOTAL</b>	<b>18,5 GW</b>	<b>28,6 – 31,7 GW</b>
<b>TOTAL FER</b>	<b>11,8 GW</b>	<b>25,7 – 28,8 GW</b>

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE NO HORIZONTE 2030 (GWh)



	2030
Térmica NFER	9% - 11%
Hídrica	24% - 28%
Eólica	33% - 35%
Solar	22% - 27%
Outras FER	5% - 6%



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 3

LISTA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

REN 

**Página em Branco**

## Projetos Base

PROJETOS BASE															
Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço	Âmbito	Decisão final de investimento	Ponto de situação dos projetos (*)		Transferências para exploração [M€]							
						Licenciamento (*)	Estado dos trabalhos	2020	2021	2022	2023	2024	2025-29		
	PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	2020-2022	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	3.3	4.2	3.1					
	PR1914	Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo	2022	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem processo	Iniciado			1.5					
	PR1425	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	2022	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciar em 2019			1.4					
	PR1426	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	2022	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciar em 2019			1.0					
	PR1614	Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem processo	Não iniciado					1.7			
	PR1510	3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem processo	Não iniciado					1.7			
	PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não iniciado					0.2	1.0		
	PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	N/A	Não iniciado							3.1	
	PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	Sem processo	Não iniciado							1.7	
	PR1615	Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	Sem processo	Não iniciado							1.6	
	PR1915	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Portimão	2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	N/A	Não iniciado							2.6	
	PR1917	Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões	2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não iniciado							3.1	
	PR1920	Monitorização de Ativos	2021-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim 2021 a 2023	N/A	Iniciado		1.2	1.5	2.2	0.9			
	PR1921	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	N/A	Não iniciado					0.4	0.4		
	PR1922	Recondicionamento de Transformadores	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	N/A	Não iniciado					1.2	1.2		
	PR1923	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2021-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim 2021 a 2023	N/A	Iniciado		0.5	0.5	1.7	1.5			
	PR1924	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2020-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim 2020 a 2023	N/A	Iniciado	0.1	0.1	0.8	4.0	2.6			
	PR1925	Substituição equipamentos SCC e SPT	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Não	N/A	Não iniciado					0.1	0.1		
	PR1918	Remodelação de Linhas	2021-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim 2021 a 2023	N/A	Iniciado		5.7	8.5	10.2	7.6			
	PR1916	Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT	2020-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim 2020 a 2023	N/A	Iniciado	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2			
	PR1514	Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2025-2029	2025-2029	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	-	N/A	-								115.9
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PR0910	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	2022	Ligação à RND	Sim	Sem processo	A iniciar em 2019			8.1					
	PR1402	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	2023	Ligação à RND	Sim	Sem processo	A iniciar em 2020				10.6				
	PR1912	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	2025	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2022								0.4
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1913	Melhoria na alimentação Projeto a Macedo de Cavaleiros	2029	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2027								1.9
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR1006	Compensação de reativa pós 2020-1ª Fase	2021	Operacionalidade Global do SEN	Sim	Sem processo	A iniciar em 2020		3.1						
	PR1906	Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa	2027	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2024								4.9
	PR1041	Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2027	Ligação à RND	Não	Sem processo	Iniciado								4.6
Beira interior	PR1511	Compensação de reativa pós 2020-2ª Fase	2023	Operacionalidade Global do SEN	Condicionado <sup>(1)</sup>	Sem processo	A iniciar em 2020					3.1			
Alentejo	PR0639	Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	2024	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2022							4.3	
	PR1223	PL (Sto André) a 60 kV em Sines	2025	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2023								0.5
	PR1608	Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique	2024	Ligação à RND	Não	Sem processo	A iniciar em 2022							1.1	
RNT	GG5+RTS	Investimento Gestão Global do Sistema	2020-2029	Operacionalidade Global do SEN	Sim 2020 a 2022	-	-			1,5 <sup>(4)</sup>					7.4
Total de transferências para exploração (TEE+GG5)								5.5	16.5	28.2	38.8	34.5	135.6		

(\*) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (\*) no fim desta página.  
 (1) Ponto de situação dos projetos atualizado a março de 2019.  
 (2) Condicionada à evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT, a reavaliar até 2020.  
 (3) Valor médio anual no período 2020-2024.

## Projetos Complementares

PROJETOS COMPLEMENTARES												
Código Projeto	Designação dos projetos	Datas indicativas	Indutor de desenvolvimento da RNT					Decisão final de investimento (*)	Ponto de situação dos projetos (*)		Transferências para exploração [M€]	
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade		Licenciamento (*)	Estado dos trabalhos		
PR1901	Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2023-2024				X		*	Sem processo	A iniciar em 2020	20.0	
PR0911	Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	2023-2025	X			X		*	Sem processo	Iniciado	26.4	
PR1903	Reforço da ligação Fero - Fundão	2025-2026				X		*	Sem processo	A iniciar em 2022	2.8	
PR1904	Ligação a 400 kV Fundão-zona do Podinho	2025-2027			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2022	38.8	
PR1907	Reforço da capacidade Projeto de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1	2025-2026			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2022	2.4	
PR0913	Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapatelo	2025-2026				X		*	Sem processo	Iniciado	18.0	
PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	2026-2028			X	X		*	Sem processo	Iniciado	35.2	
PR1905	Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal	2026-2028				X		*	Sem processo	A iniciar em 2023	28.8	
PR1908	Reforço do eixo litoral centro a 400 kV	2027-2029			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2024	25.2	
PR1909	Ligação a 400 kV Divor-Pego	2028-2029				X		*	Sem processo	A iniciar em 2025	38.3	
PR1907	Reforço da capacidade Projeto de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2	2027-2028			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2023	3.1	
PR1207	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2028-2029				X		*	Sem processo	A iniciar em 2025	26.0	
PR1911	Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1	2026-2028			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2024	3.1	
-	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2	2022-2025			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2020	(1)	
-	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3	2022-2025			X	X		*	Sem processo	A iniciar em 2022	(1)	
PR0968	Criação do Injector Pegões	2028-2029		X				*	Sem processo	A iniciar em 2025	5.7	
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2026-2028					X	*	Sem processo	A iniciar em 2023	10.3	
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1						X	*	Sem processo	A iniciar em 2024	12.1	
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2	2027-2029					X	*	Sem processo	A iniciar em 2025	22.3	
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3						X	*	Sem processo	A iniciar em 2026	18.9	
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1						X	*	Sem processo	A iniciar em 2024	16.3	
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2	2027-2029					X	*	Sem processo	A iniciar em 2025	14.7	
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3						X	*	Sem processo	A iniciar em 2026	14.7	

(\*) Sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acatulado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro, se incluírem linhas aéreas ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselhem), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.  
 (1) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (\*) no fim desta página.  
 (2) Ponto de situação dos projetos atualizado a março de 2019.  
 (3) Estudos ainda a iniciar.  
 (4) Nota explicativa - Ponto de Situação do Licenciamento:

Sem Processo - Processo não entrado na DGEG.  
 Com Processo - Processo entrado na DGEG. Não necessita de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA).  
 AIA - Processo entrado na DGEG. Em Avaliação de Impacte Ambiental.  
 DIA - Processo entrado na DGEG. Declaração de Impacte Ambiental (DIA) favorável condicionada emitida.  
 Editos - Processo entrado na DGEG. Publicação no Diário da República e jornal nacional já concretizada.  
 Sem Licença - Processo entrado na DGEG. Processos de AIA e de licenciamento concluídos aguardando a emissão da licença.





# 07 ANEXOS

ANEXO 4

APROVAÇÃO DO PDIRT 2018-2027

REN 



**Página em Branco**

## 4.1 Aprovação da proposta de PDIRT 2018-2027

A proposta final de PDIRT 2018-2027, de agosto de 2018, foi apresentada após revisão na sequência do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos emitido em 29 de junho de 2018. Essa revisão teve em conta, no aplicável, o referido parecer e os elementos disponibilizados da consulta pública do PDIRT 2018-2027, a qual decorreu de 15 de fevereiro a 29 de março de 2018. A proposta final de PDIRT 2018-2027 foi submetida para discussão na Assembleia da República e objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 14/02/2019.

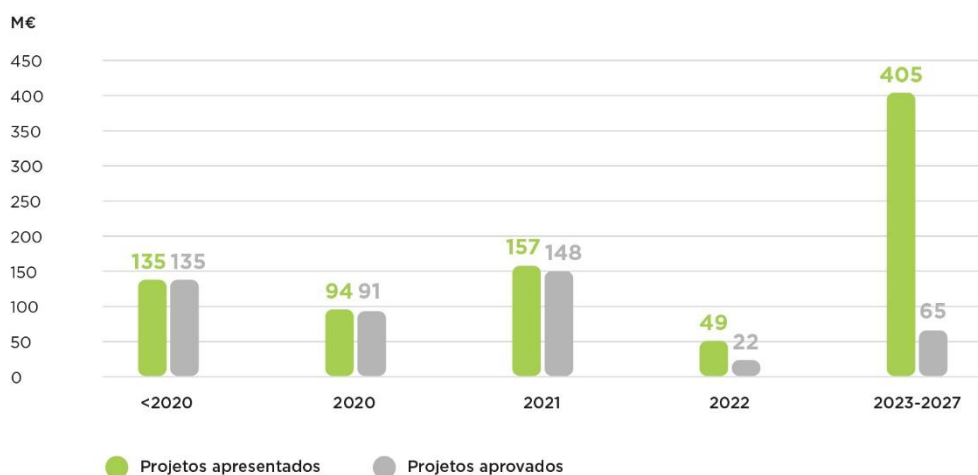
Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 535,1 M€ (valores a custos totais) — 462,3 M€ (valores a custos diretos externos) — contemplando Projetos Base (239,9 M€) e Projetos Complementares (295,2 M€) da referida proposta final de PDIRT 2018-2027.

## 4.2 Investimento e realização dos projetos aprovados

Os valores de investimento dos projetos apresentados no PDIRT 2018-2027 e os valores de investimento dos projetos objeto de aprovação encontram-se plasmados no gráfico seguinte, com a seguinte repartição por quinquénio (valores a custos diretos externos):

- <2020, 2020, 2021 e 2022: valores totalizando 435 M€ de projetos apresentados e 397 M€ de projetos aprovados;
- 2023-2027: valores agregados do segundo quinquénio, com 405 M€ de projetos apresentados e 65 M€ de projetos aprovados.

Investimento dos projetos apresentados e aprovados do PDIRT 2018-2027  
(valores a custos diretos externos)

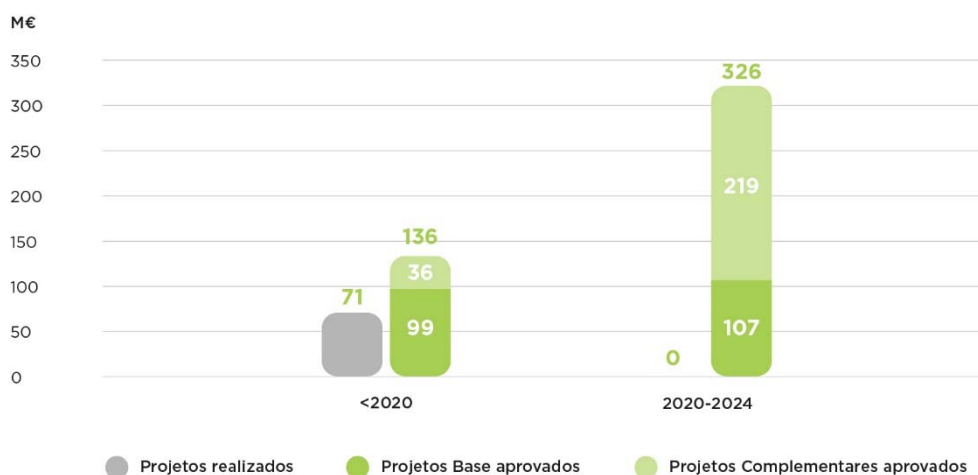


Os projetos aprovados já realizados ou com previsão de conclusão até ao final de 2019<sup>1</sup> totalizam, a custos diretos externos, 70,6 M€ , face ao montante de 135,7 M€ correspondente ao investimento previsto para 2018 e 2019 dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027 .

A conclusão de alguns dos referidos investimentos tem sido atrasada devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, a necessária coordenação das indisponibilidades dos elementos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) e de instalações a esta ligadas, coordenação com os operadores da rede de transporte espanhola e da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade e, com maior relevância para os projetos de desenvolvimento da RNT, atrasos na obtenção das respetivas licenças de estabelecimento, face à estimativa prevista aquando da elaboração da proposta de PDIRT 2018-2027. Não obstante, prevê-se que os demais investimentos aprovados possam vir a estar concluídos até ao final de 2023, incluindo o *Eixo do Baixo Alentejo (Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira)*, apresentado na proposta de PDIRT 2018-2027 com data indicativa de 2024 a 2026.

<sup>1</sup> A estimativa dos montantes dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027 a concluir até 2019, foi realizada aquando da preparação dos pressupostos da elaboração da proposta de PDIRT 2020-2029.

Investimento já realizado dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027  
(valores a custos diretos externos)



### 4.3 Cronograma e ponto de situação dos projetos do PDIRT 2018-2027 aprovados

Para os projetos aprovados no âmbito do PDIRT 2018-2027, apresenta-se na tabela seguinte a data de entrada em serviço prevista nesse Plano e o ponto de situação dos projetos à data de elaboração desta proposta de PDIRT 2020-2029.

**Página em Branco**

## Projetos Base

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2018-2027	Ponto de situação dos projetos <sup>(1)</sup>	Transferências para exploração [M€], apresentados no PDIRT 2018-2027					Notas
					2018	2019	2020	2021	2022	
Remodelação e Modernização de Ativos da RNT	PR1403	Substituição de transformador na subestação de Valdigem	2018	Atrasado	1.8					Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Canelas	2018	Transferido	3.2					
	PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere	2018	Transferido	1.7					
	PR1518	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém	2018	Transferido	0.6					
	PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Carriche	2018	Transferido	3.1					
	PR1418	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado	2018	Transferido	1.1					
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2018	Atrasado	3.0					Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2019, devido a condicionantes operacionais e meteorológicas.
	PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/ BT de Riba d'Ave	2018-2019	Transferido	2.1	2.6				
	PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja	2018-2020	Em Execução dentro do prazo	1.8	1.3	1.3			
	PR1417	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira	2018-2019	Atrasado	1.4	1.9				Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes operacionais.
	PR1616	Monitorização de Ativos	2018-2020	Em Execução dentro do prazo	2.2	2.2	2.2			
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	0.9	0.7	0.4	0.4	0.4	
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	1.5	1.2	1.0	1.2	1.2	
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobretr., secc. e tr. serv. Aux.)	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	1.3	5.6	1.1	1.4	0.5	
	PR1617	Substituição equipamentos SCC e SPT	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	PR1444	Remodelação de Linhas	2018-2022	Em Execução dentro do prazo	12.3	7.9	6.6	5.3	2.8	
	PR1419	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra	2019	Em Execução dentro do prazo		0.9				
	PR1316	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi	2019	Atrasado		3.6				Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto.
	PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Vila Chã	2019-2020	Em Execução dentro do prazo		2.6	4.6			
	PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém	2019-2020	Em Execução dentro do prazo		1.1	1.4			
	PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca	2019-2021	Em Execução dentro do prazo		1.1	0.9	3.6		
	PR1422	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT do Alto de Mira	2019-2021	Em Execução dentro do prazo		1.0	2.3	1.2		
	PR1509	2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	2020	Em Execução dentro do prazo			1.8			
	PR1612	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho	2020-2021	Em Execução dentro do prazo			0.9	0.7		
	PR1611	Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem	2020-2021	Em Execução dentro do prazo			0.7	1.3		
PR1610	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros	2020-2021	Em Execução dentro do prazo			1.2	1.1			
PR1613	Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo	2020-2021	Em Execução dentro do prazo			1.0	0.6			
PR1609	Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes	2020-2021	Em Execução dentro do prazo			1.3	0.8			
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PR1605	Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada	2018	Atrasado	0.9					Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas
	PR0633	Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	2019	Atrasado		5.4				Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR1401	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	2019	Atrasado		4.2				Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR0257	PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria	2020	Em Execução dentro do prazo			0.3			
	PR1501	2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	2021	Em Execução dentro do prazo				0.9		
	PR0935	Reforço de transformação em V. N. de Famalicão	2021	Em Execução dentro do prazo				3.9		
	PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	2022	Em Execução dentro do prazo					3.6	
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1517	PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho	2018	Atrasado	0.5					Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR1604	Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar	2020	Atrasado			3.2			Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
Grande Porto	PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	2021	Em Execução dentro do prazo				23.0		
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR1607	Segurança de alimentação à SE de Carvoeira	2020	Atrasado			1.9			
Beira Interior	PR1602	PL (Talagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco	2019	Atrasado		0.4				Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
Grande Lisboa e Península de Setúbal	PR1326	Reatância Shunt em Palmela	2019	Em Execução dentro do prazo		2.9				
	PR0933	Reforço de transformação em Alcochete	2020	Em Execução dentro do prazo			4.0			
Alentejo	PR1408	Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada	2018	Transferido	0.3					
	PR1503	Reforço de transformação na Falagueira (3ª transformador)	2018	Atrasado	2.6					Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
RNT	GGS+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifício do DN	2018-2027	Em Execução dentro do prazo	<----- 4.3 <sup>(1)</sup> ----->					

(1) Valor médio anual no período 2018-2022.

## Projetos Complementares

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2018-2027	Ponto de situação dos projetos <sup>(1)</sup>	Transferências para exploração [M€], apresentados no PDIRT 2018-2027	Notas
PR0917	Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	Atrasado	36.2		Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
Projetos Complementares	PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 1			6.2	
	PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 2	2021	Em fase de licenciamento	8.4	
	PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 3			17.8	
	PR0953	Criação do injetor de Divor	2021	Em fase de licenciamento	11.2	
	PR1222	PLs (Évora/Montemor 1 e Évora/Montemor 2) a 60 kV em Divor	2021	Em fase de licenciamento	0.9	
	PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 1	2020		47.9	
	PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 2	2021	Em fase de licenciamento	18	
	PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 3	2022-2024		6.8	
	PR1606	Alimentação de Parque Industrial em MAT	2020-2022	Não iniciado	8.3	
	PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	2024-2026	Recalendarizado	29.7	
PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique			28.3		Antecipado para 2023, por indicação do Concedente.
-	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo	2019	Atrasado	-		Revista a data de conclusão para 2020, devido a condicionantes de projecto/administrativas, com transferência parcial do cabo em 2019.

(<sup>1</sup>) Nota explicativa - Ponto de situação dos projetos  
 Em fase de Licenciamento  
 Em Execução dentro do prazo  
 Atrasado  
 Recalendarizado  
 Cancelado  
 Transferido  
 Não iniciado



# 07 ANEXOS

ANEXO 5

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE  
2020 A 2029 E MAPA DA RNT  
(PROJETOS BASE)

REN



**Página em Branco**

## Projetos Base - Novas linhas entre 2020 e 2029

Período 2020-2029 (Obras em linhas PDIRT 2020-2029 - Projetos Base)

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Passagem a 400 kV do 2º terço da linha Paraimo-Bodiosa-Armamar	1x122	400
Montagem do 2º terço na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220
Linha Lagoaça-M.Cavaleiros 2 (utilização do terço a 220 kV da linha dupla 400+220 kV Ribeira de Pena-Lagoaça entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	1x50	220
Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima	2x4	150
Abertura de um dos circuitos da linha dupla P.Lima - V.Fria, para Oleiros (utiliza parte da linha dupla Oleiros Vila Fria 1 e 2, entre zona de P.Lima e Oleiros)	2x2	150
Desativação parcial da linha dupla Oleiros - V.Fria 1 e 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	-2x13	150
Linha dupla P.Lima - V.Fria.	2x16	150
Substituição para 'zebra' dos cabos condutores da atual linha Pedralva - V.Fria 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	1x13	150

## Projetos Base - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2020 e 2029

Período 2020-2029 (Obras em SE PDIRT 2020-2029 - Projetos Base)

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
DIVOR	Transformador	400/60	1 N	170
EVORA	Desativação de transformador	150/60	-1 D	63
F. ALENTEJO	Desativação de transformador	150/60	-1 D	50
F. ALENTEJO	Transformador	150/60	1 N	170
FANHÕES	Autotransformador	400/220	1 N	450
FANHÕES	Desativação de autotransformador	400/220	-1 D	450
OURIQUE	Colocação em serviço da reserva parada	150/60	1	126
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
PEREIRO	Desativação de transformador	220/60	-1 D	126
PEREIRO	Transformador	220/60	1 N	170
RIO MAIOR	Desativação de Transformador	220/60	-1	126
RIO MAIOR	Transformador	220/60	1 N	170
SE 1	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
SE 2	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
V.P. AGUIAR	Desativação de Transformador	220/60	-1 D	120
V.P. AGUIAR	Transformador	220/60	1 N	170

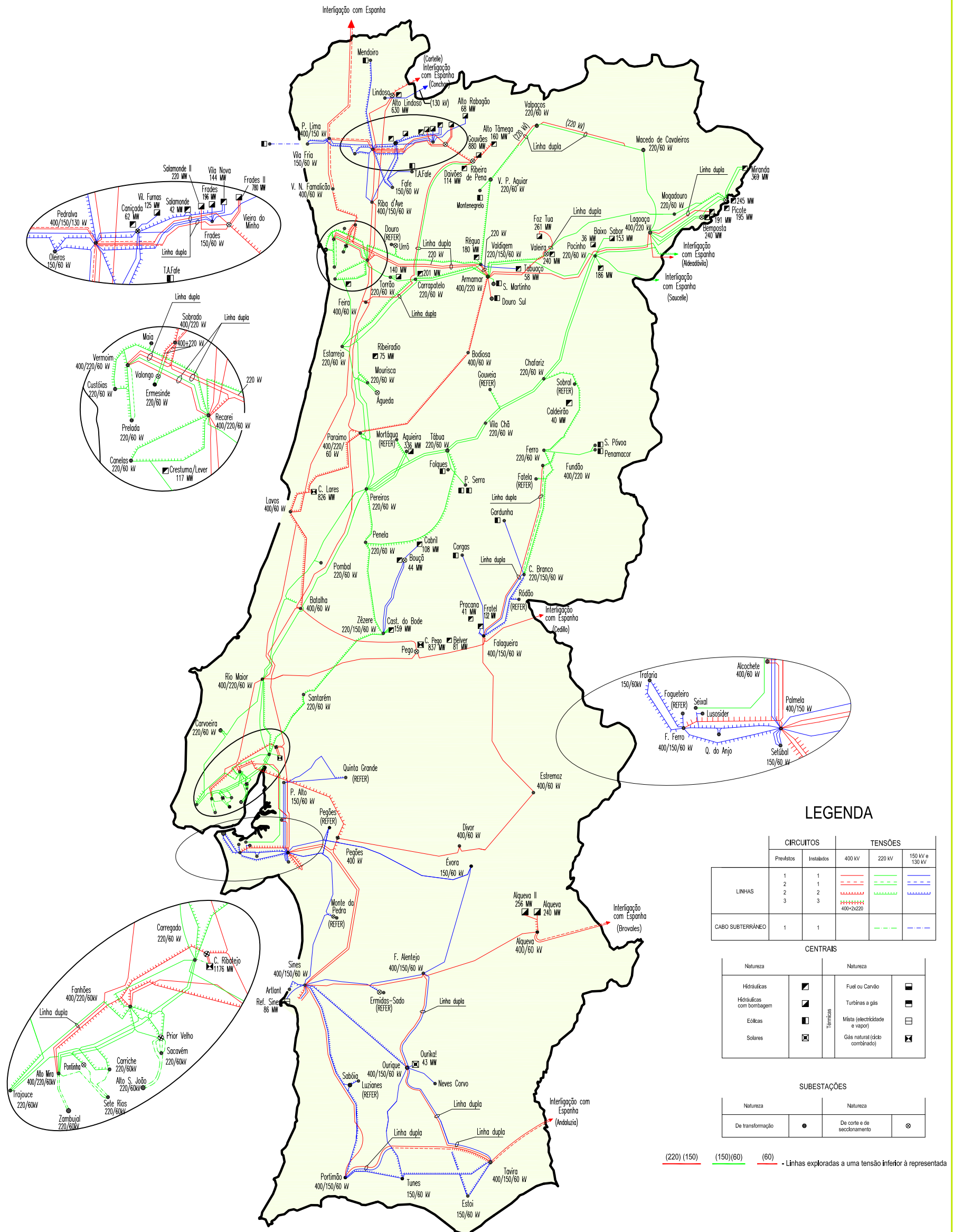
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2020-2029

### SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2029 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE





# 07 ANEXOS

ANEXO 6

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE  
2020 A 2029 E MAPA DA RNT  
(PROJETOS COMPLEMENTARES)

REN

**Página em Branco**

## Projetos Complementares - Novas linhas entre 2020 e 2029

### Período 2020-2020 (Obras em linhas PDIRT 2020-2029 - Projetos Complementares)

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Abertura da linha Armamar-Lagoaça para Pocinho B	2x1	400
Individualização de ternos na linha Pegões-Fanhões	2x83	400
Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terno equipado)	2x67	400
Linha Alqueva-Divor a 400 kV	1x75	400
Linha Divor-Pego	1x115	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena)	2x42	400
Linha dupla a 400 kV R. Maior-zona da Carvoeira (só 1 terno equipado)	2x43	400
Linha dupla a 400 kV zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno equipado)	2x28	400
Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo (só 1 terno equipado)	2x15	400
Linha F. Alentejo-Pegões	1x100	400
Linha Fundão-zona do Pocinho	1x130	400
Linha R. Maior-Lavos, troço entre R. Maior e Batalha (linha dupla com 1 terno equipado)	2x55	400
Linha R. Maior-Lavos, troço junto a Lavos (linha dupla com 1 terno equipado)	2x3	400
Linha R. Pena-Lagoaça (linha dupla 400+220 kV entre Lagoaça e M. Cavaleiros)	2x50	400
Linha R. Pena-Lagoaça (linha entre M. Cavaleiros e o troço de linha dupla M. Cavaleiros-Valpaços)	1x15	400
Linha R. Pena-Lagoaça (passagem a 400 kV de um dos circuitos do eixo R. Pena-Valpaços-M. Cavaleiros)	1x87	400
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, em linha dupla, do circuito C. Branco-Ferro 1 no Fundão	2x3	220
Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220
Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2 (uprating)	2x49	220
Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2 (uprating)	2x22	220
Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2 (uprating)	2x52	220
Linha Mourisca-Paraimo 1 (uprating)	1x23	220
Linha Paraimo-Pereiros 1 (uprating)	1x43	220
Linha Pocinho-Chafariz 1 (uprating)	1x62	220
Linha Pocinho-Chafariz 2 (uprating)	1x62	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
Utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV R. Pena-zona do Carrapatelo	1x69	220



## Projetos Complementares - Novas subestações, transformadores e reactâncias 'shunt' entre 2020 e 2029

Período 2020 - 2029 (Obras em SE PDIRT 2020-2029 - Projetos Complementares)

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
LOURES	Abertura de instalação	220	1	
PEGÕES	Transformador	400/60	1 N	170
POCINHO B	Abertura de instalação	400	1	
SE 3	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	
SE 4	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	

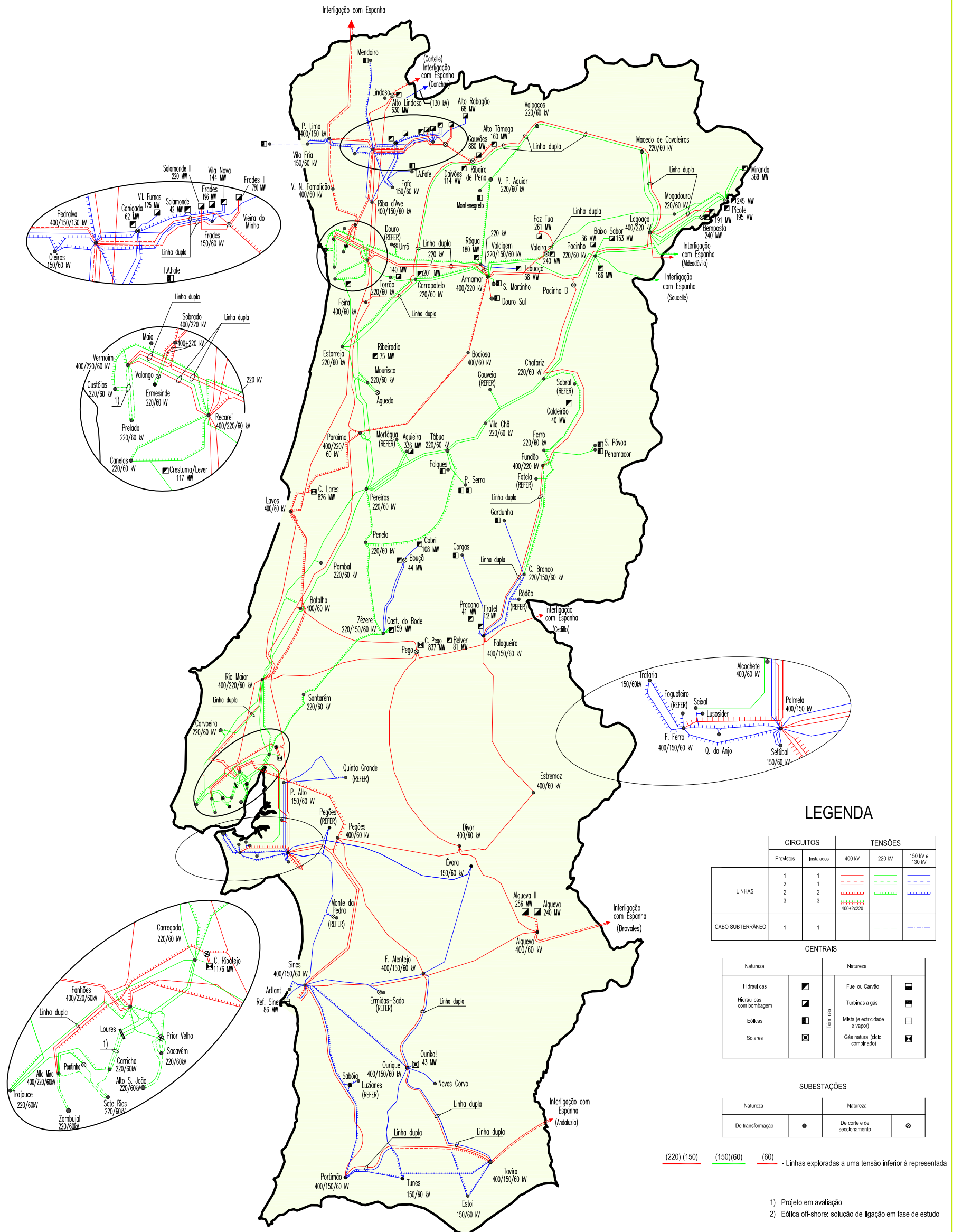
Nota:

N: Novo

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2020-2029

### SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2029 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES





# 07 ANEXOS

---

ANEXO 7

FICHAS DOS PROJETOS BASE

REN 

**Página em Branco**

## Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Base de investimento no período de vigência da atual proposta de PDIRT, contendo um subgrupo inicial referente aos projetos de remodelação e modernização da RNT, seguindo-se o conjunto de reforços com vista à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos e os compromissos já acordados com o operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, à semelhança do adotado no capítulo 4.

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém, consoante o aplicável, até 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 9, para a totalidade dos projetos de investimento que compõem a presente proposta de PDIRT.

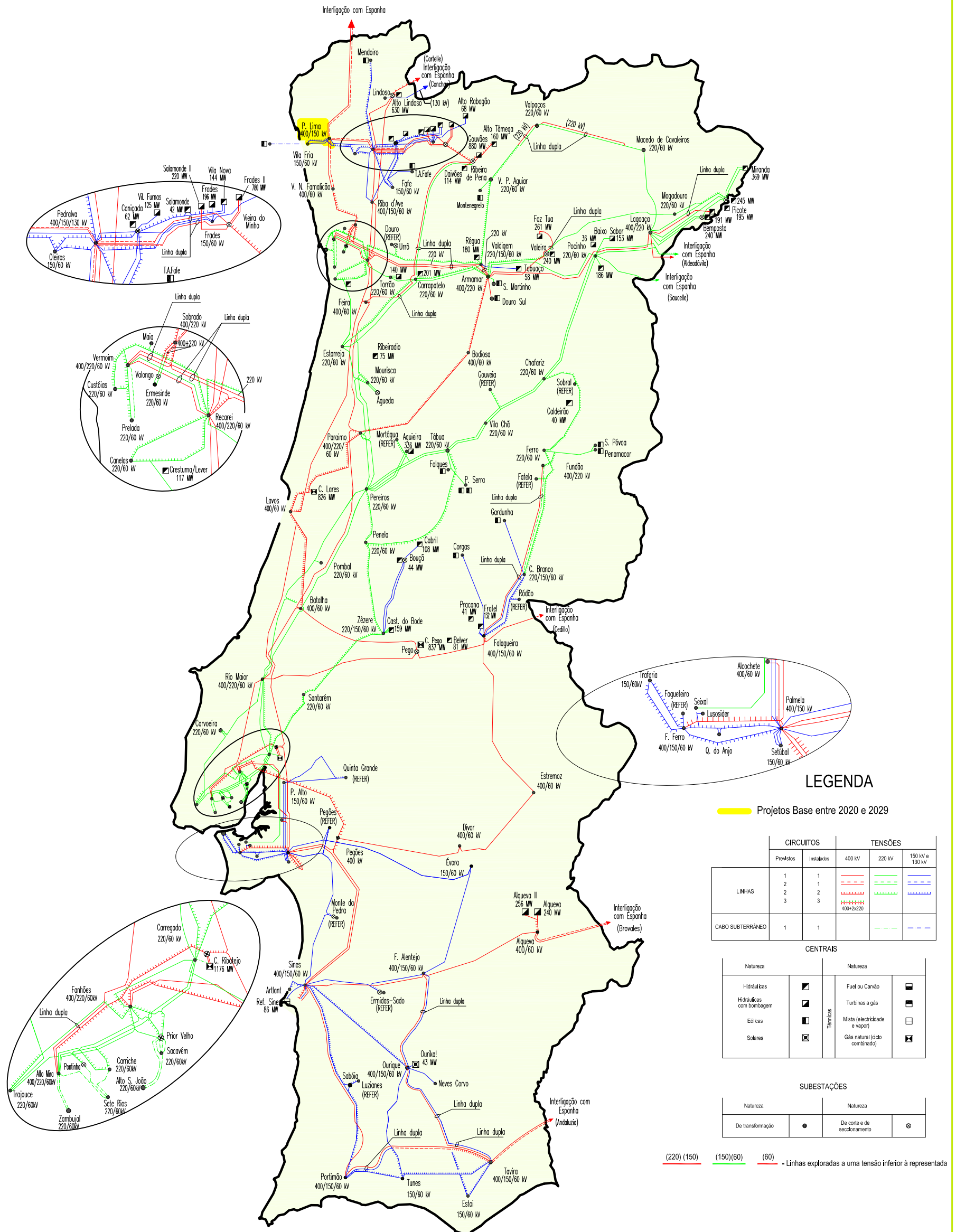


**Página em Branco**

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE





## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2020-2029

### SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2029 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE



















### 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

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO

**ENQUADRAMENTO:**

Estes projetos fazem parte integrante do conjunto de projetos que visam assegurar a remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo de um conjunto de instalações, que foram selecionados devido ao elevado grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação elevados) e ausência de *know-how* (interno e externo) associados a estes equipamentos. O desenvolvimento destes projetos visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço, com impacto relevante para a segurança do abastecimento. A disponibilização de bibliotecas de funções com desempenho adequado aos requisitos atuais, nomeadamente no que à monitorização dos ativos e à redução dos tempos de eliminação de defeito diz respeito, permitirá reduzir a duração das cavas de tensão, e promover a disponibilização de informação mais detalhada para análise de incidentes e para uma gestão mais eficiente dos ativos da RNT, com impacto positivo nos processos de decisão de gestão de fim de vida útil dos equipamentos de alta e muito alta tensão.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2024

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	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)	Cavas de tensão: redução da duração (%)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)
Portimão (PR1915)	99,7	0,59	119,3	0,70	3920	181	1 481	-	+++	5 (4)	8	43	2,6	0,5 - 1,0
Ribatejo (PR1425)	0	-	0	-	6420	784	0	-	+++	5 (4)	8	23	1,4	0,2 - 0,4
Sabóia (PR1426)	(**)	-	0	-	444	0	0	-	+++	5 (4)	7	17	1,0	0,1 - 0,4

(#) - Entre parêntesis, é apresentado o valor do *Indicador de Estado* antes da implementação do projeto.

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

(\*\*) Valor não quantificado (alimentação à Rede Ferroviária Nacional).

**Nota:**

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

**Página em Branco**



REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES

**ENQUADRAMENTO:**

No âmbito das atividades de gestão de ativos, a evolução do indicador de estado dos transformadores instalados na RNT é avaliada através da realização de inspeções e ensaios periódicos. Quando o IE de uma máquina apresenta um valor mais baixo, é realizada uma análise para avaliar a viabilidade da realização de um recondicionamento que garanta 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 o recondicionamento não seja viável, planeia-se a substituição da máquina.

O desenvolvimento deste projeto visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados de fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço e com impacto relevante para a segurança do abastecimento.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2024

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

<i>Blocos de Projetos</i>	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	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/amo)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado (PR1510)	146	0,86	91	0,54	3 665	409	0,08	+++	6 (4)	8	28	1,7	0,3 - 0,7
Substituição autotransformador na subestação de Fanhões (PR1917)	173	1,02	159	0,94	8 909	161	0,06	+++	7 (3)	8	51	3,1	0,7 - 1,4
Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo (PR1914)	85	0,50	88	0,52	3 498	53	0,06	+++	5 (5)	8	25	1,5	0,4 - 0,8
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela (PR1513)	-	-	-	-	8 163	0	0,06	+++	5 (4)	8	172	10,2	0,6 - 1,3
Substituição de transformador de Pereiros (PR1512)	220	1,30	198	1,17	3 750	534	0,04	+++	6 (3)	9	28	1,7	0,3 - 0,7
Substituição de transformador Rio Maior (PR1615)	154	0,91	135	0,80	6 444	215	0,05	+++	6 (4)	9	27	1,67	0,6 - 1,0
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar (PR1614)	51	0,30	51	0,30	1 632	334	0,02	+++	6 (4)	8	28	1,7	0,5 - 0,8

(#) - Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto.

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

**Nota:**

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

**Página em Branco**

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO E EQUIPAMENTOS AT/MAT/BT

**ENQUADRAMENTO:**

No âmbito do presente projeto está previsto realizar-se a substituição de um conjunto de sistemas de proteção, automação e controlo e de equipamentos de alta, muito alta e baixa tensão instalados em diversas instalações da RNT que foram selecionados devido ao elevado grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação elevados), ausência de *know-how* (interno e externo) destes equipamentos. No presente projeto, está prevista a intervenção sobre as seguintes classes de ativos (i) Sistemas de proteção, automação e controlo; (ii) Sistemas de alimentação; (iii) Seccionadores; (iv) Descarregadores de sobretensão; (v) Disjuntores; (vi) Transformadores de medição; (vii) Instalação elétrica geral. O desenvolvimento deste projeto visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados de fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço e com impacto relevante para a segurança do abastecimento.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: Subestação de Palmela.

Data objetivo: 2020-2022

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	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)	Caças de tensão: redução da duração (%)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (***)
Palmela (PR1427)	-	-	-	-	8 163	0	-	15	+++	5 (4)* 4 (4)**	8	177	11,4	0,4 - 1,1

(#) - Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto;

(\*) - valores correspondentes aos equipamentos MAT/AT;

(\*\*) - valores correspondentes aos sistemas de proteção, automação e controlo;

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

**Nota:**

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

**Página em Branco**

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE LINHAS (PR1918)

**ENQUADRAMENTO:**

Os projetos de remodelação de linhas constituem um conjunto de iniciativas baseadas na análise de estado que visam prolongar o tempo de vida útil dos ativos, conseguindo, por um lado uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, e por outro prevenindo a operacionalização do seu desempenho aos níveis adequados de fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço. A não concretização das iniciativas previstas potencia a ocorrência de incidentes, originados por falhas em componentes com elevado grau de obsolescência ou em final de vida útil, cuja substituição/remodelação será conseguida com a concretização destes projetos. Uma parte significativa do volume de investimento previsto para remodelações de linhas é focado no nível de tensão de 400 kV, num conjunto de ativos com idade avançada cuja construção inicial data das décadas de 1970 e 1980. A realização destes projetos proporciona aumentos de capacidade de transporte necessários para a materialização dos objetivos nacionais de política energética.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2021-2024

<i>Blocos de Projetos - Remodelação de Linhas (PR1918)</i>	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++ /++ /+)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo# (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)
LPA.PM1 (remodelação c/ Uprating)	206	+++	5 (3)	8
LRA.OR (remodelação c/ Uprating)	153	+++	5 (3)	4
LACT.PM (remodelação c/ Uprating)– (troço da antiga linha Palmela - Fanhões)	1639	++	3 (5)	8
LACT.FN (remodelação c/ Uprating)– (troço da antiga linha Palmela - Fanhões)	1639	++	3 (5)	8
LFF.RJ (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3 (5)	6
LPM.SN2 (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3 (5)	8
LPM.SN3 (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3 (5)	8

(#) - Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto.

**Nota:**

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

---

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Prolongamento do tempo de vida útil dos ativos;
- Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
- Melhoria dos níveis de fiabilidade da rede, com reflexos positivos na qualidade de serviço.

---

**DESCRIÇÃO:**

No âmbito do presente Plano, as iniciativas de modernização de linhas foram planeadas com base na metodologia do índice de estado dos ativos, complementada com uma análise multicritério identificando riscos e benefícios, conforme apresentado na Tabela *supra*, para projetos de remodelações integrais, de 2021 a 2024.

A extensão das intervenções preconizadas varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos, assim como a natureza do projeto - remodelações de isolamento, remodelações integrais e/ou de aumento de capacidade de transporte.

Este programa incide em linhas equipadas com isolamento em mau estado, estando em causa a segurança de pessoas e bens, assim como a fiabilidade da rede. Pretende-se ainda eliminar tipologias obsoletas de acessórios de fixação de cadeias de isoladores e cabos, descontinuadas na RNT há vários anos devido às desvantagens de ordem elétrico-mecânica conhecidas.

Em linhas localizadas em zonas de elevada poluição, está prevista a instalação de isoladores compósitos, para melhoria do desempenho da rede e de controlo do aumento dos custos, associados a operações de despoluição de isoladores de cerâmica ou vidro.

Em linhas com elevado tempo de serviço, face à evolução dos níveis de correntes de defeito na RNT ou nas quais se verificou a alteração das características mecânicas dos cabos condutores, estão também previstas intervenções ao nível dos cabos condutores e de guarda, com operações de substituição ou alteamento, permitindo melhorias significativas ao nível da segurança de pessoas e bens e da fiabilidade da rede com melhoria das condições de operação das linhas.

O desempenho operacional de linhas relacionado com incidentes originados por descargas atmosféricas ou problemas de vibração de origem eólica será também endereçado através de programas de âmbito específico, com benefícios esperados ao nível da fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço e, *maxime*, para a segurança de pessoas e bens.



FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

ARTICULAÇÃO 400/150 kV EM PONTE DE LIMA (PR0910 | PR1402 | PR1912)

**ENQUADRAMENTO:**

Atualmente 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), Pedralva-Oleiros 3 e da linha Pedralva-Vila Fria, todas a 150 kV. Paralelamente, neste contexto topológico, existe o risco de perda simultânea dos três circuitos que alimentam Vila Fria, cujos traçados se localizam muito próximos entre si numa extensão apreciável de zona florestal com um risco de incêndio não desprezável, e que, em agosto de 2016, já foi causa de um corte total da alimentação em MAT a esta instalação. Para este reforço a Vila Fria e Oleiros, tirar-se-á partido da nova subestação de Ponte de Lima, prevista entre Oleiros e Vila Fria no âmbito do projeto da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria (ES).

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 400 kV — 150 kV

Data objetivo: 2022 (PR0910) | 2023 (PR1402) | 2025 (PR1912)

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (1ª fase)	8,1	Ligação à RND - Zona do Minho
Projeto PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (2ª fase)	10,6	
Projeto PR1912 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (3ª fase)	0,4	

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Vila Fria e Oleiros;
- Minimiza a necessidade de construção de novas linhas na região, com benefícios económicos e ambientais;
- Permite transferir cerca de 200 MVA de capacidade de receção, do nível de 400 kV para a rede de 150 kV da respetiva área.

**DESCRIÇÃO:**

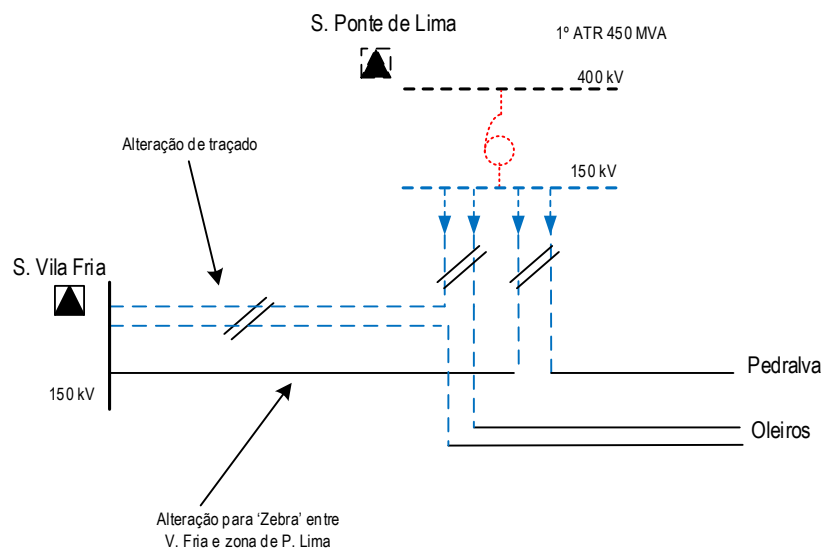
Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na nova subestação de Ponte de Lima e a abertura, para esta instalação, das linhas a 150 kV Oleiros - Vila Fria 1 e 2 e Pedralva - Vila Fria. Neste contexto, está também prevista uma otimização de traçados de linhas na alimentação a Vila 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 para a referida subestação, revela ser a solução mais vantajosa, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos na região do Minho e transferência

de capacidade de receção de nova geração para a rede de 150 kV nesta zona do país. Esta estratégia de desenvolvimento da RNT, com reformulação da topologia de rede na zona de Ponto de Lima, quando comparada com uma solução de construção de novas linhas de 150 kV, permitirá minimizar a necessidade de construção futura dessas linhas (com muita dificuldade na obtenção de um troço viável) para apoio a Oleiros e Vila Fria, induzindo benefícios económico-ambientais.

### Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima



**Página em Branco**

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

**ENQUADRAMENTO:**

Após a concretização da prevista melhoria na segurança de alimentação às subestações de Valpaços e de Vila Pouca de Aguiar, na malha de 220 kV de Trás-os-Montes fica ainda a subestação de Macedo de Cavaleiros com uma fiabilidade de alimentação de nível inferior. Efetivamente, em caso de indisponibilidade fortuita ou programada da linha Lagoaça - Macedo de Cavaleiros ou da linha Macedo de Cavaleiros - Valpaços, fica a subestação de Macedo de Cavaleiros dependente de uma única via de alimentação a 220 kV, debilitando a sua alimentação. Neste contexto, tirando partido da eventual realização de um outro projeto apresentado no Plano, para o período indicativo desta proposta de PDIRT, está considerado como hipótese, a reavaliar em futuras edições do Plano, a criação de um novo circuito de 220 kV de alimentação a Macedo de Cavaleiros a partir da subestação de Lagoaça.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2029

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1913 - Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros	1,9	Ligação à RND - Zona de Trás-os-Montes

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação de Macedo de Cavaleiros.

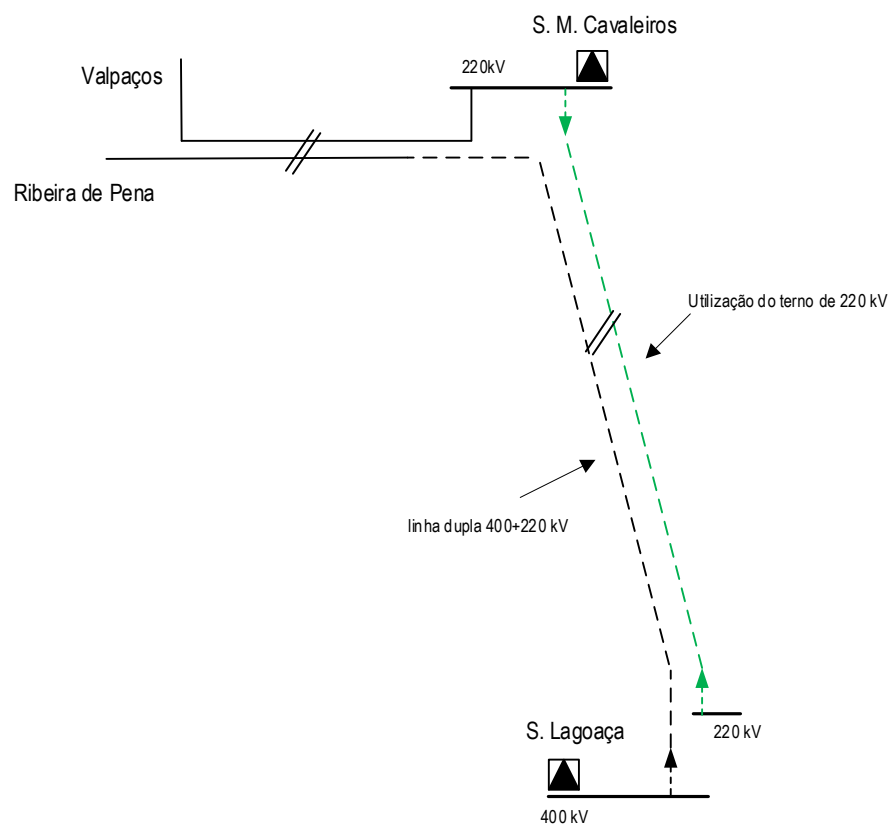
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto irá tirar partido da criação de uma futura ligação a 400 kV entre Ribeira de Pena e Lagoaça (Projeto Complementar: PR1207), em linha dupla de 400+220 kV no troço entre Macedo de Cavaleiros e Lagoaça. Assim, será utilizado o terno de 220 kV (que passa nas imediações de) Macedo de Cavaleiros e a Lagoaça.

**ALTERNATIVAS:**

De entre as várias opções analisadas, a concretização de um segundo circuito a 220 kV para alimentação a Macedo de Cavaleiros constitui a melhor solução técnico-económica para fazer face às necessidades identificadas no enquadramento acima. Este projeto pode tirar partido de um futuro eixo a 400 kV entre Ribeira de Pena e a Lagoaça, o que permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação.

### Melhoria da alimentação a Macedo de Cavaleiros





FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

MELHORIA DE ALIMENTAÇÃO À SE DA BODIOSA (PR1906)

**ENQUADRAMENTO:**

A alimentação à subestação da Bodiosa é conseguida atualmente através dos dois circuitos a 400 kV Armamar - Bodiosa e Bodiosa - Paraimo. Estes dois circuitos fazem parte de uma linha dupla, que se estende desde Armamar até Paraimo (passando por Bodiosa), em que presentemente o segundo terno desta linha está explorado a 220 kV, entre Armamar e Paraimo. Em caso de indisponibilidade fortuita ou programada de um dos circuitos a 400 kV Armamar - Bodiosa ou Bodiosa - Paraimo, fica a subestação de Bodiosa dependente de uma única via de alimentação, debilitando a sua garantia de continuidade de alimentação. Para obviar a esta situação, prevê-se no segundo quinquénio desta proposta de PDIRT, com um investimento relativamente reduzido, a passagem à exploração a 400 kV e abertura na Bodiosa do referido circuito de 400 kV atualmente explorado a 220 kV entre Armamar e Paraimo.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2027

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1906 - <i>Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa</i>	4,9	Ligação à RND - Zona Centro

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Bodiosa;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

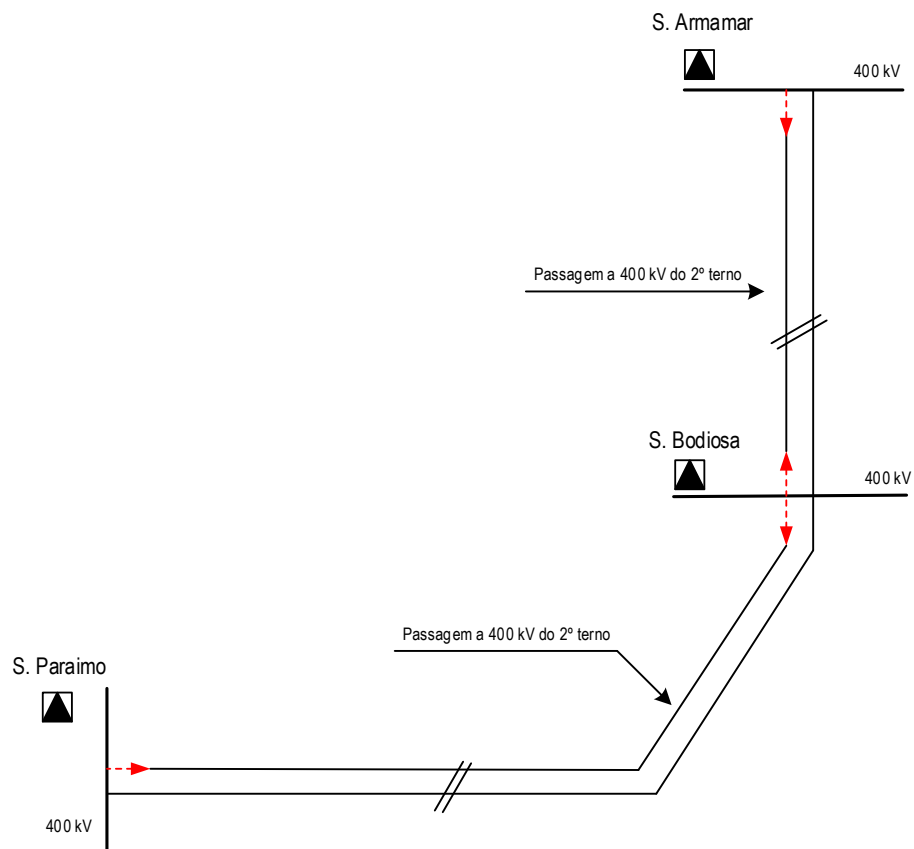
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a passagem à operação a 400 kV do segundo terno do atual eixo de linha dupla Armamar - Bodiosa - Paraimo (isolado para 400 kV, mas atualmente explorado a 220 kV), com a abertura desse terno na subestação de Bodiosa e equipando quatro novos painéis de linha de 400 kV em subestações existentes: dois na Bodiosa, um na de Armamar e um na de Paraimo.

**ALTERNATIVAS:**

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto, que não considera a construção de novas linhas, constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

*Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa*



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

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

**ENQUADRAMENTO:**

Com o objetivo de melhorar a garantia de segurança de alimentação à subestação de Carvoeira, atualmente suportada nas duas linhas a 220 kV Rio Maior - Carvoeira e Carvoeira - Trajouce, e tirando partido da eventual realização de um outro projeto apresentado no Plano, está considerado como hipótese para o segundo quinquénio do PDIRT, a reavaliar em futuras edições, o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2027

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	4,6	Ligação à RND - Zona de Lisboa e Setúbal

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;

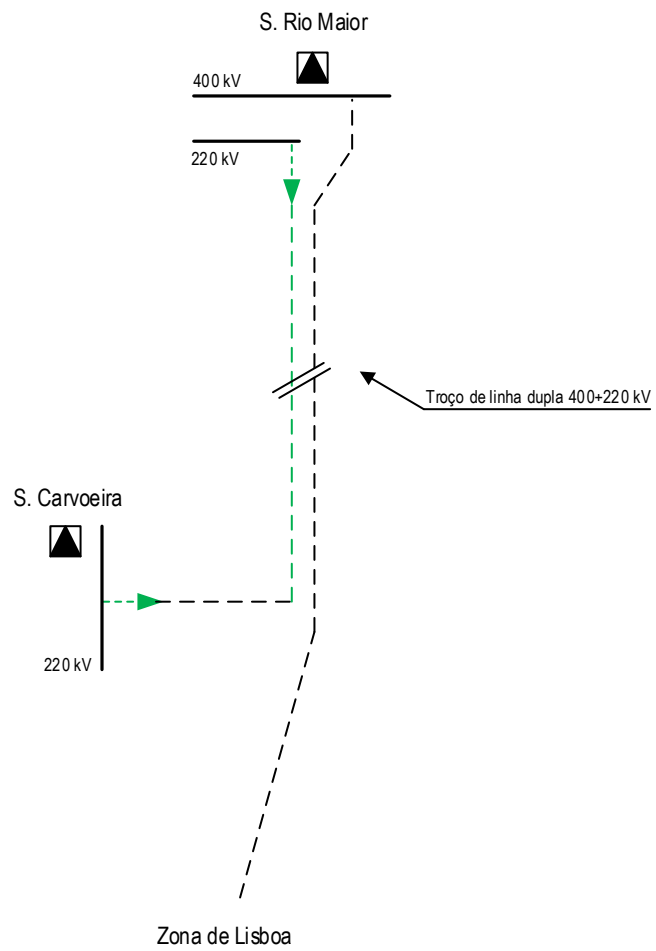
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a implementação de uma nova ligação a 220 kV entre Rio Maior e a Carvoeira. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido de uma futura ligação a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa (Projeto Complementar: PR0903), a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira poderá ser dupla com um terno a 400 kV o outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, com a sua ligação 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 de um 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, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com um novo traçado, apresenta-se como a alternativa mais económica.

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



REFORÇO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO NA RNT

**ENQUADRAMENTO:**

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2020-2029 contempla no conjunto dos Projetos Base o reforço da potência de transformação em Pontos de Entrega (PdE) da RNT. Está previsto equipar os painéis do transformador de reserva 150/60 kV colocado na subestação de Ourique e a instalação de uma segunda unidade de transformação 400/60 kV no futuro PdE de Divor, de forma a assegurar uma adequada capacidade de transformação, mesmo em situação de contingência 'n-1', em conformidade com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT. Neste contexto, o reforço de transformação para apoio à RND aqui previsto permitirá assegurar a pretendida garantia de segurança de abastecimento dos consumos que dependem das referidas instalações.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: Diversas

Data objetivo: 2024

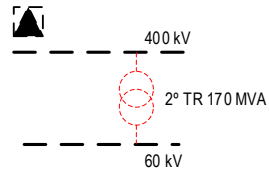
	<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
SE Existente	Projeto PR1608 - Equipar painéis para o transformador de reserva de Ourique	1,1	Ligação à RND - Zona de Alentejo
SE Futura	Projeto PR0639 - Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	4,3	Ligação à RND - Zona de Alentejo

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

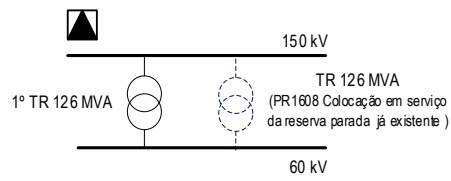
- Aumento da segurança de abastecimento de consumos;
- Melhoria da fiabilidade da rede e da qualidade de serviço.

*Reforço de potência de transformação na RNT*

S. Divor



S. Ourique





GESTÃO DE REATIVA

**ENQUADRAMENTO:**

A instalação de reatâncias shunt na RNT visa dotar a rede de meios operacionais que possibilitem evitar elevações de tensão excessivas, ao mesmo tempo que assegura condições de segurança mais adequadas na gestão e operação dos equipamentos constituintes da rede MAT.

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN

Rede a intervir: — 400 kV

Data objetivo: 2021-2023

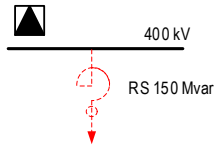
<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1006 - <i>Compensação de reativa pós 2020 - 1ª fase</i>	3,1	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR1511 - <i>Compensação de reativa pós 2020 - 2ª fase</i>	3,1	Operacionalidade Global do SEN

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

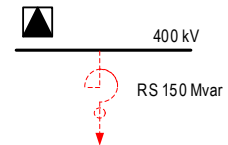
- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Dotar a rede das condições adequadas à gestão de reativa e controlo de tensões na RNT.

*Gestão de reativa*

Grande Porto  
(subestação a definir)



Beira Interior  
(subestação a definir)



OUTROS NOVOS PAINÉIS DE LINHA A 60KV EM SUBESTAÇÕES DA RNT PARA APOIO À RND

**ENQUADRAMENTO:**

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2020-2029 contempla no conjunto dos projetos Base novos painéis de 60 kV para ligações à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND). A construção destes novos painéis de linha (PL) foi solicitada pelo operador da RND, em reuniões de coordenação de planeamentos RNT/RND. No caso da presente proposta de PDIRT 2020-2029, está considerado, em articulação com o operador da RND, o adiamento na subestação de Sines do painel a 60 kV 'Sto André', agora para 2025 (fora do horizonte do PDIRD 2019-2023).

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 60 kV

Data objetivo: 2025

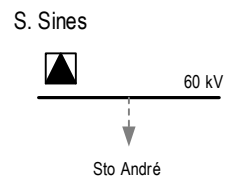
	<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Subestações existentes	Projeto PR1223 - PL (Sto André) a 60 kV em Sines	0,5	*

\* A avaliação dos benefícios deste painel é identificada em sede de PDIRD, no âmbito do desenvolvimento da Rede Nacional de Distribuição.

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Garantir segurança 'n-1' na rede de distribuição em alta tensão (Redução da energia não-distribuída);
- Redução de perdas anual na RND.

*Novos painéis de linha a 60 kV em subestações da RNT*



**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 8  
FICHAS DOS PROJETOS  
COMPLEMENTARES

REN 



**Página em Branco**

## Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Complementares do PDIRT, contendo o conjunto de projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que não representam compromissos já assumidos com o operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD) traduzidos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD).

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém consoante aplicável até 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.

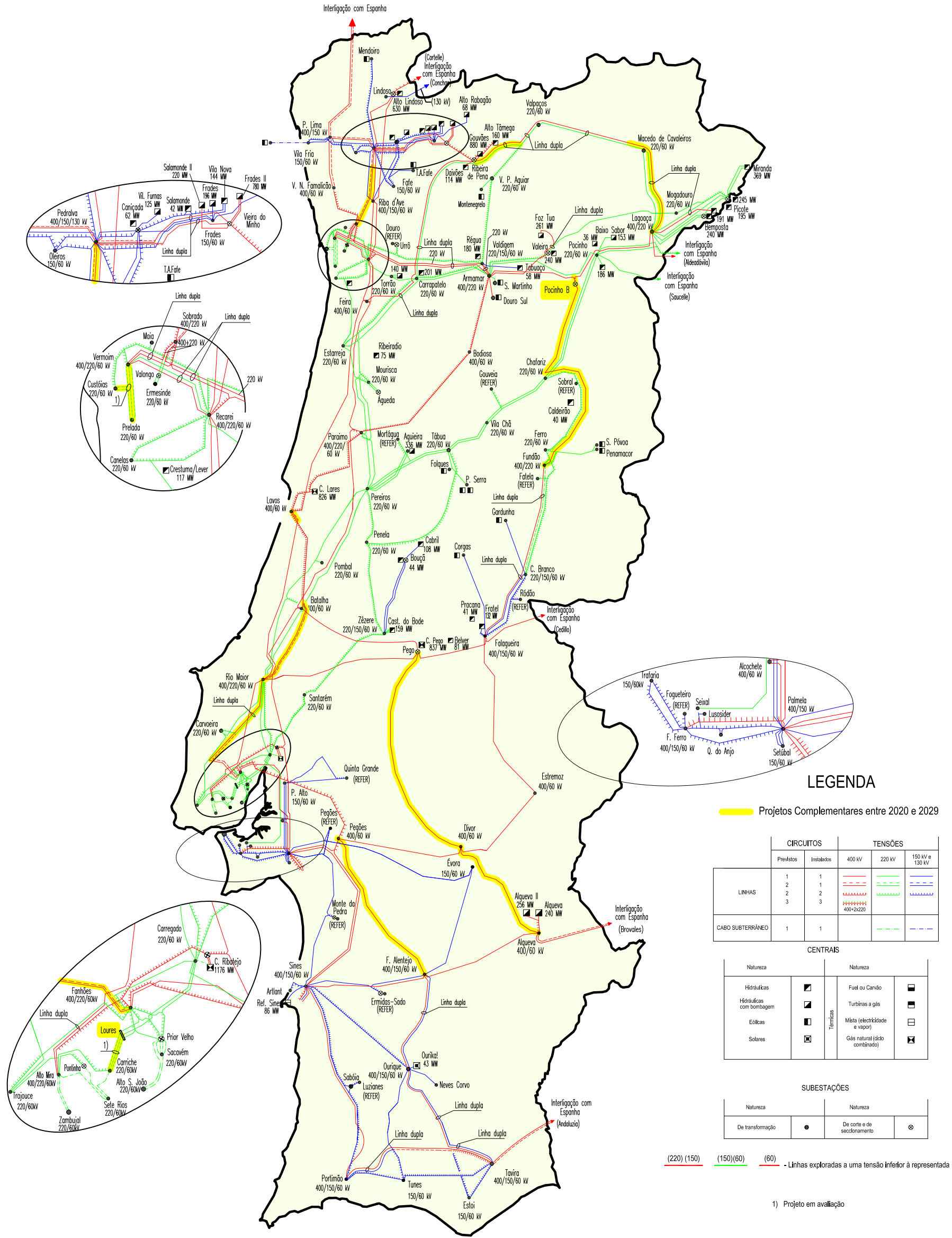
De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no Anexo 9, para a totalidade dos projetos de investimento, que compõem a presente proposta de PDIRT.

**Página em Branco**

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2020-2029





SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2029 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES














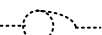




1) Projeto em avaliação

### 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

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

EIXO A 400 kV PEDRALVA - SOBRADO (PR0911)

**ENQUADRAMENTO:**

A ligação a 400 kV Pedralva-Sobrado visa 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, resultantes do crescimento da capacidade de geração instalada no norte de Portugal e na Galiza. Permite ainda criar capacidade de receção adicional de nova geração na zona do Minho. 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. 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 Conselho - *PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 e reconfirmado nas segunda e terceira listas, publicadas em janeiro de 2016 e abril de 2018, respetivamente. Mais recentemente, foi novamente candidatado ao estatuto de PIC, neste caso à quarta lista a ser conhecida no último trimestre de 2019.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência;

Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030).

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0911- Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	26,4	Integração de mercados e concorrência - Desenv. do aprov. do potencial solar e eólico e NTC

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Contribui para a manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 400 MVA;
- 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.

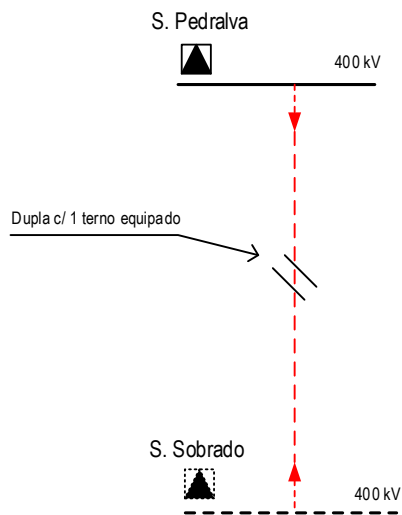
**ALTERNATIVAS:**

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 esperados 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 última seria uma opção bastante mais onerosa que, apesar do seu potencial menor impacto ambiental, se apresenta claramente mais desfavorável do ponto de vista económico e também de segurança de operação da RNT, pelo que a solução prevista foi a considerada para o projeto com o estatuto de PIC (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 Sistema Elétrico Nacional).



*Eixo a 400 kV Pedralva – Sobrado*



**Página em Branco**

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 220 kV V. P. AGUIAR - CARAPATELO (PR0913)

**ENQUADRAMENTO:**

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes, nomeadamente nas subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, de expressão mais evidente no caso da eólica mas sendo também de ter em consideração o potencial de base solar, em linha com as metas de produção renovável constantes da proposta de PNEC 2021-2030.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervir: — 400 kV — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0913 - Ligação a 220 kV V. P. Aguiar - Carrapatelo	18,0	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - Zona de Trás-os-Montes

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 400 MVA;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

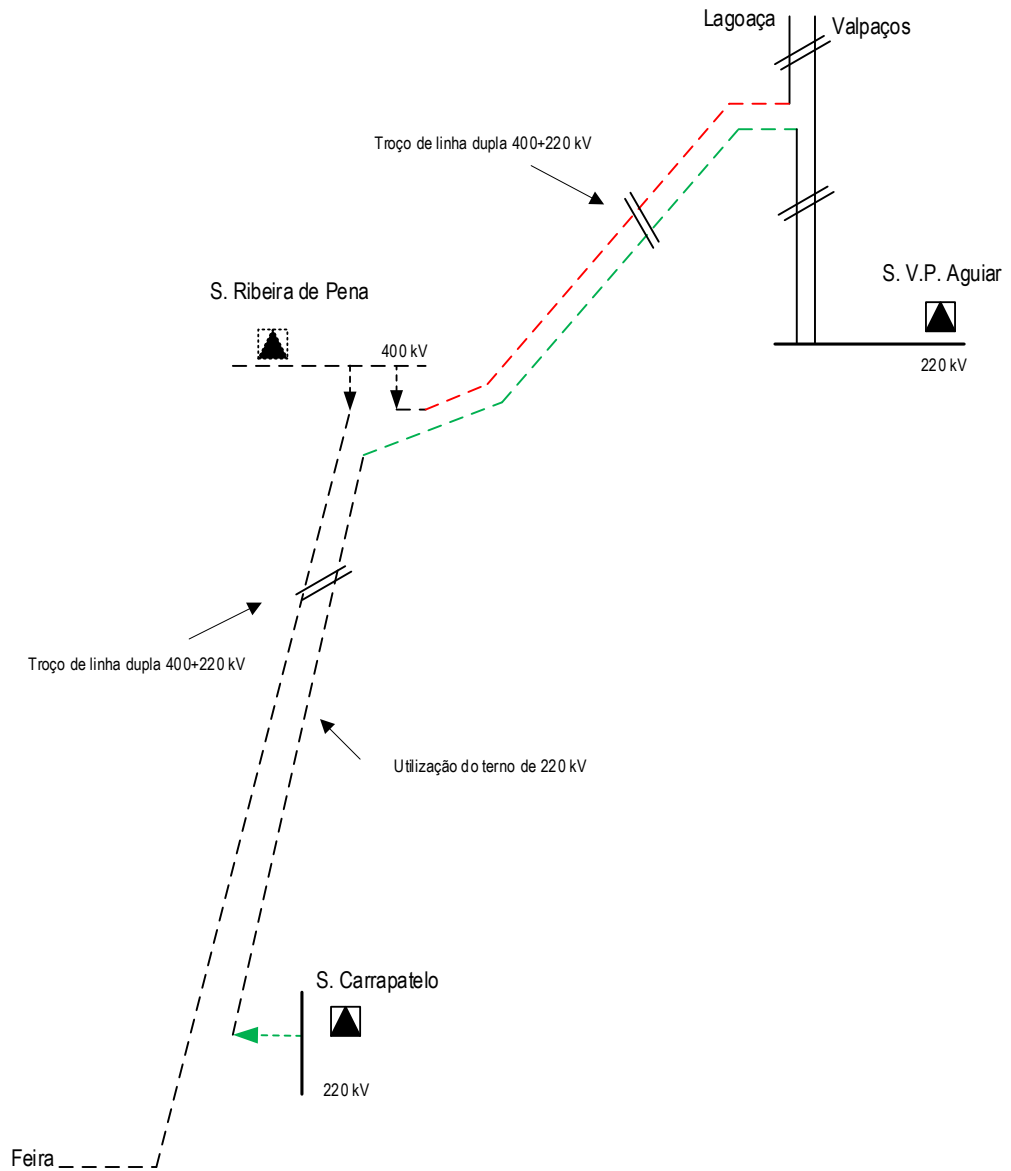
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a criação de uma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapatelo. Entre as subestações de Ribeira de Pena e do Carrapatelo, irá utilizar o terno de 220 kV da nova linha dupla de 400+220 kV já prevista construir nesta região. Para o efeito, deverá também ser equipado dum painel de linha de 220 kV na subestação do Carrapatelo.

**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.

Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapatelo



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 400 kV RIBEIRA DE PENA - LAGOAÇA (PR1207)

**ENQUADRAMENTO:**

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes e Eixo do Douro, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, e onde se perspetiva a possibilidade de um crescimento apreciável da potência instaladas em nova produção, nomeadamente de natureza eólica e solar, tendo em conta as metas de renovável constantes da proposta de PNEC 2021-2030. Este reforço de rede, perspetivado para um horizonte mais longínquo deste Plano, deverá ser objeto de reanálise e aprofundamento em próximas edições do PDIRT.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervir:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1207 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	26,0	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - Zona de Trás-os-Montes

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 400 MVA;

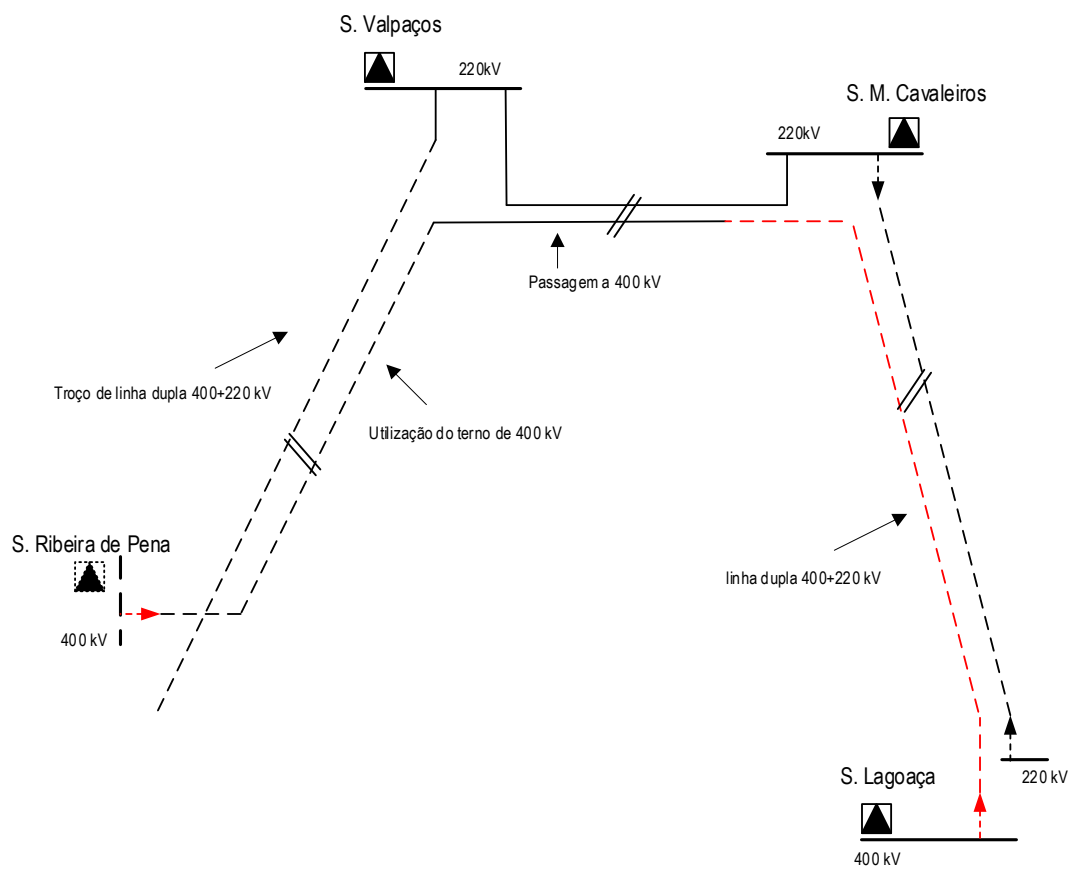
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a criação de uma nova ligação a 400 kV entre as subestações de Ribeira de Pena e da Lagoaça. Para a concretização deste projeto tirar-se-á partido, em mais de metade do seu traçado, de circuitos de linha já construídos, ou a construir no âmbito de outros projetos a desenvolver em horizontes temporais anteriores ao deste.

**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.

### Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça



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 (ADV), 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. A análise efetuada 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 realocização 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.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1431 - <i>Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro</i>	10,3	Sustentabilidade - Alto Douro Vinhateiro (ADV)

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro.

**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a realocização 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 a este projeto.



**Página em Branco**

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 proposto 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.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervencionar: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto	53,3	Sustentabilidade - Zona do Porto

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona da área urbana do Porto;
- Aumento da qualidade de serviço.

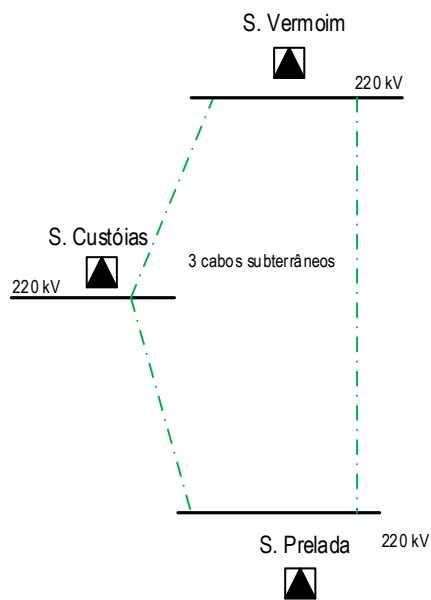
**DESCRIÇÃO:**

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 preconizada 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



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

REFORÇO DO EIXO LITORAL CENTRO A 400 KV (PR1908)

**ENQUADRAMENTO:**

Com um acentuado crescimento da potência de produção instalada na metade sul do território para aproveitamento do potencial solar, tendo em vista as metas definidas na proposta de PNEC 2021-2030, criam-se condições para a ocorrência de elevados trânsitos sul-norte, justificados tanto por questões de abastecimento de consumos, como de alimentação aos sistemas de armazenamento de energia baseados na bombagem hídrica instalados a norte. Estes fluxos desenvolvem-se simultaneamente pelas zonas mais interiores da rede, onde se prevê que venha a localizar uma parcela significativa da nova produção, e também pela faixa litoral, onde se situa a maior parte do consumo.

Indutor(es): Gestão do sistema em ambiente de Mercado; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1908 - Reforço do eixo litoral centro a 400 kV	25,2	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - zona Centro

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 600 MVA, em conjunto com a linha Divor - Pego (PR1909) e *Upratings* Fase 2 (PR1907);
- Aumento de fiabilidade de operação global da rede;

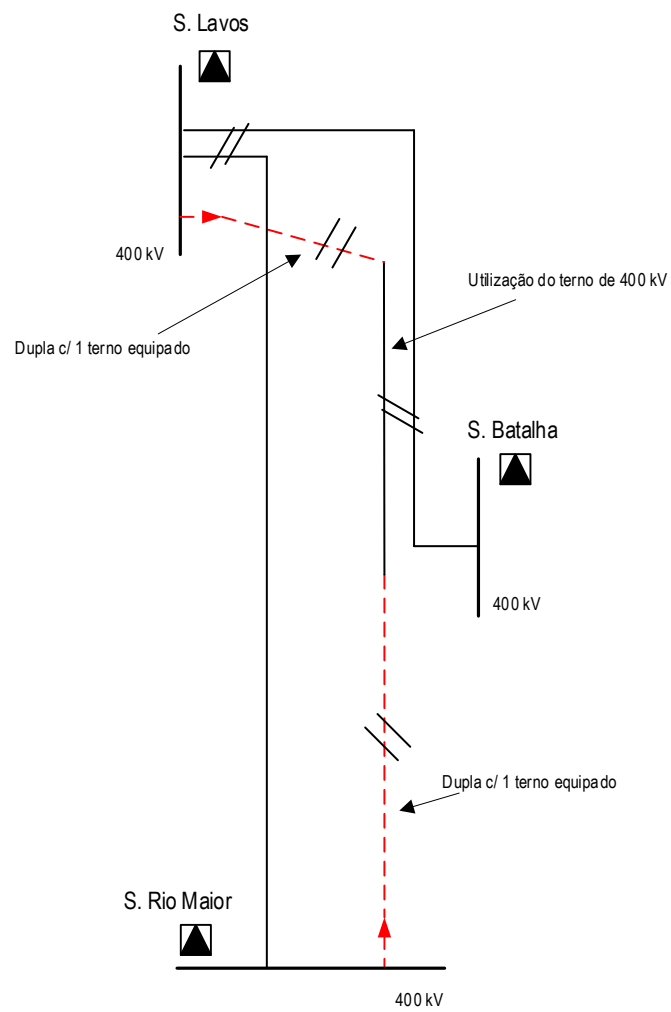
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação entre as subestações de Rio Maior e de Lavos, conseguida pela construção de uma nova linha a 400 kV entre a subestação de Rio Maior e a zona da Batalha, continuando até à subestação de Lavos por utilização de um terno da atual linha dupla Batalha - Lavos.

**ALTERNATIVAS:**

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

*Reforço do eixo litoral centro a 400 kV*



BEIRA INTERIOR

REFORÇO DA LIGAÇÃO FERRO - FUNDÃO (PR1903) E LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO - ZONA DO POCINHO (PR1904)

**ENQUADRAMENTO:**

O elevado crescimento esperado da potência de geração instalada na metade sul do território para aproveitamento do potencial solar, ao encontro das metas definidas no PNEC 2021-2030, conduz a situações de elevados trânsitos sul-norte, motivados tanto por questões de abastecimento de consumos, como de alimentação dos sistemas de armazenamento de energia baseados em bombagem hídrica instalados a norte. Estes fluxos sul-norte desenvolvem-se tanto pelo litoral como também pelo interior.

**Indutor(es):** Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030) (PR1903);

Gestão do sistema em ambiente de Mercado; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030) (PR1904)

**Rede a intervir:** — 400 kV — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco(s) de projeto(s) Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1903 - Reforço da ligação Ferro - Fundão	2,8	Integração de mercados e concorrência; Desenv. do aprov. do potencial solar e eólico - região da Beira Interior
Projeto PR1904 - Ligação a 400 kV Fundão - zona do Pocinho	38,8	Integração de mercados e concorrência; Desenv. do aprov. do potencial solar e eólico - região da Beira Interior

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 700 MVA, em conjunto com *Upratings* Fase 1 (PR1907);
- Aumento de fiabilidade de operação global da rede.

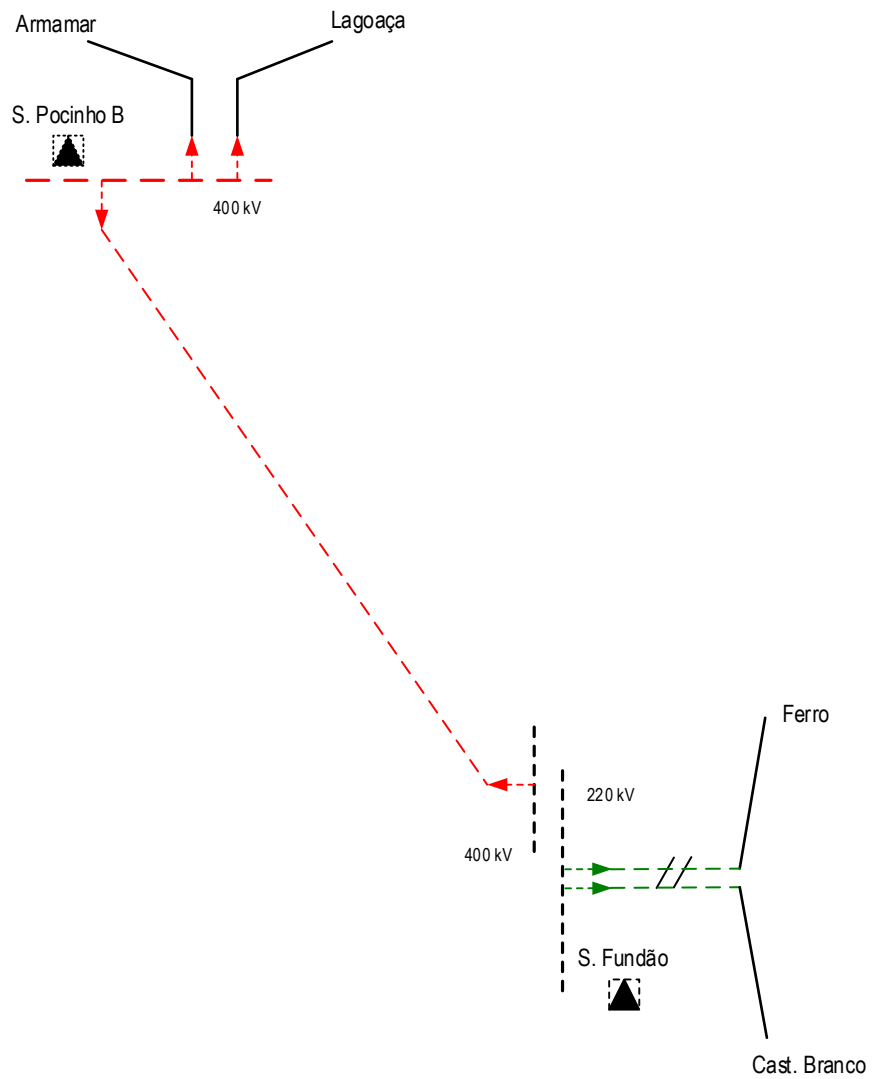
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a abertura da atual linha a 200 kV Castelo Branco - Ferro 1 na nova subestação do Fundão, e a construção de um novo eixo a 400 kV entre a subestação do Fundão e a zona do Pocinho, onde intersectará, num novo posto de corte a considerar no âmbito deste projeto (designado "S. Pocinho B", a atual linha Lagoaça - Armamar.

**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.

*Reforço da ligação Ferro - Fundão  
Ligação a 400 kV Fundão – zona do Pocinho*





GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

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

**ENQUADRAMENTO:**

Perante a perspetiva de uma alteração substancial no parque produtor nacional, tanto em termos de tecnologias como também de localização dos centros electroprodutores, cresce substancialmente a volatilidade que normalmente assiste aos fluxos na estrutura de rede malhada da RNT. Esperam-se fluxos acentuados norte-sul em situações de elevada produção na metade norte do território (essencialmente eólica e hídrica), e sul-norte perante regimes de produção acentuadamente suportados em muita produção de base solar. Este projeto visa reforçar a estrutura da RNT no eixo litoral entre Rio Maior e a Grande Lisboa, com impacto ao nível das capacidades de gestão bidireccional de fluxos norte-sul e sul-norte nesta zona, quer sobre a segurança de abastecimento na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal, quer também as capacidades de receção de nova produção.

Indutor(es): Gestão do sistema em ambiente de Mercado;

Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervir:  400 kV  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0903 - Ligação a 400 kV Rio Maior - zona Carvoeira - zona Almagem do Bispo - Fanhões	35,2	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - região sul e Grande Lisboa

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Garantir a segurança de operação global da RNT;
- Aumento da segurança de abastecimento às regiões da Grande Lisboa e Península de Setúbal.
- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 900 MVA, em conjunto com a linha F. Alentejo - Pegões (PR1905);

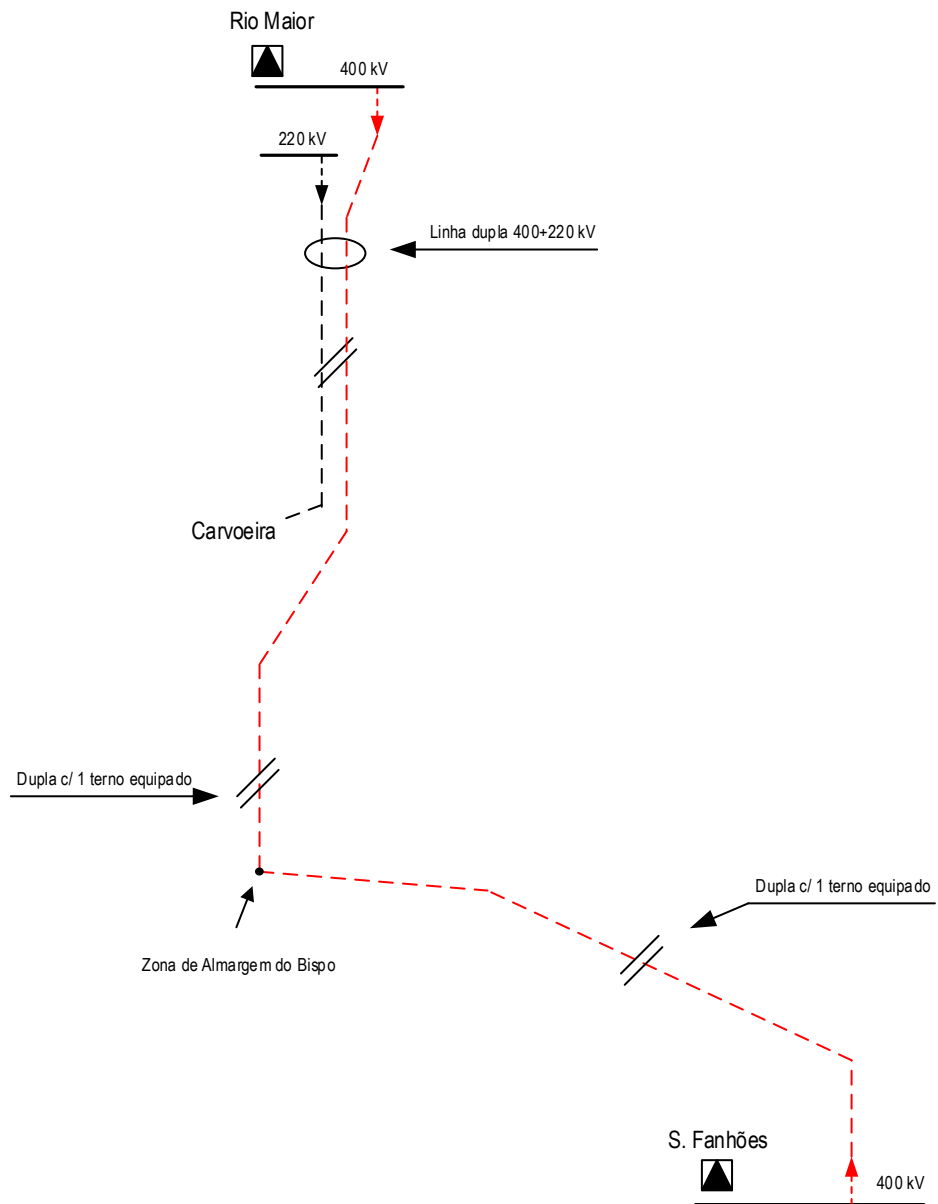
**DESCRIÇÃO:**

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 (descrito no projeto PR1041).

**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, nos termos descritos, 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 uma solução de maior custo.

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



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 proposto 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.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa	45,7	Sustentabilidade - Zona de Lisboa

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Redução do impacte sócio-ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona da área urbana de Lisboa;
- Aumento da qualidade de serviço.

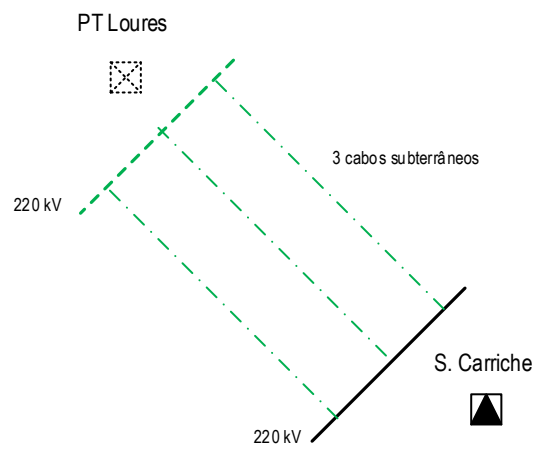
**DESCRIÇÃO:**

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 preconizada 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



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 da subestação (inicialmente a funcionar como posto de corte) da RNT que se torna necessário estabelecer naquela zona com o eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões. A efetiva realização do novo ponto injetor de Pegões depende de reanálises conjuntas a desenvolver pelos operadores da RNT e RND.

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0968 - Criação do injetor Pegões	5,7	Ligação a polos de consumo

**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 a avaliar em estudos conjuntos entre ambos os operadores.

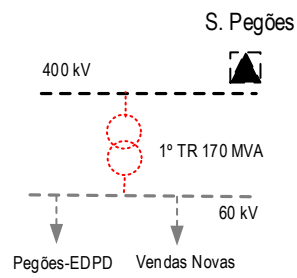
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV na subestação de Pegões (prevista a funcionar, inicialmente, como posto de corte). O projeto prevê também, nesta instalação, o equipar de 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 uma solução que, para o fim em vista (assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos), permite obter sinergias com outros projetos de desenvolvimento da RNT, tirando partido da abertura da subestação (inicialmente a funcionar como posto de corte) a estabelecer neste local. Contudo, como referido, a decisão sobre a efetiva realização deste projeto para a criação de um *ponto injetor* encontra-se em reanálise por parte dos operadores da RNT e RND, incorporando dados mais recentes.

### *Criação do ponto injetor de Pegões*



ALENTEJO

REFORÇO DE LIGAÇÃO ENTRE O BAIXO ALENTEJO E A REGIÃO DE LISBOA/SETÚBAL (PR1905)

**ENQUADRAMENTO:**

De forma a criar valores adicionais de capacidade de receção nas regiões da RNT localizadas mais a sul, nomeadamente no Baixo Alentejo e Algarve, consentâneos com as metas de penetração solar apontadas na proposta de PNEC 2021-2030, foi previsto o reforço da estrutura da RNT com uma ligação direta a 400 kV da atual subestação de Ferreira do Alentejo com a região de Lisboa/Setúbal.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervir:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
<i>Projeto PR1905 - Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal</i>	28,8	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - Sul e Grande Lisboa

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 900 MVA, em conjunto com linha Rio Maior - (Almargem) - Fanhões (PR0903);

**DESCRIÇÃO:**

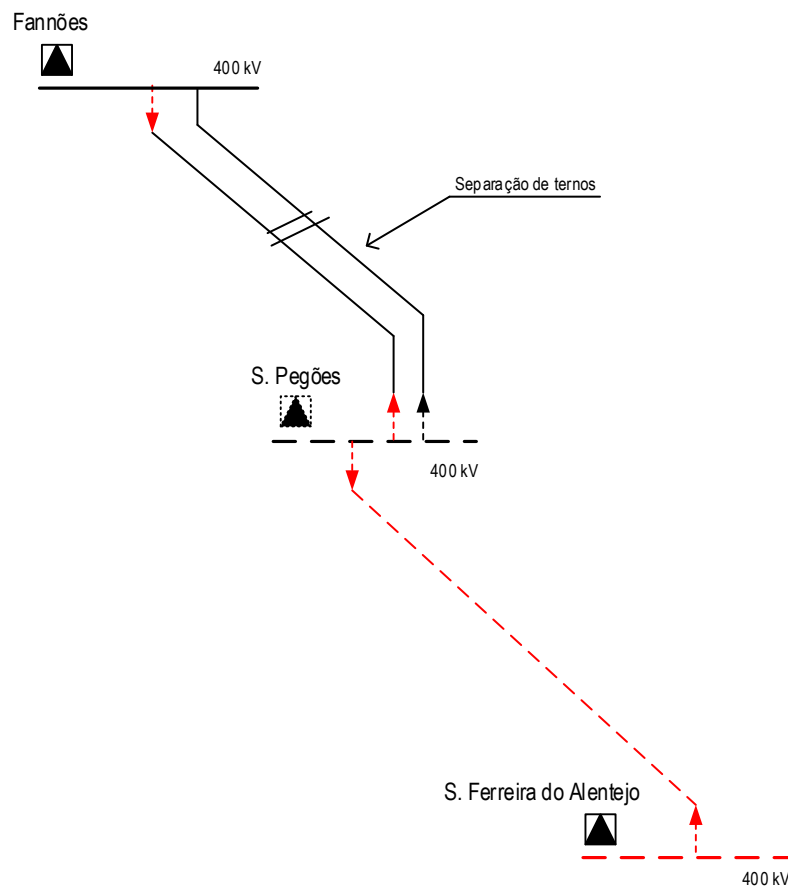
Este projeto prevê o desenvolvimento de um novo eixo a 400 kV ligando as subestações de Ferreira do Alentejo e de Pegões e a separação de ternos na atual linha dupla a 400 kV Pegões - Fanhões.

**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.



*Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal*



ALENTEJO

LIGAÇÃO A 400 kV DIVOR - PEGO (PR1909)

**ENQUADRAMENTO:**

Com o objetivo de aumentar a capacidade de receção nas regiões centro litoral e Alto Alentejo, prevê-se a possibilidade de constituição de uma ligação a 400 kV entre a nova subestação de Divor e o atual posto de corte do Pego. Este projeto, perspetivado para um horizonte mais longínquo deste Plano, será alvo de aprofundamento em próximas edições do PDIRT, em estreita articulação com o crescimento e real implantação da nova produção no território do continente ao longo da próxima década. Juntamente com os projetos “Reforço do eixo litoral centro a 400 kV (PR1908)” e “Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)” - Fase 2, poderá permitir um adicional de capacidade na rede estimado em cerca de 600 MVA.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1909 - Ligação a 400 kV Divo - Pegor	38,3	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - Sul e Grande Lisboa

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 600 MVA, em conjunto com a linha Rio Maior - Lavos (PR1908) e *Upratings* Fase 2 (PR1907);

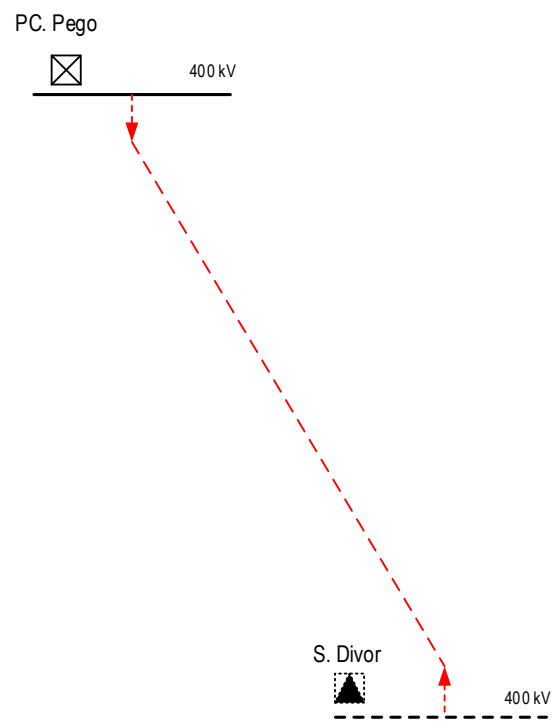
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê uma nova ligação a 400 kV entre a subestação de Divor e o posto de corte do Pego.

**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.

*Ligação a 400 kV Divor - Pego*



ALENTEJO

LIGAÇÃO A 400 kV ALQUEVA - DIVOR (PR1901)

**ENQUADRAMENTO:**

A ligação a 400 kV Alqueva - Divor, complementando o eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira (previsto para 2023, em resultado da sua aprovação na edição anterior do Plano), cria condições para o reforço da capacidade de receção de nova produção nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, locais onde as manifestações de interesse por promotores para a instalação de centrais fotovoltaicas têm sido avultadas, em linha com as metas de nova geração renovável traçadas na proposta de PNEC 2021-2030.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1901 - Ligação a 400 kV Alqueva - Divor	20,0	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico - Sul e Grande Lisboa

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 700 MVA;

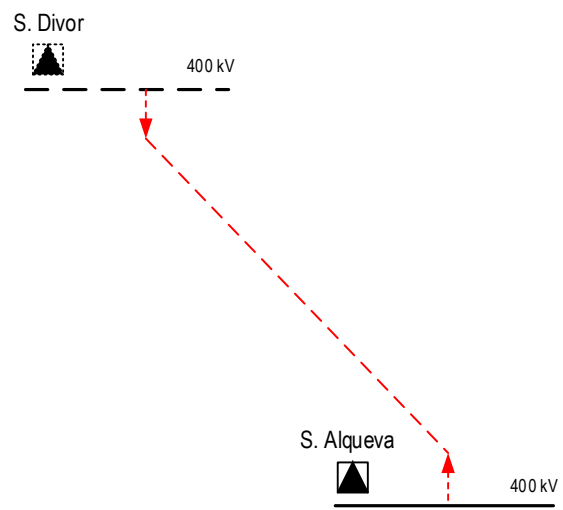
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê uma nova ligação a 400 kV entre as subestações de Alqueva e Divor.

**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.

*Ligação a 400 kV Alqueva – Divor*



REFORÇO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE DE LINHAS DA RNT 2025 - 2029

**ENQUADRAMENTO:**

O crescente grau de incerteza e variabilidade que se prevê ter lugar sobre os fluxos na RNT, com um parque produtor que propicia elevados fluxos sul-norte em regimes de elevada incidência solar e reduzida ou moderada eolicidade e hidraulicidade, ‘versus’ fluxos de maior predominância no sentido norte-sul em regimes de reduzida incidência solar e maior expressão de produção de base eólica e hídrica, contribui para aumentar a pressão sobre a ocupação dos eixos a 220 kV na zona centro da rede. Com este projeto, visa-se dotar de maior capacidade de transporte um conjunto de linhas de 220 kV localizadas na região centro/centro-norte, que no presente ainda não se encontram dimensionadas em conformidade com o atual padrão de 85° como temperatura máxima de operação.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030); Gestão do sistema em ambiente de mercado

Rede a intervir: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1907 - Reforço da capacidade de transporte de linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1	2,4	Integração de mercados e concorrência; Receção de produção solar e eólica na região da Beira Interior
Projeto PR1907 - Reforço da capacidade de transporte de linhas da RNT2025-2029 - Fase 2	3,1	Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de transporte em eixos de 220 kV da RNT.
- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;

**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê o reforço (para 85°) da capacidade de transporte das atuais linhas a 220 kV:

- Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2
- Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2
- Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2
- Linha Mourisca-Paraimo
- Linha Paraimo-Pereiros 1
- Linha Pocinho-Chafariz 1
- Linha Pocinho-Chafariz 2

**Página em Branco**

GESTÃO DE REATIVA

**ENQUADRAMENTO:**

O significativo crescimento que, até 2030, se encontra previsto no parque produtor baseado em fontes de energia renovável obrigará a dotar a RNT de um conjunto de novos reforços que permitam transportar a energia gerada, entre os centros electroprodutores e os seus destinos finais. Paralelamente, em períodos de operação com trânsitos mais reduzidos na rede (ou em partes da rede), podem ficar criadas condições para a ocorrência de subida dos níveis de tensão na rede para além dos limites máximos estipulados, obrigando à necessidade de novos reforços em meios de compensação de reativa, como sejam as reatâncias shunt, para manter as tensões dentro dos intervalos regulamentares.

Âmbito: Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030); Gestão do sistema em ambiente de mercado.

Rede a intervir: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1911 - <i>Compensação de reativa pós 2025 - 1ª fase</i>	3,1	Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)
Projeto PR1911 - <i>Compensação de reativa pós 2025 - 2ª fase</i>	3,1	Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Dotar a rede das condições adequadas à gestão de reativa e controlo de tensões na RNT.
- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Aumento da qualidade de serviço;



**Página em Branco**

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 9

DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS BASE E  
DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DO  
PDIRT

REN 

**Página em Branco**

## Nota explicativa:

O presente anexo realiza uma discriminação pormenorizada, projeto a projeto, do equipamento/infraestruturas que permitem estabelecer as condições necessárias à concretização dos projetos inscritos na presente proposta de PDIRT.

Os Projetos Base aqui listados encontram-se agrupados segundo dois blocos: num primeiro bloco, apresenta-se o grupo de projetos associado à remodelação e à modernização de ativos da RNT em serviço; num segundo bloco, apresenta-se o conjunto de novos reforços com vista ao cumprimento dos compromissos já acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, e à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço da rede.

Tendo em vista uma maior facilidade de identificação e visualização deste conjunto de informação, o equipamento/infraestruturas associado aos Projetos Complementares do PDIRT, encontra-se discriminado no final da presente listagem, num subgrupo denominado por 'Projetos Complementares'.

## Siglas, Abreviaturas e Definições

<b>AT</b>	Autotransformador
<b>InfrBase</b>	Infraestrutura Base
<b>PN_IB</b>	Painel de Interbarras
<b>PN_LN</b>	Painel de Linha
<b>PN_TR</b>	Painel de Transformador
<b>RS</b>	Reatância <i>Shunt</i>
<b>SE</b>	Subestação Elétrica
<b>TR</b>	Transformador
<b>Xn</b>	Reatância de Neutro

Gestão de fim de vida útil de ativos

**Projeto** PR1425 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
RIBATEJO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2022

**Projeto** PR1426 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
SABÓIA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2022

**Projeto** PR1427 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
PALMELA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2020-2022

**Projeto** PR1510 *3ª Substituição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2023
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2023

**Projeto** PR1512 *Substituição de transformador na subestação de Pereiros*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
PEREIRO	1	TR	Transformador		220/60	170	2024
PEREIRO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2024

**Projeto** PR1513 *Substituição de autotransformador na subestação de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
PALMELA	1	AT	Autotransformador		400/150	450	2024
PALMELA	-1	AT	Desativação de autotransformador		400/150	450	2024

**Projeto** PR1514 *Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2025-2029*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Gestão de fim de vida útil de ativos				2025-2029

**Projeto** PR1614 *Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
V.P. AGUIAR	1	TR	Transformador		220/60	170	2023
V.P. AGUIAR	-1	TR	Desativação de Transformador		220/60	120	2023

**Projeto** PR1615 *Substituição do 1º transformador de Rio Maior*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
RIO MAIOR	1	TR	Transformador		220/60	170	2024
RIO MAIOR	-1	TR	Desativação de Transformador		220/60	126	2024

**Projeto** PR1914 *Substituição de transformador de Ferreira do Alentejo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
F. ALENTEJO	1	TR	Transformador		150/60	170	2022
F. ALENTEJO	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	50	2022



**Projeto** PR1915 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Portimão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
PORTIMÃO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2024

**Projeto** PR1916 *Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT				2020-2024

**Projeto** PR1917 *Substituição de autotransformador de Fanhões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
FANHÕES	1	AT	Autotransformador		400/220	450	2024
FANHÕES	-1	AT	Desativação de autotransformador		400/220	450	2024

**Projeto** PR1918 *Remodelação de Linhas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV)				2021-2024

**Projeto** PR1919 *Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220 e 60 kV)				2023-2024

**Projeto** PR1920 *Monitorização de Ativos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Monitorização de ativos				2021-2024

**Projeto** PR1921 *Remodelação dos Sistemas de Alimentação*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Remodelação dos sistemas de alimentação				2023-2024

**Projeto** PR1922 *Recondicionamento de Transformadores*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV)				2023-2024

**Projeto** PR1923 *Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil				2021-2024

**Projeto** PR1924 *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 2020-2029
DIVERSAS INST			Substituição de disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. aux. (400, 220 150 e 60 kV)				2020-2024

Projeto PR1925 *Substituição equipamentos SCC e SPT*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
DIVERSAS INST			Substituição de equipamentos SCC e SPT				2023-2024

Faixa Litoral a norte do Grande Porto

**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 2020-2029
			Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima	2x4	150		2022
P. LIMA	1	AT	1º Autotransformador		400/150	450	2022
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria e Pedralva)		150		2022

**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 2020-2029
			Linha dupla P.Lima - V.Fria.	2x16	150		2023
			Abertura de um dos circuitos da linha dupla P.Lima - V.Fria, para Oleiros (utiliza parte da linha dupla Oleiros Vila Fria 1 e 2, entre zona de P.Lima e Oleiros)	2x2	150		2023
			Desativação parcial da linha dupla Oleiros - V.Fria 1 e 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	-2x13	150		2023
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria 2 e Oleiros)		150		2023

**Projeto** PR1912 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Substituição para 'zebra' dos cabos condutores da atual linha Pedralva - V.Fria 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	1x13	150		2025

Trás-os-Montes e eixo do Douro

Projeto PR1913 *Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha Lagoaça-M.Cavaleiros 2 (utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV Ribeira de Pena-Lagoaça entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	1x50	220		2029
LAGOAÇA	1	PN_LN	(Macedo 2)		220		2029
M. CAVALEIROS	1	PN_LN	(Lagoaça 2)		220		2029

Grande Porto

Projeto PR1006 *Compensação de reativa pós 2020-1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
SE 1	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2021

Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

**Projeto** PR1041 *Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Montagem do 2º terço na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220		2027
CARVOEIRA	1	PN_LN	(Rio Maior 2)		220		2027
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Carvoeira 2)		220		2027

**Projeto** PR1906 *Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Passagem a 400 kV do 2º terço da linha Paraimo-Bodiosa-Armamar	1x122	400		2027
BODIOSA	2	PN_LN	(Armamar e Paraimo)		400		2027
ARMAMAR	1	PN_LN	(Bodiosa 2)		400		2027
PARAIMO	1	PN_LN	(Bodiosa 2)		400		2027

Beira interior

**Projeto** PR1511 *Compensação de reativa pós 2020-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
SE 2	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2023



Alentejo

**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 2020-2029
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2024
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2024

**Projeto** PR1223 *PL (Sto. André) a 60 kV em Sines*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
SINES	1	PN_LN	(Sto. André)		60		2025

**Projeto** PR1608 *Equipar painéis para o transformador de reserva de Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
OURIQUE	1	PN_TR	Painel de 150 kV para transformador		150		2024
OURIQUE	1	PN_TR	Painel de 60 kV para transformador		60		2024
OURIQUE	1	TR	Colocação em serviço da reserva parada		150/60	126	2024

Projetos Complementares

**Projeto** PR0903 *Ligação a 400 kV R. Maior-Zona norte da Grande Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo (só 1 terno equipado)	2x15	400		
			Linha dupla a 400 kV zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno equipado)	2x28	400		
			Linha dupla a 400 kV R. Maior-zona da Carvoeira (só 1 terno equipado)	2x43	400		
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Fanhões)		400		
FANHÕES	1	PN_LN	(R. Maior)		400		

**Projeto** PR0911 *Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terno equipado)	2x67	400		
PEDRALVA	1	PN_LN	(Sobrado)		400		
SOBRADO	1	PN_LN	(Pedralva)		400		

**Projeto** PR0913 *Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena)	2x42	400		
			Utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV R.Pena-zona do Carrapatelo	1x69	220		
CARRAPATELO	1	PN_LN	(V.P.Aguiar)		220		

**Projeto** PR0968 *Criação do injetor Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
PEGÕES	1	TR	Transformador		400/60	170	
PEGÕES	1	PN_IB	Interbarras		60		
PEGÕES	2	PN_LN	(Vendas Novas e Pegões-EDPD)		60		

**Projeto** PR1207 *Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha R.Pena-Lagoaça (linha dupla 400+220 kV entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	2x50	400		
			Linha R.Pena-Lagoaça (linha entre M.Cavaleiros e o troço de linha dupla M.Cavaleiros- Valpaços)	1x15	400		
			Linha R.Pena-Lagoaça (passagem a 400 kV de um dos circuitos do eixo R.Pena-Valpaços- M.Cavaleiros)	1x87	400		
R.PENA	1	PN_LN	(Lagoaça)		400		
LAGOAÇA	1	PN_LN	(R.Pena)		400		

**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 2020-2029
			Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220		
			Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220		
			Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220		

**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 2020-2029
			1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
			2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
			3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
LOURES	1	InfrBase	Abertura de instalação		220		

**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 2020-2029
			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		

**Projeto** PR1901 *Ligação a 400 kV Alqueva-Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha Alqueva-Divor a 400 kV	1x75	400		
ALQUEVA	1	PN_LN	(Divor)		400		
DIVOR	1	PN_LN	(Alqueva)		400		

**Projeto** PR1903 *Reforço da ligação Ferro - Fundão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Abertura, em linha dupla, do circuito C.Branco-Ferro 1 no Fundão	2x3	220		
FUNDÃO	2	PN_LN	(C.Branco e Ferro 2)		220		

**Projeto** PR1904 *Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha Fundão-zona do Pocinho	1x130	400		
			Abertura da linha Armamar-Lagoaça para Pocinho B	2x1	400		
POCINHO B	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		
POCINHO B	3	PN_LN	(Armamar, Fundão e Lagoaça)		400		
FUNDÃO	1	PN_LN	(Pocinho B)		400		

**Projeto** PR1905 *Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha F.Alentejo-Pegões	1x100	400		
			Individualização de ternos na linha Pegões-Fanhões	2x83	400		
F. ALENTEJO		Barras	Ampliação da plataforma de 400kV de F.Alentejo		400		
F. ALENTEJO	1	PN_LN	(Pegões)		400		
PEGÕES	1	PN_LN	(Fanhões)		400		
FANHÕES	1	PN_LN	(Pegões)		400		
PEGÕES	1	PN_LN	(F.Alentejo)		400		

**Projeto** PR1907 *Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha Mourisca-Paraimo 1	1x23	220		
			Linha Paraimo-Pereiros 1	1x43	220		
			Linha Pocinho-Chafariz 1	1x62	220		
			Linha Pocinho-Chafariz 2	1x62	220		
			Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2	2x52	220		
			Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2	2x49	220		
			Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2	2x22	220		

**Projeto** PR1908 *Reforço do eixo litoral centro a 400 kV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha R.Maior-Lavos, troço entre R.Maior e Batalha (linha dupla com 1 terno equipado)	2x55	400		
			Linha R.Maior-Lavos, troço junto a Lavos (linha dupla com 1 terno equipado)	2x3	400		
LAVOS	1	PN_LN	(Rio Maior)		400		
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Lavos)		400		

**Projeto** PR1909 *Ligação a 400 kV Divor-Pego*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
			Linha Divor-Pego	1x115	400		
DIVOR	1	PN_LN	(Pego)		400		
PEGO	1	PN_LN	(Divor)		400		

**Projeto** PR1911 *Compensação de reativa pós 2025*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2020-2029
SE 3	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400		
SE 4	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400		



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 10  
ESTUDOS E METODOLOGIAS

REN 

**Página em Branco**



## **Estudos e Metodologias**

- 10.1 Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade (Anexo 2.II do RMSA-E 2018 aprovado em dezembro de 2018)**
- 10.2 Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN (Anexo 2.III do RMSA-E 2018 aprovado em dezembro de 2018)**
- 10.3 Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN - Resultados anuais obtidos para a Carga Síncrona**
- 10.4 Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício**

**Página em Branco**

## **Anexo 10.1**

### **Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade**

**(Anexo 2.II do RMSA-E 2018 aprovado em dezembro de 2018)**

**Página em Branco**



**Nota sucinta sobre**

**Cenários de previsão da procura de  
eletricidade para o RMSA-E18**

SETEMBRO 2018



**ÍNDICE**

<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA.....</b>	<b>7</b>
<b>3. METODOLOGIA DE PREVISÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1 Previsão de Curto Prazo.....</b>	<b>10</b>
<b>3.2 Previsão de Longo Prazo .....</b>	<b>11</b>
3.1.1 Modelos estruturais .....	13
3.1.2 Modelos econométricos estimados .....	14
<b>4. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS .....</b>	<b>17</b>
<b>5. IMPACTO DE NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA .....</b>	<b>20</b>
<b>6. CONSUMO PREVISTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS .....</b>	<b>21</b>
<b>7. EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO .....</b>	<b>22</b>
<b>8. EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS NAS REDES.....</b>	<b>24</b>
<b>9. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA .....</b>	<b>26</b>
<b>10. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS.....</b>	<b>27</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo .....	7
Figura 2 - Caracterização dos diferentes cenários .....	9
Figura 3 - Etapas da previsão de curto prazo. ....	11
Figura 4 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão. Período 2019-2040 ....	12
Figura 5 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura .....	15
Figura 6 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário.....	16
Figura 7 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial .....	17
Figura 8 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2018-2040 .....	18
Figura 9 - Evolução prevista para o Consumo Privado - Cenários DGEG 2018-2040 .....	19
Figura 10 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - Cenários DGEG 2018-2040 .....	19
Figura 11 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - Cenários DGEG 2018-2040 .....	19
Figura 12 - Evolução prevista das poupanças anuais - Cenários DGEG 2018-2040 .....	20
Figura 13 - Evolução prevista das poupanças acumuladas - Cenários DGEG 2018-2040 .....	21
Figura 14 - Evolução prevista do consumo dos VE - Cenários DGEG 2018-2040 .....	22
Figura 15 - Evolução prevista do autoconsumo das grandes instalações - Cenários DGEG 2018-2040 .....	24
Figura 16 - Evolução prevista do autoconsumo das UPAC+UPP - Cenários DGEG 2018-2040 ...	24
Figura 17 - Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2016.....	25
Figura 18 - Evolução do fator de perdas das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Anos de 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040 .....	25
Figura 19 - Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2018-2040 .....	26
Figura 20 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura.....	27

## ÍNDICE DE TABELAS

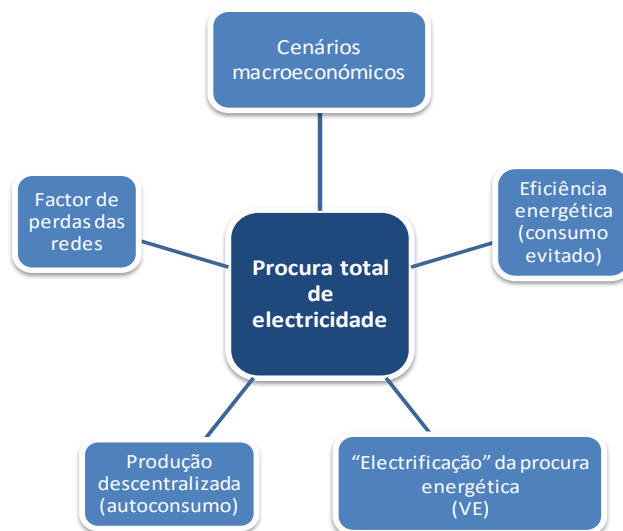
Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2018-2040 .....	26
--	----



## 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

A presente Nota tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2018-2040, para Portugal Continental, traduzida em termos de consumo final e consumo referido à produção líquida (abastecido pelas redes públicas).

Num trabalho de cenarização, a incerteza está sempre presente pelo que a construção de possíveis cenários, suficientemente contrastantes, permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar. O esquema seguinte sintetiza os vetores principais que estão na base das previsões da procura de eletricidade, sendo de realçar que os cenários de evolução da procura de eletricidade assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução destes vetores.



O exercício de cenarização dos consumos de eletricidade revela-se, portanto, uma tarefa de extrema complexidade com base em variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios

São construídos quatro cenários de evolução da procura de eletricidade que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores acima descritos enquadradas em dois eixos fundamentais, “Futuro Verde” e “Crescimento Económico”.

Como ponto de partida as previsões configuram três hipóteses de evolução da atividade económica:

- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

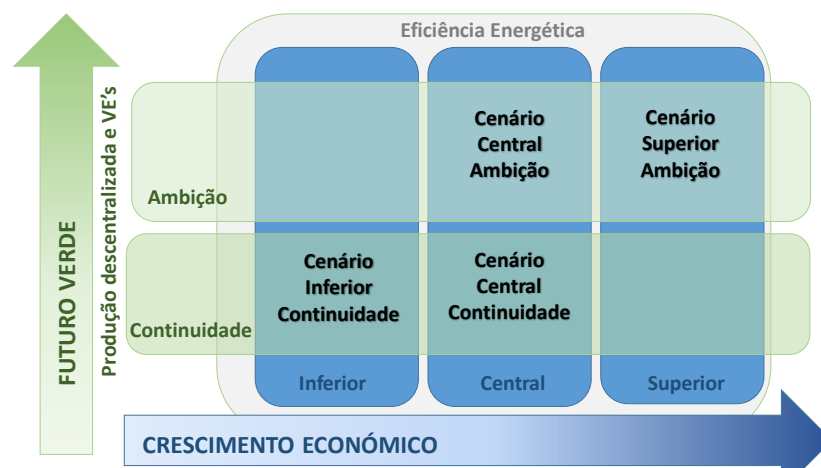
Relativamente à evolução da produção descentralizada e da penetração dos veículos elétricos, vertente tecnológica, são assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Continuidade - mais moderado no que respeita aos objetivos de política energética a atingir

✓ Cenário Ambição - como o próprio nome indica, mais ambicioso nas metas a alcançar  
 Já em relação à eficiência energética, apenas é considerado um cenário que será comum a todas as combinações e perspectivas desenvolvidas.

Em suma, e face ao explicitado, este trabalho de cenarização assenta nos seguintes cenários de previsão da procura:

- **Cenário Central Continuidade**: combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Continuidade da produção descentralizada e dos VE;
- **Cenário Central Ambição**: combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Ambição da produção descentralizada e dos VE;
- **Cenário Superior Ambição**: combinação do cenário macroeconómico Superior e do cenário Ambição da produção descentralizada e dos VE.
- **Cenário Inferior Continuidade**: combinação do cenário macroeconómico Inferior e do cenário Continuidade da produção descentralizada e dos VE.



Importa referir que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2018. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, consequentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Por conseguinte, para efeitos da análise da trajetória Teste Stress, é criado um cenário da procura sobre o cenário Superior Ambição baseado num outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 7.

## 2. CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA

A integração de diferentes circunstâncias económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o futuro do consumo de eletricidade no longo prazo. As macrotendências relevantes para um horizonte de estudo no longo prazo podem ser estruturadas em diferentes grupos, não independentes entre si, constituindo pilares fundamentais na determinação das tendências de evolução dos consumos de eletricidade como mostra a Figura 1.

De salientar que a incerteza é bastante significativa quando se analisam macrotendências de futuro.

*Figura 1 - Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo*



Todos estes temas se revestem de relevante importância para os consumos de eletricidade, sendo, no entanto, possível destacar os seguintes:

- crescimento económico: a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de eletricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores.
- eficiência energética: reforço progressivo e aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes. De referir, no entanto, que

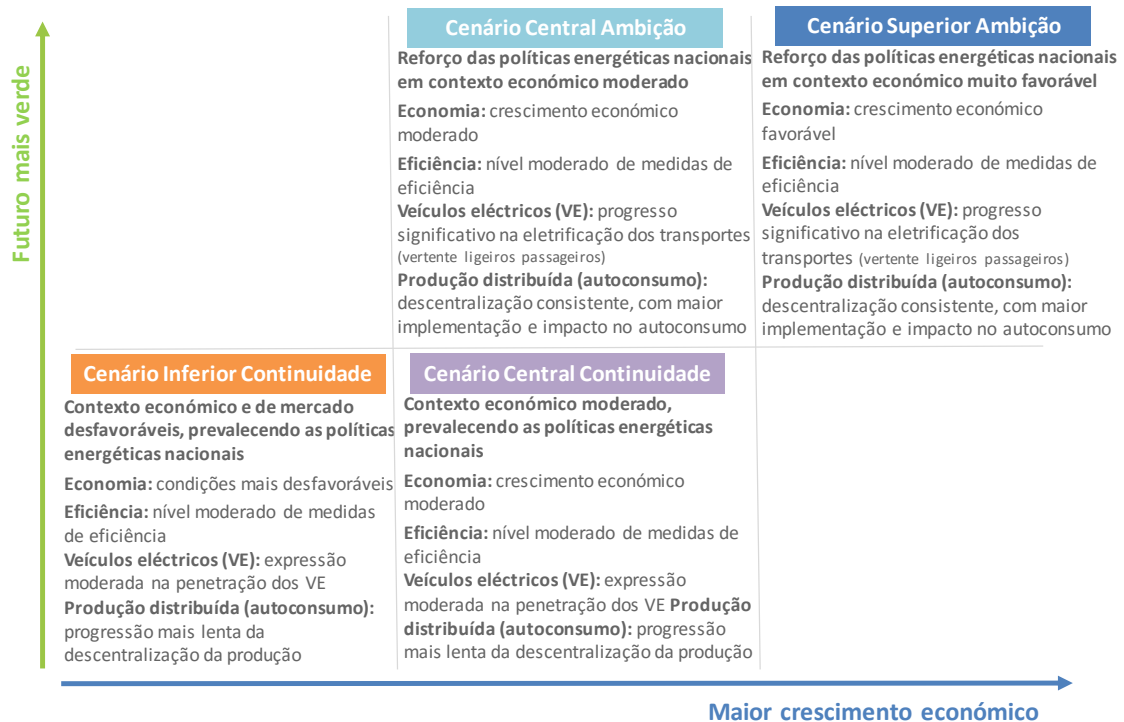
há uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas ou por razões ambientais.

- penetração dos veículos elétricos (VE): o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade superiores. O veículo elétrico é uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência; preço cada vez mais competitivo. O ritmo de eletrificação do transporte individual também está intimamente ligado à evolução da atividade económica e do rendimento. Relativamente à eletrificação do transporte público, reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo, mas neste exercício de previsão não se considera que tenha grande expressão. A “eletrificação da economia” induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE.
- descentralização da produção: implementação gradual de soluções inteligentes aumenta a flexibilidade da procura por via da descentralização da produção. Parte desta produção poderá ser usada para autoconsumo o que reduz a energia que transita na rede pública. De assinalar que o ritmo de crescimento da produção descentralizada está claramente associado à evolução da economia e do rendimento, pois o custo dos equipamentos de produção descentralizada, apesar da redução a que se assistiu nos últimos anos, ainda assim representam um investimento considerável.

Com as previsões resultantes, não se pretende, assim, quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade no médio/longo prazo, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos, suficientemente contrastantes, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 2 sistematiza as diferentes combinações de perspectivas de evolução dos vetores acima descritos, assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: “Futuro Verde” (eixo do y) e “Crescimento Económico” (eixo do x).

**Figura 2 - Caracterização dos diferentes cenários**



Foram assumidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes enquadrados nos dois eixos considerados.

O eixo “Crescimento Económico” pressupõe um menor ou maior crescimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia, com diferentes metas e objetivos a alcançar no longo prazo no que diz respeito a penetração de veículos elétricos e desenvolvimento da produção distribuída, alicerçados em diferentes mecanismos de incentivos financeiros à prossecução de tais objetivos. O nível de fundos europeus estará correlacionado positivamente com a inovação, investigação e desenvolvimento de novos projetos dinamizadores, sustentáveis e potenciadores do crescimento económico.

O eixo “Futuro Verde” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo a integração de maiores volumes de energias renováveis e, conseqüentemente, uma mais rápida descarbonização da sociedade. Nos últimos anos as instituições europeias e nacionais têm tido um papel cada vez mais interventivo neste domínio. A questão que se coloca é se as atuais políticas energéticas se irão manter ou ser reforçadas através da fixação de objetivos mais ambiciosos rumo à descarbonização da economia e se isso acontecerá num forte ou fraco contexto de crescimento económico.

Como já referido anteriormente, relativamente à eficiência energética, apenas é considerado um cenário que será comum a todas as combinações e perspectivas desenvolvidas, assumindo que as novas medidas de eficiência têm por base programas estruturados que serão levados a cabo independentemente do contexto económico.

### 3. 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 setores 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. Dado que a informação que é realmente relevante para efeitos de estudo da expansão do sistema electroprodutor é o consumo referido à produção líquida, é necessário converter a previsão do consumo final de eletricidade em consumo de eletricidade referido à produção líquida, através da seguinte expressão:

$$\text{Consumo referido à produção líquida} = \text{Consumo final} - \text{Autoconsumo} + \text{Perdas de transporte e distribuição} \quad (1)$$

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada para cada um destes três grandes setores de consumo: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Esta previsão advém de modelos económicos, tendo por base cenários de evolução macroeconómica em conformidade com a caracterização de cada cenário construído. Nesta fase não estão incluídos os impactos da implementação de novas medidas de eficiência energética, nem a penetração de VE.

Na fase seguinte, e para todo o período de previsão, são então incluídos os efeitos previstos sobre o consumo final total de eletricidade

- da implementação de novas medidas de eficiência energética de acordo com as perspetivas de evolução deste vetor,
- da penetração esperada de VE no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros, também com base nas diferentes perspetivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido.

A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo (a 1 ano) é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão como é explicitado a seguir.

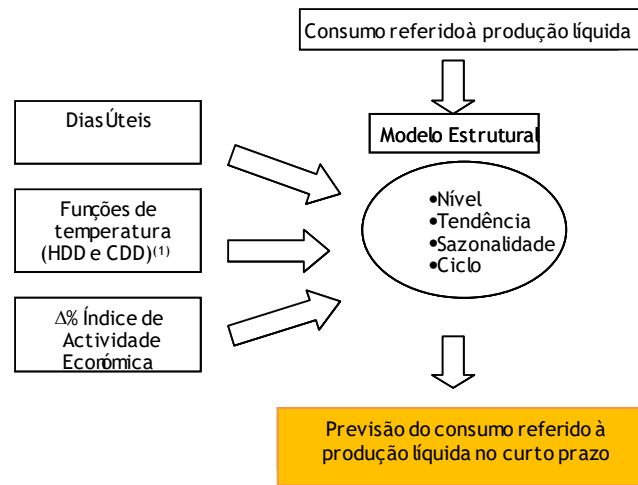
#### 3.1 Previsão de Curto Prazo

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 3 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

**Figura 3 - Etapas da previsão de curto prazo.**



<sup>(1)</sup> HDD - *Hot Degree Days*; CDD - *Cold Degree Days*

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2018 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e fevereiro de 2018, corrigidos de temperatura e número de dias úteis.

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 deste estudo, optou-se por tomar como base o consumo corrigido do efeito de temperatura e do número de dias úteis.

O consumo final de eletricidade para 2018, 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.

### 3.2 Previsão de Longo Prazo

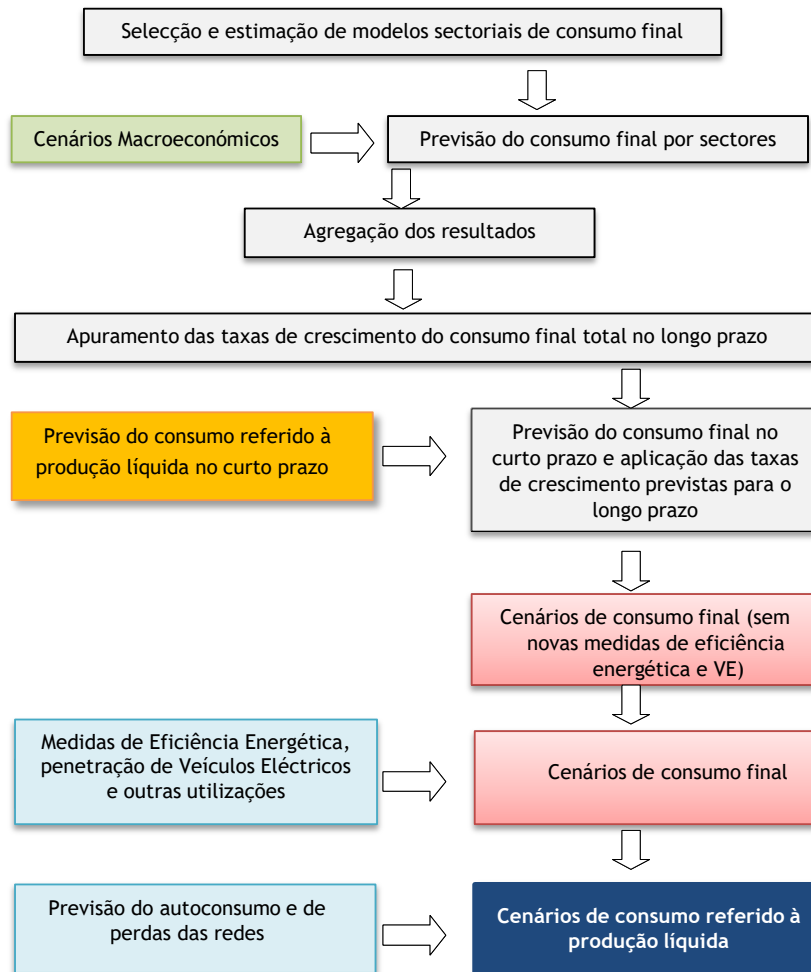
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada a partir da análise individual de três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Foram testadas outras abordagens, com maior ou menor índice de agregação, tendo-se concluído que a divisão do consumo nestes sectores apresenta resultados mais consistentes.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. São estimados diversos tipos de modelos, sendo escolhidos aqueles que permitem realizar previsões mais consentâneas com as expectativas de evolução da procura.

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 encontram-se sistematizadas na Figura 4.

**Figura 4 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão. Período 2019-2040**



Em cada cenário 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 o crescimento esperado da economia,
- o impacto da implementação futura de novas medidas de eficiência energética,
- a evolução prevista da penetração dos VE e ainda



- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspectivas de evolução do autoconsumo das grandes instalações.

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 evolução dos *inputs* referidos.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. À semelhança de anos anteriores, a metodologia que produziu melhores resultados foi a dos modelos estruturais, apresentando-se de seguida de forma mais detalhada as especificações estudadas e analisadas.

### 3.1.1 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

$$\gamma_t = -\sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \quad (5)$$

As equações (3), (4) e (5) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos  $\varepsilon$ ,  $\eta$ ,  $\xi$  e  $\omega$  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. Para mais detalhe sobre esta metodologia consultar Costa (1995) ou Harvey (1989).

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 -  $\mu$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  - 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 diferentes 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.

#### **3.1.2 Modelos econométricos 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.

Para o horizonte de previsão foi assumida uma descida dos coeficientes associados à variável económica que corresponde à continuação da tendência iniciada em 2010 e visível na evolução dos coeficientes nas figuras abaixo apresentadas para cada setor de consumo.

Esta tendência é resultado, especialmente, de alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos a esta realidade.

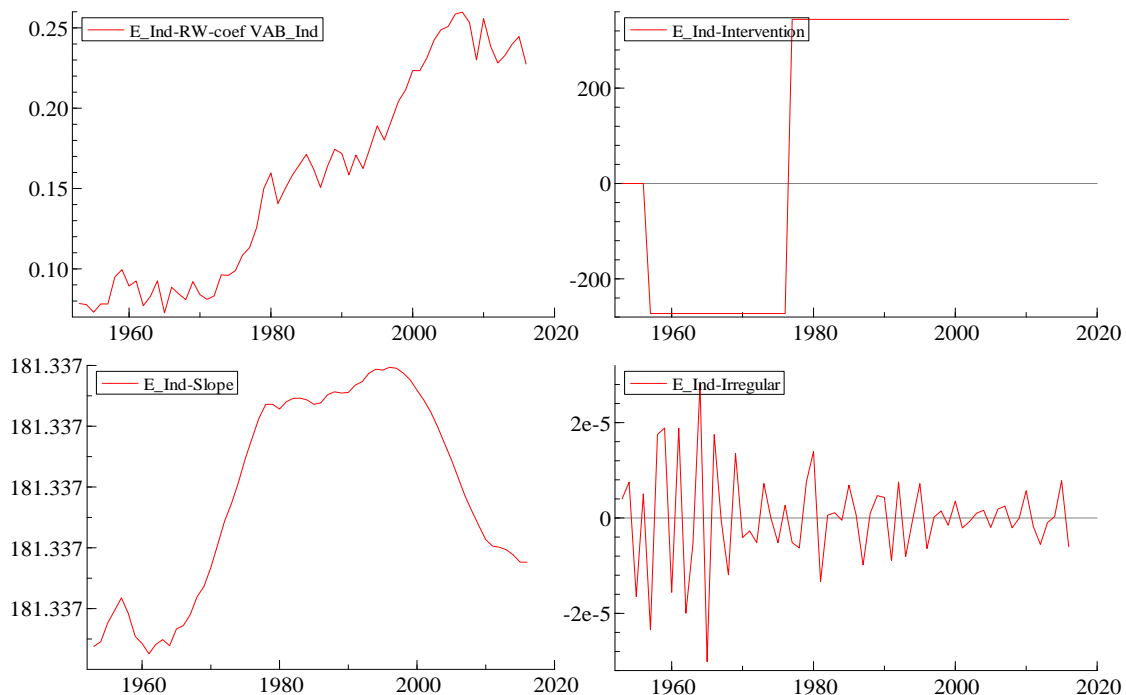
As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado exogenamente aos modelos econométricos. Resta o comportamento dos consumidores cuja alteração e impacto na procura é de difícil quantificação e de complexa, senão impossível, modelização. Associado a uma maior expressão esperada da alteração de comportamentos, não captada explicitamente nos modelos econométricos, no sector dos Serviços assumiu-se um maior impacto nos consumos decorrente dessa alteração comportamental (-0,5% ao ano no consumo induzido pelo decréscimo do coeficiente associado à variável económica). No sector Doméstico assumiu-se -0,2% e no sector da Agricultura e Indústria -0,1%, em conformidade com as expectativas de ganhos de eficiência por alteração de comportamentos.

### 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 componentes nível e declive do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo local linear. 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 e um *outlier* em 2009.

**Figura 5 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura**



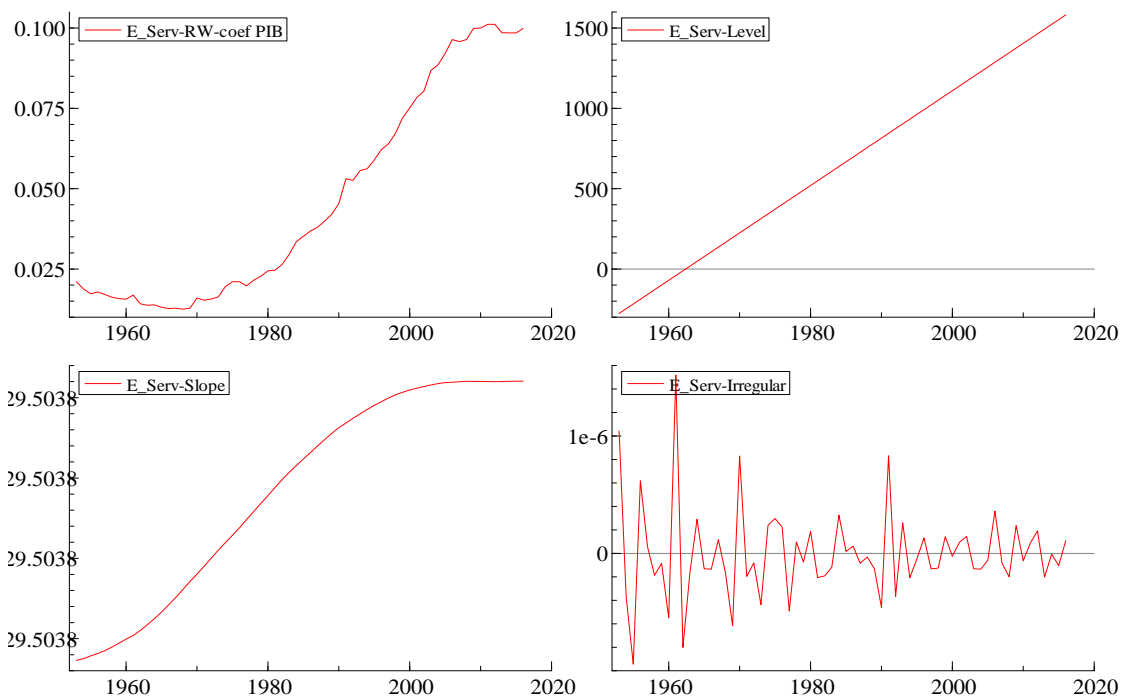
Na evolução do coeficiente estimado para a variável VAB, é bem patente a inversão da trajetória crescente a partir de 2010. Tal deve-se essencialmente a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica.

### Sector Terciário

No sector Terciário procedeu-se à estimação do modelo estrutural que relaciona a evolução da procura com o PIB sendo que os coeficientes associados às componentes de nível e tendência se revelaram do tipo estocástico. Optou-se por esta abordagem porque a adoção de modelos estruturais baseados na procura em função do VAB dos Serviços resultou em cenários muito pouco diferenciados entre si devido à predominância das componentes estruturais em detrimento das variáveis explicativas.

Detetou-se uma alteração de nível na correlação das séries em 2003 pelo que se introduziu uma variável *dummy* do tipo degrau neste ano.

**Figura 6 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário**



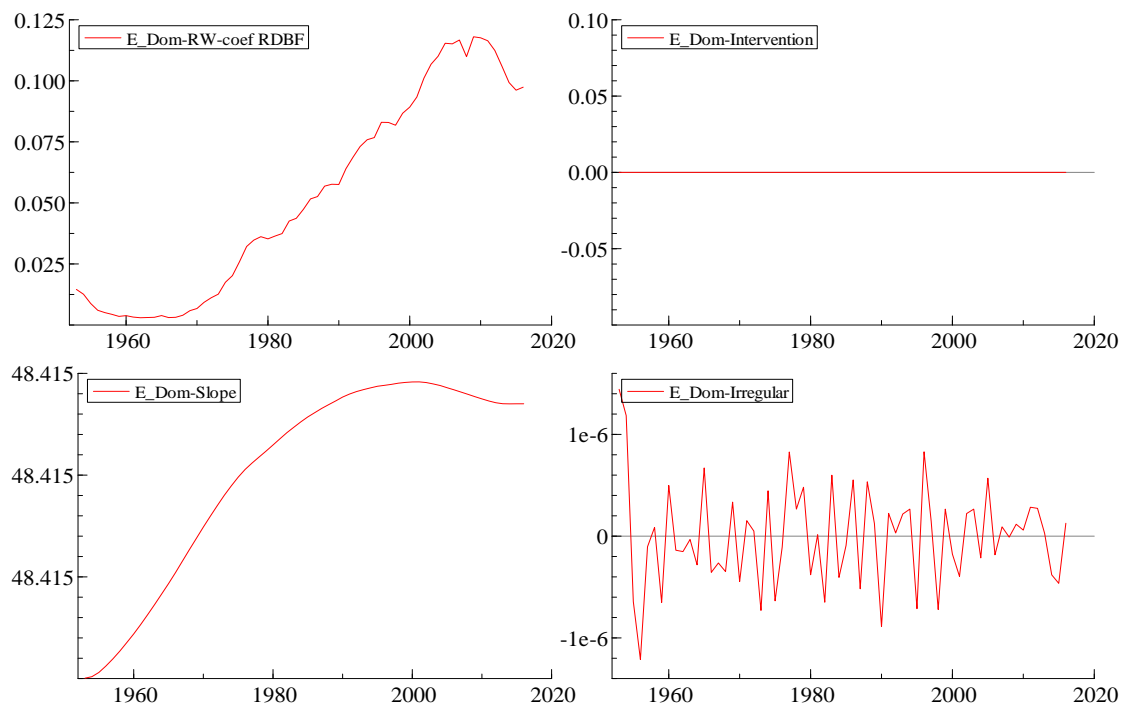
Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2010, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

## 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 que todas as componentes sejam do tipo estocástico - modelo local linear. 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 7 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial**



O coeficiente estimado para a variável RDBF também inverteu a sua trajetória crescente a partir de 2010. Tal como aconteceu com o sector da Indústria, também terão sido, fundamentalmente, os ganhos de eficiência no consumo os responsáveis por esta inversão.

## 4. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e constam do documento de pressupostos em anexo.

As previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa configuram três hipóteses de evolução:

- Cenário Superior: cenário com condições mais favoráveis de crescimento económico; projeções da OCDE publicadas no relatório “Economic Outlook”, em novembro de 2017, que antevem taxas de crescimento do PIB de 2,3% em 2018 e 2019. A partir deste ano

mantém-se o valor de 2,3% até 2040;

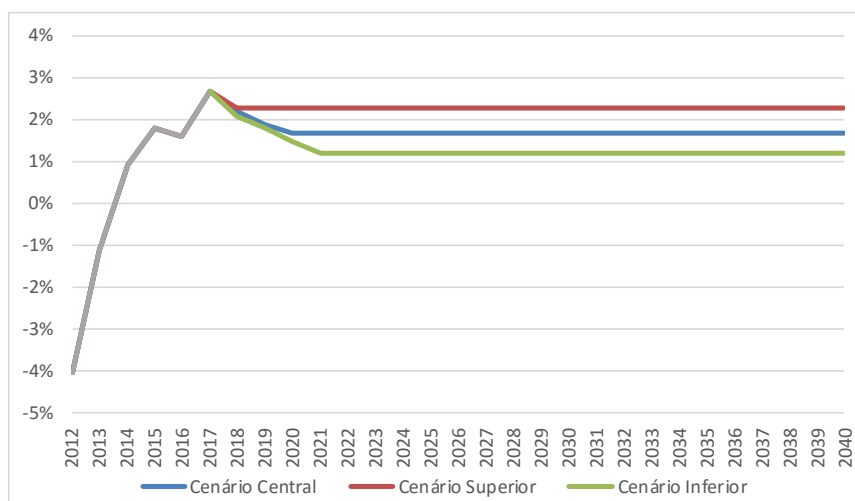
- Cenário Central: cenário com condições mais moderadas de crescimento económico; previsões do OE para 2018 e projeções do Banco de Portugal publicadas em dezembro de 2017 para 2019 e 2020; cenário de evolução do PIB de 2,2% em 2018, 1,9% em 2019 e 1,7% em 2020. A partir deste ano mantém-se o valor de 1,7% até 2040;
- Cenário Inferior: cenário com condições menos favoráveis de crescimento económico; previsões do FMI do sexto relatório pós-programa de ajustamento, fevereiro de 2018, exceto o ano de 2018 (valor DGEG); cenário de evolução do PIB de 2,1% em 2018, 1,8% em 2019, 1,5% em 2020, e 1,2% em 2021, 2022 e 2023. A partir deste ano mantém-se o valor de 1,2% até 2040;

Para estabelecer os cenários do RDBF construiu-se um modelo econométrico que relaciona as taxas de crescimento do Consumo Privado e do RDBF. Dessa regressão saiu uma elasticidade de 0,86 entre esta variável e o Consumo Privado e foi com base neste resultado que se construíram os cenários desta variável até 2040.

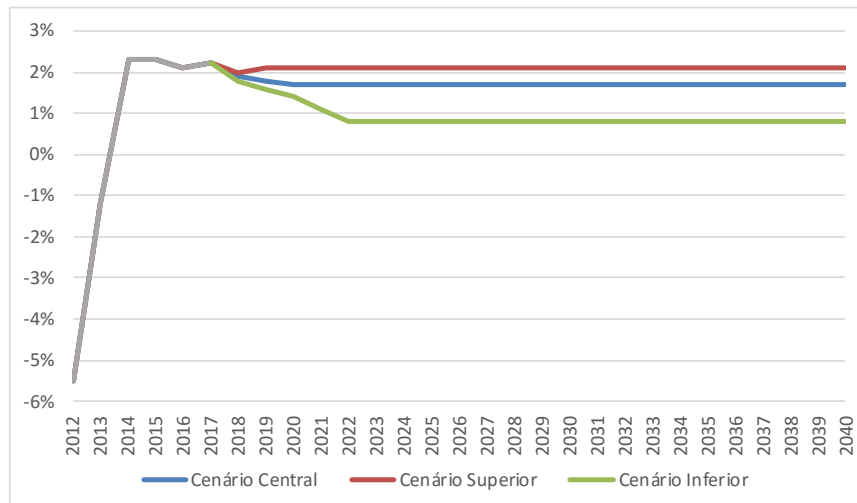
Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base nos pressupostos sobre a evolução do seu peso no PIB e que também constam do referido documento de pressupostos da DGEG.

A figura seguinte ilustra os três cenários considerados para o PIB, para o Consumo Privado e para os VAB setoriais.

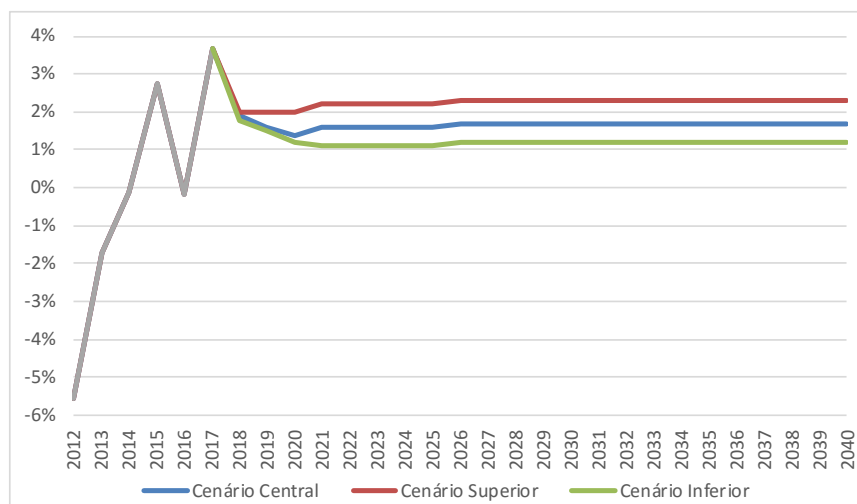
**Figura 8 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2018-2040**



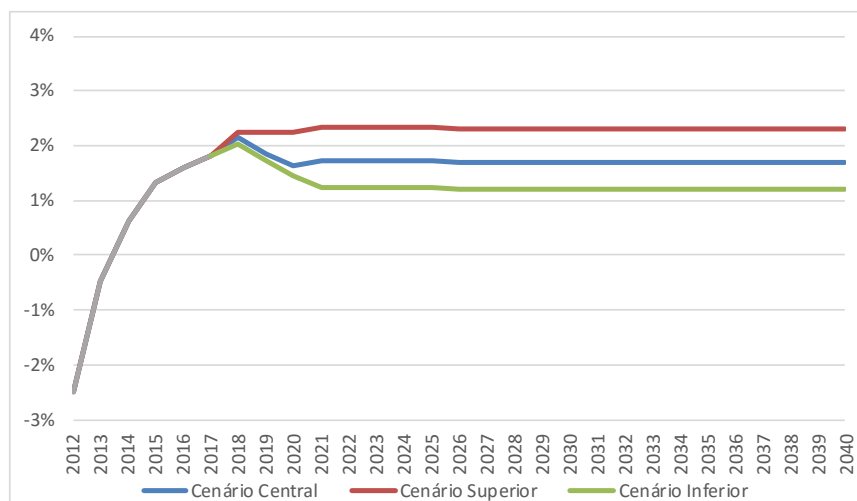
**Figura 9 - Evolução prevista para o Consumo Privado - Cenários DGEG 2018-2040**



**Figura 10 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - Cenários DGEG 2018-2040**



**Figura 11 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - Cenários DGEG 2018-2040**



## 5. IMPACTO DE NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

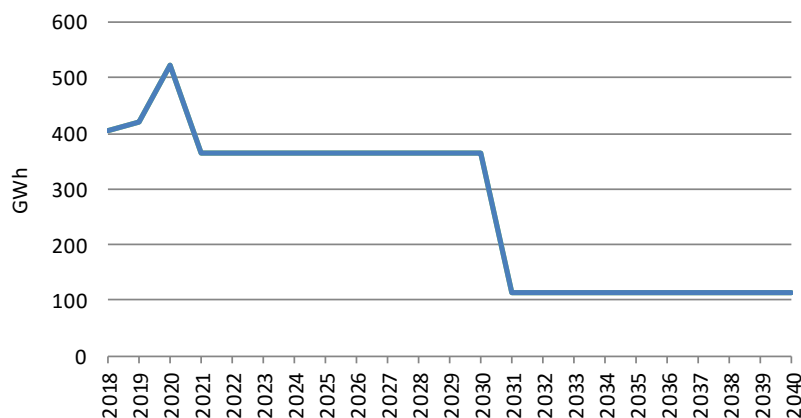
Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2018 em diante. O cenário de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes destas novas medidas consta igualmente do documento dos pressupostos da DGEG.

O período em análise foi dividido em três subperíodos - 2018-2020, 2021-2030 e 2031-2040 - caracterizados da seguinte forma:

- Para o período 2018-2020 as poupanças previstas são as que constam do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Este plano é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. É essencialmente executado através de medidas regulatórias (p.e. imposição de penalizações sobre equipamentos ineficientes, requisitos mínimos de classe de desempenho energético, obrigatoriedade de etiquetagem energética, obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas), mecanismos de diferenciação fiscal (p.e. discriminação positiva em sede de IUC, ISV e ISP) e apoios financeiros provenientes de fundos que disponibilizem verbas para programas de eficiência energética, tais como o Fundo de Eficiência Energética (FEE), o PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica, o Fundo Português de Carbono (FPC), Portugal 2020 e outros instrumentos financeiros comunitários.
- Para o período 2021-2030, as estimativas têm em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7º da diretiva para a eficiência energética que se encontra, atualmente, em discussão, considerando o texto final de compromisso de junho de 2018.
- Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2014-2016.

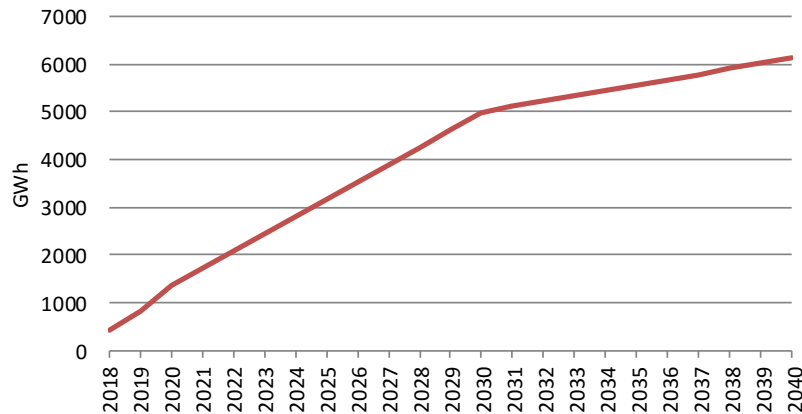
As figuras seguintes ilustram as poupanças anuais previstas e as poupanças acumuladas no período em análise.

**Figura 12 - Evolução prevista das poupanças anuais - Cenários DGEG 2018-2040**





**Figura 13 - Evolução prevista das poupanças acumuladas - Cenários DGEG 2018-2040**



De realçar mais uma vez que relativamente a este vetor apenas é considerado um cenário, assumindo que a promoção de novas medidas de eficiência alicerçadas em programas estruturados será levada a cabo independentemente do contexto económico.

As poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 5 000 GWh em 2030 e cerca de 6 000 GWh em 2040.

## 6. CONSUMO PREVISTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Relativamente à penetração de VE nas vendas de novos veículos ligeiros de passageiros, dos cenários apresentados pela DGEG associa-se o Cenário Continuidade ao cenário PNEC 30% de VE nas vendas de novos veículos a partir de 2030 e o Cenário Ambição ao cenário PNEC 50% de VE nas vendas de novos veículos a partir de 2030.

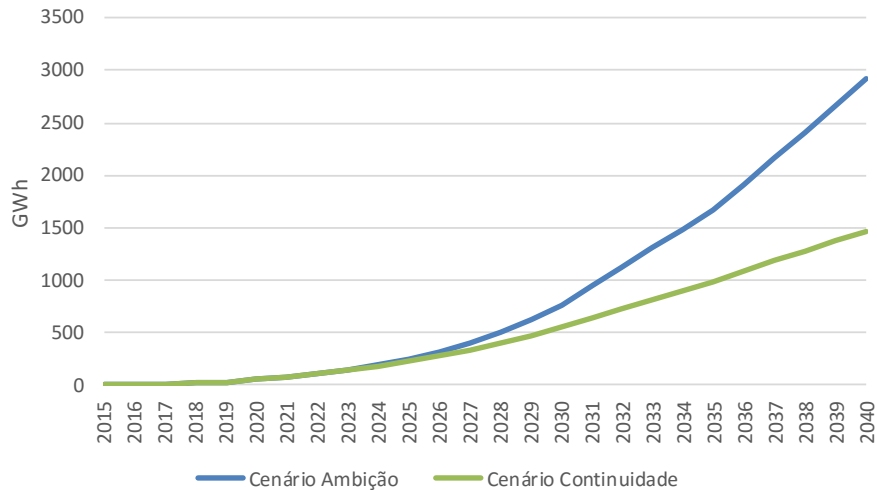
De assinalar que no Cenário Ambição se admite a eletrificação do transporte individual, no segmento de ligeiros de passageiros, em larga escala com um ritmo mais acelerado a partir de 2030, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados.

Assume-se que o consumo unitário é de 1 440 kWh/carro até 2030, tendo por base um consumo específico de 0,16 kWh/km e 9 000 km/carro/ano<sup>1</sup>. Entre 2030 e 2040 esse valor evolui até 1 500 kWh/carro, com um consumo específico de 0,15 kWh/km e 10 000 km/carro/ano.

Destas assunções resulta o consumo previsto dos VE ilustrado na Figura 14, para ambos os cenários.

<sup>1</sup> Ver estudo do ACP [http://observatorio.acp.pt/estudos/conductor\\_portugues/index.html](http://observatorio.acp.pt/estudos/conductor_portugues/index.html)

**Figura 14 - Evolução prevista do consumo dos VE - Cenários DGEG 2018-2040**



Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é claramente superior a partir de 2030, em ambos os cenários. O VE é cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência; preço cada vez mais competitivo.

A diferenciação entre os dois cenários tem impacto significativo nos acréscimos previstos no consumo final decorrente da penetração de VE.

Para os pressupostos assumidos, a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 210 GWh em 2030 e 1 440 GWh em 2040. O diferencial entre os cenários vai aumentando ao longo do tempo em resultado das distintas taxas de penetração de VE que estão na sua base.

## 7. EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO

Neste exercício de previsão, a evolução do autoconsumo anual é composta por duas vertentes:

- autoconsumo das grandes instalações e
- autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e das unidades de pequena produção (UPP), incluídas na produção distribuída ou descentralizada.

A nível europeu são vários os Estados-membros que têm apostado na produção descentralizada como forma de reduzir perdas nas redes de distribuição, diminuir a dependência externa e atribuir ao consumidor um papel mais ativo. A implementação progressiva das redes inteligentes induz a uma maior flexibilidade na procura e permite que os consumidores assumam um papel cada vez mais atuante e relevante no mercado de eletricidade, com a possibilidade de optar pelo autoconsumo.

A nível nacional, o Decreto-Lei nº 153/2014<sup>2</sup>, de 20 de Outubro, estabelece os regimes jurídicos aplicáveis:

- à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, e
- à produção de eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP) a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

Reconhece-se o potencial da atividade de produção em autoconsumo, como forma de promover um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Para além disso, a evolução tecnológica dos sistemas de armazenamento suportados em soluções descentralizadas poderá potenciar o crescimento do autoconsumo, em conjugação com o desenvolvimento das redes inteligentes.

Assim, relativamente aos cenários de autoconsumo, em ambas as vertentes se assumem os cenários da DGEG apresentados no documento dos pressupostos, tendo por referencial a evolução prevista da potência instalada nos cenários de oferta Continuidade, Ambição e Teste de Stress, sendo de realçar que para as instalações com cogeração essa potência é a mesma nos três cenários desenvolvidos.

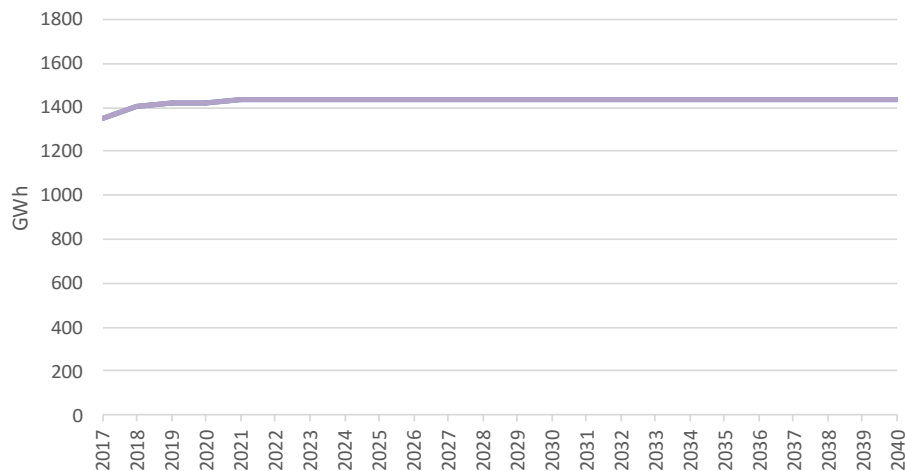
Nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2018. Em consequência assume-se uma hipótese de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, um cenário de evolução do autoconsumo distinto.

A evolução prevista do autoconsumo pode ser analisada nas figuras abaixo.

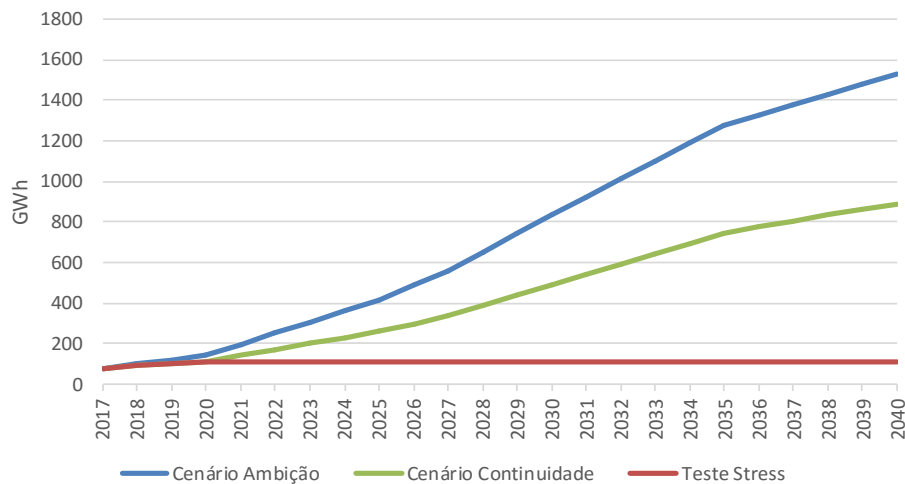
---

<sup>2</sup> Com este DL são reformulados e integrados os regimes de miniprodução e microprodução, revogando -se o Decreto - Lei n.º 34/2011, de 8 de Março, alterado pelos Decretos -Leis n.os 25/2013, de 19 de Fevereiro, e 363/2007, de 2 de Novembro, alterado pela Lei n.º 67 -A/2007, de 31 de Dezembro, e pelos Decretos -Leis n.os 118 -A/2010, de 25 de Outubro, e 25/2013, de 19 de Fevereiro.

**Figura 15 - Evolução prevista do autoconsumo das grandes instalações - Cenários DGEG 2018-2040**



**Figura 16 - Evolução prevista do autoconsumo das UPAC+UPP - Cenários DGEG 2018-2040**



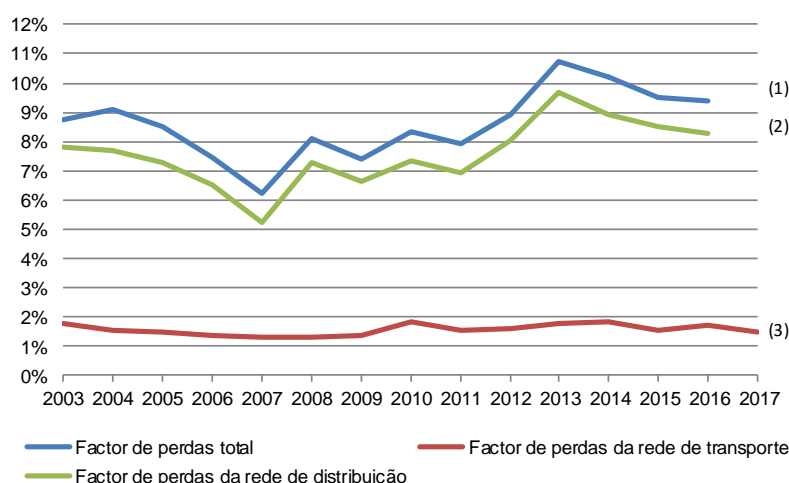
No que respeita às grandes instalações, é assumida a manutenção da capacidade instalada a partir de 2020, o que configura um valor constante do autoconsumo ao longo do período em análise.

Já em relação ao autoconsumo das UPAC+UPP, o Cenário Ambição apresenta valores mais elevados, sendo de assinalar que, para os pressupostos assumidos, a amplitude entre os cenários Continuidade e Ambição varia entre 347 GWh em 2030 e cerca de 637 GWh em 2040. No Teste de Stress é de assinalar uma diferença bastante significativa face aos outros cenários.

## 8. EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS NAS REDES

O fator de perdas indica a percentagem de energia emitida que não foi recebida pelos consumidores devido a perdas nas redes de transporte e distribuição. A Figura 17 mostra a evolução passada do fator de perdas entre 2003 e 2016, total e individual das redes de transporte e de distribuição.

**Figura 17 - Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2016**



(1) Factor de perdas das redes total=1-(consumo final-autoconsumo)/consumo referido à produção líquida  
 (2) Factor de perdas da rede de distribuição=1-energia saída/energia entrada  
 (3) Factor de perdas da rede de transporte=1-energia saída/energia entrada

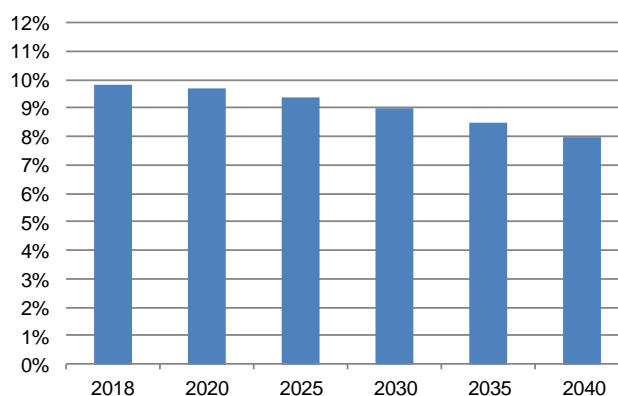
Fonte: DGEG, REN e EDP Distribuição

Entre o ano de 2003 e o ano de 2007 a tendência de evolução do fator de perdas é claramente decrescente em oposição ao período 2007-2013, caracterizado por uma evolução crescente deste indicador para níveis bastante elevados devido, principalmente, ao agravamento do fator de perdas da rede de distribuição. Entre o ano de 2013 e o ano de 2016 o fator de perdas total decresceu e estima-se que esse percurso se tenha mantido em 2017.

Ainda são necessárias mais algumas observações para se poder concluir, com algum grau de certeza, sobre a tendência futura de evolução do fator de perdas. Porém, atendendo a que as perdas na rede de transporte estão em níveis bastante baixos, resultado do esforço de investimento na rede e em medidas preventivas de incidentes nas linhas, e à redução esperada nas perdas da rede de distribuição, efeito de um maior investimento e projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 10% - valor médio dos valores verificados entre os anos de 2013 e 2016 - e 9% no período 2018-2030 e entre 9% e 8% no período 2030-2040.

A Figura 18 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas das redes.

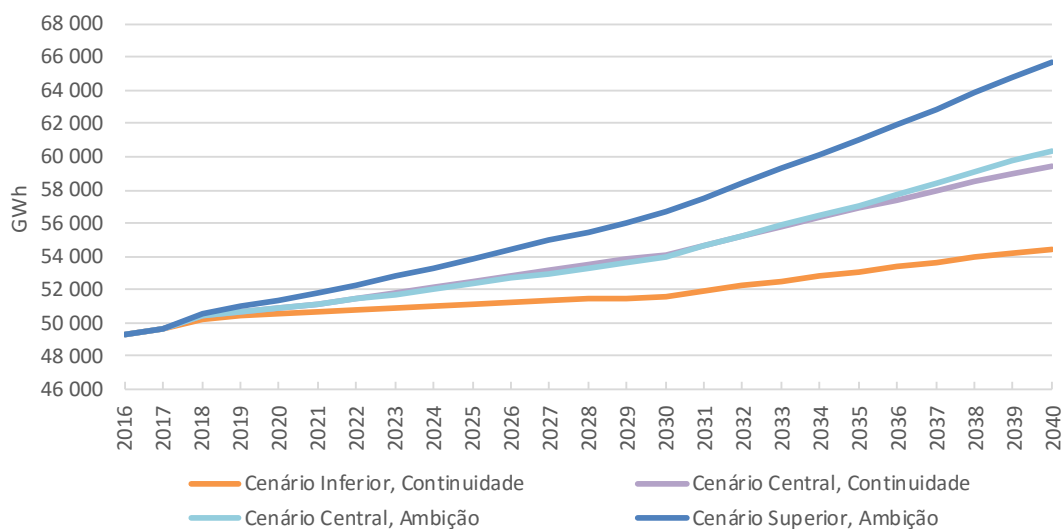
**Figura 18 - Evolução do fator de perdas das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Anos de 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040**



## 9. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA

A trajetória de evolução do consumo referido à produção líquida, decorrente dos cenários de previsão do consumo final de eletricidade, de evolução do autoconsumo e do fator de perdas previsto é apresentada na Figura 19.

**Figura 19 - Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2018-2040**



Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 5,1 TWh, enquanto no horizonte do estudo se situa em 11,2 TWh.

A Tabela 1 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto.

**Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2018-2040**

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2018-2040	1,2%	0,8%	0,8%	0,4%
2020-2030	1,0%	0,6%	0,6%	0,2%
2030-2040	1,5%	1,1%	0,9%	0,5%

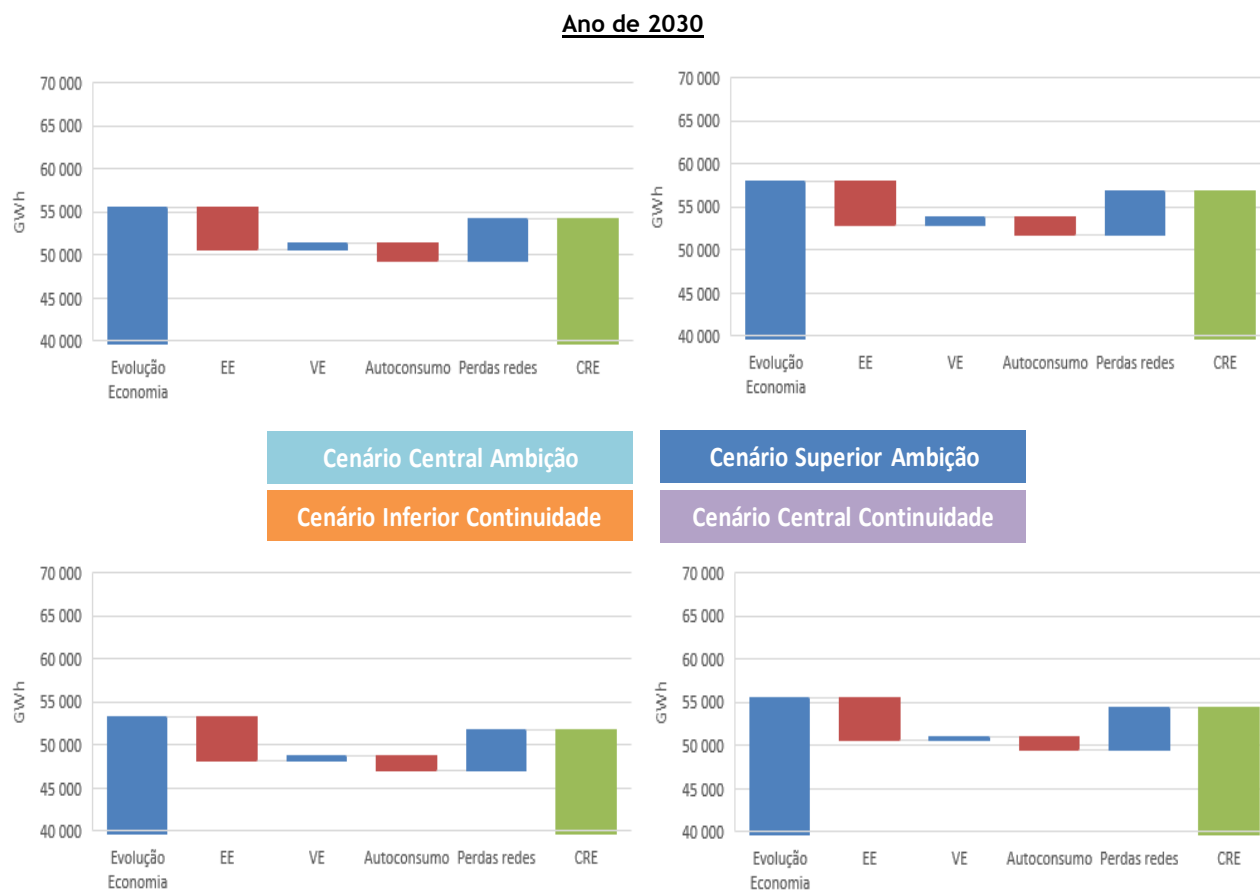
Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,2% no Cenário Superior Ambição, 0,8% nos cenários Central Ambição e Central Continuidade e 0,4% no Cenário Inferior Continuidade. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários devido às diferentes conjugações de perspetivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica.

De salientar que no período 2030-2040, as taxas de crescimento em cada cenário são mais elevadas do que na década anterior devido à penetração prevista dos VE.

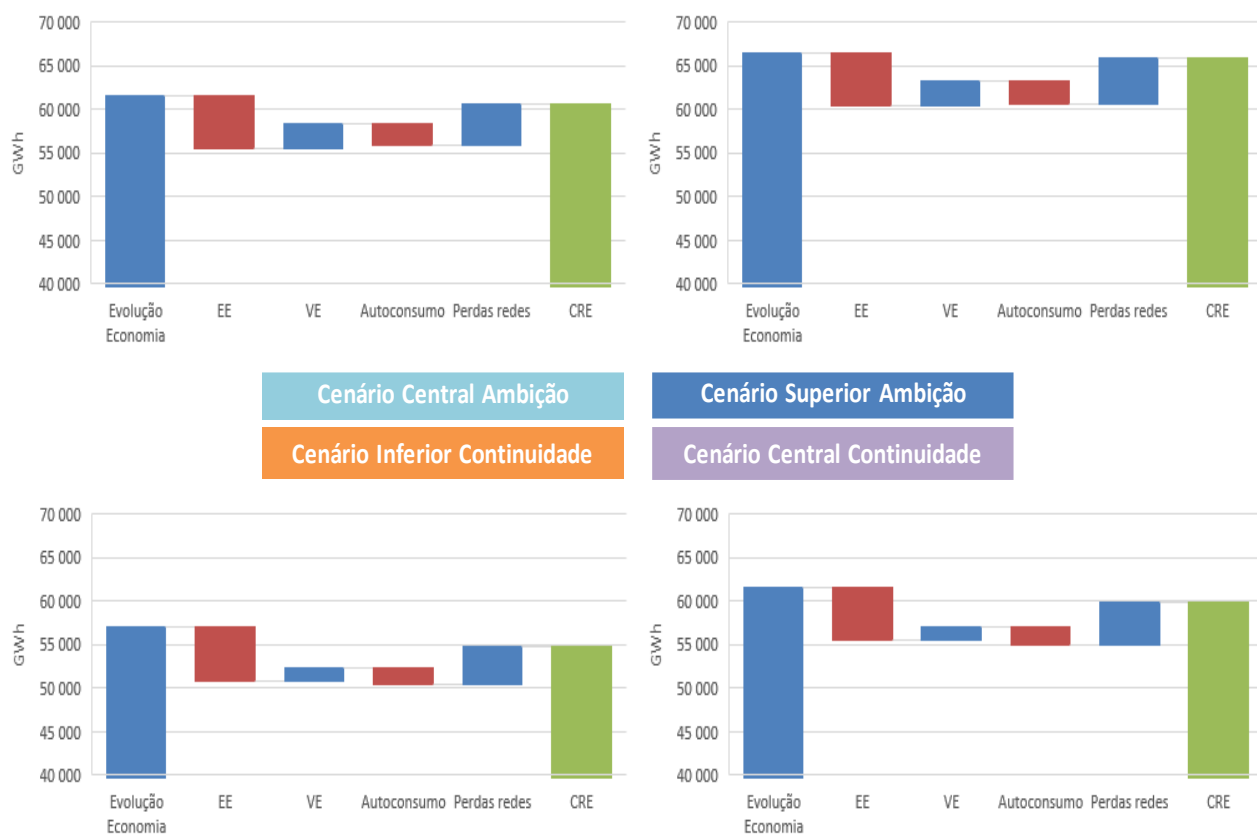
## 10. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Para 2030 e 2040, representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida previsto. As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os resultados obtidos.

*Figura 20 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura*



**Ano de 2040**



A primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente consumo final de eletricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários, sistematiza o conjunto de efeitos sobre o consumo das várias vertentes e permite analisar o peso relativo de cada um, bem como a sua maior ou menor relevância em cada cenário.



## **Anexo 10.2**

**Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN**  
**(Anexo 2.III do RMSA-E 2018 aprovado em dezembro de 2018)**

**Página em Branco**



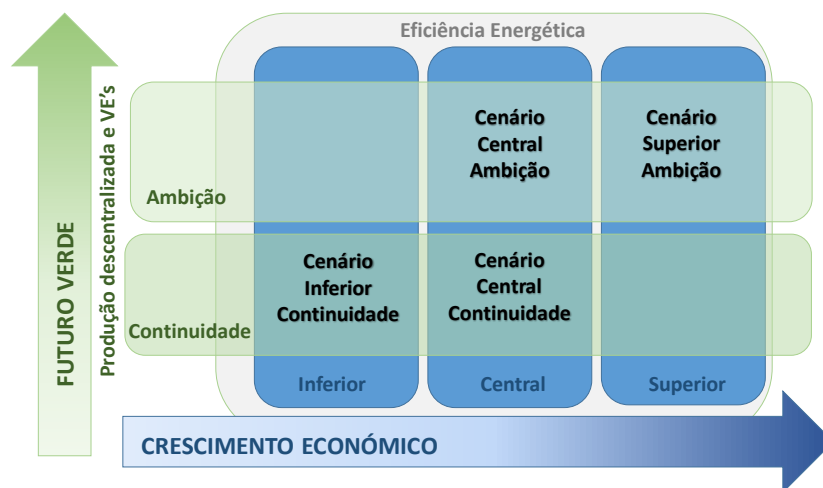
## **Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2040**



## 1. ENQUADRAMENTO

Neste exercício de monitorização de segurança de abastecimento, tendo por objetivo enquadrar o que poderá ser o consumo de eletricidade no longo prazo, são utilizados cenários de evolução da procura suficientemente contrastantes, resultado de se terem admitido diferentes tendências económicas, sociais, tecnológicas e de políticas energéticas e ambientais.

Da conjugação das diferentes perspetivas de evolução desses vetores, enquadrados por dois eixos fundamentais “Futuro Verde” (2 hipóteses de evolução da produção descentralizada e dos veículos elétricos, continuidade e ambição) e “Crescimento Económico” (3 hipóteses de evolução da atividade económica, superior, central e inferior) resultaram os seguintes quatro cenários de previsão da procura: Cenário Inferior Continuidade, Cenário Central Continuidade, Cenário Central Ambição e Cenário Superior Ambição, apresentados no documento Pressupostos Gerais da DGEG.



Desses vetores, como descrito no Anexo II relativo à previsão da procura, assumem particular importância o crescimento económico, a eficiência energética, a descentralização da produção e a penetração dos veículos elétricos (VE). Quando em comparação com exercícios anteriores, a principal dissemelhança surge na cenarização da penetração dos VE que atinge entre 30% e 50% dos novos veículos a partir de 2030, respetivamente nos cenários Continuidade e Ambição.

No cenário Ambição a introdução de um número tão elevado de VE entre os horizontes 2030 e 2040 quase quadruplica o acréscimo de consumo (de 840 GWh para 3165 GWh), mas o efeito mais relevante em termos de segurança de abastecimento é a estratégia de carregamento associada a esses veículos e o conseqüente efeito nas pontas de carga do SEN.

Esta nova realidade introduz novos desafios na definição das pontas síncronas de carga do SEN que passaram a integrar as

- pontas mensais, calculadas utilizando a metodologia baseada no fator de cargas aplicada aos cenários de previsão da procura deduzidos dos consumos dos veículos elétricos, e
- perfis diários do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE considerados nas respetivas perspetivas de evolução.

## 2. PONTAS SÍNCRONAS MENSAIS

## 2.1 METODOLOGIA “FATOR DE CARGA”

Tendo por base os cenários de evolução da procura indicados nos Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG, para a previsão das pontas mensais do SEN foi utilizada a metodologia baseada no fator de cargas. Nesta metodologia a determinação das pontas de inverno e de verão resulta do processo de caracterização do perfil da procura mensal, a partir dos valores históricos da potência referida à emissão dos anos mais recentes (2014 a 2017). O processo é composto pelas seguintes fases:

1. Determinação da repartição da procura anual pelos meses do ano;
2. Identificação do perfil dos diagramas normalizados de duração de cargas mensais, através da aproximação dos dados históricos por polinómios do 5º grau;
3. Cálculo das pontas mensais a partir da repartição da procura anual pelos meses do ano, aplicada aos diagramas determinados em (2.).

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por efeitos de temperatura (agravamento com probabilidade de não excedência de 95%) tendo em conta o histórico dos últimos 30 anos. Admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes.

Do conjunto das pontas mensais, são depois selecionados os maiores valores da ponta dos meses de inverno e de verão.

## 2.2 PERFIL DIÁRIO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE ASSOCIADO AO CARREGAMENTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

De forma a caracterizar o tipo de carregamento dos VE nos estudos conducentes à monitorização de segurança de abastecimento foram analisadas as duas estratégias distintas (extremas) de carregamento dos VE identificadas com base no projeto europeu MERGE<sup>1</sup>: a) estratégia de carregamento direto - “*Dumb*” e b) estratégia de carregamento inteligente - “*Smart*”.

A estratégia de carregamento direto “*Dumb*” assume que a decisão é do proprietário do VE que o liga à rede quando assim deseja, isto é, o processo de carregamento inicia-se automaticamente e termina quando o proprietário quiser ou quando a bateria estiver completamente carregada, não tendo em conta qualquer tipo de análise de custos ou de regimes tarifários e de restrições de abastecimento.

Neste caso consideram-se essencialmente as situações em que o carregamento ocorre quando os condutores chegam a casa no final do dia. Em termos tarifários, os consumidores considerados neste tipo de carregamento não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia.

A estratégia de carregamento inteligente “*Smart*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo. De acordo com os preços históricos de eletricidade em Portugal (informação do OMIP), assume-se que o período em que o custo da eletricidade

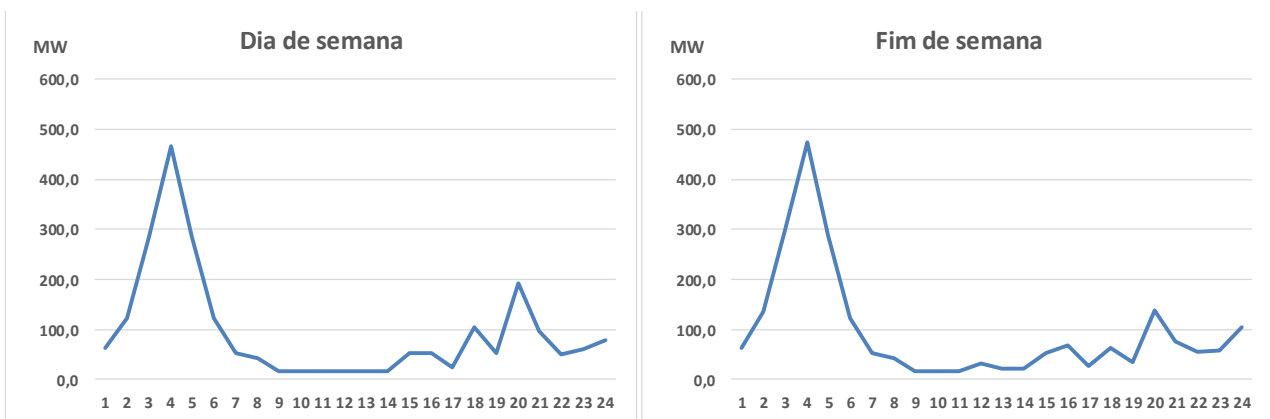
---

<sup>1</sup> - *Mobile Energy Resources for Grids of Electricity (MERGE)* - Projeto europeu, desenvolvido no início desta década, teve por principal objetivo desenvolver uma estratégia de suporte à transição para a mobilidade elétrica e um conjunto de instrumentos que permitam modelizar, analisar e otimizar o planeamento e futura gestão de sistemas que integrem veículos elétricos em larga escala, de acordo com o conceito de “mobilidade dos recursos energéticos relativamente à sua ligação à rede.

é menor está compreendido entre as 22 horas e as 8 horas do dia seguinte (correspondente aos períodos de vazio e de super-vazio da tarifa bi-horária, em ciclo diário) e entre as 15 horas e as 16 horas.

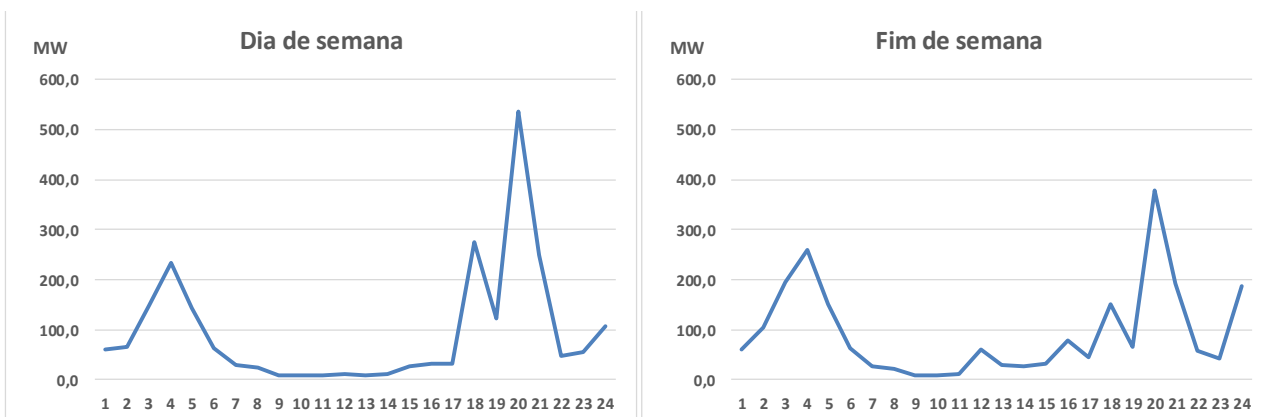
Dado o incremento e a diversidade dos proprietários, o mais expetável será que no futuro o carregamento dos VE corresponda a uma combinação destas duas estratégias extremas. Desta forma como cenário base nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento, atentos os resultados do projeto MERGE, considerou-se o seguinte comportamento dos proprietários ao nível do carregamento dos VE: 20% assumem uma estratégia de carregamento *Dumb* e 80% uma estratégia *Smart* (E20-80).

A título de exemplo, a figura seguinte representa o perfil diário (dia de semana e dia de fim de semana) de carregamento dos VE para o Cenário Central Ambição em 2030, para esta hipótese de estratégia (E20-80). Nestas condições, o acréscimo de potência nas horas de vazio (entre as 3h e as 5h da madrugada) atinge cerca de 500 MW.



Adicionalmente, tendo em conta os pressupostos considerados em estudos recentes pela ENTSO-E, à semelhança da RTE (TSO de França), foi efetuada uma análise de sensibilidade à estratégia de carregamento dos VE em 2030, tendo-se adotado que 60% dos proprietários assumem uma estratégia de carregamento *Dumb* e 40% uma estratégia *Smart* (E60-40).

Na figura seguinte apresenta-se o perfil diário de carregamento dos VE em 2030 para o Cenário Central Ambição, resultado da aplicação dessa estratégia. Nestas condições, o acréscimo de potência ascende a cerca de 550 MW e ocorre em simultâneo com as horas de ponta dos dias úteis (entre as 18h e as 20h), agravando as necessidades nesse período.



Por fim, é de realçar que a estratégia E60-40 é mais exigente ao nível da segurança de abastecimento do sistema produtor, uma vez que vai agravar a ponta anual dos consumos de eletricidade que normalmente ocorre nos períodos de Inverno, entre as 18 e as 20 horas.

### 3. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Nas tabelas seguintes apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual de Inverno para os cenários Central Continuidade e Ambição e Superior Ambição, para os estádios 2020, 2025, 2030 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento de VE E20-80.

No caso específico do estádio 2030 são ainda apresentados os valores das pontas standard e agravada para a estratégia de carregamento de VE E60-40.

Em anexo apresentam-se os resultados para a Ponta Anual de Verão.

#### Cenário Central Continuidade - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50795	2020	50855	2020	8640	2020	8910
2025	52234	2025	52482	2025	8920	2025	9195
2030	53511	2030	54119	2030	9200	2030	9480
2040	57871	2040	59470	2040	10165	2040	10470

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E60-40		E60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	53511	2030	54119	2030	9450	2030	9730

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

#### Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50774	2020	50833	2020	8640	2020	8910
2025	52063	2025	52337	2025	8895	2025	9170
2030	53143	2030	53980	2030	9190	2030	9470
2040	57193	2040	60359	2040	10405	2040	10705

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E60-40		E60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	53143	2030	53980	2030	9535	2030	9815

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

#### Cenário Superior Ambição

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	51283	2020	51342	2020	8725	2020	8995
2025	53581	2025	53855	2025	9150	2025	9430
2030	55811	2030	56649	2030	9640	2030	9935
2040	62498	2040	65664	2040	11305	2040	11635

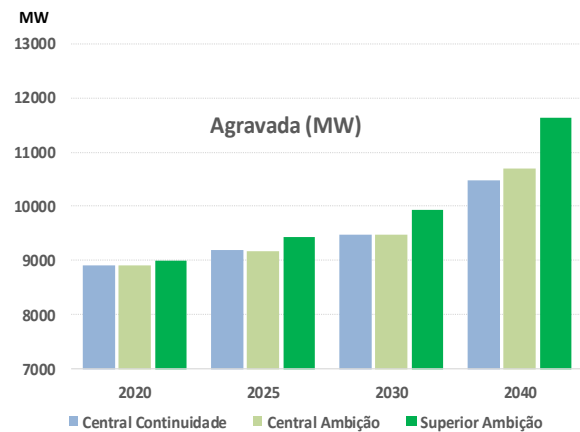
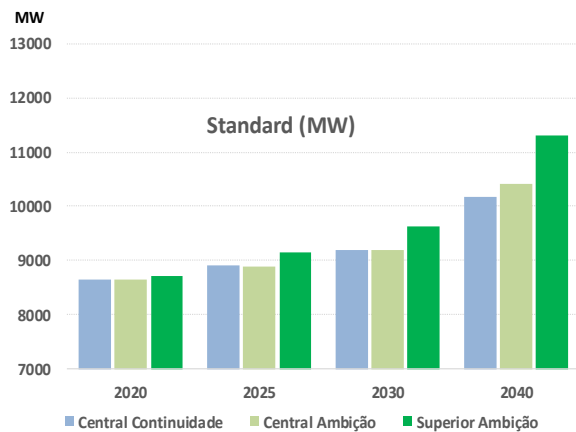
Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
E60-40		E60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	55811	2030	56649	2030	9985	2030	10280

a) Para condições standard de temperatura

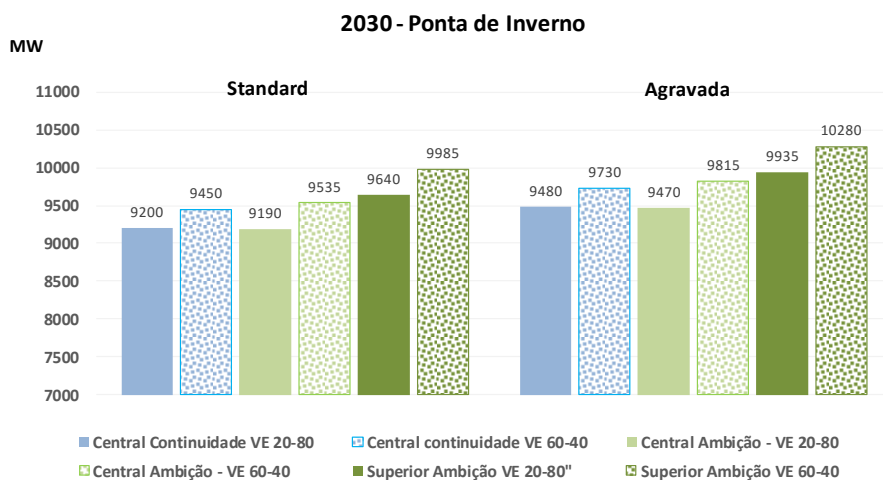
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

No cenário Central Continuidade a ponta de inverno ascende em 2040 a cerca de 10165MW, em condições standard, e a 10470MW em condições agravadas de temperatura. O diferencial entre cenários é crescente à medida que se avança no tempo, ultrapassando 1140MW em 2040, (entre o cenário Superior Ambição e o Central Continuidade), contribuindo o carregamento de VE com cerca de 30% deste acréscimo (345MW).





A importância da seleção da estratégia de carregamento dos VE pode visualizar-se na figura seguinte. O valor das pontas standard e das pontas agravadas no horizonte 2030 para os 3 cenários de evolução da procura considerados e assumindo as 2 estratégias de carregamento de VE diferenciadas, E20-80 e E60-40, varia entre um mínimo de 9200MW (ponta standard no Cenário Central Continuidade E20-80) e um máximo de 10280MW (ponta agravada do Cenário Superior Ambição E60-40).



Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumos devida às diferentes estratégias de carregamento varia entre 250MW (cerca de 2,6%) no caso dos cenários Continuidade e 345MW (cerca de 3,6%) no dos cenários Ambição.

Em conclusão:

- A eletrificação do sector dos transportes é um tema que, neste momento, apresenta uma dinâmica de mudança; neste âmbito, não só o ritmo de penetração do VE ao nível do uso privado, que tudo aponta vai ser massificado no futuro, e o potencial de adoção nos transportes públicos, mas também as estratégias de carregamento empregues pelos utilizadores apresentam ainda muita incerteza;

- Dados os impactos da penetração dos VE e do comportamento dos utilizadores no sector elétrico, que podemos concluir não são despreciables quer em termos de aumentos dos consumos de eletricidade e, em particular, da alteração dos diagramas de cargas do consumo, este será um tema que importa continuar a acompanhar e a analisar com atenção em próximos exercícios.

## ANEXO: CONSUMOS E PONTAS DE VERÃO

### Cenário Central Continuidade - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E20-80		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50795	2020	50855	2020	7350	2020	7740
2025	52234	2025	52482	2025	7560	2025	7960
2030	53511	2030	54119	2030	7750	2030	8160
2040	57871	2040	59470	2040	8400	2040	8845

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E60-40		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	53511	2030	54119	2030	7745	2030	8155

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

### Cenário Central Ambição - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E20-80		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50774	2020	50833	2020	7345	2020	7735
2025	52063	2025	52337	2025	7535	2025	7935
2030	53143	2030	53980	2030	7700	2030	8105
2040	57193	2040	60359	2040	8330	2040	8765

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E60-40		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	53143	2030	53980	2030	7695	2030	8100

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

### Cenário Superior Ambição - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E20-80		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	51283	2020	51342	2020	7420	2020	7815
2025	53581	2025	53855	2025	7755	2025	8165
2030	55811	2030	56649	2030	8090	2030	8515
2040	62498	2040	65664	2040	9100	2040	9580

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Ponta dos Consumos	
		E60-40		Agravada (MW) <sup>b)</sup>			
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	55811	2030	56649	2030	8080	2030	8510

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

## **Anexo 10.3**

### **Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN - Resultados anuais obtidos para a Carga Síncrona**

**Página em Branco**

Nas tabelas seguintes apresentam-se os valores anuais obtidos, entre 2020 e 2029, para a Ponta Anual de Inverno e ponta sazonal de Verão para o cenário Central Ambição – retido como base para a elaboração da presente proposta de PDIRT 2020-2029 - bem como os valores extremos, mínimo e máximo, que decorrem respetivamente do cenário Inferior Continuidade e do cenário Superior Ambição (com agravamento da temperatura).

### Pontas Síncronas do SEN - Época sazonal de Inverno

#### Cenário base: Central Ambição (Ponta Anual)

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos (MW) <sup>a)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	50774	2020	50833	2020	59	2020	8630	2020	8900	2020	10	2020	8640
2021	51026	2021	51113	2021	87	2021	8670	2021	8939	2021	15	2021	8685
2022	51290	2022	51408	2022	118	2022	8715	2022	8985	2022	20	2022	8735
2023	51553	2023	51713	2023	160	2023	8760	2023	9032	2023	25	2023	8785
2024	51811	2024	52023	2024	212	2024	8805	2024	9078	2024	35	2024	8840
2025	52063	2025	52337	2025	275	2025	8850	2025	9125	2025	45	2025	8895
2026	52297	2026	52650	2026	354	2026	8885	2026	9160	2026	60	2026	8945
2027	52523	2027	52972	2027	449	2027	8925	2027	9202	2027	75	2027	9000
2028	52738	2028	53300	2028	562	2028	8965	2028	9243	2028	95	2028	9060
2029	52944	2029	53636	2029	692	2029	9000	2029	9279	2029	125	2029	9125

a) Para condições standard de temperatura

#### Valores mínimos: Inferior Continuidade

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos (MW) <sup>a)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	50469	2020	50528	2020	59	2020	8575	2020	8840	2020	10	2020	8585
2021	50573	2021	50659	2021	87	2021	8595	2021	8860	2021	15	2021	8610
2022	50655	2022	50773	2022	118	2022	8610	2022	8876	2022	20	2022	8630
2023	50732	2023	50887	2023	155	2023	8620	2023	8886	2023	25	2023	8645
2024	50799	2024	50998	2024	199	2024	8630	2024	8897	2024	35	2024	8665
2025	50856	2025	51104	2025	248	2025	8645	2025	8913	2025	40	2025	8685
2026	50900	2026	51206	2026	306	2026	8650	2026	8918	2026	50	2026	8700
2027	50935	2027	51306	2027	372	2027	8655	2027	8923	2027	60	2027	8715
2028	50955	2028	51400	2028	444	2028	8660	2028	8928	2028	75	2028	8735
2029	50965	2029	51488	2029	523	2029	8660	2029	8928	2029	90	2029	8750
2030	50964	2030	51571	2030	608	2030	8665	2030	8935	2030	105	2030	8770
2040	52829	2040	54428	2040	1599	2040	8980	2040	9260	2040	330	2040	9310

a) Para condições standard de temperatura

#### Valores máximos: Superior Ambição (com agravamento por efeito da temperatura)

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	51283	2020	51342	2020	59	2020	8715	2020	8985	2020	10	2020	8995
2021	51726	2021	51812	2021	87	2021	8790	2021	9062	2021	15	2021	9075
2022	52185	2022	52303	2022	118	2022	8870	2022	9145	2022	20	2022	9165
2023	52650	2023	52810	2023	160	2023	8950	2023	9227	2023	25	2023	9250
2024	53116	2024	53328	2024	212	2024	9025	2024	9305	2024	35	2024	9340
2025	53581	2025	53855	2025	275	2025	9105	2025	9385	2025	45	2025	9430
2026	54034	2026	54388	2026	354	2026	9180	2026	9465	2026	60	2026	9525
2027	54485	2027	54934	2027	449	2027	9260	2027	9547	2027	75	2027	9620
2028	54930	2028	55492	2028	562	2028	9335	2028	9624	2028	95	2028	9720
2029	55372	2029	56064	2029	692	2029	9410	2029	9702	2029	125	2029	9825

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

Pontas Síncronas do SEN - Época sazonal de Verão

Cenário base: Central Ambição

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos (MW) <sup>a)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	50774	2020	50833	2020	59	2020	7344	2020	7734	2020	1	2020	7345
2021	51026	2021	51113	2021	87	2021	7383	2021	7774	2021	2	2021	7385
2022	51290	2022	51408	2022	118	2022	7418	2022	7811	2022	2	2022	7420
2023	51553	2023	51713	2023	160	2023	7457	2023	7852	2023	3	2023	7460
2024	51811	2024	52023	2024	212	2024	7495	2024	7892	2024	5	2024	7500
2025	52063	2025	52337	2025	275	2025	7530	2025	7931	2025	5	2025	7535
2026	52297	2026	52650	2026	354	2026	7564	2026	7965	2026	6	2026	7570
2027	52523	2027	52972	2027	449	2027	7597	2027	8000	2027	8	2027	7605
2028	52738	2028	53300	2028	562	2028	7630	2028	8034	2028	10	2028	7640
2029	52944	2029	53636	2029	692	2029	7658	2029	8064	2029	12	2029	7670

a) Para condições standard de temperatura

Valores mínimos: Inferior Continuidade

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos (MW) <sup>a)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	50469	2020	50528	2020	59	2020	7299	2020	7686	2020	1	2020	7300
2021	50573	2021	50659	2021	87	2021	7313	2021	7701	2021	2	2021	7315
2022	50655	2022	50773	2022	118	2022	7328	2022	7716	2022	2	2022	7330
2023	50732	2023	50887	2023	155	2023	7337	2023	7726	2023	3	2023	7340
2024	50799	2024	50998	2024	199	2024	7346	2024	7735	2024	4	2024	7350
2025	50856	2025	51104	2025	248	2025	7355	2025	7745	2025	5	2025	7360
2026	50900	2026	51206	2026	306	2026	7365	2026	7755	2026	5	2026	7370
2027	50935	2027	51306	2027	372	2027	7368	2027	7759	2027	7	2027	7375
2028	50955	2028	51400	2028	444	2028	7370	2028	7761	2028	10	2028	7380
2029	50965	2029	51488	2029	523	2029	7375	2029	7766	2029	10	2029	7385

a) Para condições standard de temperatura

Valores máximos: Superior Ambição (com agravamento por efeito da temperatura)

Consumo Total na Emissão (GWh)						Ponta dos Consumos (MW)							
S/ VE		C/ VE		VE		C. Standard		P. Agravada		VE (D20_S80)		Ponta dos Consumos Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2020	51283	2020	51342	2020	59	2020	7419	2020	7812	2020	1	2020	7815
2021	51726	2021	51812	2021	87	2021	7483	2021	7880	2021	2	2021	7880
2022	52185	2022	52303	2022	118	2022	7548	2022	7948	2022	2	2022	7950
2023	52650	2023	52810	2023	160	2023	7617	2023	8021	2023	3	2023	8025
2024	53116	2024	53328	2024	212	2024	7681	2024	8088	2024	4	2024	8090
2025	53581	2025	53855	2025	275	2025	7750	2025	8161	2025	5	2025	8165
2026	54034	2026	54388	2026	354	2026	7818	2026	8232	2026	7	2026	8240
2027	54485	2027	54934	2027	449	2027	7882	2027	8300	2027	8	2027	8310
2028	54930	2028	55492	2028	562	2028	7945	2028	8366	2028	10	2028	8375
2029	55372	2029	56064	2029	692	2029	8008	2029	8432	2029	12	2029	8445

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

## **Anexo 10.4**

### **Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício**

**Página em Branco**



# APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

## 1. Enquadramento

### 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<sup>1</sup>. 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<sup>2, 3</sup>.

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<sup>4</sup>, Clímaco<sup>5</sup>, e Matos<sup>6</sup>, 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.

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.

<sup>1</sup> Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications, 1996

<sup>2</sup> Figueira, J., Greco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

<sup>3</sup> Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

<sup>4</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

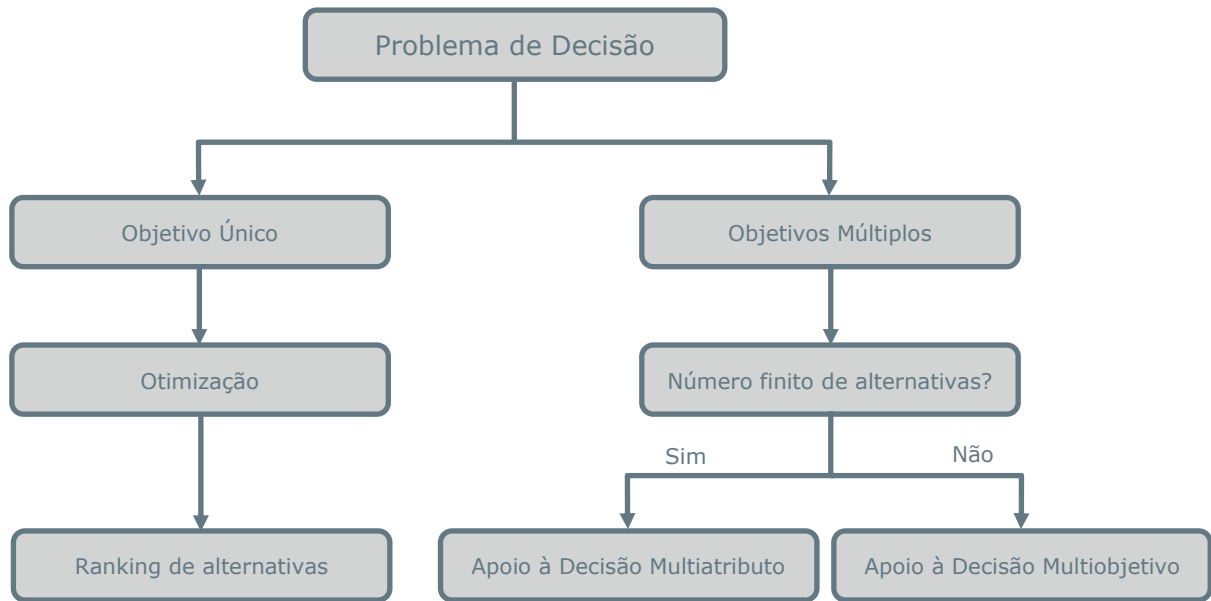
<sup>5</sup> Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

<sup>6</sup> Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

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<sup>7</sup>.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

### 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<sup>8,9,10</sup>:

- ✓ 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.

<sup>7</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

<sup>8</sup> Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

<sup>9</sup> Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

<sup>10</sup> 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

## 1.2. Análise custo-benefício

Em setembro de 2018, a Comissão Europeia aprovou a segunda metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB), proposta pela ENTSO-E<sup>11</sup>. Este tipo de metodologia permite realizar uma avaliação homogênea 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*<sup>12</sup>. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas.

De acordo com a ENTSO-E<sup>13</sup>, 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<sup>14</sup> 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 PDIRT uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública dos PDIRT 2014-2023, PDIRT 2016-2025 e PDIRT 2018-2027. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados.

<sup>11</sup> Esta nova metodologia substitui a anterior que tinha sido aprovada pela Comissão Europeia em setembro de 2015.

<sup>12</sup> European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

<sup>13</sup> [2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018](#)

<sup>14</sup> European Commission, EC Guide to Cost Benefit Analysis, 2008

## 2. Metodologia de apoio à decisão para o PDIRT

### 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, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais para a segurança interna da RNT, quer por via dos compromissos já acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) relativamente ao reforço de alimentação à Rede Nacional de Distribuição (RND). Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um caráter crítico para que o Operador da Rede de Transporte (ORT) possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT. Nesta proposta de PDIRT, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

O PDIRT agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, subordinados a necessidades que se encontram condicionadas a fatores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SEN em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Num processo envolvendo a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a decisão final sobre o PDIRT por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia, após a sua discussão na Assembleia da República.

### 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 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 dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar a CBA da ENTSO-E, sempre que aplicável, 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 indutores 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<sup>15</sup>. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNT, 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), parte das soluções apresentadas, quer para os projetos base, quer para os projetos complementares, são multiobjetivo, procurando dar resposta, de forma conjugada e otimizada, a diferentes necessidades.

## ALTERNATIVAS E VARIÁVEIS DE DECISÃO

A presente metodologia multicritério/custo-benefício apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, 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, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

---

<sup>15</sup> Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

## BLOCOS DE INVESTIMENTO E ATRIBUTOS

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um destes grupos de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. 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<sup>16</sup>.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

### Matriz Multicritério/Custo-Benefício

Blocos de Projetos (BP)	Blocos de investimento											
	Base						Complementares					
	Remodelação e modernização de ativos			Compromissos com o ORD e segurança de alimentação			Integ. de mercados e concorrência; Lig. a pólos de consumo; Gestão do sist. em ambiente de mercado; Desenv. do aproveitamento solar			Sustentabilidade		
	Atributos			Atributos			Atributos			Atributos		
BP A	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n
...	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n
BP N	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

<sup>16</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
  - *a1,1* - Redução de carga natural em risco de interrupção;
  - *a1,2* - Redução de carga sem recurso em risco corte;
  - *a1,3* - Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
  - *a1,4* - Redução de potência de produção em risco de corte;
  - *a1,5* - Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
  - *a1,6* - Redução da probabilidade de falha;
  - *a1,7* - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
  - *a1,8* - Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
  - *a1,9* - Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação;
  - *a1,10* - Cavas de tensão: redução da frequência;
  - *a1,11* - Cavas de tensão: redução da duração;
  - *a1,12* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
  - *a1,13* - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - *a1,14* - *Capital Expenditures* (CAPEX);
  - *a1,15* - Sobrecusto evitado para o SEN.
- Compromissos com o ORD e segurança de alimentação:
  - *a2,1* - Benefício Socioeconómico;
  - *a2,2* - Dimensão da faixa de defesa contra incêndios;
  - *a2,3* - Ocupação territorial linear;
  - *a2,4* - Valorização de espécies autóctones;
  - *a2,5* - Integração da Produção de FER;
  - *a2,6* - Redução das Emissões de CO<sub>2</sub>;
  - *a2,7* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
  - *a2,8* - Redução de Energia em Risco | ENF;
  - *a2,9* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
  - *a2,10* - Redução das perdas de energia;
  - *a2,11* - Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
  - *a2,12* - Qualidade da Onda de Tensão;
  - *a2,13* - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - *a2,14* - CAPEX.

Projetos Complementares

- Integração de mercados e concorrência; Ligação a polos de consumo; Desenvolvimento do aproveitamento solar e eólico:
  - *a3,1* - Benefício Socioeconómico;
  - *a3,2* - Dimensão da faixa de defesa conta incêndios;
  - *a3,3* - Ocupação territorial linear;
  - *a3,4* - Valorização de espécies autóctones;
  - *a3,5* - Flexibilidade;
  - *a3,6* - Integração da Produção de FER;
  - *a3,7* - Redução das Emissões de CO<sub>2</sub>;
  - *a3,8* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
  - *a3,9* - Redução das perdas de energia;
  - *a3,10* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
  - *a3,11* - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - *a3,12* - CAPEX.
- Sustentabilidade
  - *a4,1* - Área do espaço envolvente valorizada;
  - *a4,2* - População residente;
  - *a4,3* - Redução da ocupação territorial de superfície;
  - *a4,4* - Densidade populacional da área valorizada;
  - *a4,5* - Manutenção ou criação de emprego externo;
  - *a4,6* - CAPEX.

O ORT não apresenta nesta análise o atributo OPEX, uma vez que os projetos de remodelação de ativos não induzem aumento dos proveitos permitidos regulados, e os demais projetos de expansão estão baseados em custos incrementais por tipologias de dimensão de rede (painéis e km de linha), que se encontram perfeitamente estabelecidas no quadro regulatório.

## 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 dois anos (2024 e 2029), incluindo a redução dos encargos com combustíveis fósseis (das centrais termoelétricas) e com emissões de CO<sub>2</sub>, assim como os possíveis benefícios resultantes das trocas comerciais com Espanha (este atributo é obtido através de simulações do sistema electroprodutor tendo como base um modelo de mercado);
  - **Unidades:** milhões €/ano.
- **Integração da Produção de FER:**
  - **Formulação:** atributo que apresenta para dois anos (2024 e 2029) o aumento da produção de FER decorrente da concretização de um dado bloco de projetos<sup>17</sup>.
  - **Unidades:** GWh/ano.
- **Redução das Emissões de CO<sub>2</sub>:**
  - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2024 e 2029), associado à redução de produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis;
  - **Unidades:** kton/ano.
- **Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:**
  - **Formulação:** atributo calculado relativamente ao valor base em 2024 e 2029, para projetos de receção de produção de eletricidade, de forma a avaliar a adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade<sup>18</sup>;
  - **Unidades:** %.
- **Redução da Energia em Risco | ENF:**
  - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2024 e 2029), representando o valor de energia que não está assegurada em regime de N-1, em cada subestação;
  - **Unidades:** MWh/ano | M€/ano<sup>19</sup>.
- **Redução das Perdas de Energia:**
  - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2024 e 2029), através de uma ferramenta de simulação de cenários de oferta/procura e de trocas internacionais de energia (PSS/E);
  - **Unidades:** MWh/ano | M€/ano.


<sup>17</sup> O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico.


<sup>18</sup> 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.


<sup>19</sup> Neste campo estimou-se o potencial económico decorrente da energia não fornecida.





- Flexibilidade:
  - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a flexibilidade do sistema elétrico de energia;
  - Unidades: +++/++/+/-.
- Dimensão da faixa de defesa contra incêndios:
  - Formulação: atributo que pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento ou reformulação da RNT, passíveis de serem integrados nas redes secundárias de defesa contra incêndios;
  - Unidades: km<sup>2</sup>.
- Ocupação territorial linear:
  - Formulação: tal como o atributo anterior, a ocupação territorial linear pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de investimento na RNT;
  - Unidades: km.
- Valorização de espécies autóctones:
  - Formulação: atributo que quantifica o número de indivíduos de espécies autóctones passíveis de promoção na faixa de servidão, tendo por base a ocorrência em projetos existentes;
  - Unidades: n.
- Redução do TIE:
  - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2024 e 2029, 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 os anos de 2024 e 2029, 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<sup>2</sup>.
- Cavas de tensão: redução da profundidade:
  - Formulação: estimativa da melhoria, após, por exemplo, reforço de transformação;
  - Unidades: %.
- 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<sup>2</sup>.
- 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<sup>2</sup> | %.
- 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 | M€..
- Redução de carga sem recurso em risco de corte:
  - Formulação: atributo que identifica a carga da subestação sem recurso pela RND, alvo de projeto de remodelação de ativos;
  - Unidades: MW | M€.
- 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;
  - 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 2024, 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 2024, com a remodelação de ativos;
  - Unidades: n<sup>o</sup> de falhas/un/ano
- Cavas de tensão: redução da frequência:
  - Formulação: estimativa da redução do número anual de defeitos por 100km, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
  - Unidades: %.
- Cavas de tensão: redução da duração:
  - Formulação: estimativa da redução do tempo operacional dos sistemas de proteção, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
  - Unidades: %.
- 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 de Estado do Ativo\*:
    - Formulação: atributo que identifica a melhoria do IE do ativo alvo de remodelação, em 2024, face à previsão para o IE desse ativo sem receber as ações de remodelação;
    - Unidades: 0-10
- \* Na presente versão do PDIRT 2020-2029, para além deste atributo, apresenta-se a estimativa do Indicador do Estado (IE) do ativo caso não se realizasse a ação de remodelação preconizada neste plano. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações aos resultados obtidos.
- Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação:
    - Formulação: atributo que pretende estimar o impacto da falha do ativo ou da instalação no desempenho técnico da RNT;
    - 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, calculados a partir do valor médio de "full-time equivalent" associado ao investimento e sua tipologia;
    - Unidades: n.
  - CAPEX:
    - Formulação: atributo que apresenta o custo do investimento para a concretização do projeto;
    - Unidades: M€.
  - Sobrecusto evitado para o SEN:
    - Formulação: atributo que estima os custos para o SEN adicionais aos do investimento apresentado e que decorreriam do aumento do risco da falha pela não realização ou adiamento do referido investimento. Estes custos adicionais consideram a substituição dos ativos danificados sede da falha e de outros conexos como resultado direto e indireto dessa mesma falha, respetivas indisponibilidades não-programadas, de maior duração e menor flexibilidade para o SEN, realização da reparação/remodelação de forma intempestiva e não programada, em contexto de reação a emergência com maiores restrições de acesso a preços de mercado, sujeitando-se a preços mais desfavoráveis do que os que se conseguem obter ao realizar-se o investimento de forma programada e com maior capacidade de negociação por parte do ORT;
    - Unidades: M€.

A monetização dos atributos relativos aos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos, assim como do potencial económico decorrente da redução da energia em risco baseou-se num estudo realizado para as autoridades do Reino Unido (Ofgem e DECC)<sup>20</sup>. Esse estudo valoriza a segurança do abastecimento de energia elétrica através da abordagem "Choice Experiments", a qual visa estimar o valor da energia não fornecida ("Value of Lost Load (VoLL)") em termos de *disponibilidade-para-aceitar* ("willingness to accept"). Nos cálculos realizados pela REN, efetuou-se não só o câmbio GBP/EUR para o ano base desse estudo, mas também a devida calibração do VoLL estimado para o Reino Unido, em função dos PPP ("Purchasing Power Parities") dos dois países (de acordo com dados estatísticos da OCDE para o ano em análise). Esta abordagem permite integrar, de forma mais abrangente do que outras, o valor da energia não fornecida percebido pelo consumidor na sua multiplicidade de perspetivas e de fatores valorativos.

<sup>20</sup> London Economics, The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain, Final Report for Ofgem and DECC, 2013

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se como *trade-off* 54,72 €/MWh e 44,20 €/MWh, que representam a previsão do custo marginal médio de produção em 2024 e 2029, respetivamente, obtidos a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração os consumos e parques produtores previstos para aqueles dois horizontes temporais. Estes valores representam assim os custos marginais médios de produção anual estimados para os anos de 2024 e 2029.

Especificamente, no que à monetização dos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos diz respeito, são apresentados benefícios monetizados dos projetos de modernização de transformadores de potência e de sistemas de proteção, automação, controlo e monitorização. Assim, para a estimativa da monetização dos atributos correlacionados com riscos de interrupção de carga natural e de corte de carga sem recurso, considerou-se que os montantes em causa se referem ao pior cenário para o sistema, focado no período 2020-2024, e para a circunstância hipotética de teste de não se realizar a remodelação, uma vez que se trata de instalações/equipamentos em fim de vida útil e cujo estado operacional justifica as ações de modernização.

## 2.4. Exemplo de aplicação da metodologia

Com o objetivo de melhor ajudar a entender a abordagem metodológica multicritério/custo-benefício (MCB) utilizada nesta edição do Plano, apresenta-se de seguida uma descrição mais detalhada da forma como são calculados os vários atributos. A título de exemplo, apresentam-se os valores dos respetivos atributos associados ao Projeto Complementar “Ligação a 400 kV Alqueva - Divor”, incluído no indutor “Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)”.

### 2.4.1. Atributos calculados com base em modelos de mercado

#### Metodologia

- i. À semelhança dos estudos desenvolvidos pela REN no âmbito da elaboração de contributos para os Relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) de Eletricidade da responsabilidade da DGEG, os atributos da MCB calculados com base em modelos de mercado têm por base a realização de simulações do sistema eletroprodutor utilizando os seguintes modelos:
  - VALORAGUA – simulação de mercado do sistema electroprodutor em ambiente MIBEL;
  - RESERVAS – análise probabilística da segurança de abastecimento.
- ii. Com o VALORAGUA pretende-se simular os sistemas eletroprodutores português e espanhol (âmbito do mercado ibérico de eletricidade - MIBEL), tendo em consideração eventuais condicionantes impostas pelo sistema francês, bem como por Marrocos. No VALORAGUA, é assumido um modelo de mercado em concorrência perfeita, sem consideração de estratégias comerciais dos agentes de mercado, nem eventuais restrições contratuais.
 

Dos estudos com o VALORAGUA, é possível identificar os benefícios na perspetiva socioeconómica induzidos por cada projeto, que se traduzem em melhorias de eficiência dos sistemas, expeáveis na média dos regimes hidrológicos. No contexto dos Projetos Base e Complementares do PDIRT de expansão da rede, estes benefícios correspondem à redução de custos variáveis de exploração do SEN. Das simulações, são igualmente obtidas estimativas da integração de energias renováveis, bem como das emissões de CO<sub>2</sub> resultantes das centrais termoelétricas.
- iii. Os custos variáveis de exploração do sistema eletroprodutor nacional incluem: encargos com combustíveis, custos de O&M e licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. As trocas de energia com o sistema espanhol necessitam de ser contabilizadas através do correspondente acréscimo de custos ou proveitos de mercado, consoante se trate de importação ou exportação, respetivamente. Para o efeito, a eletricidade importada/exportada de Espanha é valorizada ao Custo Marginal de Produção do sistema espanhol que resulta das simulações.
- iv. O modelo RESERVAS é utilizado para avaliação das condições de segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de indicadores probabilísticos.
 

Os benefícios decorrentes de melhoria de adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade são identificados através do aumento do Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP), que corresponde ao menor dos doze ICP mensais de cada ano. Por outro lado, as alterações ao nível da flexibilidade do sistema podem ser

afetadas através da reserva operacional disponível para fazer face aos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre períodos elementares. O indicador LOLE (*Loss Of Load Expectation*) calculado pelo modelo RESERVAS, permite avaliar a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional.

- v. Numa fase inicial, são desenvolvidos estudos BASE através do VALORAGUA e do RESERVAS, para os cenários e estádios futuros pretendidos, em que se assume a configuração expectável do SEN incluindo o projeto em análise.

Posteriormente, com ambos os modelos de simulação são realizadas análises de sensibilidade aos estudos BASE correspondentes a cada um dos projetos, segundo a metodologia *Take Out One at the Time* (TOOT). Na prática, o método consiste em quantificar os benefícios de cada projeto através da identificação da diferença dos custos evitados de exploração dos sistemas, que resultam das diferenças entre o estudo BASE e o estudo sem esse projeto.

Tratando-se de projetos com influência mútua (por exemplo, destinados a permitir a integração de energias renováveis), que se pretenda avaliar para um mesmo estádio futuro e cujas datas de comissionamento sejam distintas, as análises serão do tipo TOOT sequencial por forma a ter em consideração a ordem prevista para implementação dos projetos. Nesse caso, o estudo BASE de cada projeto incluirá, além do projeto, apenas aqueles que o antecedem.

#### Pressupostos usados nas simulações na proposta de PDIRT 2020-2029

A avaliação dos projetos é realizada para as configurações do SEN dos estádios futuros 2024 e 2029, perspetivadas pelas linhas de orientação do Plano Integrado Energia-Clima 2030 (PNEC) apresentado pelo Ministério do Ambiente e da Transição Energética no final de janeiro de 2019. Para o efeito, tendo por base as análises do RMSA-E 2018, assumiu-se uma evolução da procura de eletricidade de acordo com o cenário "Central Ambição", e da oferta indicada no cenário "Ambição" com as devidas adaptações necessárias ao nível da energia eólica e solar, de forma a corresponder em 2030 aos limites inferiores de capacidade instalada apontados pelo PNEC (8.0 GW e 8.1 GW, respetivamente).

Os restantes pressupostos assumidos nos estudos são os indicados pela DGEG para elaboração do RMSA-E 2018, nomeadamente quanto aos preços de combustíveis e das licenças de CO<sub>2</sub>.

O projeto que serve de exemplo para a análise corresponde à Ligação a 400 kV Alqueva-Divor (PR1901). A ligação a 400 kV Alqueva – Divor, complementando o eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira, cria condições para o reforço da capacidade de receção e nova produção nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, locais onde as manifestações de interesse por promotores para a instalação de centrais fotovoltaicas têm sido avultadas. Tendo em consideração as metas de nova geração renovável traçadas na proposta de PNEC 2021-2030, este projeto, articulado, como já referido, com o do novo eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira e recolhendo também benefícios da prevista remodelação com aumento de capacidade de transporte do atual eixo a 400 kV Sines – Palmela – Fanhões, proporciona um aumento de capacidade nas regiões mais a sul do território avaliado em cerca de 700 MW.

Projeto	Estádios	Capacidade de rede para nova produção (MW)
		Solar
Alqueva-Divor	2024 2029	700

#### Cálculo dos atributos

- **Benefício Socioeconómico:**

A comparação entre os estudos BASE e as análises de sensibilidade em que é removida do sistema a capacidade adicional de produção com fontes renováveis viabilizada pelo projeto (método TOOT sequencial), permite avaliar os impactes ao nível dos atributos da MCB anteriormente descritos.

Dos resultados do VALORAGUA, resulta a identificação dos custos evitados para o SEN que ascende a 72,9 M€/ano em 2024 e a 84,1 M€/ano em 2029, decorrentes da redução de consumo em combustíveis, custos variáveis em O&M e licenças de CO<sub>2</sub>, bem como da redução das importações de eletricidade proveniente de Espanha, na média dos regimes hidrológicos.

Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2024	2029
--------------------------------	------	------

#### **Benefícios/Custos evitados face à Base (M€)**

Combustíveis + O&M	41,5	45,2
Licenças de CO <sub>2</sub>	10,2	7,8
Mercado (importações/exportações)	21,2	31,1
<b>Total (Valor Esperado)</b>	<b>72,9</b>	<b>84,1</b>

- **Integração da Produção de FER:**

Por sua vez, a integração de nova produção renovável que decorre da capacidade adicional em solar é estimada em 1262 GWh/ano em 2024 e 1291 GWh/ano em 2029.

Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2024	2029
--------------------------------	------	------

Acréscimo de produção renovável (GWh)	1262	1291
---------------------------------------	------	------

- **Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:**

Não impactante, dado o carácter intermitente associado à capacidade adicional em FER instalada no sistema (solar).

- **Flexibilidade:**

Não valorizada.

- Redução das Emissões de CO<sub>2</sub>:

Ao nível das emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais termoelétricas do SEN, identificou-se um total de 503 kton/ano evitados em 2024 e 291 kton/ano em 2029 o que, através da valorização das licenças de emissão indicadas nos pressupostos (20,3 €/ton em 2024 e 26,7 €/ton em 2029), corresponde às respetivas parcelas do benefício socioeconómico acima indicadas.

Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2024	2029
Redução de Emissões de CO <sub>2</sub> (kton/ano)	503	291

## 2.4.2. Atributos calculados com base em simulações de rede

- Redução das perdas de energia:

No enquadramento da análise Multicritério/Custo-Benefício, a estimativa das perdas anuais futuras no transporte de energia elétrica, tem como objetivo quantificar o impacto de cada 'Bloco de projetos' no valor esperado das perdas da RNT. Importa referir que esta avaliação não incide sobre o valor de perdas energéticas que se estima virem a ocorrer especificamente nos reforços de rede que compõem cada 'Bloco de projetos', mas sim na variação sobre o valor global das perdas na RNT.

Numa rede de transporte de energia elétrica o valor das perdas é bastante volátil, na medida em que depende fortemente de um conjunto variado de fatores, como por exemplo: as características próprias dos elementos constituintes da rede; a topologia de rede; as condições de operação vigentes (valores de consumo e perfis/mix de geração); as trocas internacionais e os trânsitos transfronteiriços.

Para se estimar as perdas da RNT em horizontes futuros, são simulados diferentes cenários de operação, procurando-se representar um número abrangente de condições típicas de operação que se perspetivam para esses mesmos estádios futuros, cruzando: consumos em horas de ponta, cheia e vazio; valores distintos de produção hídrica, eólica e solar; diferentes valores de trocas internacionais (no sentido de Espanha para Portugal e de Portugal para Espanha).

No caso da ligação a 400 kV Alqueva-Divor foi feita uma comparação de valores de perdas na RNT entre a topologia de referência acima referida e aquela que se obtém retirando os reforços de rede associados a esse 'Bloco de projetos' (metodologia TOOT<sup>21</sup>).

Genericamente, novos reforços de rede propiciam uma redução global do valor de perdas, pelo que os valores apresentados nos quadros do capítulo 6.3 (Análise Multicritério/Custo-Benefício) são positivos quando tal se verifique. No entanto, em certas situações existe a possibilidade de determinados reforços de rede, permitindo outras condições de operação da rede (e.g., trânsitos transfronteiriços mais elevados, ligação de novos centros

<sup>21</sup> 'Take Out One at the Time'



eletroprodutores em regiões afastadas dos grandes centros de consumo), induzirem algum agravamento das perdas da rede, facto que é registado com valores negativos nos respetivos quadros.

No caso em apreço, em ambos os horizontes temporais analisados, 2024 e 2029, a topologia da RNT que serve de referência para a avaliação do impacto dos 'Bloco de projetos' nas perdas na rede, consiste nos elementos que, de acordo com a calendarização proposta no PDIRT, estejam em serviço em cada um desses horizontes, ou seja, corresponde à topologia de rede prevista para final de 2019, acrescida do conjunto de Projetos Base e Complementar que se encontra aprovado ou previsto na proposta de Plano entrar ao serviço até ao horizonte em análise.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se 54,72 €/MWh e 44,20 €/MWh que representam a previsão do custo marginal médio de produção em 2024 e 2029, respetivamente. Estes valores foram obtidos a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração os consumos e parques produtores previstos para aqueles dois horizontes temporais, representando assim os custos marginais médios de produção anual estimados para os referidos anos.

Aplicando a metodologia acima referida ao 'Bloco de projetos' denominado de 'Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)', estima-se que o conjunto dos reforços de rede associado venha a contribuir para uma redução média anual das perdas da RNT de 1 050 MWh e 17 898 MWh, respetivamente para os horizontes de 2024 e 2029. Esta energia representa uma redução média anual de aproximadamente 0,06 M€ e 0,79 M€ ao nível da operação do sistema elétrico, respetivamente para os horizontes de 2024 e 2029.

### 2.4.3. Outros atributos

- Cavas de tensão: redução da profundidade

Não quantificado.

- Dimensão da faixa

A largura regulamentar da faixa de proteção de linhas MAT é de 45 metros. Considerando que o somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 75 km de extensão, estima-se que a área afetada ascenda a 3,34 km<sup>2</sup>.

- Ocupação Territorial Linear

O somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 75 km de extensão.

- Manutenção ou criação do emprego externo

O cálculo do atributo “Manutenção ou criação de emprego externo” é efetuado seguindo o modelo *input-output*, por bloco de projetos, para o período de realização do investimento<sup>22</sup> e baseia-se na seguinte metodologia:

- i. Identificação das seguintes categorias de projeto (em função da tipologia): Expansão (de Linhas e Subestações); Modernização de Linhas; Modernização de Subestações;
- ii. Cálculo do Emprego Externo Direto em *Full Time Equivalent* para os anos de 2015 e 2016 (partindo do registo das horas trabalhadas por empreiteiros, prestadores de serviços e técnicos de supervisão, assim como as horas totais trabalhadas nestes anos);
- iii. Cálculo do Emprego Externo Direto e Indireto em *Full Time Equivalent* para os anos de 2015 e 2016, através de um fator multiplicador (que varia em função da tipologia de projeto, com maior ou menor intensidade de mão-de-obra, e de estudos internacionais);
- iv. Cálculo da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€), por tipologia de projeto, para 2015 e 2016;
- v. Estimativa da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€) a aplicar aos projetos do PDIRT, por tipologia de projeto, através da média deste indicador utilizando os valores apurados para 2015 e 2016;
- vi. Por fim, cálculo dos empregos criados ou mantidos por aplicação direta, ao valor do investimento de determinado projeto, da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto correspondente à tipologia desse mesmo projeto.

Assim, aplicando a metodologia *supra* para o bloco de projetos “Integração de mercados e concorrência – Receção de produção eólica na região da Beira Interior”, obtém-se o valor de 22,4 como a melhor estimativa para a *ratio* “Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€)”. Combinando este valor com o CAPEX para este bloco de projetos (20,0 M€), apura-se em 448 os empregos externos mantidos ou criados.

- CAPEX

Os valores de investimento apresentados para um determinado projeto, expressos em preços reais médios de mercado e com base nos custos de referência, resultam de uma estimativa tendo por base as tipologias e quantidades dos equipamentos que constituem os reforços de rede previstos para o projeto em causa, neste caso 20,0 M€.

---

<sup>22</sup> Foi feita uma análise para 2024 e outra para 2029.



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 11

TEN YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2018

REN 

**Página em Branco**

## Ten Year Network Development Plan 2018

### Enquadramento

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 eléctrica. Este documento é elaborado tendo por base um alargado conjunto de estudos desenvolvidos de forma articulada pelos diferentes TSO's envolvidos neste processo. Os investimentos contidos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSO's e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados como "*Third Party Projects*".

O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, 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 ponto 3. do artigo n.º 8, 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 citado 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 as relacionadas com capacidades transfronteiriças.

O processo de elaboração do TYNDP baseia-se em quatro etapas distintas:

- Desenvolvimento dos cenários (procura e oferta) de médio e 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 2018

As análises do TYNDP 2018 assentam num conjunto de cenários realistas e tecnicamente viáveis, com base em políticas ambiciosas orientadas para o futuro, visando a redução das emissões de CO<sub>2</sub> de 80% a 95% em conformidade com as metas europeias para 2050. Pela primeira vez, as associações europeias dos operadores das redes de transporte de eletricidade e de gás (ENTSO-E e ENTSO-G) reuniram esforços e conhecimentos para fornecer um conjunto de cenários comuns, permitindo avaliações de futuras decisões de investimento na Europa baseadas numa análise comparativa entre os sectores. De cada *cenário* 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.

Os cenários do TYNDP 2018 cobrem o horizonte de 2020 a 2040, sendo que os estádios 2020 e 2025 são rotulados como cenários de melhor estimativa devido a um nível mais baixo de incerteza. Aumentando a incerteza ao longo de horizontes de temporais mais afastados, os cenários 2030 e 2040 foram projetados tendo como objetivo o cumprimento dos objetivos europeus de 2050, tirando partido do trabalho realizado no projeto e-Highway 2050. Os cenários para 2030 e 2040 foram construídos envolvendo diversos *stakeholders*, entre outros, a indústria, ONGs, Estados-Membros e Reguladores, tendo em vista os seguintes pressupostos:

- **Transição Sustentável (*Sustainable Transition*)**

Metas alcançadas por meio de regulamentação nacional, comércio de emissões e subsídios, maximizando o uso da infraestrutura existente.

- **Geração distribuída (*Distributed Generation*)**

Enfoque nos *Prosumers* - produção de pequena escala, baterias e *fuel switching*, com um grande envolvimento da sociedade.

- **Ação climática global (*Global Climate Action*)**

Descarbonização global a grande velocidade, desenvolvimento de energias renováveis em grande escala nos setores da eletricidade e do gás.

- **Cenário Externo (EUCO)**

Os cenários desenvolvidos pelas ENTSOs foram complementados por um cenário externo que, sendo baseado no EUCO 30 produzido pela Comissão Europeia, prevê a consecução dos objetivos

climáticos e energéticos para 2030 acordados pelo Conselho Europeu em 2014, a par de uma meta de eficiência energética de 30%.

### **Estudos de Mercado**

Para o cenário que assenta nas melhores estimativas para 2025, bem como para os restantes quatro cenários para 2030 e 2040, 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 a nível pan-europeu, sem perder de vista as especificidades de âmbito regional, 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, ambientais e de segurança de abastecimento dos projetos de investimento em novas interligações, com base na redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, na variação global de emissões de CO<sub>2</sub> e dos volumes de energia renovável desaproveitada, bem como nos níveis de partilha de recursos pan-europeus.

### **Estudos de Rede**

Também para cada um dos referidos cenários (um para 2025 e três para 2030 e 2040), 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 TSO's 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 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-benefício (CBA) multicritério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com a ACER, os diferentes Estados Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se, como referido, numa análise multicritério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, e outros são avaliados apenas qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO<sub>2</sub> ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constitui 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 primeira edição da metodologia de avaliação CBA multicritério aprovada pela Comissão Europeia em 4 de fevereiro de 2015 foi utilizada pela ENTSO-E na elaboração dos TYNDP 2014 e 2016. A experiência sobre a sua utilização nestes dois TYNDP alertou para a necessidade de desenvolver esta metodologia de forma a permitir uma avaliação mais consistente das infraestruturas elétricas (linhas de transmissão e projetos de armazenamento). A segunda edição da metodologia de avaliação CBA multicritério proposta pela ENTSO-E foi enviada para a Comissão Europeia em 14 de maio de 2018 com o intuito de informar e obter aprovação sobre a mesma (depois de ouvidos a ACER e os Estados Membros). A Comissão Europeia aprovou em 27 de setembro de 2018 a segunda edição da metodologia CBA multicritério designada por “*2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*”<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>



## Projetos da RNT no TYNDP 2018

Apresenta-se no Quadro seguinte, os clusters de investimentos na RNT incluídos no TYNDP 2018, bem assim como o correspondente código de ref.<sup>a</sup> em sede de TYNDP do projeto PDIRT.

Ref. <sup>a</sup> TYNDP 2018	Nome	Descrição	Projetos em Portugal	Projeto da RNT
1	“RES in north of Portugal”	Este <i>cluster</i> de projetos permite acomodar toda a nova produção hídrica do Cávado e do Alto Tâmega e otimizar a receção de produção eólica na região. Os novos corredores de 400kV permitem ainda escoar a nova produção em corredores alternativos às atuais linhas existentes entre A.Lindoso e Recarei (400kV), permitindo manter a capacidade de interligação com Espanha nos níveis acordados entre os dois ORT.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Linha dupla de 400kV V.Minho-R.Pena-Feira (com um terno a 220kV para futura linha V.P.Aguiar-Carrapatelo)</li> <li>• Subestação de R.Pena</li> <li>• Posto de Corte do Fridão</li> <li>• Linha de 400kV Pedralva-Sobrado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovado</li> <li>• Aprovado</li> <li>• (suspensão)</li> <li>• PRO911 (proposto)</li> </ul>
4	“Interconnection Portugal-Spain”	Estes reforços de rede em Portugal dão resposta a compromissos assumidos por Portugal, no âmbito do MIBEL, em assegurar uma capacidade de interligação comercial entre os dois países da Península Ibérica de 3000MW. Este <i>cluster</i> contempla ainda alguns reforços de rede a ser desenvolvidos pela REE em Espanha, os quais podem ser consultados no “TYNDP 2018”.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Linha Fontefría-P. Lima-V.N.Famalicão (400kV)</li> <li>• Subestação de P.Lima</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovado (troço em PT)</li> <li>• Aprovado</li> </ul>
85	“Integration of RES in Alentejo”	O fecho de malha a 400kV entre F.Alentejo e Tavira contribui para a integração na rede do potencial de produção solar existente nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, onde a atual capacidade de receção é limitada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Linha dupla F.Alentejo-Ourique-Tavira (400+150 kV)</li> <li>• Ampliação da subestação de Ourique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovado</li> <li>• Aprovado</li> </ul>

Deste conjunto, na sequência de candidaturas em devido tempo apresentadas pela REN, estão considerados como Projetos de Interesse Comum (PIC) ao abrigo do Regulamento (EU) n.º 347/2013, de 17 de abril, que estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, os seguintes projetos:

Número PIC (listas 2013, 2015 e 2017)	Projeto	Projeto da RNT
2.16.1	Linha de 400kV Pedralva-Sobrado	PRO911 (proposto)
2.16.3	Linha de 400kV V.Minho- R.Pena-Feira	Aprovado
2.17	Interligação a 400kV P.Lima - V.N.Famalicão - Vermoim / Recarei (PT) e Beariz - Fontefría (ES)	Aprovado (troço em PT)

De salientar que uma das condições (não a única) para que um determinado projeto possa adquirir o estatuto de PIC, passa por fazer parte do TYNDP.

Nas páginas que se seguem, para os projetos da RNT considerados de relevância Europeia, apresenta-se a sua descrição e avaliação, conforme se encontra documentado no TYNDP 2018<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects>

[Jump to report section](#) ▾

Information as provided by project promoter

## Project 1 - RES in north of Portugal

⚡ Internal Project   ⚡ Generation Interconnection Project   ⚡ Interconnector

### Description

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (hydro with pumping and also wind) that is foreseen in the north of Portugal, where the RES potential is high. The project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira (PCI 2.16.3). A new 400 kV OHL Pedralva-Sobrado (PCI 2.16.1) is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of these new power plants.

### System Needs addressed by the project

Need: Infrastructure to mitigate RES curtailment and to improve accommodation of flows

**Problem:** Integration of renewables and accommodation of flows

**Justification:**

Project for integration of Hydro power plants with pumping

Need: Infrastructure to address system adequacy deficiencies

**Problem:** Adequacy issues due to significant changes in generation mix

**Justification:**

Adequacy needs are identified in Portugal mainly due to the expected decommissioning of old power plants along with increasing levels of intermittent generation. Project 1 for integration of Hydro power plants with pumping is necessary in order to comply with national adequacy standards.

Need: Infrastructure to improve system flexibility and stability, e.g. can ramp quickly to meet system needs

**Problem:** Decreasing system flexibility and stability, e.g Load ramps may not simply be met with a country's installed thermal generation

**Justification:**

Flexibility is the ability of a power system to respond to changes in power demand and generation. When the wind stops blowing or the sun stops shining the system may need a sudden and massive request for power, these situations are called power ramps. Storage facilities such as pumped storage and hydro storage schemes with peak generation are one of the solutions to cope with these high power ramps.



PROMOTERS  
REN

PROJECT CONSIDERED IN THE REFERENCE GRID  
YES

PCI LABEL – 3RD LIST 23 NOVEMBER 2017

2.16.1 and 2.16.3

NATIONAL DEVELOPMENT PLAN

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2018-2027, 147 and 148

NETWORK BOUNDARY IT HELPS MITIGATE

-



## Project Investments

ID	DESCRIPTION	SUBSTATION 1	SUBSTATION 2	TOTAL ROUTE		COMMISSIONING DATE	EVOLUTION DRIVER	DELAY EXPLANATION
				LENGTH (KM)	PRESENT STATUS			
4	New double-circuit 400kV OHL Vieira do Minho (PT) - Ribeira de Pena (PT) - Fridão (PT) - Feira (PT).	V.Minho (by Ribeira de Pena and Fridão)	Feira (by Ribeira de Pena and Fridão)	131	In Permitting	2022-2024	Rescheduled	Due to the expected delay of the connection of new RES generation, the commissioning date of this investment item was rescheduled
474	New 400/60kV substation in Ribeira de Pena.	Ribeira de Pena (PT)	-	0	In Permitting	2022-2024	Rescheduled	Due to the expected delay of the connection of new RES generation, the commissioning date of this investment item was rescheduled
941	New switching station to connect a new hydro power plant.	Fridão	-	0	In Permitting	2026-2030	Rescheduled	Due to the expected delay of the connection of new RES generation, the commissioning date of this investment item was rescheduled
2	New double circuit Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV OHL, (only one circuit installed in a first step).	Pedralva (PT)	Sobrado (PT)	67	Planned But Not Yet Permitting	2022-2023	Rescheduled	Due to the expected delay of the connection of new RES generation, the commissioning date of this investment item was rescheduled

## Reason for investment clustering

Clustering: This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation, taking also into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena and Fridão are also considered in this axis for direct connection of generation. A new line between Pedralva and Sobrado is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of the new generation.

# Project cost benefit analysis results

## Disclaimer

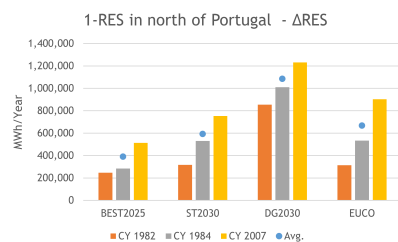
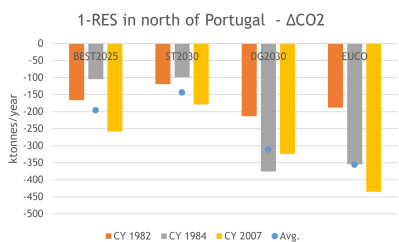
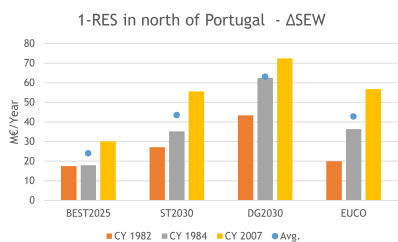
The NTC value proposed for project connecting new generation is the total amount of generation to be connected and not the Grid Transfer Capacity provided by the project.

Transfer capacity increase (NTC) [MW]	Internal PT	BORDER	
		A -> B 1400	B -> A

### Notes on results table:

1. The minimum and maximum figures are indicating the spread between the results provided by separate market modelling software tools used and should be treated as uncertainty range for each indicator.

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
B1. Socio-economic welfare [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	19	43	37	39
	Avg	24	43	63	43
	Max	29	44	90	47
Out of which fuel savings due to integration of RES [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	19	43	37	38
	Avg	20	43	63	41
	Max	21	44	90	44
Out of which avoided CO2 emission costs [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	4	8	11	8
	Avg	5	12	16	10
	Max	6	16	22	12
B3. RES integration [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	377,190	571,430	1,013,280	630,140
	Avg	389,910	591,210	1,083,860	666,180
	Max	412,990	610,980	1,154,440	702,230
B2. Variation in CO2 emissions [tonnes/year] <small>(* decrease; ** increase) <small>Note on minimum and maximum</small></small>	Min	-225,000	-194,300	-436,700	-444,100
	Avg	-196,000	-143,600	-311,400	-355,800
	Max	-158,400	-92,900	-210,600	-297,200



## B4 Indicator - Societal well-being as a result of RES integration and a change in CO2 emissions

### Societal well-being as a result of integrating RES

### Societal well-being as a result of avoiding CO2 emissions

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
B5. Variation in grid losses [GWh/year] <small>(* decrease; ** increase)</small>		94	71	265	68
B5. Variation in grid losses [M Euro/year] <small>(* decrease; ** increase)</small>		3	3	6	5
B6. Security of supply - Adequacy to meet demand  Energy not served [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	0	0	0
	Avg	<50	0	0	0
	Max	<50	0	0	0

INDICATOR	2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EU CO
Additional adequacy margin [MWh] <i>Note on minimum and maximum</i>	Min	0	400	0
	Avg	260	31,080	2,870
	Max	650	61,770	14,950
B7. Security of supply - system flexibility [%]	SCENARIO	COUNTRY	RAMPING REQUIREMENT [MW]	METRIC [%]
B8. Security of supply - system stability (invariable over scenarios)				Transient Stability ++ Voltage Stability ++ Frequency Stability

## Explanation of the project benefits

Savings in variable generation costs (SEW) and reduction on CO2 emissions are caused by the integration of new (hydro based) RES generation in the system replacing fossil fuel based generation. Added pumping storage capacity by the project also contributes to reducing RES curtailment which can be more noticeable in scenarios with higher RES integration. Although indicators resulting from standard approach don't show a significant contribution to avoid ENS, actually additional adequacy margin provided by the project can be relevant in some scenarios. Also to note that, based on national assessments, the integration of Hydro power plants with pumping capabilities provided by the project has been proved necessary to comply with national adequacy standards. There is an increase of losses in all scenarios (the location of this new generation is far from the load centres and this new renewable generation is replacing conventional generation located closer to the load centres). On the other and, the monetized value of losses is seen as a benefit due the fact that the new generation allows to reduce the marginal cost price. Regarding the S1 (Residual environmental impact) and S2 (Residual social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact

## How the project fits to the regional trends ?

From chapter 1.2 of RglP CSW 2017: this project addresses the RES integration. The Iberian Peninsula has been a forerunner in the installation of renewable energy (hydro, solar but mainly onshore wind), and in the integration of this production in the system.

## Declared values of CBA indicators ?

### B6 indicator: Security of Supply - Adequacy to meet demand

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE

The assessment of this indicator, according to the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018

STUDY APPROVED

No

ACER COMMENT

Rejected according ACER opinion No 11/2019

### Monetisation of B7 indicator Security of Supply – System Flexibility

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE

The assessment of this indicator, according to the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018

STUDY APPROVED

No

ACER COMMENT

Rejected according ACER opinion No 11/2019

## Missing Benefits ?

### Reductions of costs for ancillary services

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE

The assessment of this indicator, according to the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018

STUDY APPROVED

No

ACER COMMENT

Rejected according ACER opinion No 11/2019

### Reduction of necessary reserve for re-dispatch power plants

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE

The assessment of this indicator, according to the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018

STUDY APPROVED

No

ACER COMMENT

Rejected according ACER opinion No 11/2019

## Residual Impact

The environmental and social residual impact for transmission project figures ENTSO-E has calculated are related to the corridor indication provided by the promoter, rather to the actual route of the project.

The corridor represents the direct line between connection points (for projects in early stage of development), or an approximation of the proposed route through a small number of line segments. In reality, the determination of a transmission project actual route is the result of a long process including extensive discussions with local organisations.

This indicator therefore corresponds to a theoretical worst case". For many mature projects, more accurate and improved routes have already been optimised. Their actual routing, leading to more precise values of the impacts on sensitive areas is described in the relevant National Development Plans. The lines crossing sensitive areas will always be mitigated by the differences between the 'straight lines' represented in this indicator and the actual projects route.

The range then obtained through the figures computed by ENTSO-E and the margin of error indicated by the promoter can be then contextualized with the Additional Information provided by the promoter. In the Additional Information the promoter can provide more exact information in case more advanced studies have been performed.

### Type of Route decalred

- Final Route
- Route In Development
- Refurbishment/Update

### Margin of error (%)

#### Residual Environmental and Social Impact as provided by ENTSO-E

TYPE OF IMPACT	KM
Residual Environmental Impact	5
Residual Social Impact	117
Other Residual Impact	

#### Additional Information on the Residual Environmental and Social Impact provided by the Promoter:

Regarding the S1 (Residual environmental impact) and S2 (Residual social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact

## Complementary information about the border on which the project is located

BORDER	INDICATOR	2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 EUCO	2030 DISTRIBUTED GENERATION
--------	-----------	--------------------	-----------------------------	-----------	-----------------------------

## Interconnection Targets

### 2030 Interconnection Target

2030 Interconnection Targets information is obtained applying the methodology presented in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets to the TYNDP2018 Scenarios](#).

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the 2020 Nominal Capacities \* and TYNDP2018 Scenarios

##### [Internal] Price differences effect

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Introduction

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

---

*\*For the 2020 Nominal Capacities ENTSO-E has used the Nominal Capacities per Member State as computed in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets to the TYNDP2018 Scenarios](#).*

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the TYNDP2018 Reference Grid Nominal Capacities and TYNDP2018 Scenarios

##### [Internal] Price differences effect

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Introduction

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

---

## Additional Information

**The content of the Additional Information box below is uniquely provided by the project promoter. The content has not been consolidated by ENTSO-E.**

Portuguese National Development Plan: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64\\_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf)

Project website [https://www.ren.pt/en-GB/o\\_que\\_fazemos/projetos\\_interesse\\_2017/](https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/)

PCI page – link to EC platform: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Clustering: This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation, taking also into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena and Fridão are also considered in this axis for direct connection of generation. A new line between Pedralva and Sobrado is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of the new generation.



## Project Cost

INVEST NR.	CAPEX [MEURO]	UNCERTAINTY RANGE [%]	OPEX [MEURO/YEAR]
4	67.6	±10%	0.163
474	7.4	±10%	0.056
941	7.3	±10%	0.037
2	28.5	±10%	0.065
Total project cost	110.8		0.321

### Explanation of cost value and uncertainty range

**4:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

---

**474:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

---

**941:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

---

**2:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

---

**Jump to report section** ▾

Information as provided by project promoter

## Project 4 - Interconnection Portugal-Spain

⚡ Cross Border Project   ⚡ Interconnector

### Description

In order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL), and strengthen the Internal Energy Market (IEM), the increase of the interconnection between Spain and Portugal is needed. A new OHL 400kV interconnection between Fontefría (Spain) and Ponte de Lima (Portugal). Internal reinforcements complement the cross border section, such as the axis in Spain between Fontefría and Beariz, in order to be able to connect the crossborder project to the existing network, and in Portugal between Ponte de Lima (previously Viana do Castelo) and Vila Nova de Famalicão (previously Vila doConde). This project was included in the 2013, 2015 and 2017 PCI list (PCI 2.17).

### System Needs addressed by the project

Need: Infrastructure to achieve an interconnection level of 15% by 2030 (to analyze recommendation from the 2030 interconnection target expert group proposal)

**Problem:** 2030 interconnection target of 15%

**Justification:**

IoSN report shows that for the 2040 time horizon in two of the three scenarios the yearly average marginal price difference is higher than the 2 €/MWh defined by Interconnection Target Expert Group as threshold for developing new interconnections.

Need: Infrastructure to improve system flexibility and stability, e.g. can ramp quickly to meet system needs

**Problem:** Decreasing system flexibility and stability, e.g. Load ramps may not simply be met with a country's installed thermal generation

**Justification:**

The increase of interconnection capacity will be essential to cope with the residual load ramps challenge. The increase of interconnection capacity between countries will allow to exchange the power flows from flexibility sources.

Need: Infrastructure to achieve an interconnection level of 10% by 2020 or to connect island systems

**Problem:** Partial isolation of countries in terms of not meeting the 10% target

**Justification:**

The increase of interchange capacity is needed to fulfil the 10% target for Portugal and improve the ratio for Spain.

Need: Infrastructure to mitigate RES curtailment and to improve accommodation of flows

**Problem:** Integration of renewables and accommodation of flows

**Justification:**

TYNDP shows a reduction of RES spillage considering the increase of interconnection capacity.



PROMOTERS

Red Eléctrica de España, REN

PROJECT CONSIDERED IN THE REFERENCE GRID

YES

PCI LABEL – 3RD LIST 23 NOVEMBER 2017

2.17

NATIONAL DEVELOPMENT PLAN

Portuguese NDP, Portugal, Draft NDP 2018-2027, Page 146, Spanish NDP, Spain, 2015-2020, Project Label TI-1 and Project Sheet in Annex III, page 141

NETWORK BOUNDARY IT HELPS MITIGATE

-



### Project Investments

ID	DESCRIPTION	SUBSTATION 1	SUBSTATION 2	TOTAL ROUTE LENGTH (KM)	PRESENT STATUS	COMMISSIONING DATE	EVOLUTION DRIVER	DELAY EXPLANATION
18	New northern interconnection. New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefria (ES).	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	30	In Permitting	2021	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
496	New northern interconnection. New 400kV OHL Fontefria (ES) - Ponte de Lima (PT) - Vila Nova de Famalicão (PT).	Fontefria (ES)	Vila Nova de Famalicão (PT) (By Ponte de Lima)	140,21	In Permitting	2021	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
500	New 400/150kV substation Ponte de Lima (PT), previously V. Castelo.	Ponte de Lima (PT)	Ponte de Lima (PT)	0	In Permitting	2021	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
499	****New northern interconnection. New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras****	Beariz (ES)	Beariz (ES)	0	In Permitting	2021	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
498	****New northern interconnection. New 400kV substation Fontefria (ES), previously O Covelo.****	Fontefria (ES)	REE	0	In Permitting	2021	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.

### Reason for investment clustering

Clustering: the project consists of a set of investments in the same transmission corridor, based on a 400 kV OHL axis linking the substations of Beariz and Fontefría, in Spain, with P. Lima-V. N. Famalicão, in Portugal. These reinforcements are all needed (as they are in series) to achieve the main objectives of the project: reinforcement of the interconnection capacity between Portugal and Spain having in mind the MIBEL targets agreed by the Portuguese and Spanish governments and also to allow Portugal to achieve the 10% interconnection ratio defined by the EC, both contributing for the IEM.

# Project cost benefit analysis results

## Disclaimer

The NTC increase upper limit was used in the Cost Benefit Analysis. The assessment of losses shows a very high sensitivity to assumptions regarding detailed location of dispatched generation, and combination of market and network studies, and requires further investigation in order to reduce the high uncertainty on the quantification of the variation of losses on the AC network.

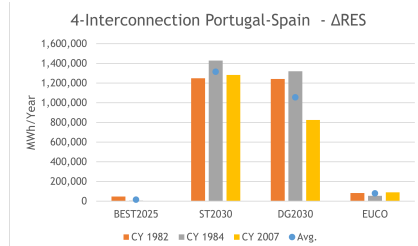
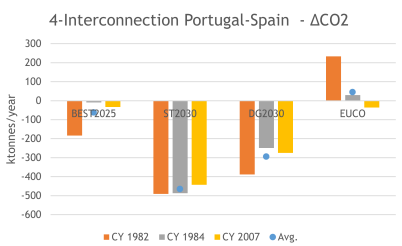
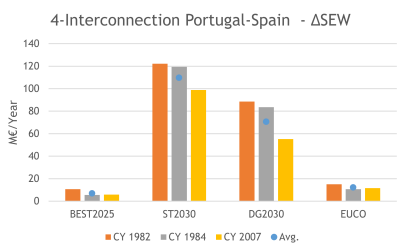
**BORDER**

Transfer capacity increase (NTC) [MW] PT-ES A -> B 1000 B -> A 1900

### Notes on results table:

1. The minimum and maximum figures are indicating the spread between the results provided by separate market modelling software tools used and should be treated as uncertainty range for each indicator.

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
B1. Socio-economic welfare [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	5	106	68	10
	Avg	7	110	71	12
	Max	10	112	75	15
Out of which fuel savings due to integration of RES [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	1	104	66	3
	Avg	1	108	69	5
	Max	1	114	72	6
Out of which avoided CO2 emission costs [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	37	8	-4
	Avg	2	39	15	-1
	Max	3	42	22	0
B3. RES integration [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	12,500	1,267,970	999,880	52,690
	Avg	14,410	1,312,950	1,053,980	78,590
	Max	17,340	1,358,970	1,135,030	101,500
B2. Variation in CO2 emissions [tonnes/year] <small>("-" decrease; "+" increase) <small>Note on minimum and maximum</small></small>	Min	-102,300	-497,400	-444,600	-16,600
	Avg	-62,300	-465,600	-294,600	44,800
	Max	5,300	-443,200	-152,500	149,300



## B4 Indicator - Societal well-being as a result of RES integration and a change in CO2 emissions

### Societal well-being as a result of integrating RES

-

### Societal well-being as a result of avoiding CO2 emissions

-

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO	
B5. Variation in grid losses [GWh/year] <small>("-" decrease; "+" increase)</small>		21	161	131	-44	
B5. Variation in grid losses [M Euro/year] <small>("-" decrease; "+" increase)</small>		-1	14	7	6	
B6. Security of supply - Adequacy to meet demand	Energy not served [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	0	0	0
		Avg	0	97	0	0
		Max	<50	292	<50	<50

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
Additional adequacy margin [MWh] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	0	130	2,030
	Avg	410	19,290	1,480	8,330
	Max	1,230	31,580	3,660	20,900

B7. Security of supply - system flexibility [%]	SCENARIO	COUNTRY	RAMPING REQUIREMENT [MW]	METRIC [%]
	2025BE	PT	0	0
	2025BE	ES	3285	30
	2030ST	PT	0	0
	2030ST	ES	7864	13
	2030DG	PT	162	>=200
	2030DG	ES	10294	10
	2030EUCO	PT	0	0
	2030EUCO	ES	5521	18

B8. Security of supply - system stability (invariable over scenarios)

Transient Stability ++  
Voltage Stability ++  
Frequency Stability

## Explanation of the project benefits

The project increases the SEW (system costs are reduced) for all scenarios mainly due to decrease of RES curtailed generation (positive values for SEW\_RES and RES indicators) and reductions of thermal generation (positive average value for CO2 indicator). The project increases flows in both directions for all scenarios mainly from Spain to Portugal. Savings in variable generation costs (SEW) are caused in 2030 for DG and ST scenarios by a decrease of CCGT generation at European level (with special impact in Spain, in DG, and Portugal, in ST and DG scenarios) replaced by RES in Iberian Peninsula. The lower savings obtained for 2025 BE and 2030 EUCO scenarios are because of slight decrease of thermal generation (CCGTs in Spain and Portugal) replaced by the similar quantity of RES in Iberian Peninsula. In most cases the project does not show a significant contribution to avoid ENS at national level nor local level in the area of the connection points with the standard approach. However the additional adequacy margin is relevant in some scenarios, and the complementary computation of the SOS indicator shows that this interconnection project provides benefits by enabling existing thermal generation in Spain to avoid potential ENS in Portugal. Regarding the S1 (Residual environmental impact) and S2 (Residual social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact. The losses with the commissioning of this project increase in all the scenarios, except 2030 EUCO, as the project allows higher transit power flows or over longer distances in order to supply the demand with the cheapest generation available.

## How the project fits to the regional trends

From chapter 1.2 of RgIP CSW 2017: this project addresses on one hand the insufficient cross border capacity, in order to allow the completion of the Iberian Electricity Market (MIBEL). The Iberian Peninsula has been a forerunner in the installation of renewable energy (hydro, solar but mainly onshore wind), and in the integration of this production in the system, with new network infrastructure in Portugal and Spain and smart management such as the Spanish renewable control centre (CECRE). This project helps Spain to improve its interconnection ratio target (10% by 2020) while allows Portugal to fully fulfill it. This project while it helps to integrate the high RES potential in the Iberian Peninsula, it accommodates the new power flow patterns expected in the future. In addition, as it reinforces the network meshing, it also contributes to the security of supply, not only regarding adequacy (especially in tight situations), but also regarding flexibility and stability of the system.

## Declared values of CBA indicators

### ENTSO-E experimental SoS Indicator

ENS SAVED [MWH/YEAR]				ENS MONETIZED [M€/YEAR]				SANITY CHECK VALUE [M€/YEAR]		SOS MONETIZATION [M€/YEAR]			
BE2025	ST2030	DG2030	EUCO2030	BE2025	ST2030	DG2030	EUCO2030	"ONE-SIDED" SANITY	MAX SANITY	BE2025	ST2030	DG2030	EUCO2030

NOTE: The final experimental figures of the methodology are the SoS monetization, the other values displayed are for transparency reasons and to allow a greater comprehension of the methodology used.

### B6 indicator: Security of Supply - Adequacy to meet demand

SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3	SCENARIO 4
6.9 MEuro/year	6.9 MEuro/year	6.9 MEuro/year	6.9 MEuro/year
Scenario 2025 BEST ? No	Scenario 2030 ST ? No	Scenario 2030 DG ? No	Scenario 2030 EUCO ? No
MONETIZED VALUE [MEURO]/YEAR	6.9		
SHARE OF THE BENEFIT ADDRESSES EU COUNTRIES	100%		
NAME OF STUDY	PCI 2.17 – Additional Benefits not monetized in TYNDP 2016		
STUDY ASSUMPTIONS	By applying the B5 indicator ("Adequacy to Meet Demand") REN studied the impact of this project on the generation capacity, providing on a conservative value of approximately 200 MW of capacity spared in peak units (according 10% NTC contribution on system adequacy studies).		
STUDY CONDUCTED BY	REN with REE agreement and accepted by EC and ACER in the 3rd PCI List		
STUDY YEAR	2017		
STUDY APPROVED	No		
ACER COMMENT	<b>Rejected according ACER opinion No 11/2019 as the elements provided were not considered sufficient to assess the submission.</b>		

### Monetisation of B7 indicator Security of Supply – System Flexibility

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE	This interconnection provides flexibility in the system by increasing the available flexible units that can be shared between different areas (share in reserves). The assessment of the monetization of this benefit (B7 SoS-System Flexibility) according the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018.
STUDY APPROVED	No
ACER COMMENT	<b>Rejected according ACER opinion No 11/2019 as the elements provided were not considered sufficient to assess the submission.</b>

## Missing Benefits

### Reductions of costs for ancillary services

SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3	SCENARIO 4
0.8 MEuro/year	2.7 MEuro/year	1.6 MEuro/year	1.4 MEuro/year
Scenario 2025 BEST ? Yes	Scenario 2030 ST ? Yes	Scenario 2030 DG ? Yes	Scenario 2030 EUCO ? Yes
SHARE OF THE BENEFIT ADDRESSES EU COUNTRIES	100%		
STUDY ASSUMPTIONS	The ancillary services indicator shows net welfare savings through exchanging balancing energy through imbalance netting. In general, the increase of cross-border capacities between bidding zones through grid development would lead to additional value in terms of balancing energy from frequency restoration reserves and replacement reserves during non-congested time steps.		
STUDY CONDUCTED BY	Alternative indicator: Monetisation of SoS (B7) System Flexibility – Project 4 – PT-SP interconnection		
STUDY YEAR	2018		
STUDY HORIZON	2025 and 2030		
STUDY APPROVED	No		
ACER COMMENT	<b>Rejected according ACER opinion No 11/2019</b>		

### Reduction of emissions (non-CO2)

JUSTIFICATION FOR THE ABSENCE OF MONETARISED VALUE	This interconnection provides savings in NOx and SOx, in a similar way as CO2 emission reduction. The assessment of the monetization of this benefit according the recommendations considered in the "ENTSOE Guideline on the declaration of Additional benefits" will be performed during summer period will be performed during summer period in order to be incorporated in the final release of the TYNDP2018.
STUDY APPROVED	No
ACER COMMENT	<b>Rejected according ACER opinion No 11/2019</b>

## Residual Impact

The environmental and social residual impact for transmission project figures ENTSO-E has calculated are related to the corridor indication provided by the promoter, rather to the actual route of the project.

The corridor represents the direct line between connection points (for projects in early stage of development), or an approximation of the proposed route through a small number of line segments. In reality, the determination of a transmission project actual route is the result of a long process including extensive discussions with local organisations.

This indicator therefore corresponds to a theoretical worst case". For many mature projects, more accurate and improved routes have already been optimised. Their actual routing, leading to more precise values of the impacts on sensitive areas is described in the relevant National Development Plans. The lines crossing sensitive areas will always be mitigated by the differences between the 'straight lines' represented in this indicator and the actual projects route.

The range then obtained through the figures computed by ENTSO-E and the margin of error indicated by the promoter can be then contextualized with the Additional Information provided by the promoter. In the Additional Information the promoter can provide more exact information in case more advanced studies have been performed.

### Type of Route decalred

- Final Route
- Route In Development
- Refurbishment/Update

### Margin of error (%)

#### Residual Environmental and Social Impact as provided by ENTSO-E

TYPE OF IMPACT	KM
Residual Environmental Impact	11
Residual Social Impact	53
Other Residual Impact	

#### Additional Information on the Residual Environmental and Social Impact provided by the Promoter:

Regarding the S1 (Residual environmental impact) and S2 (Residual social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact

## Complementary information about the border on which the project is located

BORDER	INDICATOR	2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 EUCO	2030 DISTRIBUTED GENERATION
ES-PT	Average marginal cost difference in the reference grid [€/MWh]	0.78	4.28	1.41	2.33
ES-PT	Standard deviation marginal cost difference in the reference grid [€/MWh]	0.88	3.96	2.04	2.33
ES-PT	Average marginal cost difference with the 2020 grid [€/MWh]	-	4.80	0.57	4.23
ES-PT	Average marginal cost difference with all TYNBP projects commissioned by 2035 implemented [€/MWh]	-	3.70	0.72	2.92
ES-PT	Reduction in yearly hours of congestion rates avoided with the project	266	738	300	279

## Interconnection Targets

### 2020 Interconnection Targets

COUNTRY	COUNTRY LEVEL	TARGET CONTRIBUTION OF THE PROJECT
ES	6%	0.9%
PT	Less than 10%	Portugal will reach the 10% after the commissioning of the new Portugal-Spain interconnector, foreseen for 2021

### 2030 Interconnection Target

2030 Interconnection Targets information is obtained applying the methodology presented in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets to the TYNDP2018 Scenarios](#).

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the 2020 Nominal Capacities \* and TYNDP2018 Scenarios

##### [PT-ES] Price differences effect

The project contributes to the interconnectivity between Spain and Portugal, where the price difference exceeds the threshold of 2 €/MWh in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios if the Interconnection Target Expert Group methodology is applied considering the 2020 Nominal Capacities (No Action) as computed in the Report of the European Commission Expert Group on Interconnection Target (November 2017). The potential of price difference could be then further exploited

##### Introduction

The project contributes to increasing interconnection levels in countries identified following the approach suggested by the European Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets:

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

Spain: requested to investigate urgently options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the peak load, is below 30% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the 2020 Nominal Capacities as computed in the Report of the European Commission Expert Group on Interconnection Target (November 2017).

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity

Portugal: requested to investigate regularly options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the installed renewable generation capacity, is in the range 30%-60% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the 2020 Nominal Capacities as computed in the Report of the European Commission Expert Group on Interconnection Target (November 2017).

Spain: requested to investigate urgently options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the installed renewable generation capacity, is below 30% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the 2020 Nominal Capacities as computed in the Report of the European Commission Expert Group on Interconnection Target (November 2017).

---

*\*For the 2020 Nominal Capacities ENTSO-E has used the Nominal Capacities per Member State as computed in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets to the TYNDP2018 Scenarios](#).*

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the TYNDP2018 Reference Grid Nominal Capacities and TYNDP2018 Scenarios

##### [PT-ES] Price differences effect

The project contributes to the interconnectivity between Spain and Portugal, where the price difference exceeds the threshold of 2 €/MWh in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios if the Interconnection Target Expert Group methodology is applied considering the TYNDP2018 Reference Grid. The potential of price difference could be then further exploited

##### Introduction

The project contributes to increasing interconnection levels in countries identified following the approach suggested by the European Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets:

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

Spain: requested to investigate regularly options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the peak load, is in the range 30%-60% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the TYNDP2018 Reference Grid (2027 Nominal Capacities).

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity



Portugal: requested to investigate regularly options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the installed renewable generation capacity, is in the range 30%-60% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the TYNDP2018 Reference Grid (2027 Nominal Capacities).

Spain: requested to investigate urgently options of further interconnectors as the interconnection level, as measured in relation to the installed renewable generation capacity, is below 30% in at least one of the three TYNDP2018 2030 Scenarios. This interconnection level has been computed applying the Interconnection Target Expert Group methodology considering the TYNDP2018 Reference Grid (2027 Nominal Capacities).

## Additional Information

**The content of the Additional Information box below is uniquely provided by the project promoter. The content has not been consolidated by ENTSO-E.**

Project website <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/proyectos-de-interes-comun-europeos-pic> ; [https://www.ren.pt/en-GB/o\\_que\\_fazemos/projetos\\_interesse\\_2017/](https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/)

PCI page – link to EC platform <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Other links: Spanish National Development Plan: <http://www.mincotur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx> Portuguese National Development Plan: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64\\_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf)

Inter-Governmental agreement (Madrid Declaration) <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Madrid%20declaration.pdf>

Constitution of the High Level Group on Interconnections for South West Europe

The High Level Group is responsible to prepare a plan to implement the Madrid Declaration and ensure regular monitoring of progress of the projects and provide adequate technical assistance to the Member states. The group will deal with both gas and electricity infrastructure. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-5187\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm)

XXII Portuguese-Spanish Summit (main conclusions) Main conclusions from the XXII Portuguese-Spanish summit where both governments agreed to continue working on the definition and routes for two new interconnection in order to reach a interconnection capacity of 3000 MW by 2010 between both countries. [http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/CONCLUS%C3%95ES%20CIMEIRA\\_BADAJOS\\_2006.pdf](http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/CONCLUS%C3%95ES%20CIMEIRA_BADAJOS_2006.pdf)

## Project Cost

INVEST NR.	CAPEX (MEURO)	UNCERTAINTY RANGE [%]	OPEX (MEURO/YEAR)
18	18.69	10%	0.49
496	62.42	10%	0.208
500	10.5	10%	0.055
499	7.17	10%	0.17
498	13.16	10%	0.17
Total project cost	111.94		1.093

### Explanation of cost value and uncertainty range

**18:** Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**496:** Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**500:** Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**499:** Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**498:** Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**Jump to report section** ▾

Information as provided by project promoter

## Project 85 - Integration of RES in Alentejo

⚡ Internal Project   ⚡ Generation Interconnection Project   ⚡ Generation connection

### Description

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (mostly solar but also some wind) that is foreseen for the south region of Portugal, where the solar potential is considerably high. The project includes two new 400 kV OHL that will constitute a new axis between F. Alentejo-Ourique-Tavira substations. It is also included the expansion of the Ourique substation to include the 400 kV voltage level.

### System Needs addressed by the project

Need: Infrastructure to mitigate RES curtailment and to improve accommodation of flows

**Problem:** Integration of renewables and accommodation of flows

**Justification:**

Project for integration of RES (mainly Solar).



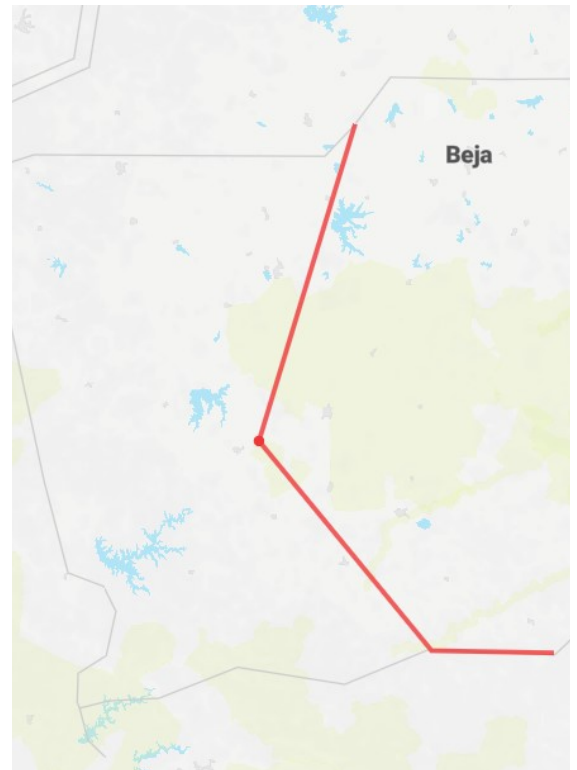
PROMOTERS  
REN

PROJECT CONSIDERED IN THE REFERENCE GRID  
NO

NATIONAL DEVELOPMENT PLAN  
NDP1, Portugal, Draft NDP 2018-2027, 152

NETWORK BOUNDARY IT HELPS MITIGATE

-



## Project Investments

ID	DESCRIPTION	SUBSTATION 1	SUBSTATION 2	TOTAL ROUTE	PRESENT STATUS	COMMISSIONING	EVOLUTION	DELAY
				LENGTH (KM)		DATE	DRIVER	EXPLANATION
779	New 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.	F. Alentejo (by Ourique)	Tavira (by Ourique)	122	Planned But Not Yet Permitting	2024-2026	Investment on time	
780	Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.	Ourique (PT)	-	0	Planned But Not Yet Permitting	2024-2026	Investment on time	

## Reason for investment clustering

Clustering: the project consists of a new axis connecting Ferreira do Alentejo and Tavira substations, with an intermediate substation (Ourique) that will need to be expanded to include the 400 kV voltage level. All investments are in series so a lack of any of them will not allow to get the full GTC increase of the project.

# Project cost benefit analysis results

## Disclaimer

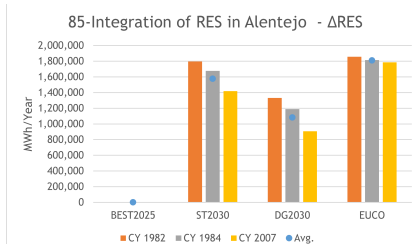
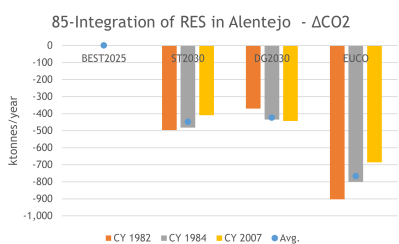
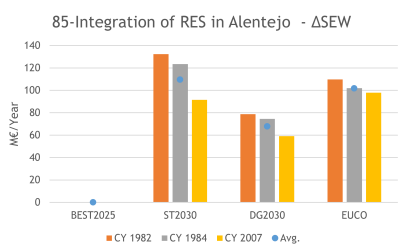
The NTC value proposed for project connecting new generation is the total amount of generation to be connected and not the Grid Transfer Capacity provided by the project

Transfer capacity increase (NTC) [MW]	Internal PT	BORDER	
		A -> B 1000	B -> A

### Notes on results table:

1. The minimum and maximum figures are indicating the spread between the results provided by separate market modelling software tools used and should be treated as uncertainty range for each indicator.

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
B1. Socio-economic welfare [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	104	65	99
	Avg	0	110	68	102
	Max	0	115	74	105
Out of which fuel savings due to integration of RES [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	104	65	99
	Avg	0	110	68	102
	Max	0	115	74	105
Out of which avoided CO2 emission costs [M Euro/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	37	17	19
	Avg	0	38	21	21
	Max	0	38	29	23
B3. RES integration [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	1,531,170	1,042,720	1,748,670
	Avg	0	1,575,400	1,081,190	1,809,780
	Max	0	1,619,620	1,119,660	1,882,170
B2. Variation in CO2 emissions [tonnes/year] (* decrease; ** increase) <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	-452,500	-580,300	-836,400
	Avg	0	-448,600	-423,900	-767,100
	Max	0	-444,600	-344,800	-714,800



## B4 Indicator - Societal well-being as a result of RES integration and a change in CO2 emissions

### Societal well-being as a result of integrating RES

### Societal well-being as a result of avoiding CO2 emissions

INDICATOR	2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
-----------	--------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------

In the TYNDP 2018, ENTSO-E used a new approach to monetize losses associated with each project described in a new Cost Benefit Analysis methodology, discussed with stakeholders and approved by the European Commission. The methodology was followed rigorously and correctly.

However, it appeared that the final results were unexpectedly highly impacted for some projects by the difference in granularity of input variables or by projects different sensitivity to climate conditions (same conditions have been applied to all projects). The steps necessary to amend the approach, including amending the methodology, discussing it with stakeholders and implementing it was impossible in the time-frame of the TYNDP 2018 development. This has led to what may be considered as too high monetized losses values that would not occur in reality. ENTSO-E acknowledges these facts and recommends to use the results of losses computation with cautiousness when conducting any sort of financial analysis to estimate the project profitability and feasibility.

B5. Variation in grid losses [GWh/year] <small>(* decrease; ** increase)</small>	0	264	-30	335
B5. Variation in grid losses [M Euro/year] <small>(* decrease; ** increase)</small>	0	-3	2	34
B6. Security of supply - Adequacy to meet demand				
Energy not served [MWh/year] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	0	0
	Avg	0	0	0
	Max	0	<50	<50

INDICATOR		2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 DISTRIBUTED GENERATION	2030 EUCO
Additional adequacy margin [MWh] <small>Note on minimum and maximum</small>	Min	0	0	0	0
	Avg	0	7,140	6,960	4,620
	Max	0	19,900	20,870	13,850
B7. Security of supply - system flexibility [%]					
		<b>SCENARIO</b>	<b>COUNTRY</b>	<b>RAMPING REQUIREMENT [MW]</b>	<b>METRIC [%]</b>
B8. Security of supply - system stability (invariable over scenarios)					Transient Stability ++ Voltage Stability ++ Frequency Stability

## Explanation of the project benefits

Savings in variable generation costs (SEW) and reduction on CO2 emissions are caused by the integration of new (solar) RES generation in the system replacing fossil fuel based generation. As expected these effects are more relevant in scenarios with general less RES integration and therefore less prone to curtailment. No results of losses available until now. Regarding the S1 (Environmental impact) and S2 (Social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact.

## How the project fits to the regional trends ?

From chapter 1.2 of RglP CSW 2017: this project addresses the RES integration. The Iberian Peninsula has been a forerunner in the installation of renewable energy (hydro, solar but mainly onshore wind), and in the integration of this production in the system.

## Declared values of CBA indicators ?

-

## Missing Benefits ?

## Residual Impact

The environmental and social residual impact for transmission project figures ENTSO-E has calculated are related to the corridor indication provided by the promoter, rather to the actual route of the project.

The corridor represents the direct line between connection points (for projects in early stage of development), or an approximation of the proposed route through a small number of line segments. In reality, the determination of a transmission project actual route is the result of a long process including extensive discussions with local organisations.

This indicator therefore corresponds to a theoretical worst case". For many mature projects, more accurate and improved routes have already been optimised. Their actual routing, leading to more precise values of the impacts on sensitive areas is described in the relevant National Development Plans. The lines crossing sensitive areas will always be mitigated by the differences between the 'straight lines' represented in this indicator and the actual projects route.

The range then obtained through the figures computed by ENTSO-E and the margin of error indicated by the promoter can be then contextualized with the Additional Information provided by the promoter. In the Additional Information the promoter can provide more exact information in case more advanced studies have been performed.

### Type of Route decalred

- Final Route
- Route In Development
- Refurbishment/Update

### Margin of error (%)

#### Residual Environmental and Social Impact as provided by ENTSO-E

TYPE OF IMPACT	KM
Residual Environmental Impact	30
Residual Social Impact	
Other Residual Impact	

#### Additional Information on the Residual Environmental and Social Impact provided by the Promoter:

Regarding the S1 (Residual environmental impact) and S2 (Residual social impact) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact

## Complementary information about the border on which the project is located

BORDER	INDICATOR	2025 BEST ESTIMATE	2030 SUSTAINABLE TRANSITION	2030 EUCO	2030 DISTRIBUTED GENERATION
--------	-----------	--------------------	-----------------------------	-----------	-----------------------------

## Interconnection Targets

### 2030 Interconnection Target

2030 Interconnection Targets information is obtained applying the methodology presented in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets](#) to the TYNDP2018 Scenarios.

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the 2020 Nominal Capacities \* and TYNDP2018 Scenarios

##### [Internal] Price differences effect

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Introduction

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

---

*\*For the 2020 Nominal Capacities ENTSO-E has used the Nominal Capacities per Member State as computed in the [Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets](#) to the TYNDP2018 Scenarios.*

#### 2030 Interconnection Target criteria based on the TYNDP2018 Reference Grid Nominal Capacities and TYNDP2018 Scenarios

##### [Internal] Price differences effect

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Introduction

##### Status of interconnection level in relation to the peak load

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

##### Status of interconnection level in relation to the installed renewable generation capacity

The Interconnection Target Expert Group methodology does not apply to this type of project

---

## Additional Information

The content of the Additional Information box below is uniquely provided by the project promoter. The content has not been consolidated by ENTSO-E.

Portuguese National Development Plan: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64\\_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/64_1/PDIRT%202018-2027%20-%20junho%202017%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf)

## Project Cost

INVEST NR.	CAPEX [MEURO]	UNCERTAINTY RANGE [%]	OPEX [MEURO/YEAR]
779	63	±10%	0.099
780	4.1	±10%	0.029
Total project cost	67.1		0.128

### Explanation of cost value and uncertainty range

**779:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

**780:** Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

---

**Página em Branco**





# 07 ANEXOS

---

ANEXO 12

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA  
SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS  
HORIZONTES 2020, 2024 E 2029

REN 

**Página em Branco**

AGREGAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT DA RND POR SUBESTAÇÃO MAT/AT DA RNT Situação em 31 Dez 2018				
Subestação AT da RND				
Injetor MAT/AT RNT	ALCOCHETE	Moita (TP 2) Montijo Pinhal Novo São Francisco	CARRAPATELO  Marco Canaveses	FRADES  Caniçada Vila da Ponte (Móvel)
	ALQUEVA	Amareleja Brinches Moura Reguengos de Monsaraz Serpa	C. BRANCO  Alcains Castelo Branco Oleiros Sr.ª. Graça Talaueira	FERNÃO FERRO  Aroeira Barreiro Coína Fogueteiro Quimiparque Quinta do Conde Santana Seixal Vila Chã
	ALTO DE MIRA	Cacém Casal de São Brás Godigana Janas Mem Martins Pêro Pinheiro Queluz Reboleira Rio Mouro Sabugo Venda Nova (TP1) Venteira	CHAFARIZ  Casal de Cinza Celorico Cerdeira Guarda Pinhel Trancoso	F. ALENTEJO  Alcácer do Sal Aljustrel Beja Ferreira do Alentejo Vale do Gaio
	A. S. JOÃO	Arco Carvalhão Marvila (TP 2) Santa Marta (TP 2 e 3) Vale Escuro (TP 2)	CUSTÓIAS  Boavista Campo Alegre Custóias Matosinhos Matosinhos Sul Sta. Cruz do Bispo	FERRO  Belmonte Fundão Meimoa Sabugal Santa Luzia Tortosendo Várzea
	BATALHA	Alcobaça Andrinos Azóia Casal da Areia Casal da Lebre Fátima Marinha Grande Parceiros São Jorge	ERMESINDE  Antas Campo 24 de Agosto Fânzeres Gondomar Jovim Palmilheira	FEIRA  Arouca Carrregosa Devesa Velha Feira Inha Rio Meão S. João da Madeira
	BODIOSA	Castro Daire Gumiei Orgens Sátão Viseu Viso Vouzela	ESTARREJA  Albergaria Arada Avanca Oliveira Azeméis Ovar Sever do Vouga Vale Cambra Vista Alegre	LAVOS  Gala Louriçal S. Julião Soure Vila Robim
	CANELAS	Espinho Nogueira da Regedoura Pedroso Sanguedo Santa Marinha Serra do Pilar Serzedo V. Paraíso V.N. Gaia Verdinho	ESTOI  Almancil Braciais Faro Loulé Olhão Quarteira São Brás de Alportel Tavira Torre Natal	M. CAVALEIROS  Bragança Macedo de Cavaleiros
	CARRÉGADO	Alhandra Arelas Cheganças Cruz do Campo Espadanal Vale do Tejo	ESTREMOZ  Alcáçova Arronches (Móvel) Borba Estremoz Vila Viçosa	MOGADOURO  Mogadouro
	CARRICHE	Alameda Alto do Lumiar Arroja Colombo (TP 1) Entrecampos (TP 1 e 3) Luz (TP 1) Norte (TP 2) Parque (TP 2) Qta. Caldeira Senhor Roubado Telheiras (TP 2) Vale Escuro (TP 1)	ÉVORA  Caeira Évora Montemor Terena Vendas Novas (TP 1) Viana do Alentejo	MOURISCA  Águeda Aveiro Barrô Esgueira Gafanha Ílhavo Oliveira do Bairro
	CARVOEIRA	Bombardeira Cabeda Casalinhos de Alfaiata Lourinhã Matacães Merceana Telheiro Torres Vedras Sul	FALAGUEIRA  Alpalhão Pracana São Vicente Vale Serrão Vila Velha de Rodão	OLEIROS  Alvelos Amares Braga Lamações Lijó Penide S.M. Dume Turiz
			FANHÕES  Gradil Caneças Fanhões Loures Mafra Mercado Póvoa Venda do Pinheiro	OUIRIQUE  Porteirinhos
			FAFE  Amarante Carneiro Fafe Felgueiras Fermil de Basto Guimarães	PEDRALVA  Mogueiras Lindoso Roussas Touvedo Troviscoso
				POCINHO  Açoeira Marvão Mirandela

AGREGAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT DA RND POR SUBESTAÇÃO MAT/AT DA RNT Situação em 31 Dez 2018						
Subestação AT da RND						
Injector MAT/AT RNT	PARAIMO	Bustos Cantanhede Mira Mogoforos Pampilhosa Tocha	SACAVÉM	Aeroporto Anaia Camarate Expo Norte Expo Sul Gago Coutinho Marvila Moscavide	TRAJOUCE	Abóboda Alcoitão Birre Capa Rota Cascais Estoril Figueirinha Leião Parede Ranholas (Móvel) São Marcos
	PEREIRO	Aguieira Alegria Alfarelos Alto S. João Antanol Condeixa Corrente Lousã Miranda do Corvo Mortágua Relvinha Taveiro	SANTARÉM	Alcanede Almeirim Cartaxo Norte (Móvel) Fontainhas Glória São Bento Vale Figueira		VALDIGEM
	PENELA	Alvaiázere Pedrogão (Móvel) Pontão	SETE RIOS	Amoreiras Arco Carvalho Colombo (TP 2) Entrecampos (TP 2 e 4) Luz (TP 2) Norte (TP 1) Parque (TP 1) Praça da Figueira Santa Marta (TP 1 e 4) Telheiras (TP 1)	VERMOIM	
	PRELADA	Lapa Monte de Burgos Paranhos Victória		SETÚBAL		Brasil Carrascas Moita (TP1) Pegões Quinta do Anjo Sado São Sebastião Terroa Vendas Novas (TP 2)
	POMBAL	Ortigosa Pinheiros Pombal Ranha	SINES		Comporta Monte Feio Santiago de Cacém Vila Nova de Milfontes	VILA FRIA
	PORTIMÃO	Aljezur Lagos Monchique Portimão Porto de Lagos S. Teotónio Vila do Bispo		TABUA	Candosa Carregal do Sal Fronhas	
	PORTO ALTO	Carrascal Coruche Mexeiro	TORRÃO		Bustelo Entre-os-Rios Fornos Lousada	V. P. AGUIAR
	RECAREI	Lordelo Paços de Ferreira Rebordosa Santiago de Subarrifana Valongo		TAVIRA	Aldeia Nova Almodôvar Cachopo Porteirinhos	
	RIBA D'AVE	Areias Barrosas (Móvel) Caniços Ermal Lamas Lameirinho Lousado Pevidém Requião Ruivães S. J. Ponte S. M. Campo Sousa	TRAFARIA		Costa da Caparica Laranjeiro Mutela Portagem Sobreda	ZÉZERE
				RIO MAIOR	Atouguia Cadaval Caldas Rainha Cela Rio Maior Sancheira St°. Onofre Turquel	

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2020													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sacavém	179.1	10.2	119.1	5.8	74.8	2.4
Alcochete	69.9	9.8	47.8	9.4	28.9	6.0	Santarém	93.8	9.5	63.0	18.5	38.5	9.6
Alqueva	37.4	4.6	27.8	4.3	19.5	3.1	Sete Rios	188.3	21.4	120.5	15.3	72.5	6.5
Alto de Mira	266.9	47.1	173.5	20.4	104.6	9.6	Setúbal	240.1	33.7	170.6	33.6	125.5	26.2
Alto de São João	77.9	8.9	51.4	5.0	32.2	1.9	Sines	101.1	13.4	71.5	9.8	54.5	5.7
Batalha	238.3	48.7	171.2	30.7	110.6	16.3	Tábua	33.0	10.2	21.6	8.6	12.6	5.9
Bodiosa	108.0	12.8	70.4	14.3	45.5	8.0	Tavira	18.2	11.0	8.5	4.8	4.7	2.4
Canelas	304.7	61.2	200.2	38.5	111.5	21.8	Torrão	75.1	8.1	50.3	6.7	29.8	3.6
Carrapateiro	29.9	6.0	20.2	7.1	12.1	5.2	Trafaria	109.5	9.3	73.5	12.2	45.7	3.8
Carregado	131.4	11.7	85.9	15.5	53.7	5.9	Trajouce	240.1	28.8	158.1	23.5	96.3	9.1
Carriche	209.8	21.3	139.1	11.8	82.5	4.9	Tunes	133.3	25.4	91.1	19.7	62.5	10.0
Carvoeira	123.8	17.3	83.6	18.4	51.8	15.4	V.P. Aguiar	39.0	7.3	26.5	6.1	17.0	2.6
Castelo Branco	66.1	11.9	44.3	7.3	28.6	3.8	Valdigem	117.4	22.9	76.7	19.8	50.7	10.7
Chafariz	56.8	14.5	37.9	10.4	24.6	7.0	Valpaços	37.4	7.0	25.6	5.9	16.6	2.6
Custóias	188.5	31.9	128.0	19.2	77.2	8.2	Vermoim	325.6	65.5	209.5	40.2	129.1	25.3
Ermesinde	170.1	20.7	113.2	13.5	65.3	7.3	Vila Chã	94.9	24.3	61.6	15.0	36.1	11.5
Estarreja	233.4	43.8	160.6	30.8	100.9	21.6	Vila Fria	189.1	45.9	126.0	35.2	83.1	22.6
Estoi	165.8	30.4	109.7	27.3	71.8	15.3	Zambujal	136.5	24.5	91.1	14.2	56.3	4.9
Estremoz	58.9	6.2	39.3	6.5	23.5	2.0	Zêzere	231.0	33.9	159.5	24.2	100.9	16.9
Évora	89.8	15.7	59.3	10.4	36.7	2.7	Previstos						
Fafe	149.3	25.9	100.1	4.9	58.7	10.7	V.N. Famalicão	79.1	17.9	50.2	11.8	26.8	6.5
Falagueira	45.6	9.8	32.5	6.1	22.6	3.0	Clientes MAT existentes						
Fanhões	162.3	26.8	112.9	19.6	76.8	14.9	Indorama	16.0	5.3	8.0	3.5	2.0	0.8
Feira	146.6	37.5	95.4	10.2	54.1	14.7	Lusosider	5.5	-0.2	4.0	-0.1	2.0	-1.0
Fernão Ferro	194.4	8.2	128.1	13.5	75.6	3.3	Maia	95.0	27.3	65.0	10.9	10.0	1.4
Ferreira do Alentejo	89.0	11.5	64.6	10.5	41.7	7.0	Neves Corvo	34.0	9.2	25.0	6.2	4.0	0.8
Ferro	77.7	18.9	51.1	14.0	32.5	7.9	Petrogal	25.0	9.1	24.0	8.5	18.0	6.3
Frades	11.1	7.6	7.4	3.2	5.2	3.3	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.1	2.0	-0.2	0.2	-0.2
Lavos	184.5	36.5	139.4	28.9	104.5	19.9	Refer - Fatela	1.0	-1.5	0.5	-0.8	0.2	-1.0
Macedo de Cavaleiros	47.2	11.8	32.8	7.6	20.4	4.7	Refer - Fogueteiro	6.0	2.1	3.0	0.6	0.5	-0.1
Mogadouro	11.6	3.0	7.8	1.9	5.4	1.0	Refer - Gouveia	3.0	-2.4	1.5	-0.9	0.5	-1.3
Mourisca	220.2	32.2	153.1	23.6	93.9	19.8	Refer - Luzianes	2.0	-0.2	1.0	-0.7	0.2	-0.6
Oleiros	221.4	56.5	148.6	41.2	89.5	26.6	Refer - Monte Da Pedra	3.0	-0.2	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Ourique	17.9	2.7	8.5	1.7	5.5	1.0	Refer - Mortágua	3.0	-2.3	1.5	-1.1	0.2	-1.1
Paraimo	94.4	17.9	62.6	13.1	39.5	8.9	Refer - Pegões	4.5	-0.4	1.5	-0.4	0.2	-0.3
Pedralva	41.7	11.9	28.9	7.4	18.0	4.6	Refer - Quinta do Anjo	15.0	3.1	8.0	1.3	3.0	-0.1
Penela	17.9	5.1	12.0	3.8	7.9	2.4	Refer - Quinta Grande	4.0	-0.3	1.5	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	203.2	28.0	136.3	19.4	87.4	16.7	Refer - Rodão	1.0	-0.6	0.5	-0.3	0.2	-0.6
Pocinho	31.2	5.8	20.7	4.8	17.6	2.7	Refer - Sobral	2.5	-2.5	1.5	-1.3	0.2	-0.5
Pombal	57.5	11.4	25.5	5.3	12.6	2.4	Refer - Urrô	2.0	-0.2	1.0	-0.4	0.2	-0.2
Portimão	92.3	15.4	62.0	11.1	41.0	3.6	Seixal-Longos	125.0	32.4	85.0	14.7	7.0	1.3
Porto Alto	53.2	5.9	34.7	6.1	21.0	3.1	Clientes MAT previstos						
Prelada	130.6	21.2	87.7	12.0	52.3	4.7	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Recarei	144.6	26.6	90.0	19.1	51.3	8.9	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Riba d'Ave	284.5	64.5	180.4	42.4	96.4	23.5							
Rio Maior	140.6	37.2	93.7	21.0	60.2	13.3							
							TOTAL	8538	1475	5729	1025	3460	591

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 Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sacavém	159.7	15.6	107.4	3.6	73.9	4.0
Alcochete	55.6	9.4	30.1	6.1	23.8	6.1	Santarém	86.3	18.2	63.9	26.4	44.6	16.6
Alqueva	55.3	19.4	45.6	12.1	36.1	6.5	Sete Rios	201.6	47.6	119.1	17.3	78.4	7.9
Alto de Mira	178.7	26.0	126.9	18.7	85.0	10.8	Setúbal	241.6	40.7	188.3	38.2	141.4	36.3
Alto de São João	76.5	14.4	48.3	5.4	32.7	2.8	Sines	92.1	17.7	73.7	12.0	58.0	10.0
Batalha	202.5	59.5	146.0	33.4	103.9	24.0	Tábua	24.1	10.1	16.9	7.3	10.5	5.4
Bodiosa	87.7	19.2	57.3	14.7	36.8	8.4	Tavira	34.0	8.6	15.4	8.8	10.0	5.2
Canelas	227.3	54.5	153.4	33.1	99.1	24.1	Torrão	61.1	8.4	40.5	3.9	25.6	3.7
Carrapateiro	21.3	4.9	14.8	3.2	9.3	5.8	Trafaria	81.9	15.9	58.5	12.3	39.0	7.8
Carregado	123.8	20.8	84.2	21.5	56.3	9.5	Trajouce	183.4	29.9	124.3	17.4	82.2	10.7
Carriche	160.2	24.1	109.7	8.6	72.5	4.5	Tunes	159.1	56.5	121.2	42.7	79.8	26.9
Carvoeira	80.0	19.1	59.0	18.6	37.3	11.3	V.P. Aguiar	21.7	6.6	21.3	7.3	12.5	3.2
Castelo Branco	61.4	17.3	43.5	9.8	29.9	4.4	Valdigem	91.0	31.0	62.8	21.4	41.6	11.7
Chafariz	38.2	12.2	28.8	10.2	19.4	6.5	Valpaços	24.1	7.3	17.7	7.4	11.5	2.9
Custóias	143.7	33.9	99.3	15.3	67.0	9.7	Vermoim	262.3	63.7	172.7	37.6	131.0	32.0
Ermesinde	117.1	20.0	81.3	3.9	52.9	1.7	Vila Chã	88.3	31.7	63.1	20.7	45.1	12.9
Estarreja	233.8	55.5	158.3	33.4	116.4	26.7	Vila Fria	161.1	56.5	111.3	38.8	77.0	25.8
Estoi	171.3	67.5	125.0	46.2	82.0	27.7	Zambujal	116.5	34.7	76.7	15.6	51.1	6.7
Estremoz	52.6	13.8	35.9	9.2	23.6	2.9	Zêzere	202.1	43.0	145.5	32.4	101.6	27.6
Évora	69.9	23.0	50.5	15.4	34.6	8.2	Previstos						
Fafe	111.2	32.5	76.1	4.9	46.8	4.1	V.N. Famacião	73.6	21.5	45.5	11.6	27.9	6.8
Falagueira	32.7	7.9	25.4	5.5	19.2	2.9	Cientes MAT existentes						
Fanhões	140.1	29.2	101.1	23.0	79.1	18.6	Indorama	11.7	5.7	4.1	2.0	1.0	0.4
Feira	127.7	37.6	81.3	10.9	52.0	2.6	Lusosider	6.0	0.6	4.0	-0.2	1.5	0.0
Fernão Ferro	130.6	4.2	95.1	12.0	62.4	3.4	Maia	85.0	13.5	60.0	11.1	15.0	3.3
Ferreira do Alentejo	92.0	16.3	73.8	17.6	62.9	13.9	Neves Corvo	30.0	7.9	24.0	6.7	5.0	1.0
Ferro	60.6	23.3	41.7	16.4	27.1	9.9	Petrogal	26.0	9.6	22.0	8.4	16.0	6.0
Frades	20.7	11.5	10.1	4.7	6.5	4.3	Refer - Ermidas-Sado	3.5	0.2	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Lavos	162.2	41.5	135.2	31.0	99.3	26.4	Refer - Fatela	1.0	-1.3	0.5	-0.8	0.2	-0.7
Macedo de Cavaleiros	30.2	9.2	22.2	7.6	14.2	1.6	Refer - Fogueteiro	6.3	1.4	3.5	0.7	0.5	0.0
Mogadouro	8.0	1.5	6.1	2.4	4.0	1.3	Refer - Gouveia	3.0	-1.2	1.5	-1.1	0.2	-0.4
Mourisca	205.0	37.9	130.2	20.9	89.5	19.6	Refer - Luzianes	2.5	-0.4	1.5	-0.5	0.2	-0.4
Oleiros	181.5	63.4	119.4	40.9	74.8	30.1	Refer - Monte Da Pedra	3.5	0.1	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Ourique	9.5	2.7	6.3	1.9	4.1	1.1	Refer - Mortágua	2.5	-1.2	1.1	-0.9	0.2	-0.8
Paraimo	81.0	23.3	56.4	15.0	38.0	11.2	Refer - Pegões	3.5	-0.6	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Pedralva	36.6	13.3	25.4	8.2	16.8	6.4	Refer - Quinta do Anjo	19.0	5.0	9.0	1.4	2.5	0.1
Penela	15.4	5.2	10.0	2.9	6.7	1.4	Refer - Quinta Grande	3.5	0.2	2.0	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	157.2	32.7	111.1	18.9	78.2	18.4	Refer - Rodão	2.0	-1.4	1.5	-1.1	0.2	-0.3
Pocinho	22.7	6.9	17.9	6.2	11.5	2.9	Refer - Sobral	2.5	-1.8	1.5	-1.9	0.2	-0.6
Pombal	66.5	17.0	24.3	5.6	12.9	3.4	Refer - Urrô	2.0	-0.7	1.1	-0.6	0.2	-0.1
Portimão	94.1	32.2	70.8	21.8	45.4	10.0	Seixal-Longos	105.0	22.5	80.0	16.5	12.0	2.4
Porto Alto	54.1	12.9	39.5	12.5	26.8	7.8	Cientes MAT previstos						
Prelada	97.6	24.0	66.3	8.8	44.2	3.4	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Recarei	119.6	33.5	74.1	16.9	45.2	11.3	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Riba d'Ave	262.1	76.6	162.3	41.4	100.3	24.1							
Rio Maior	109.5	35.2	79.9	23.4	53.5	11.8							
							TOTAL	7296	1772	5065	1124	3342	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)													
2024													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Santarém	94.8	9.6	63.3	18.5	38.7	9.5
Alcochete	70.9	9.9	48.1	9.5	29.1	6.0	Sete Rios	189.0	21.4	120.1	15.2	72.5	6.5
Alqueva	39.4	4.8	29.1	4.5	20.3	3.2	Setúbal	241.0	33.7	170.3	33.5	125.0	26.0
Alto de Mira	272.5	47.8	175.6	20.6	106.5	9.7	Sines	105.1	14.0	74.0	10.1	56.2	5.8
Alto de São João	91.8	9.8	60.1	5.5	38.0	2.1	Tábua	39.5	11.4	27.6	9.7	18.7	7.1
Batalha	238.3	48.5	170.1	30.4	109.9	16.0	Tavira	18.7	11.3	8.8	4.9	4.8	2.4
Bodiosa	108.5	12.9	70.2	14.2	45.4	7.9	Torrão	76.0	8.2	50.4	6.7	30.0	3.6
Canelas	304.0	60.9	198.6	38.2	110.7	21.5	Trafaria	108.6	9.2	72.3	12.0	45.1	3.7
Carrapateiro	31.1	6.3	20.9	7.4	12.5	5.3	Trajouce	247.6	29.6	161.7	24.0	99.0	9.2
Carregado	132.7	11.8	86.1	15.5	54.0	5.9	Tunes	138.0	26.3	93.8	20.3	64.2	10.2
Carriche	195.8	20.5	128.6	11.2	76.6	4.6	V.P. Aguiar	38.9	7.2	26.3	6.1	16.8	2.6
Carvoeira	128.1	17.8	86.1	18.9	53.3	15.7	Valdigem	127.3	23.9	82.7	20.0	55.2	10.0
Castelo Branco	67.2	12.1	44.7	7.3	28.9	3.8	Valpaços	39.0	7.2	26.5	6.1	17.2	2.6
Chafariz	57.8	14.8	38.4	10.5	24.9	7.0	Vermoim	259.1	51.9	163.4	31.2	103.3	20.0
Custóias	192.2	32.4	129.7	19.5	78.3	8.2	Vila Chã	96.1	24.5	62.1	15.1	36.4	11.5
Ermesinde	172.4	20.9	113.9	13.6	65.9	7.3	Vila Fria	203.6	48.8	138.1	37.8	94.3	24.8
Estarreja	237.8	44.5	162.8	31.2	102.1	21.8	Zambujal	141.9	25.4	94.1	14.7	58.2	5.0
Estoi	179.9	31.1	117.8	26.8	76.1	14.5	Zêzere	226.7	33.2	155.7	23.6	98.3	16.4
Estremoz	65.7	7.4	43.8	7.2	26.5	2.6	Previstos						
Évora	49.4	8.6	32.4	5.7	20.1	1.5	Divor	48.1	8.1	31.7	5.5	19.5	1.5
Fafe	152.9	26.4	101.9	5.0	59.9	10.8	V.N. Famalicão	152.4	32.6	99.2	21.2	54.4	11.8
Falagueira	46.2	9.9	32.8	6.1	22.8	3.0	Clientes MAT existentes						
Fanhões	164.8	27.1	113.7	19.7	77.5	14.9	Indorama	16.0	5.3	8.0	3.5	2.0	0.8
Feira	145.8	37.1	94.3	10.1	53.6	14.4	Lusosider	5.5	-0.2	4.0	-0.1	2.0	-1.0
Fernão Ferro	199.5	8.5	130.6	13.8	77.3	3.4	Maia	95.0	27.3	65.0	10.9	10.0	1.4
Ferreira do Alentejo	118.4	17.2	92.7	16.0	68.7	12.3	Neves Corvo	34.0	9.2	25.0	6.2	4.0	0.8
Ferro	78.4	19.0	51.2	14.0	32.6	7.9	Petrogal	25.0	9.1	24.0	8.5	18.0	6.3
Frades	12.1	8.3	8.1	3.5	5.6	3.6	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.1	2.0	-0.2	0.2	-0.2
Lavos	192.0	38.0	144.5	29.9	107.8	20.5	Refer - Fatela	1.0	-1.5	0.5	-0.8	0.2	-1.0
Macedo de Cavaleiros	49.2	12.2	34.0	7.8	21.1	4.8	Refer - Fogueteiro	6.0	2.1	3.0	0.6	0.5	-0.1
Mogadouro	11.8	3.0	7.9	1.9	5.5	1.0	Refer - Gouveia	3.0	-2.4	1.5	-0.9	0.5	-1.3
Mourisca	203.1	28.8	142.7	21.5	91.4	19.1	Refer - Luzianes	2.0	-0.2	1.0	-0.7	0.2	-0.6
Oleiros	224.9	57.2	150.0	41.5	90.4	26.7	Refer - Monte Da Pedra	3.0	-0.2	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Ourique	18.3	2.8	8.7	1.8	5.6	1.0	Refer - Mortágua	3.0	-2.3	1.5	-1.1	0.2	-1.1
Paraimo	95.4	18.0	62.9	13.2	39.7	8.9	Refer - Pegões	4.5	-0.4	1.5	-0.4	0.2	-0.3
Pedralva	43.4	12.3	29.9	7.7	18.6	4.7	Refer - Quinta do Anjo	15.0	3.1	8.0	1.3	3.0	-0.1
Penela	17.8	5.1	11.8	3.7	7.8	2.3	Refer - Quinta Grande	4.0	-0.3	1.5	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	206.5	28.3	137.5	19.6	88.3	16.7	Refer - Rodão	1.0	-0.6	0.5	-0.3	0.2	-0.6
Pocinho	32.3	6.0	21.4	4.9	18.1	2.8	Refer - Sobral	2.5	-2.5	1.5	-1.3	0.2	-0.5
Pombal	58.7	11.6	25.8	5.3	13.0	2.4	Refer - Urrô	2.0	-0.2	1.0	-0.4	0.2	-0.2
Portimão	97.9	16.3	65.3	11.7	43.2	3.8	Seixal-Longos	125.0	32.4	85.0	14.7	7.0	1.3
Porto Alto	64.9	8.0	45.3	8.2	31.1	5.0	Clientes MAT previstos						
Prelada	131.6	21.3	87.7	12.0	52.5	4.7	Refer - Alandroal	17.0	-2.2	7.0	-1.7	3.0	-1.2
Recarei	149.3	27.4	92.4	19.5	52.7	9.1	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Riba d'Ave	284.8	64.4	179.5	42.2	96.2	23.2	Sakthi - Águeda	17.3	3.5	9.5	1.9	1.7	0.3
Rio Maior	143.4	37.8	95.0	21.3	61.0	13.4	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Sacavém	182.1	10.3	120.2	5.8	75.6	2.4	TOTAL	8765	1504	5858	1043	3562	600



VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2024													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Santarém	87.0	18.4	64.3	26.5	44.8	16.6
Alcochete	56.1	9.4	30.3	6.1	24.1	6.1	Sete Rios	201.3	47.5	118.7	17.2	78.4	7.8
Alqueva	57.9	20.3	47.6	12.7	37.6	6.8	Setúbal	241.6	40.7	187.8	38.1	140.9	36.0
Alto de Mira	181.2	26.3	128.5	18.9	86.9	10.9	Sines	95.5	18.4	76.2	12.4	59.8	10.3
Alto de São João	92.5	16.1	58.9	5.9	40.3	3.2	Tábua	30.0	11.2	22.8	8.4	16.9	6.6
Batalha	201.7	59.2	145.1	33.2	103.3	23.7	Tavira	34.9	8.8	15.8	9.0	10.2	5.3
Bodiosa	87.6	19.2	57.1	14.6	36.8	8.4	Torrão	61.4	8.4	40.6	3.9	25.9	3.6
Canelas	226.0	54.2	152.2	32.8	98.6	23.8	Trafaria	80.7	15.7	57.5	12.1	38.6	7.6
Carrapateiro	22.1	5.0	15.3	3.3	9.6	5.9	Trajouce	187.9	30.6	127.1	17.8	84.7	10.8
Carregado	124.3	20.9	84.4	21.5	56.6	9.4	Tunes	164.1	58.3	124.6	43.9	81.9	27.6
Carriche	177.9	25.8	121.3	8.9	81.2	4.9	V.P. Aguiar	21.6	6.5	21.2	7.3	12.4	3.1
Carvoeira	82.5	19.6	60.7	19.2	38.4	11.5	Valdigem	99.1	32.3	68.1	21.6	45.9	10.9
Castelo Branco	62.1	17.5	43.9	9.9	30.1	4.4	Valpaços	24.9	7.6	18.3	7.7	11.9	3.0
Chafariz	38.7	12.3	29.1	10.3	19.7	6.6	Vermoim	202.4	49.3	130.7	28.5	102.5	24.8
Custóias	146.0	34.4	100.7	15.5	68.0	9.8	Vila Chã	89.1	32.0	63.5	20.8	45.4	12.9
Ermesinde	118.1	20.1	81.8	3.9	53.6	1.7	Vila Fria	172.8	59.3	121.6	41.2	87.2	27.9
Estarreja	237.5	56.4	160.4	33.8	117.7	26.9	Zambujal	120.5	35.9	79.1	16.1	52.8	6.9
Estoi	184.4	69.2	133.2	46.1	86.6	27.1	Zêzere	193.0	41.0	138.6	30.8	96.8	26.1
Estremoz	62.0	15.6	42.7	10.6	28.4	4.6	Previstos						
Évora	33.9	11.1	24.4	7.4	16.9	3.9	Divor	43.2	13.9	30.9	9.2	20.9	4.7
Fafe	113.5	33.1	77.4	5.0	47.8	4.1	V.N. Famalicão	137.8	36.9	90.1	21.2	58.5	14.0
Falagueira	33.0	8.0	25.5	5.6	19.4	2.9	Clientes MAT existentes						
Fanhões	141.5	29.5	101.9	23.2	79.9	18.7	Indorama	11.7	5.7	4.1	2.0	1.0	0.4
Feira	126.6	37.3	80.4	10.7	51.5	2.5	Lusosider	6.0	0.6	4.0	-0.2	1.5	0.0
Fernão Ferro	133.2	4.3	96.9	12.2	63.9	3.4	Maia	85.0	13.5	60.0	11.1	15.0	3.3
Ferreira do Alentejo	111.7	20.1	92.5	21.5	82.0	17.8	Neves Corvo	30.0	7.9	24.0	6.7	5.0	1.0
Ferro	60.9	23.4	41.8	16.5	27.2	9.9	Petrogal	26.0	9.6	22.0	8.4	16.0	6.0
Frades	22.5	12.5	10.9	5.1	7.0	4.7	Refer - Ermidas-Sado	3.5	0.2	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Lavos	168.5	43.1	140.0	32.1	102.4	27.2	Refer - Fatela	1.0	-1.3	0.5	-0.8	0.2	-0.7
Macedo de Cavaleiros	31.3	9.5	23.0	7.9	14.8	1.6	Refer - Fogueteiro	6.3	1.4	3.5	0.7	0.5	0.0
Mogadouro	8.1	1.5	6.2	2.5	4.0	1.3	Refer - Gouveia	3.0	-1.2	1.5	-1.1	0.2	-0.4
Mourisca	187.7	34.4	120.3	18.9	87.1	19.0	Refer - Luzianes	2.5	-0.4	1.5	-0.5	0.2	-0.4
Oleiros	183.5	64.1	120.4	41.2	75.7	30.2	Refer - Monte Da Pedra	3.5	0.1	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Ourique	9.7	2.7	6.4	2.0	4.1	1.2	Refer - Mortágua	2.5	-1.2	1.1	-0.9	0.2	-0.8
Paraimo	81.7	23.4	56.7	15.0	38.2	11.2	Refer - Pegões	3.5	-0.6	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Pedralva	38.0	13.8	26.3	8.4	17.4	6.6	Refer - Quinta do Anjo	19.0	5.0	9.0	1.4	2.5	0.1
Penela	15.2	5.1	9.8	2.9	6.6	1.3	Refer - Quinta Grande	3.5	0.2	2.0	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	158.9	33.0	112.1	19.0	79.1	18.4	Refer - Rodão	2.0	-1.4	1.5	-1.1	0.2	-0.3
Pocinho	23.4	7.1	18.4	6.3	11.8	3.0	Refer - Sobral	2.5	-1.8	1.5	-1.9	0.2	-0.6
Pombal	67.4	17.2	24.6	5.6	13.2	3.4	Refer - Urrô	2.0	-0.7	1.1	-0.6	0.2	-0.1
Portimão	99.2	33.9	74.4	22.9	47.8	10.4	Seixal-Longos	105.0	22.5	80.0	16.5	12.0	2.4
Porto Alto	66.7	15.5	51.4	15.0	38.9	10.3	Clientes MAT previstos						
Prelada	98.0	24.0	66.5	8.8	44.6	3.5	Refer - Alandroal	17.0	-2.2	7.0	-1.7	3.0	-1.2
Recarei	122.9	34.5	75.9	17.3	46.5	11.5	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Riba d'Ave	261.4	76.3	161.4	41.1	100.1	23.8	Sakthi - Águeda	17.3	3.5	9.5	1.9	1.7	0.3
Rio Maior	111.3	35.7	81.0	23.7	54.3	11.9	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Sacavém	126.3	12.4	84.8	2.8	58.7	3.1	TOTAL	7463	1803	5178	1143	3439	737



VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2029													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	192.5	21.7	121.2	15.3	74.7	6.5
Alcochete	73.1	10.1	49.1	9.6	30.3	6.1	Setúbal	224.9	31.3	157.9	31.0	117.1	24.0
Alqueva	42.4	5.1	31.1	4.8	21.9	3.4	Sines	111.3	14.7	78.1	10.7	59.6	6.1
Alto de Mira	283.3	49.1	180.4	21.1	112.5	9.9	Tábua	39.3	11.2	27.3	9.6	18.6	7.0
Alto de São João	95.5	10.1	61.5	5.7	40.1	2.2	Tavira	19.6	11.7	9.1	5.1	5.1	2.5
Batalha	240.9	48.7	170.9	30.5	111.7	16.1	Torrão	78.0	8.3	51.2	6.8	31.3	3.6
Bodiosa	110.2	13.0	70.8	14.3	46.6	7.9	Trafaria	108.9	9.2	71.7	11.8	45.9	3.7
Canelas	306.9	61.1	199.0	38.2	112.9	21.5	Trajouce	260.2	30.8	168.1	24.8	105.5	9.6
Carrapateiro	32.8	6.6	22.0	7.7	13.3	5.6	Tunes	145.0	27.5	98.1	21.2	67.7	10.6
Carregado	136.1	12.0	87.4	15.7	56.0	6.0	V.P. Aguiar	39.1	7.2	26.4	6.1	16.9	2.6
Carriche	200.1	20.7	129.5	11.3	79.7	4.6	Valdigem	135.8	25.4	87.6	21.3	59.2	10.7
Carvoeira	135.0	18.7	90.1	19.8	56.5	16.4	Valpaços	41.3	7.6	27.9	6.4	18.3	2.8
Castelo Branco	69.2	12.3	45.8	7.5	29.9	3.9	Vermoim	269.3	53.5	169.1	32.3	108.1	20.6
Chafariz	59.8	15.1	39.3	10.8	25.9	7.1	Vila Chã	98.6	25.0	63.3	15.3	37.7	11.6
Custóias	199.3	33.4	133.6	20.0	81.8	8.4	Vila Fria	211.4	50.4	142.3	38.9	98.1	25.5
Ermesinde	177.7	21.3	116.3	13.8	68.8	7.4	Zambujal	150.2	26.7	99.0	15.4	62.1	5.3
Estarreja	245.8	45.8	167.4	32.0	106.1	22.3	Zêzere	237.0	34.5	161.9	24.5	103.3	17.0
Estoi	188.5	32.5	122.5	27.9	80.5	15.2	Previstos						
Estremoz	67.7	7.6	45.0	7.3	27.5	2.7	Divor	44.6	7.5	29.2	5.1	18.1	1.3
Évora	51.8	8.9	33.6	5.9	21.4	1.5	Pegões	25.4	3.6	17.6	3.4	12.6	2.3
Fafe	159.3	27.3	105.3	5.1	62.9	11.2	V.N. Famalicão	156.0	33.1	100.9	21.5	56.3	12.0
Falagueira	47.4	10.1	33.4	6.2	23.4	3.1	Clientes MAT existentes						
Fanhões	170.5	27.7	116.3	20.1	81.0	15.2	Indorama	16.0	5.3	8.0	3.5	2.0	0.8
Feira	146.8	37.1	94.2	10.1	54.4	14.4	Lusosider	5.5	-0.2	4.0	-0.1	2.0	-1.0
Fernão Ferro	208.1	8.8	135.0	14.2	81.5	3.5	Maia	95.0	27.3	65.0	10.9	10.0	1.4
Ferreira do Alentejo	122.5	17.6	95.0	16.3	70.1	12.4	Neves Corvo	34.0	9.2	25.0	6.2	4.0	0.8
Ferro	79.9	19.3	51.9	14.2	33.4	8.0	Petrogal	25.0	9.1	24.0	8.5	18.0	6.3
Frades	13.6	9.2	9.0	3.9	6.4	4.0	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.1	2.0	-0.2	0.2	-0.2
Lavos	203.0	40.1	152.6	31.6	113.9	21.6	Refer - Fatela	1.0	-1.5	0.5	-0.8	0.2	-1.0
Macedo de Cavaleiros	52.4	12.9	35.9	8.2	22.7	5.1	Refer - Fogueteiro	6.0	2.1	3.0	0.6	0.5	-0.1
Mogadouro	12.1	3.1	8.1	2.0	5.7	1.1	Refer - Gouveia	3.0	-2.4	1.5	-0.9	0.5	-1.3
Mourisca	205.3	28.9	143.3	21.6	92.7	19.1	Refer - Luzianes	2.0	-0.2	1.0	-0.7	0.2	-0.6
Oleiros	231.7	58.5	153.4	42.3	93.9	27.2	Refer - Monte Da Pedra	3.0	-0.2	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Ourique	19.0	2.9	9.0	1.8	5.9	1.1	Refer - Mortágua	3.0	-2.3	1.5	-1.1	0.2	-1.1
Paraimo	97.7	18.3	64.1	13.4	40.9	9.0	Refer - Pegões	4.5	-0.4	1.5	-0.4	0.2	-0.3
Pedralva	46.1	13.0	31.6	8.1	19.9	4.9	Refer - Quinta do Anjo	15.0	3.1	8.0	1.3	3.0	-0.1
Penela	17.9	5.1	11.7	3.7	7.9	2.3	Refer - Quinta Grande	4.0	-0.3	1.5	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	212.9	29.0	140.6	20.0	91.8	17.0	Refer - Rodão	1.0	-0.6	0.5	-0.3	0.2	-0.6
Pocinho	33.9	6.3	22.4	5.2	19.0	2.9	Refer - Sobral	2.5	-2.5	1.5	-1.3	0.2	-0.5
Pombal	60.9	11.9	26.6	5.5	13.9	2.5	Refer - Urrô	2.0	-0.2	1.0	-0.4	0.2	-0.2
Portimão	105.9	17.6	70.3	12.6	47.0	4.1	Seixal-Longos	125.0	32.4	85.0	14.7	7.0	1.3
Porto Alto	68.2	8.3	47.1	8.5	32.6	5.2	Clientes MAT previstos						
Prelada	135.0	21.7	89.0	12.2	54.5	4.8	Refer - Alandroal	17.0	-2.2	7.0	-1.7	3.0	-1.2
Recarei	156.9	28.6	96.3	20.3	55.9	9.4	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Riba d'Ave	288.9	64.8	180.5	42.3	98.9	23.3	Sakthi - Águeda	40.0	8.0	22.0	4.4	4.0	0.8
Rio Maior	148.5	38.9	97.7	21.9	63.6	13.8	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Sacavém	185.4	10.5	121.4	5.9	77.7	2.4							
Santarém	97.1	9.8	64.5	18.8	39.9	9.7							
							TOTAL	9067	1547	6012	1070	3711	614

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2029													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	202.8	47.8	120.3	17.4	81.4	7.9
Alcochete	57.2	9.6	31.1	6.3	25.4	6.2	Setúbal	222.4	37.4	173.9	35.2	131.9	33.2
Alqueva	61.8	21.7	51.1	13.6	40.6	7.3	Sines	100.6	19.4	80.8	13.1	63.8	10.9
Alto de Mira	186.0	27.0	132.9	19.4	93.5	11.2	Tábua	29.7	11.1	22.7	8.4	17.0	6.5
Alto de São João	94.6	16.6	60.7	6.1	43.0	3.3	Tavira	36.4	9.1	16.5	9.4	10.8	5.5
Batalha	202.5	59.4	146.6	33.5	106.0	23.8	Torrão	62.3	8.6	41.5	4.0	27.4	3.7
Bodiosa	88.2	19.3	57.8	14.8	38.3	8.4	Trafaria	79.9	15.5	57.4	12.0	39.8	7.6
Canelas	226.4	54.2	153.5	33.0	101.7	23.9	Trajouce	195.1	31.8	132.9	18.5	91.6	11.2
Carrapateiro	23.2	5.3	16.1	3.5	10.3	6.2	Tunes	171.6	60.9	131.0	46.1	86.7	28.9
Carregado	126.1	21.2	86.1	21.9	59.2	9.6	V.P. Aguiar	21.6	6.5	21.3	7.3	12.6	3.1
Carriche	179.0	25.9	123.0	9.0	85.3	4.9	Valdigem	104.8	34.2	72.5	23.1	49.7	11.7
Carvoeira	86.4	20.5	63.9	20.1	41.3	12.1	Valpaços	26.2	7.9	19.4	8.1	13.0	3.1
Castelo Branco	63.5	17.9	45.1	10.1	31.4	4.6	Vermoim	208.8	50.7	136.2	29.6	108.2	25.6
Chafariz	39.6	12.6	30.0	10.5	20.8	6.7	Vila Chã	90.8	32.6	65.1	21.3	47.1	13.2
Custóias	150.1	35.4	104.2	16.0	71.8	10.1	Vila Fria	178.3	61.2	126.1	42.6	91.5	28.8
Ermesinde	120.4	20.5	84.0	4.0	56.7	1.7	Zambujal	126.6	37.7	83.6	17.0	56.9	7.2
Estarreja	244.1	57.9	165.8	34.9	123.0	27.7	Zêzere	200.6	42.6	144.9	32.2	102.4	27.3
Estoi	191.6	72.0	139.3	48.3	92.1	28.3	Previstos						
Estremoz	63.6	16.0	44.1	10.9	29.7	4.7	Divor	34.3	11.0	24.7	7.3	17.0	3.7
Évora	35.2	11.6	25.5	7.7	18.2	4.1	Pegões	25.5	4.9	19.6	4.2	14.7	3.6
Fafe	117.2	34.1	80.5	5.2	50.9	4.3	V.N. Famalicão	139.9	37.4	92.2	21.6	61.0	14.3
Falagueira	33.6	8.1	26.1	5.7	20.2	2.9	Clientes MAT existentes						
Fanhões	144.6	30.1	104.8	23.7	84.2	19.1	Indorama	11.7	5.7	4.1	2.0	1.0	0.4
Feira	126.4	37.2	80.8	10.8	52.8	2.5	Lusosider	6.0	0.6	4.0	-0.2	1.5	0.0
Fernão Ferro	137.7	4.5	100.8	12.7	68.4	3.5	Maia	85.0	13.5	60.0	11.1	15.0	3.3
Ferreira do Alentejo	115.0	20.7	95.3	22.2	84.5	18.2	Neves Corvo	30.0	7.9	24.0	6.7	5.0	1.0
Ferro	61.7	23.7	42.6	16.8	28.2	10.1	Petrogal	26.0	9.6	22.0	8.4	16.0	6.0
Frades	25.0	13.9	12.2	5.7	8.0	5.2	Refer - Ermidas-Sado	3.5	0.2	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Lavos	177.9	45.4	148.6	34.1	108.9	28.9	Refer - Fatela	1.0	-1.3	0.5	-0.8	0.2	-0.7
Macedo de Cavaleiros	33.0	10.0	24.4	8.3	16.2	1.7	Refer - Fogueteiro	6.3	1.4	3.5	0.7	0.5	0.0
Mogadouro	8.3	1.6	6.4	2.5	4.2	1.3	Refer - Gouveia	3.0	-1.2	1.5	-1.1	0.2	-0.4
Mourisca	188.4	34.6	121.5	19.1	89.2	19.1	Refer - Luzianes	2.5	-0.4	1.5	-0.5	0.2	-0.4
Oleiros	187.5	65.4	123.9	42.2	79.6	30.9	Refer - Monte Da Pedra	3.5	0.1	1.5	-0.1	0.2	-0.1
Ourique	10.0	2.8	6.6	2.0	4.4	1.2	Refer - Mortágua	2.5	-1.2	1.1	-0.9	0.2	-0.8
Paraimo	83.1	23.8	58.1	15.3	39.7	11.4	Refer - Pegões	3.5	-0.6	1.5	-0.3	0.2	-0.2
Pedralva	40.1	14.6	27.9	8.9	18.7	7.0	Refer - Quinta do Anjo	19.0	5.0	9.0	1.4	2.5	0.1
Penela	15.1	5.1	9.8	2.9	6.8	1.3	Refer - Quinta Grande	3.5	0.2	2.0	-0.1	0.2	0.0
Pereiros	162.4	33.7	115.3	19.5	83.1	18.9	Refer - Rodão	2.0	-1.4	1.5	-1.1	0.2	-0.3
Pocinho	24.5	7.4	19.4	6.7	12.6	3.1	Refer - Sobral	2.5	-1.8	1.5	-1.9	0.2	-0.6
Pombal	69.2	17.7	25.5	5.8	14.3	3.5	Refer - Urrô	2.0	-0.7	1.1	-0.6	0.2	-0.1
Portimão	106.6	36.4	80.4	24.7	52.3	11.2	Seixal-Longos	105.0	22.5	80.0	16.5	12.0	2.4
Porto Alto	69.5	16.2	53.7	15.7	41.0	10.7	Clientes MAT previstos						
Prelada	99.4	24.3	68.0	8.9	47.0	3.5	Refer - Alandroal	17.0	-2.2	7.0	-1.7	3.0	-1.2
Recarei	128.1	35.9	79.7	18.1	49.9	12.0	Refer - Vila Fria	7.0	-0.9	13.0	-3.2	2.0	-0.8
Riba d'Ave	262.7	76.6	163.3	41.5	103.8	24.0	Sakthi - Águeda	40.0	8.0	22.0	4.4	4.0	0.8
Rio Maior	114.4	36.7	83.8	24.4	57.1	12.2	Sakthi - Maia	20.0	4.0	25.0	5.0	2.0	0.4
Sacavém	127.5	12.5	86.2	2.8	61.3	3.2							
Santarém	88.6	18.7	65.8	27.1	46.4	16.9							
							TOTAL	7664	1853	5348	1180	3616	760

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		Época Sazonal		Verão	
Pontos de Entrega AT		MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT		MW	Mvar
Existentes						Paraimo		106.5	20.1
	Alcochete	83.0	11.6	62.0	10.4	Pedralva		59.8	17.0
	Alqueva	53.6	6.5	72.7	25.5	Penela		26.0	7.5
	Alto de Mira	285.4	50.2	192.5	27.9	Pereiros		221.3	30.4
	Alto de São João	89.9	10.2	83.8	15.7	Pocinho		61.4	11.4
	Batalha	289.8	59.1	234.8	68.9	Pombal		70.6	14.0
	Bodiosa	116.4	13.8	99.7	21.8	Portimão		102.4	17.1
	Canelas	343.4	68.9	267.7	64.2	Porto Alto		59.5	6.6
	Carrapatelo	33.3	6.7	34.6	7.9	Prelada		141.8	23.0
	Carregado	147.0	13.0	141.4	23.8	Recarei		162.3	29.9
	Carriche	225.6	22.9	189.3	28.4	Riba d'Ave		312.8	70.8
	Carvoeira	132.0	18.4	97.9	23.3	Rio Maior		151.5	40.0
	Castelo Branco	75.1	13.5	71.1	20.0	Sacavém		193.2	11.0
	Chafariz	61.3	15.7	50.1	16.0	Santarém		103.1	10.4
	Custóias	205.5	34.7	170.4	40.2	Sete Rios		207.6	23.6
	Ermesinde	184.9	22.4	133.3	22.7	Setúbal		255.7	35.8
	Estarreja	256.9	48.1	255.0	60.5	Sines		122.1	16.2
	Estoi	180.4	33.0	200.7	79.0	Tábua		36.6	11.3
	Estremoz	66.4	7.0	59.7	15.7	Tavira		19.8	11.9
	Évora	104.1	18.2	81.1	26.7	Torrão		91.2	9.8
	Fafe	177.2	30.7	135.6	39.5	Trafaria		119.4	10.2
	Falagueira	58.8	12.7	42.1	10.2	Trajouce		261.9	31.3
	Fanhões	173.3	28.6	152.8	31.8	Tunes		142.2	27.1
	Feira	165.2	42.1	147.3	43.4	V.P. Aguiar		49.9	9.3
	Fernão Ferro	210.6	8.9	145.3	4.7	Valdigem		130.4	25.5
	Ferreira do Alentejo	95.6	12.4	107.0	18.9	Valpaços		41.2	7.6
	Ferro	85.2	20.7	68.4	26.3	Vermoin		358.3	71.9
	Frades	25.0	17.1	22.1	12.3	Vila Chã		116.1	29.6
	Lavos	210.9	41.8	198.0	50.6	Vila Fria		221.1	53.6
	Macedo de Cavaleiros	53.8	13.4	33.9	10.3	Zambujal		149.4	26.8
	Mogadouro	13.3	3.4	10.2	1.9	Zêzere		256.5	37.6
	Mourisca	261.4	38.2	230.1	42.5				
	Oleiros	253.2	64.6	211.7	73.9	Previstos			
	Ourique	18.9	2.9	10.2	2.9	V.N. Famalicão		86.9	19.7

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)										
2024										
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão		
	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW		Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW
Existentes					Paraimo	108.8	20.4	95.7	27.4	
					Pedralva	62.9	17.8	43.3	15.7	
	Alcochete	85.3	11.8	63.6	10.7	Penela	26.1	7.4	21.0	7.1
	Alqueva	57.0	6.9	77.3	27.1	Pereiros	227.9	31.1	175.2	36.2
	Alto de Mira	296.5	51.4	199.0	28.7	Pocinho	64.0	11.9	40.9	12.4
	Alto de São João	107.0	11.3	102.8	17.8	Pombal	73.0	14.3	75.4	19.2
	Batalha	292.9	59.4	237.7	69.6	Portimão	109.9	18.2	134.3	45.9
	Bodiosa	118.5	14.0	101.2	22.1	Porto Alto	72.9	8.9	75.5	17.5
	Canelas	346.7	69.1	270.5	64.7	Prelada	145.1	23.3	116.9	28.5
	Carrapatelo	35.0	7.0	36.3	8.3	Recarei	169.6	31.0	142.7	39.9
	Carregado	150.6	13.3	144.4	24.2	Riba d'Ave	317.3	71.2	291.1	84.7
	Carriche	214.6	22.2	211.9	30.5	Rio Maior	156.4	41.0	134.3	43.0
	Carvoeira	138.3	19.2	102.6	24.4	Sacavém	199.1	11.3	137.5	13.4
	Castelo Branco	77.2	13.8	73.1	20.6	Santarém	105.3	10.6	98.6	20.8
	Chafariz	63.3	16.0	51.6	16.4	Sete Rios	211.3	23.8	220.8	51.9
	Custóias	212.1	35.6	175.9	41.4	Setúbal	259.6	36.2	263.3	44.2
	Ermesinde	190.1	22.9	136.8	23.2	Sines	128.2	17.0	107.7	20.7
	Estarreja	264.5	49.3	262.9	62.3	Tábua	43.9	12.6	40.1	15.0
	Estoi	198.0	34.0	218.5	81.7	Tavira	20.6	12.3	39.0	9.8
	Estremoz	74.5	8.3	71.1	17.8	Torrão	93.6	10.0	72.3	9.9
	Évora	58.1	10.0	40.0	13.1	Trafaria	120.2	10.2	92.3	17.9
	Fafe	183.7	31.6	140.6	40.9	Trajouce	274.4	32.5	204.7	33.2
	Falagueira	60.2	12.9	43.2	10.4	Tunes	148.7	28.2	224.3	79.6
	Fanhões	178.8	29.1	157.1	32.6	V.P. Aguiar	50.1	9.3	44.6	13.5
	Feira	166.2	42.1	148.4	43.6	Valdigem	143.0	26.7	110.7	35.9
	Fernão Ferro	219.2	9.3	150.9	4.9	Valpaços	43.4	8.0	32.0	9.7
	Ferreira do Alentejo	127.9	18.5	130.2	23.4	Vermoin	288.0	57.3	233.7	56.7
Ferro	86.9	21.0	69.8	26.7	Vila Chã	118.8	30.1	100.6	36.0	
Frades	27.5	18.7	24.4	13.5	Vila Fria	239.5	57.2	202.6	69.4	
Lavos	221.1	43.7	208.5	53.3	Zambujal	157.2	28.0	133.5	39.6	
Macedo de Cavaleiros	57.0	14.0	35.8	10.8	Zêzere	254.4	37.1	218.7	46.4	
Mogadouro	13.7	3.5	10.5	2.0						
Mourisca	245.9	34.7	215.0	39.4	Previstos					
Oleiros	260.3	65.8	217.5	75.7	Divor	56.0	9.4	50.7	16.3	
Ourique	19.6	3.0	10.5	3.0	V.N. Famalicão	170.5	36.2	157.1	41.9	

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)													
2029													
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão					
	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW		Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar		
<b>Existentes</b>					<b>Paraimo</b>					115.7	21.4	100.0	28.5
<b>Alcochete</b>					<b>Pedralva</b>					69.0	19.2	46.9	16.9
<b>Alqueva</b>					<b>Penela</b>					27.2	7.6	21.4	7.1
<b>Alto de Mira</b>					<b>Pereiros</b>					245.9	32.8	184.5	37.8
<b>Alto de São João</b>					<b>Pocinho</b>					69.1	12.7	43.8	13.2
<b>Batalha</b>					<b>Pombal</b>					79.2	15.1	79.6	20.1
<b>Bodiosa</b>					<b>Portimão</b>					123.5	20.1	148.0	50.3
<b>Canelas</b>					<b>Porto Alto</b>					80.2	9.6	80.9	18.7
<b>Carrapatelo</b>					<b>Prelada</b>					156.5	24.4	122.5	29.5
<b>Carregado</b>					<b>Recarei</b>					185.6	33.2	152.9	42.5
<b>Carriche</b>					<b>Riba d'Ave</b>					336.5	73.5	301.1	87.0
<b>Carvoeira</b>					<b>Rio Maior</b>					168.6	43.2	142.0	45.2
<b>Castelo Branco</b>					<b>Sacavém</b>					212.4	12.0	143.3	13.9
<b>Chafariz</b>					<b>Santarém</b>					112.2	11.1	103.1	21.6
<b>Custóias</b>					<b>Sete Rios</b>					225.7	24.9	228.9	53.4
<b>Ermesinde</b>					<b>Setúbal</b>					252.4	34.5	248.9	41.6
<b>Estarreja</b>					<b>Sines</b>					140.0	18.4	116.3	22.3
<b>Estoi</b>					<b>Tábua</b>					45.3	12.7	40.7	15.1
<b>Estremoz</b>					<b>Tavira</b>					22.3	13.1	41.5	10.4
<b>Évora</b>					<b>Torrão</b>					101.0	10.6	75.8	10.3
<b>Fafe</b>					<b>Trafaria</b>					127.3	10.6	94.6	18.1
<b>Falagueira</b>					<b>Trajouce</b>					304.3	35.1	220.0	35.3
<b>Fanhões</b>					<b>Tunes</b>					161.7	30.2	240.2	85.0
<b>Feira</b>					<b>V.P. Aguiar</b>					51.7	9.5	45.7	13.8
<b>Fernão Ferro</b>					<b>Valdigem</b>					158.8	29.1	120.6	39.0
<b>Ferreira do Alentejo</b>					<b>Valpaços</b>					48.0	8.6	34.7	10.4
<b>Ferro</b>					<b>Vermoin</b>					312.9	60.8	248.4	59.7
<b>Frades</b>					<b>Vila Chã</b>					126.6	31.5	105.3	37.5
<b>Lavos</b>					<b>Vila Fria</b>					258.2	60.5	214.7	73.1
<b>Macedo de Cavaleiros</b>					<b>Zambujal</b>					173.5	30.2	144.2	42.5
<b>Mogadouro</b>					<b>Zêzere</b>					275.6	39.6	233.4	49.3
<b>Mourisca</b>					<b>Previstos</b>								
<b>Oleiros</b>					<b>Divor</b>					53.8	8.9	48.9	15.6
<b>Ourique</b>					<b>Pegões</b>					28.9	4.1	28.8	5.5
					<b>V.N. Famalicão</b>					181.8	37.8	164.0	43.4

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

ANEXO 13

POTÊNCIA ATRIBUÍDA/CATIVA E  
CAPACIDADES DE RECEÇÃO DE NOVA  
GERAÇÃO NA RNT

REN

**Página em Branco**



## Notas introdutórias

O presente anexo visa agregar num mesmo quadro um conjunto de informação, referente à data de 31 de maio de 2019, relativamente à capacidade de recepção existente na RNT para integração de nova produção. Do ponto de vista organizacional, a referida informação encontra-se dividida em duas colunas principais:

- (i) Potência já atribuída/cativa: é a potência que já se encontra atribuída ou cativa (em fase de atribuição) pela DGEG para a concretização de novos centros electroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à rede (estão em fase de licenciamento/construção);
- (ii) Capacidade de recepção para nova geração: capacidade de recepção na RNT apresentada segundo dois conjuntos. Por um lado, a capacidade que resulta com a rede atual, e por outro, potenciais acréscimos de capacidade cuja materialização encontra-se condicionada à concretização de alguns reforços de rede com início de construção previsto no curto prazo e/ou propostos no PDIRT 2018-2027.

Salienta-se que a informação referente à capacidade de recepção indicada na tabela deste anexo, representa o valor de capacidade se encontra disponível para poder ser atribuída a novos centros electroprodutores, para além da potência atribuída ou cativada pela DGEG a 31 de maio de 2019 (não estão considerados nesta tabela os projetos que participaram no sorteio de abril de 2018 e que aguardam por existência de capacidade).

Não obstante, a atribuição de capacidades de recepção deverá ter em conta as seguintes condições:

- (i) Os valores de capacidade indicados aplicam-se às subestações e níveis de tensão a que, por 'zona(s) de rede', se encontram referidos;
- (ii) O valor da coluna "Capacidade atual | Zona(s)" indica, por 'zona(s) de rede', o montante total de capacidade atualmente disponível, para além da potência já atribuída ou cativada por indicação da DGEG até à data referida no subtítulo da tabela;
- (iii) Para as 'zonas de rede' contendo mais de uma instalação ou nível de tensão, o valor de capacidade apresentado e não sombreado é o valor total máximo admissível nesse conjunto de instalações/níveis de tensão, sujeito ainda ao seguinte:
  - a. Os valores de capacidade indicados com sombreado cinzento dão conta de limitações 'locais' mais restritivas existentes dentro das 'zonas de rede', representando, nas instalações/níveis de tensão a que se referem, valores de capacidade inferiores ao que é indicado como máximo para essa(s) 'zona(s) de rede'. O valor não sombreado representa, assim, o montante de capacidade disponível na(s) 'zona(s) de rede' na sua globalidade, pelo que os valores de capacidade mais restritivos não são cumulativos aos montantes globais (não sombreados) da(s) respetiva(s) 'zona(s) de rede'.

- b. Na(s) 'zona(s) de rede' com ausência de valores de capacidade assinaladas com sombreado cinzento, significa que, para essa(s) mesma(s) zona(s), se indicado um valor mais elevado, a atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA, respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV, carece de análise de viabilidade prévia.
- (iv) O valor de capacidade indicado para o nível de tensão (normalmente 60 kV) ao qual se encontra conexas, em cada subestação da RNT, uma área da RND (Rede Nacional de Distribuição de eletricidade), estabelece o montante global máximo da conjugação de todos projetos a serem ligados, quer diretamente à subestação da RNT, quer à referida área da RND associada à mesma subestação da RNT;
- (v) Na coluna "Acréscimo com reforços de rede" é indicado o acréscimo estimado de capacidade a adicionar ao valor da coluna "Capacidade atual | Zona(s)", descontando a que, entretanto, venha a ser atribuída ou cativada por indicação da DGEG. A referida estimativa de acréscimo encontra-se condicionada à realização do(s) respetivo(s) reforços de rede que se encontram referidos nas notas da tabela;
- (vi) A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MVA, num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de rede, com conseqüente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.

Potência atribuída/cativa e capacidades de receção de nova geração na RNT

Valores referidos a 31 de maio de 2019

Valores em MVA

Zona de rede	Barramento	[kV]	Potência já atribuída pela DGEG mas ainda não ligada	Potência cativa pela DGEG	Capacidade atual		Acréscimo com reforços de rede <sup>a)</sup>	Zona de rede	Barramento	[kV]	Potência já atribuída pela DGEG mas ainda não ligada	Potência cativa pela DGEG	Capacidade atual		Acréscimo com reforços de rede <sup>a)</sup>
					Restrição individual	Zona(s)							Restrição individual	Zona(s)	
1	Riba d'Ave	400					0	21	Paraímo	220					
	Riba d'Ave	60	48						22	Paraímo	400				
10	Fafe	150					430 <sup>f)</sup>	23	Estarreja	220 <sup>b)</sup> ou 60	33	30	90	340	
	Fafe	60	4						24	Mourisca	220 <sup>b)</sup> ou 60	7			
2	Recarei	400					599	26	Lavos	400					
	Sobrado	400 ou 220							27	Pombal	60 <sup>b)</sup>	35	18	d)	696
2	Vermoim	400					500 <sup>g)</sup>	29	Batalha	400 ou 60	17	63			
	Feira	400							36	Rio Maior	400 ou 220	33	63		
2 A	V. N. Famalicão	400					100 <sup>h)</sup>	30	Zêzere	220 ou 60	40	23	60	24	
8	Recarei	220 ou 60							35	Santarém	220 ou 60 <sup>c)</sup>	47	10		
9	Vermoim	220 ou 60 <sup>b)</sup>	43				104	33	Falagueira	400	189				
	Prelada	220 ou 60 <sup>c)</sup>	2						34	Pego	400				
9	Custoias	220 ou 60 <sup>b)</sup>	14				303	35 A	Carregado	220 ou 60 <sup>c)</sup>	20	67			
	Ermesinde	220 ou 60	7						38	Carvoeira	220				
12	Canelas	220 ou 60	2	8			120	37	Ribatejo	400					
16	Mogadouro	220 <sup>b)</sup> ou 60 <sup>c)</sup>	7	60					272	39	Fanhões	400 ou 220 ou 60 <sup>d)</sup>	14		100
	Macedo	220 ou 60	7				40	A. Mira			400 ou 220 ou 60	24	4		
3	Valpaços	220 ou 60	14	30			500 <sup>i)</sup>	41	Sete Rios	220 <sup>b)</sup> ou 60 <sup>c)</sup>	11				
4	Frades	150							104	42	Zambujal	220 <sup>b)</sup> ou 60 <sup>c)</sup>	6		
	Frades	60					43	Trajouce			220 ou 60 <sup>c)</sup>	2			
5	Vieira do Minho	400					335	44	Carriche	220 <sup>b)</sup> ou 60 <sup>c)</sup>	6				
	Ribeira de Pena	400							45	Sacavém	220 <sup>b)</sup> ou 60 <sup>c)</sup>	3			
5	Pedralva	400 ou 150	20				104	46	Alto São João	220 ou 60 <sup>c)</sup>					
	P. Lima	400							43	P. Alto	150	39	40	90	50
6	V. Fria	150 ou 60	39	5			104	44	F. Ferro	150 ou 60	14				
6	Oleiros	150 ou 60	9						45	Trafaria	150 ou 60				
13	Torrão	220			120		100 <sup>h)</sup>	45	Palmela	150					
	Torrão	60	2		51				46	Setúbal	150 ou 60 <sup>b)</sup>	3	100		
14	Carrapatelo	220 <sup>b)</sup>			0		303	46	Palmela	400					
	Carrapatelo	60	5		0				47	F. Ferro	400			49	
15	Valdigem	220			100		120	48	Pegões	400					
	Vila P. Aguiar	220 ou 60	4		0				48 A	Alcochete	400	10			
15 A	Armamar	400			100		160	47	Sines	150					
	Armamar	220			0				50	Sines	60	77			19 <sup>m)</sup>
18	Bodiosa	400			0		500 <sup>i)</sup>	51	F. Alentejo	400 ou 150					
16 A	Lagoaça	400			50				0	52	Ourique	60	81		0
	Lagoaça	220					49	Alqueva			150 <sup>b)</sup>	50			d)
17	Pocinho	220			40		500 <sup>i)</sup>	53	Tunes	60	105	17	0		
	Pocinho	60	25	10					54	Portimão	150 ou 60	14			
19	V. Chã	220 ou 60	42				85	53 A	Tavira	400	200				
	V. Chã	220	70	23					53	Estoi	150 ou 60	25			
19 B	Chafariz	60			0		85	53	Tavira	150	140				
	Fundão	400 ou 220							53	Tavira	60	13			
19 B	Ferro	220					85	53	Tavira	150	140				
	Ferro	60	13						53	Tavira	60	13			
31	C. Branco	220 ou 150					85	53	Tavira	150	140				
	C. Branco	60	51						53	Tavira	60	13			
32	Falagueira	150					85	53	Tavira	150	140				
	Falagueira	60	50						53	Tavira	60	13			
20	Tábua	220			0		85	53	Tavira	150	140				
	Tábua	60	4	40					53	Tavira	60	13			
25	Pereiros	220 ou 60					85	53	Tavira	150	140				
	Pereiros	220	22	45					53	Tavira	60	13			
25	Penela	220					85	53	Tavira	150	140				
25	Penela	60			0				53	Tavira	60	13			

Edição: maio de 2019

- Os valores a sombreado traduzem restrições individuais da potência de receção para o nível de tensão assinalado, não sendo cumulativos com o valor máximo que se encontra expresso na respetiva zona de rede.
  - Nos níveis de tensão em que não esteja mencionada qualquer restrição individual, terá de ser avaliado, caso a caso, a viabilidade de atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA, respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV.
  - A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MVA num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança da rede, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.
  - Não estão considerados nesta tabela os projetos que participaram no sorteio de abril de 2018 e que aguardam a existência de capacidade.
- a) O acréscimo de capacidade verificar-se-á maioritariamente nos níveis de tensão superiores a 60 kV (a capacidade que pode ser alocada ao nível de 60 kV terá que ser avaliada individualmente por subestação).
- b) Não existem painéis livres para novas ligações. Necessidade de estudar a viabilidade de uma possível ampliação.
- c) O barramento neste nível de tensão pertence à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade.
- d) Por não haver nesta subestação segurança 'n-1' na ligação à RNT, o valor da capacidade de receção encontra-se limitado à capacidade que o ORD tenha para escoar a totalidade da produção ateta a este injetor em caso de indisponibilidade da referida ligação. Não obstante, o valor da potência total (ligada e atribuída) na rede da zona de influência das subestações de Estremoz, Ourique e Pombal não poderá vir a ser superior a 85 MVA, 115 MVA e 150 MVA, respetivamente.
- e) O acréscimo de capacidade ficará disponível na futura subestação de Divor.
- f) Com a concretização da linha a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e da linha a 400 kV Pedralva-Sobrado.
- g) Com a concretização da ligação a 150 kV entre a subestação de Fafe e o posto de corte da Caniçada assim como da linha a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e da linha a 400 kV Pedralva-Sobrado.
- h) Com a concretização da linha de interligação a 400 kV entre as regiões do Minho (Portugal) e da Galiza (Espanha).
- i) Com a concretização da abertura da subestação 400/220 kV do Fundão e da linha a 400 kV entre as subestações do Fundão e da Falagueira.
- j) Parte deste valor, cerca de 165 MVA, já se encontra atribuído/cativo por parte da DGEG.
- l) Com a conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões e abertura da subestação 400/60 kV de Divor.
- m) No conjunto das zonas de rede nº 47, 49, 50, 51, 52, 53, 53A e 54, o total da capacidade de receção para novos centros eletroprodutores, para além da potência já atribuída e/ou cativa, encontra-se limitado a 32 MVA.



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 14

MAPA DE TRÂNSITOS NA RNT NO  
HORIZONTE DE 2029

REN 

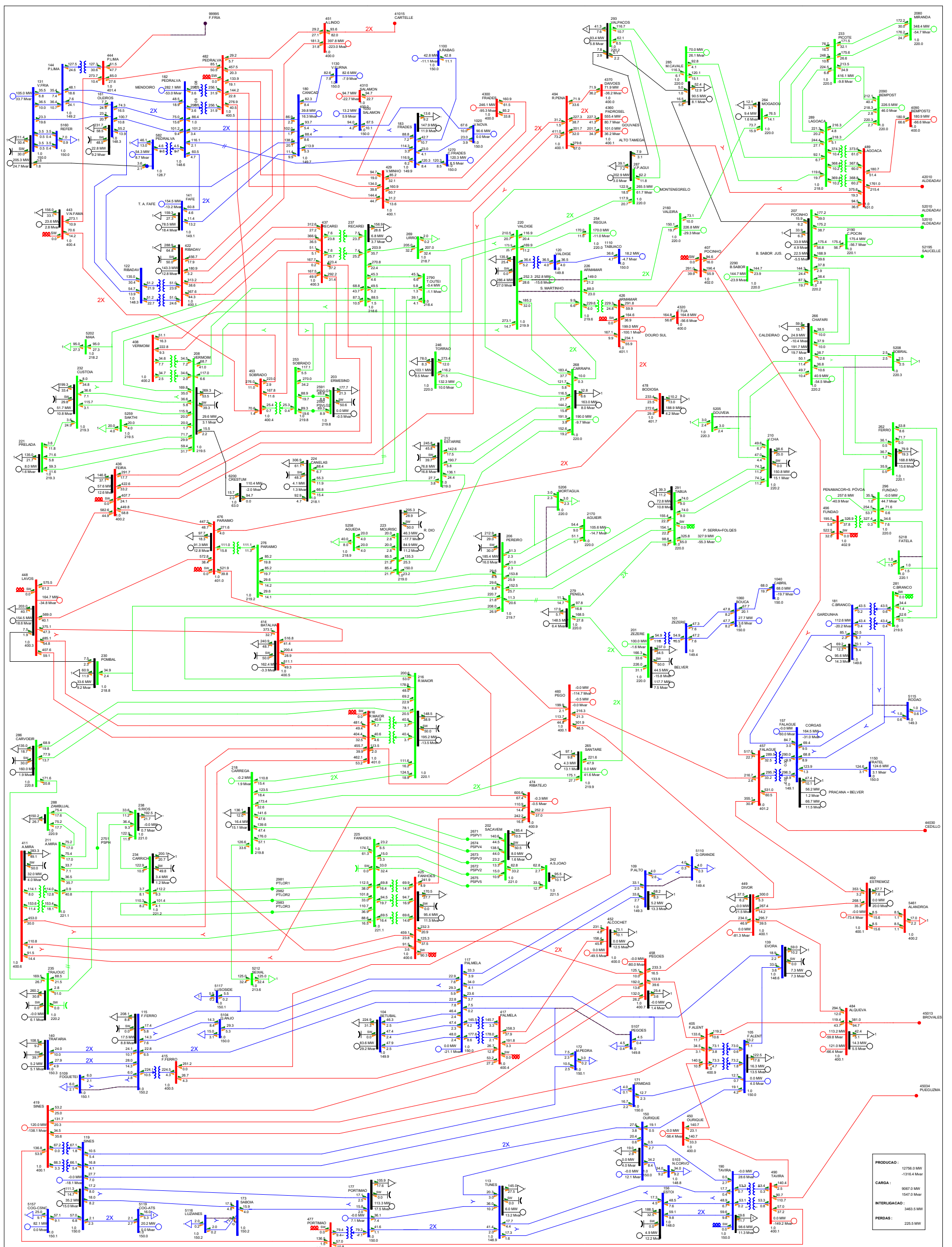
**Página em Branco**

## Índice

Mapa da RNT - Situação prevista para 2029 considerando Projetos Base e Complementares ....	3
<b>Mapas de trânsitos na RNT - Horizonte 2029</b>	
Ponta Úmida de Inverno eólica 70 % - Exportação .....	4
Ponta Úmida de Inverno eólica 30 % - Exportação .....	5
Ponta Úmida de Verão eólica 30 %.....	6
Ponta Úmida de Verão eólica 5 % .....	7
Intermédio Úmido de Verão eólica 20 %.....	8
Vazio Úmido de Verão eólica 50 % .....	9

**Página em Branco**





PORT 2029/2029 INVERNO PONTA HUMDA EOLICA 70% - 2029 EXP  
MON. JUL 08 2019 15:44

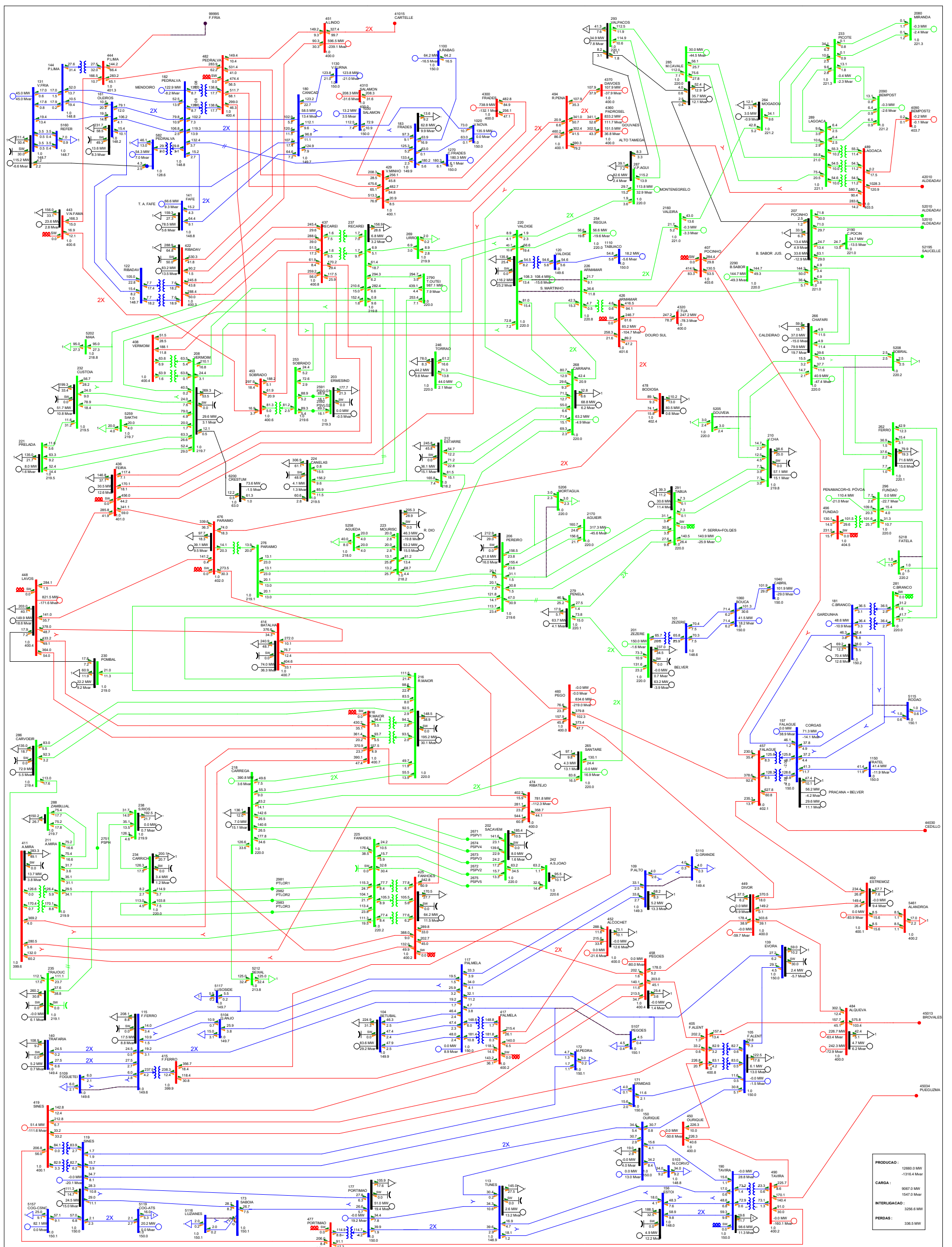
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

lin - VOLTAGE (PU) 100 PU=127.0 kV  
Branch - MW/Mvar 1.0000/0.9500  
Equip - MW/Mvar W = 100.000 - 200.000 - 300.000 - 400.000

63 kV 150 kV  
220 kV 400 kV

PRODUCAO:	12756.0 MW
CARGA:	8607.0 MW
INTERLIGACAO:	1547.0 MW
PERDAS:	225.5 MW





PORT 2029(2029) INVERNO PONTA SECA EOLICA 30% - 2029 EXP  
MON. JUL 08 2019 15:56

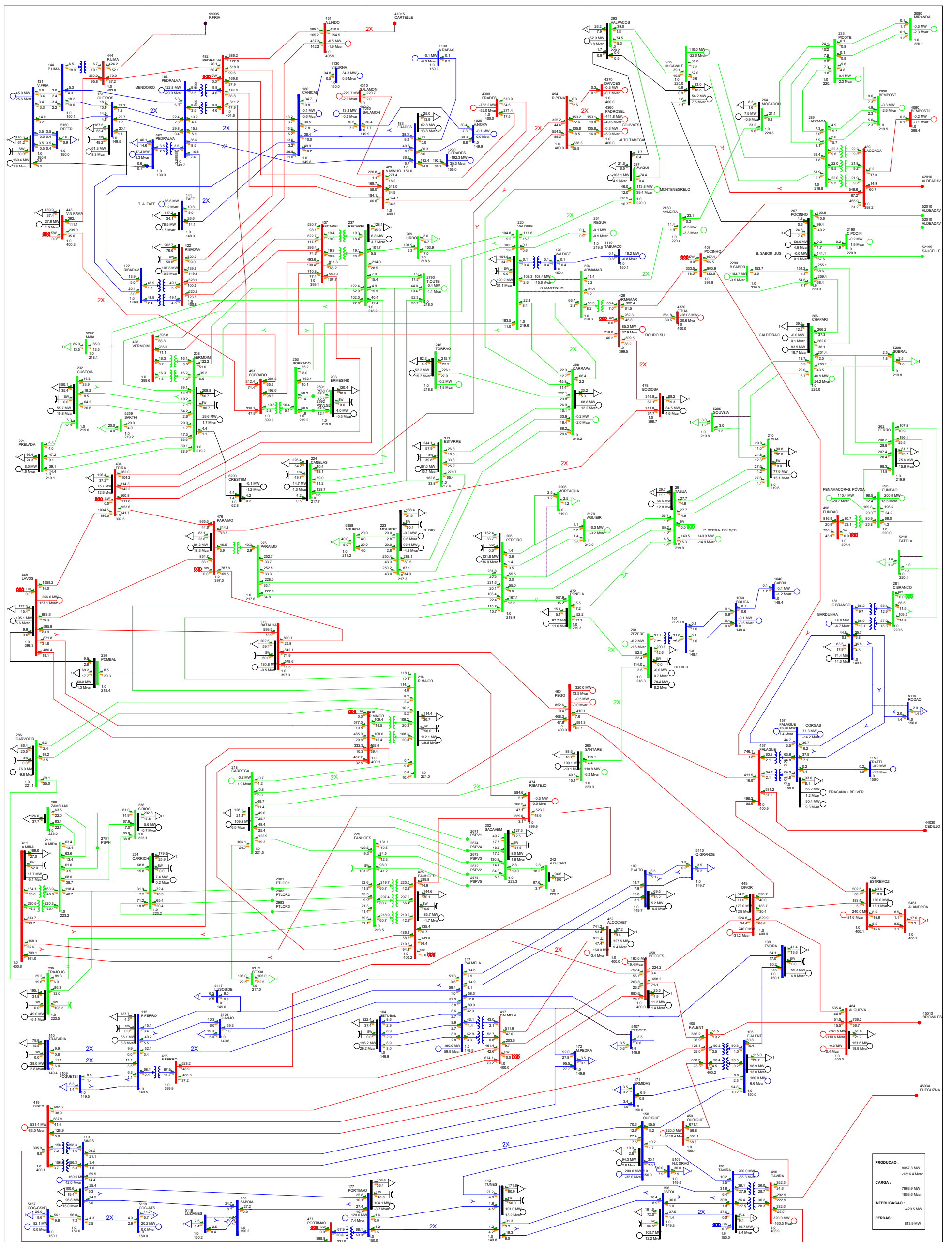
2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (PU) 100 PU=138KV  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar

100 PU=138KV  
1.0000V=955V  
W=+100.000-200.000=+300.000-300.000

63 KV 150 KV  
220 KV 400 KV

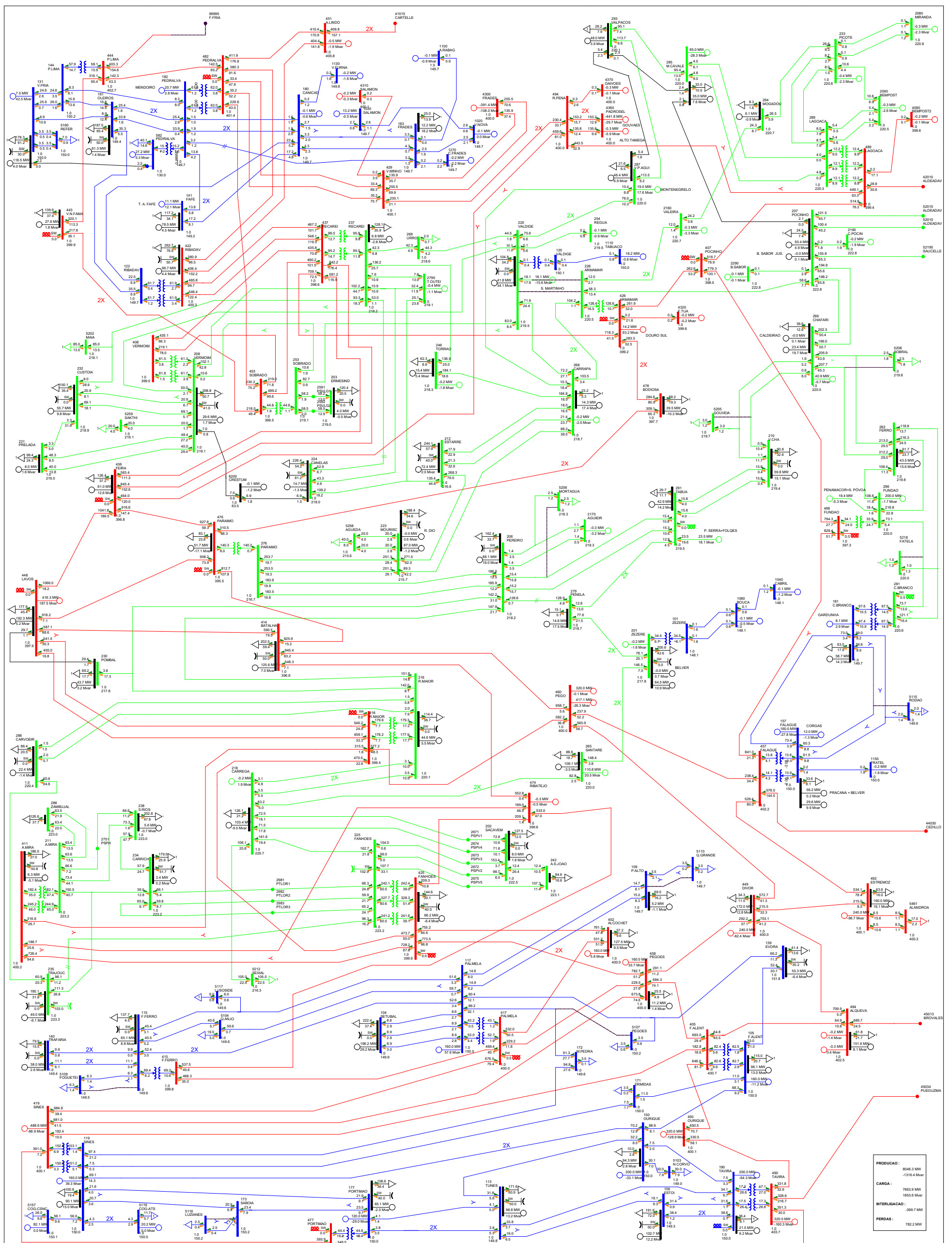
PRODUCAO:	12660.0 MW
	-1316.4 Mvar
CARGA:	8057.0 MW
	1547.0 Mvar
INTERLIGACAO:	326.6 MW
PERDAS:	336.5 MW



PRODUÇÃO:	857.3 MW
CARGA:	790.3 MW
INTERLIGAÇÃO:	183.5 MW
PERDAS:	42.9 MW

PDIRT 2018-2027 - VEIÇÃO PONTA SECA ECUA 30% - 2024  
 MON. JUL 08 2019 16:01  
 2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
 // = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
 Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO  
 Bm - VOLTAGE (KV) 100 PURATEA  
 Branch - MW/Mvar 1.0000/0.9500  
 Equipament - MW/Mvar 200.00/0.0000  
 W = 100.000 - 200.000 - 300.000 - 400.000  
 63 KV 150 KV  
 220 KV 400 KV





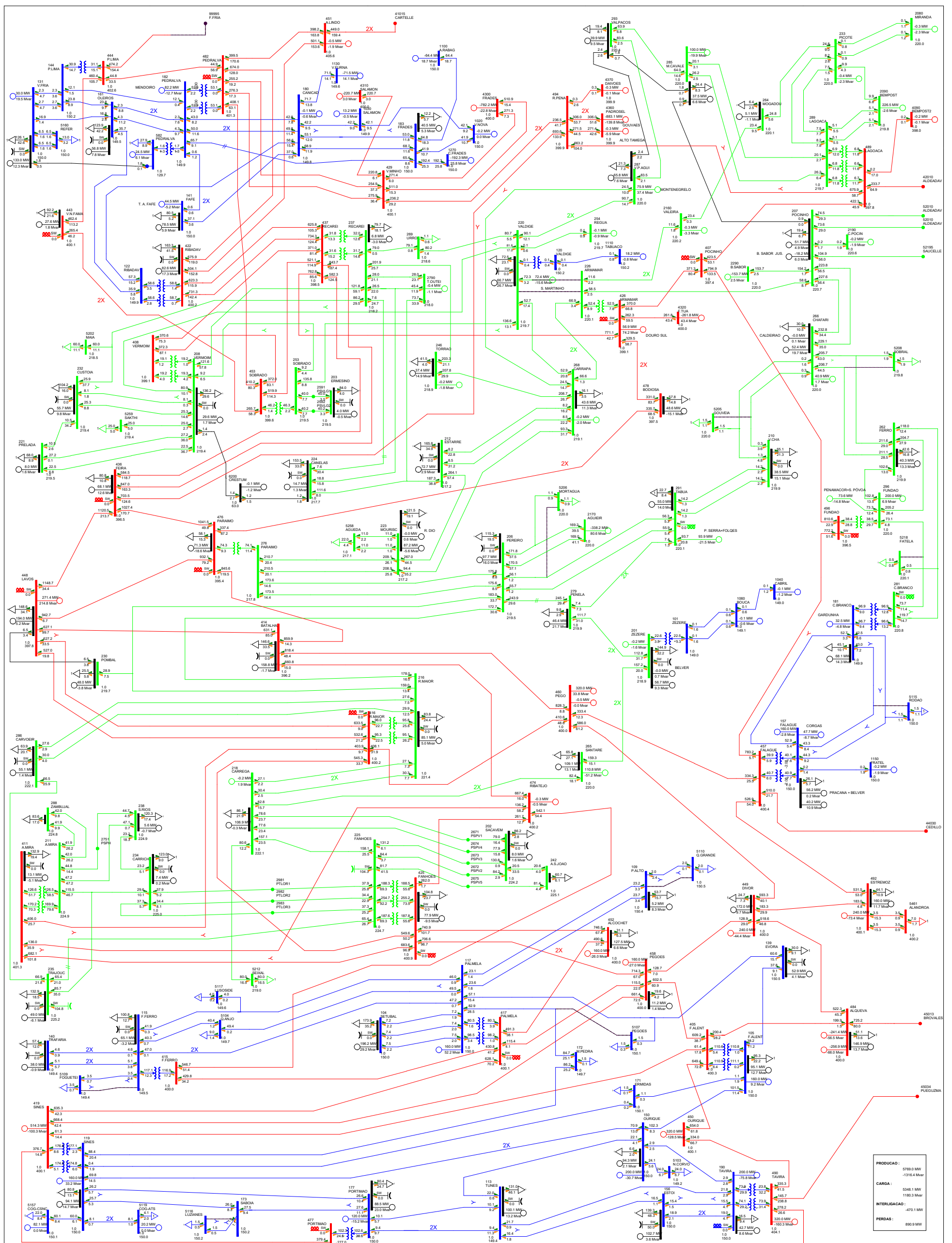
PORT 2020/2029 VERRAO PONTA SECA EOLICA 5% - 2029  
MON. JUL 08 2019 16:06

2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (PU) 100 PARATEA  
Branch - MW/Mvar 1.0000/0.9500/0  
Equipment - MW/Mvar 200.0/0.00 -200.00/-300.00/0.00

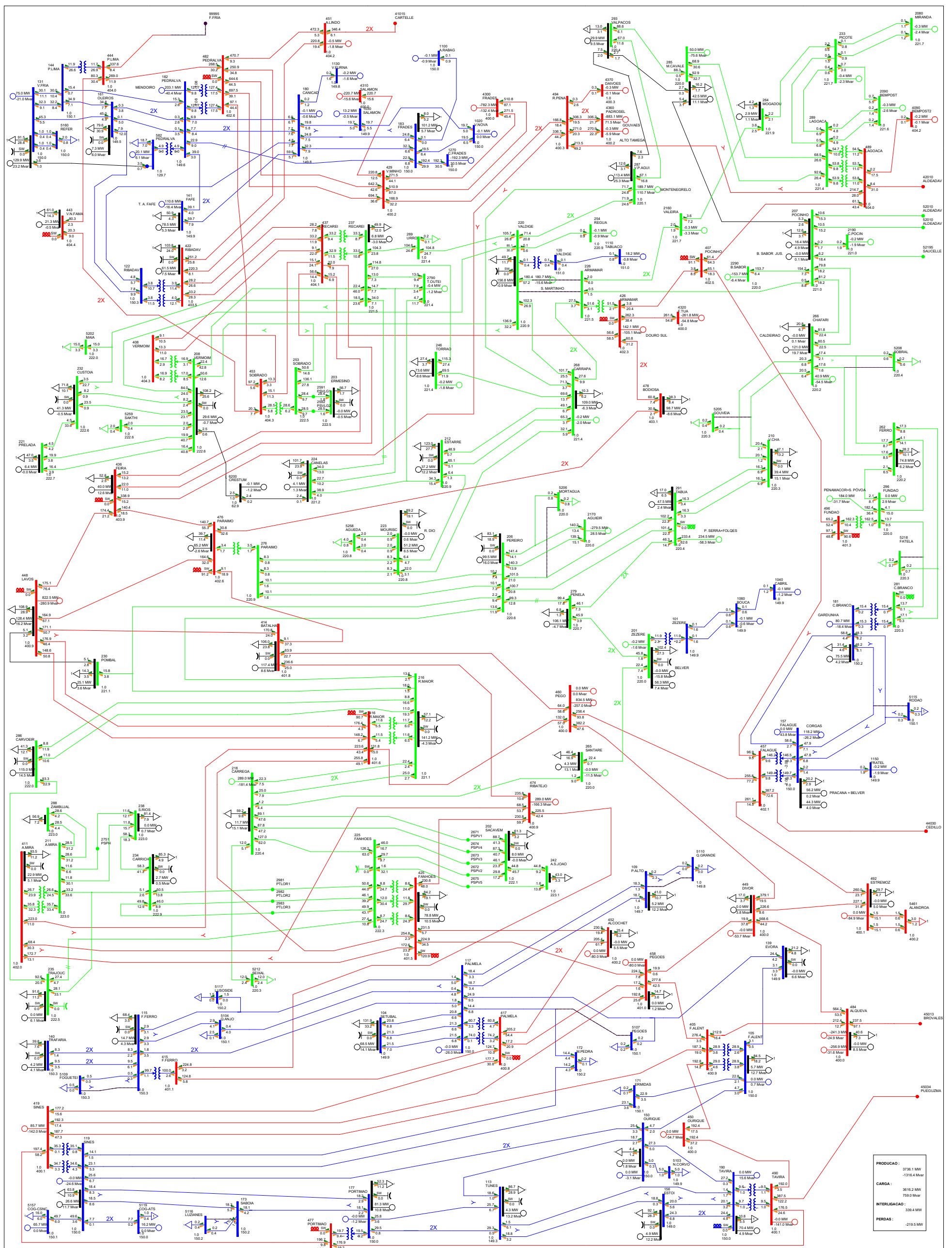
63 KV 150 KV  
220 KV 400 KV

PRODUCAO:	846.3 MW
CARGA:	790.3 MW
INTERLIGACAO:	189.3 MW
PERDAS:	782.2 MW



PORT 2020/2029 VARIAN INTERMEDIO SECO EOLICA 20% - 2029  
 MON. JUL 08 2019 16:09  
 2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
 // = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
 Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO  
 Bm - VOLTAGE (PU) 100 PARATEA  
 Branch - MW/Mvar 1.0000/0.9500/  
 Equipment - MW/Mvar  
 W = 100.000 - 200.000 - 300.000 - 400.000  
 63 kV 150 kV  
 220 kV 400 kV





PRODUÇÃO:	3736.1 MW
CARGA:	3010.3 MW
INTERLIGAÇÃO:	338.4 MW
PERDAS:	-219.5 MW

PORT 2020/2029 VERRAO VAZIO SECO ECLISA 50% - 2029  
MON. JUL 08 2019 16:11

2X = UM DOS TERNOS DE UMA LINHA DUPLA  
// = LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (KV) 100 PHASES  
Branch - MW/Mvar  
Equipement - MW/Mvar  
WV = 100 200 = 200 300 = 300 400 500

63 KV 150 KV  
220 KV 400 KV



# 07 ANEXOS

ANEXO 15

INDICADORES EVOLUTIVOS DOS  
EQUIPAMENTOS DA REDE

REN 

**Página em Branco**

<b>Considerando só Projetos Base</b>					
<b>EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km]</b>					
<b>Situação em 31 Dez.</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>	<b>150 kV</b>	<b>TOTAL</b>	<b>Total equiv. a 400 kV</b>
1995	1173	2258	2286	<b>5716</b>	<b>2306</b>
1996	1173	2296	2217	<b>5686</b>	<b>2308</b>
1997	1234	2347	2347	<b>5927</b>	<b>2407</b>
1998	1234	2409	2340	<b>5982</b>	<b>2427</b>
1999	1234	2357	2400	<b>5990</b>	<b>2419</b>
2000	1235	2418	2361	<b>6014</b>	<b>2435</b>
2001	1235	2599	2361	<b>6195</b>	<b>2495</b>
2002	1301	2717	2420	<b>6438</b>	<b>2610</b>
2003	1403	2704	2438	<b>6544</b>	<b>2710</b>
2004	1454	2838	2198	<b>6489</b>	<b>2766</b>
2005	1500	2874	2283	<b>6657</b>	<b>2839</b>
2006	1507	3080	2431	<b>7018</b>	<b>2939</b>
2007	1588	3177	2661	<b>7426</b>	<b>3090</b>
2008	1589	3257	2667	<b>7513</b>	<b>3119</b>
2009	1609	3290	2671	<b>7569</b>	<b>3150</b>
2010	1973	3467	2609	<b>8049</b>	<b>3564</b>
2011	2236	3492	2643	<b>8371</b>	<b>3841</b>
2012	2333	3521	2680	<b>8534</b>	<b>3953</b>
2013	2434	3565	2734	<b>8733</b>	<b>4078</b>
2014	2467	3601	2561	<b>8630</b>	<b>4095</b>
2015	2632	3611	2562	<b>8805</b>	<b>4263</b>
2016	2670	3611	2582	<b>8863</b>	<b>4304</b>
2017	2714	3611	2582	<b>8907</b>	<b>4348</b>
2018	2714	3611	2582	<b>8907</b>	<b>4348</b>
2019 a)	2758	3748	2618	<b>9125</b>	<b>4444</b>
<b>PDIRT 2020-2029: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2029</b>					
2020	2963	3764	2612	<b>9340</b>	<b>4653</b>
2021	3266	3861	2524	<b>9651</b>	<b>4974</b>
2022	3286	3861	2548	<b>9695</b>	<b>4998</b>
2023	3408	3861	2577	<b>9846</b>	<b>5125</b>
2024	3408	3881	2577	<b>9866</b>	<b>5131</b>
2025	3408	3881	2577	<b>9866</b>	<b>5131</b>
2026	3408	3881	2577	<b>9866</b>	<b>5131</b>
2027	3530	3798	2577	<b>9905</b>	<b>5225</b>
2028	3530	3798	2577	<b>9905</b>	<b>5225</b>
2029	3530	3848	2577	<b>9955</b>	<b>5242</b>

**Notas:**

O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os trechos em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são explorados com exceção dos circuitos MAT explorados a 60 kV, que são contabilizados na respectiva tensão de projeto, 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.

a) Valores estimados.



Considerando só Projetos Base													
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	
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
2015	0	6 054	140	320	12 209	3 910	22 633	150	700	5 990	7 200	14 040	36 673
2016	0	5 928	140	320	12 448	3 910	22 746	0	700	5 990	7 200	13 890	36 636
2017	0	6 054	140	320	12 448	4 080	23 042	0	700	6 440	7 200	14 340	37 382
2018	0	6 054	140	320	12 574	4 080	23 168	0	830	6 440	7 200	14 470	37 638
2019 a)	0	6 180	140	320	12 914	4 250	23 804	0	830	6 440	7 200	14 470	38 274
PDIRT 2018-2029: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2029													
2020	0	6 306	140	320	12 914	4 590	24 270	0	830	6 440	7 650	14 920	39 190
2021	0	6 180	140	320	12 914	5 270	24 824	0	830	6 440	8 100	15 370	40 194
2022	0	6 300	140	320	12 914	5 270	24 944	0	830	6 890	8 100	15 820	40 764
2023	0	6 300	140	320	13 014	5 270	25 044	0	830	6 890	8 100	15 820	40 864
2024	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185
2025	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185
2026	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185
2027	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185
2028	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185
2029	0	6 363	140	320	13 102	5 440	25 365	0	830	6 890	8 100	15 820	41 185

**NOTAS:**

Neste Quadro é apresentado o total de transformação em exploração afeta à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado. As três máquinas 220/(60)/30 kV, com respectivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, são operadas e alvo de manutenção por utilizador da rede.

A partir de 2020 existirá, adicionalmente, um transformador 150/130 kV, 140 MVA em reserva parada na subestação de Pedralva. Um outro transformador 150/60 kV, 126 MVA, na subestação de Ourique, proveniente de outra instalação, também em reserva parada mas que entrará em exploração em 2024.

a) Valores estimados.



# 07 ANEXOS

ANEXO 16

EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN 

**Página em Branco**

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA] - Projetos Base + Complementares

INSTALAÇÃO	Tensão	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2020	2024	2029	2020	2024	2020	2024	2020	2024
Alandroal*	400	-	-	-	-	7.6	-	-	-	7.3
Alcochete	400	14.1	15.2	15.8	13.6	14.7	10.6	12.2	11.4	12.9
Alqueva	400	12.7	17.5	18.6	13.0	17.4	8.9	13.5	10.1	14.7
Alto de Mira	400	18.6	19.8	20.9	18.5	19.3	13.0	14.6	14.5	15.9
Alto Lindoso	400	25.6	30.1	30.9	25.2	28.4	15.9	24.7	17.7	25.0
Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	18.7	22.3	-	17.2	-	14.2	-	11.9
Armamar	400	19.8	20.8	24.0	17.5	18.2	16.4	18.6	15.5	17.2
Batalha	400	20.2	21.1	21.3	17.8	18.3	14.7	16.2	14.7	15.8
Bemposta II	400	14.5	14.7	15.7	11.2	11.3	9.3	12.6	8.5	10.5
Bodiosa	400	13.5	14.0	19.8	10.1	10.3	12.1	13.0	9.5	9.9
C. Alqueva 1	400	12.4	17.0	18.1	12.8	16.9	8.8	13.2	10.0	14.3
C. Alqueva 2	400	12.5	17.2	18.2	12.8	17.0	8.9	13.3	10.0	14.4
C. Lares Gr 1 ou 2	400	18.1	18.8	20.0	16.6	17.0	12.7	13.9	13.3	14.2
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	20.4	21.9	22.6	22.1	23.4	12.6	14.5	15.3	17.3
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	20.4	21.9	-	22.1	23.4	12.6	14.5	15.3	17.3
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	19.9	21.1	21.9	20.5	21.3	12.9	14.5	15.1	16.5
C. Sines Gr 2, 3 ou 4	400	13.8	14.8	-	13.7	14.5	9.5	10.8	10.7	11.8
Daivões	400	-	19.1	22.8	-	18.4	-	14.5	-	12.8
Divor	400	-	14.1	17.8	-	12.5	-	12.0	-	11.5
Douro Sul*	400	14.1	14.6	16.2	12.5	13.0	12.3	13.6	11.5	12.5
Estremoz	400	-	11.3	12.5	-	9.8	-	10.0	-	9.2
Falagueira	400	15.8	19.7	21.3	15.4	19.1	11.5	15.4	11.7	16.1
Fanhões	400	19.6	21.2	23.8	20.3	21.5	13.4	15.3	15.6	17.3
Feira	400	17.5	22.5	29.9	15.5	19.2	14.8	19.1	14.0	17.6
Fernão Ferro	400	12.9	13.8	14.0	11.5	12.0	10.0	11.3	9.9	10.8
Ferreira do Alentejo	400	12.0	15.7	18.1	11.4	14.9	9.2	12.2	9.6	12.8
Foz-Tua	400	10.1	10.4	11.0	9.1	9.2	8.8	9.1	8.4	8.6
Frades II	400	16.8	24.5	28.0	17.7	25.2	12.7	18.4	14.4	20.6
Fundão	400	-	7.2	11.5	-	6.1	-	6.8	-	5.8
Gouvães Gr 1,2,3 ou 4	400	-	18.6	22.1	-	18.1	-	14.1	-	12.3
Lagoaça	400	30.5	31.4	36.5	29.0	29.6	14.7	24.8	15.2	25.0
Lavos	400	22.7	23.9	25.9	21.6	22.4	15.4	17.1	16.8	18.2
Ourique	400	-	11.6	12.4	-	10.6	-	9.5	-	9.5
P. Corte Gouvães *	400	-	21.2	25.8	-	21.3	-	15.6	-	13.9
Palmela	400	15.9	17.5	18.4	16.2	17.6	11.6	13.7	13.1	15.0
Paráimo	400	20.3	21.6	24.3	17.4	18.1	16.4	18.4	15.4	16.6
Pedralva	400	23.2	33.2	36.2	23.8	32.4	16.6	25.9	18.7	27.4
Pego	400	20.4	21.9	22.6	22.1	23.4	12.6	14.5	15.3	17.3
Pegões	400	-	17.6	21.1	-	15.5	-	13.9	-	13.6
Pocinho	400	-	-	21.9	-	-	-	-	-	-
Ponte de Lima	400	-	23.2	24.0	-	19.1	-	20.6	-	17.9
Portimão	400	9.5	10.4	10.5	8.7	9.3	7.3	8.7	7.3	8.4
Recarei	400	28.1	35.0	36.7	27.8	33.4	21.2	28.4	22.9	29.3
Riba d'Ave	400	25.0	30.8	32.4	25.0	29.3	18.5	25.3	20.3	25.9
Ribatejo	400	19.9	21.1	21.9	20.5	21.3	12.9	14.5	15.1	16.5
Ribeira de Pena	400	5.7	21.9	26.9	3.5	21.9	5.4	16.2	3.4	14.6
Rio Maior	400	17.9	18.6	22.7	16.4	16.9	13.3	14.5	13.7	14.6
Salamonde II	400	15.1	20.9	23.4	15.1	20.2	11.7	16.2	12.7	17.0
Sines	400	16.9	18.5	17.5	18.7	20.4	11.1	12.9	13.7	15.7
Sobrado	400	-	28.9	30.2	-	25.3	-	24.3	-	22.9
Tavira	400	10.4	13.8	14.5	10.6	13.8	7.1	11.2	7.9	12.1
Vermoim	400	20.7	27.1	28.2	18.4	23.5	16.7	23.0	16.1	21.4
Vieira do Minho	400	17.2	25.4	29.1	18.0	26.1	12.9	18.9	14.6	21.1
Vila Nova de Famalicão	400	17.9	22.8	23.5	14.4	18.1	14.7	19.9	13.0	16.9

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2020	2024	2029	2020	2024	2020	2024	2020	2024
Agueda *	220	-	14.2	14.2	-	12.1	-	13.3	-	11.6
Agueira	220	11.8	12.0	12.5	12.1	12.2	9.6	9.8	10.5	10.7
Alto de Mira	220	22.8	23.5	24.4	26.2	26.8	17.7	19.1	21.7	23.0
Alto de São João	220	15.3	15.5	15.9	15.8	16.0	12.9	13.5	14.1	14.6
Armamar	220	22.5	22.9	21.5	21.1	21.4	19.2	20.4	19.2	19.9
Baixo Sabor	220	11.5	11.6	11.6	10.5	10.5	10.2	10.1	9.7	9.7
Bemposta	220	16.7	16.9	17.5	16.9	17.0	10.6	12.2	12.2	13.7
C. Pocinho	220	26.2	26.4	26.7	24.3	24.5	22.2	22.9	21.7	22.5
C. Ribatejo Gr 1	220	23.4	24.3	24.8	22.9	24.0	17.6	18.6	19.0	20.2
C. Tapada do Outeiro	220	32.4	34.0	35.1	34.4	35.4	21.6	23.9	25.8	27.7
Canelas	220	26.2	27.3	28.2	23.5	24.0	19.5	21.3	19.7	20.7
Carrapatelo	220	25.1	26.2	27.9	24.8	25.4	20.4	22.2	21.5	22.8
Carregado	220	23.8	24.6	25.2	23.3	24.4	17.9	18.9	19.3	20.6
Carriche	220	22.4	23.0	24.5	24.9	25.4	17.5	18.8	20.8	22.0
Carvoeira	220	10.2	10.4	13.9	9.4	9.5	9.4	9.7	8.9	9.1
Castelo Branco	220	8.8	9.5	10.0	9.2	9.6	8.5	9.1	9.0	9.4
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	12.8	12.9	13.4	13.0	13.3	10.5	10.8	11.4	11.6
Chafariz	220	16.6	17.8	18.6	16.2	17.2	15.2	16.6	15.3	16.5
Custóias	220	24.5	26.6	28.8	23.8	25.2	19.9	23.0	20.9	23.1
Ermesinde	220	24.2	18.8	19.2	23.2	17.7	19.5	17.2	20.4	16.7
Estarreja	220	18.3	19.0	19.8	16.3	16.7	16.2	17.2	15.3	15.8
Fanhões	220	26.2	27.0	28.1	30.3	30.8	19.7	21.2	24.3	25.8
Fatela *	220	-	-	-	6.8	7.5	-	-	6.6	7.4
Ferro	220	10.3	13.3	15.3	10.2	12.7	9.7	12.4	9.8	12.2
Folques *	220	11.0	11.5	12.0	11.6	12.3	10.5	11.0	11.2	11.9
Fundão	220	-	11.8	15.4	-	12.8	-	11.1	-	12.2
Gouveia *	220	-	-	-	8.5	8.7	-	-	8.2	8.4
Lagoaça	220	24.3	24.8	26.5	26.7	27.1	15.2	18.8	18.2	22.1
Macedo de Cavaleiros	220	8.5	9.4	14.1	7.9	8.4	7.6	8.9	7.3	8.1
Maia *	220	16.9	18.0	18.6	13.4	13.9	14.5	16.0	12.5	13.0
Miranda	220	14.1	14.2	14.4	14.3	14.4	8.4	9.2	9.9	10.7
Mogadouro	220	9.8	9.8	10.0	8.0	8.0	7.6	8.2	7.0	7.3
Montenegro *	220	8.6	11.7	15.1	9.9	12.8	7.9	10.9	9.2	12.0
Mortágua *	220	-	-	-	8.3	8.4	-	-	7.5	7.6
Mourisca	220	18.1	18.7	18.7	16.9	17.3	16.5	17.2	15.9	16.4
Pampilhosa da Serra *	220	7.9	8.3	8.7	8.8	9.4	7.7	8.0	8.5	9.2
Paraimo	220	20.9	21.7	20.4	20.4	20.9	19.1	19.9	19.3	19.8
Penamacor *	220	6.4	6.5	7.6	7.3	7.5	6.2	6.2	7.2	7.3
Penela	220	17.0	17.7	18.2	15.1	15.6	15.2	15.8	14.2	14.6
Pereiros	220	21.3	22.4	23.2	21.2	22.2	18.7	19.5	19.5	20.3
Picote	220	18.8	18.9	19.5	19.7	19.8	10.6	12.0	12.9	14.3
Pocinho	220	28.6	28.9	29.2	26.9	27.1	24.0	24.9	23.8	24.7
Pombal	220	8.9	9.0	9.1	7.4	7.5	8.4	8.6	7.1	7.3
Pontinha	220	20.4	20.9	22.1	22.0	22.5	16.2	17.4	18.9	19.9
Prelada	220	24.1	26.1	27.4	24.4	25.9	19.7	22.7	21.5	23.7
Prior Velho 1	220	20.2	20.7	21.2	20.2	20.6	16.1	17.1	17.5	18.3
Prior Velho 2	220	20.2	20.7	21.2	20.2	20.6	16.1	17.1	17.4	18.3
Prior Velho 3	220	20.4	20.9	21.4	20.4	20.8	16.2	17.2	17.6	18.4
Prior Velho 4	220	20.2	20.7	21.2	20.2	20.5	16.1	17.1	17.4	18.3
Prior Velho 5	220	16.2	16.5	16.9	16.2	16.4	13.5	14.2	14.4	15.0
Recarei	220	36.1	38.4	40.0	40.3	41.5	25.5	28.6	31.1	33.7
Régua	220	17.9	18.7	19.9	18.0	18.8	14.9	16.2	15.8	16.9
Rio Maior	220	24.2	25.0	26.3	25.5	26.3	19.4	20.6	21.9	23.2
S. Martinho *	220	11.3	11.7	12.3	12.0	12.4	10.2	10.8	11.2	11.8
S. Póvoa *	220	6.4	6.5	7.6	7.3	7.5	6.2	6.2	7.2	7.3
Sacavém	220	20.7	21.2	21.7	20.8	21.2	16.4	17.4	17.9	18.7
Santarém	220	13.2	14.0	14.2	11.0	13.0	11.9	12.1	10.3	11.8
Seixal	220	4.3	4.4	4.4	3.4	3.5	4.1	4.1	3.3	3.3
Sete Rios	220	21.3	21.9	23.4	23.9	24.4	16.8	18.1	20.1	21.3
Sobrado	220	-	22.6	23.2	-	21.9	-	20.3	-	20.5
Sobral *	220	-	-	-	7.8	8.2	-	-	7.6	8.1
Tábua	220	16.8	17.6	18.3	16.9	17.6	15.4	16.2	16.0	16.7
Torrão	220	19.4	20.1	20.8	19.7	20.1	16.2	17.4	17.4	18.2
Trajouce	220	18.5	18.9	19.8	18.7	19.0	15.1	16.1	16.5	17.2
Urrô	220	15.5	16.2	16.6	11.4	11.7	13.4	14.4	10.7	11.0
Valdigem	220	20.1	21.2	22.7	20.7	21.9	16.6	18.3	18.0	19.5
Valeira	220	14.0	14.1	13.8	12.5	12.6	11.6	12.0	11.2	11.4
Valpaços	220	7.6	10.1	10.9	7.4	9.2	6.9	9.4	6.9	8.8
Valongo	220	24.9	19.0	19.4	23.7	17.8	20.0	17.4	20.8	16.8
Vermoim	220	28.6	31.3	32.3	30.2	32.4	22.5	26.5	25.7	29.1
Vila Chã	220	14.6	15.3	15.9	14.0	14.6	13.4	14.2	13.1	13.7
Vila Pouca de Aguiar	220	8.7	11.9	15.4	10.0	13.0	7.9	11.0	9.3	12.2
Zambujal	220	19.9	20.4	21.1	22.6	23.1	15.9	17.1	19.2	20.3
Zêzere	220	13.2	13.3	13.8	13.5	13.7	10.8	11.1	11.8	12.0

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2020	2024	2029	2020	2024	2020	2024	2020	2024
Alto Rabagão	150	9.0	9.2	9.3	8.7	8.8	6.7	7.1	7.1	7.4
Artlant *	150	20.1	21.0	20.0	20.0	20.7	16.1	17.2	17.3	18.3
Bouçã	150	5.9	5.9	6.0	6.3	6.3	4.3	4.2	4.9	4.9
C. Frades	150	19.4	20.3	20.7	20.4	21.0	13.0	14.7	15.2	16.7
C. Sines (Carvão) Gr1	150	14.6	15.0	-	15.3	15.5	10.8	11.3	12.3	12.8
Cabril	150	4.9	4.9	4.9	5.4	5.4	3.5	3.4	4.1	4.1
Cançada	150	26.1	28.2	29.4	27.1	28.5	18.0	21.3	20.6	23.4
Castelo Branco	150	15.0	14.8	15.8	15.3	14.8	14.0	14.1	14.6	14.4
Corgas *	150	5.3	5.4	5.8	6.2	6.4	5.2	5.3	6.1	6.3
Ermidas-Sado	150	9.6	9.9	9.9	8.2	8.5	8.7	9.2	7.8	8.2
Estoi	150	10.7	11.6	11.9	9.8	10.4	9.1	10.2	8.9	9.6
Estremoz	150	2.8	-	-	2.5	-	2.6	-	2.3	-
Évora	150	5.0	5.1	5.0	4.9	4.6	4.5	4.6	4.5	4.3
Fafe	150	14.5	17.0	17.9	13.6	15.6	12.1	15.0	12.1	14.4
Falagueira	150	19.6	20.3	22.7	23.1	24.2	17.2	18.2	20.7	22.2
Fernão Ferro	150	19.3	20.3	21.2	18.3	19.1	16.8	18.2	16.9	18.0
Ferreira do Alentejo	150	16.6	18.6	19.3	16.9	20.1	14.0	15.6	15.1	17.8
Fogueteiro *	150	-	-	-	11.6	12.0	-	-	11.1	11.5
Frades	150	20.8	21.8	22.3	22.1	22.8	13.8	15.6	16.2	17.9
Fratel	150	12.1	12.3	13.1	11.3	11.5	10.3	10.7	10.3	10.6
Gardunha *	150	5.1	5.2	5.4	5.7	5.8	5.0	5.1	5.6	5.7
Lusosider *	150	11.3	11.7	12.0	9.1	9.4	10.5	11.1	8.9	9.1
Luzianes *	150	-	-	-	3.6	3.6	-	-	3.5	3.6
Mendoiro *	150	7.0	7.8	8.2	8.2	9.5	6.6	7.5	7.9	9.2
Monte da Pedra	150	7.1	7.2	7.2	5.7	5.8	6.8	7.0	5.6	5.7
Neves Corvo *	150	5.5	5.6	5.7	4.4	4.5	5.1	5.2	4.3	4.4
Oleiros	150	19.8	25.2	26.4	18.9	23.2	16.2	22.2	16.6	21.5
Ourique	150	14.0	14.4	15.1	12.6	13.3	11.7	12.2	11.3	12.0
Palmela	150	23.5	25.3	26.7	22.5	24.9	19.9	21.8	20.4	22.8
Pedralva	150	28.7	34.6	36.3	32.5	38.2	21.2	27.7	25.7	32.4
Pegões *	150	6.9	7.0	7.1	5.6	5.6	6.6	6.7	5.4	5.5
Petrogal *	150	16.0	16.5	16.0	17.0	17.4	13.6	14.4	15.3	16.0
Ponte de Lima	150	-	22.0	23.0	-	22.5	-	20.3	-	21.4
Portimão	150	15.0	16.3	16.4	16.6	18.2	12.5	13.8	14.5	16.2
Porto Alto	150	7.6	7.9	8.2	7.3	7.4	7.1	7.4	6.9	7.1
Quinta do Anjo	150	14.3	14.9	15.4	11.1	11.5	13.0	13.8	10.6	11.1
Quinta Grande *	150	-	-	-	2.5	2.6	-	-	2.5	2.5
Riba d'Ave	150	23.3	23.3	23.7	20.7	20.3	19.9	21.7	19.0	19.6
Rodão *	150	-	-	-	7.0	7.2	-	-	6.9	7.0
Sabóia	150	6.7	6.9	6.9	4.6	4.7	6.3	6.5	4.5	4.6
Salamonde	150	15.7	16.3	16.6	13.9	14.2	11.4	12.8	11.4	12.3
Setúbal	150	20.7	22.1	23.2	19.7	21.5	17.9	19.4	18.1	19.9
Sines	150	26.6	28.3	26.4	32.1	34.2	19.8	21.5	25.5	27.6
T.A. Fafe *	150	6.3	6.9	7.7	6.5	7.3	5.9	6.6	6.2	7.1
Tabuaço	150	3.5	3.6	3.6	3.9	3.9	2.7	2.7	3.2	3.2
Tavira	150	17.9	20.0	20.8	21.2	23.6	14.0	16.9	17.4	20.7
Trafaria	150	14.9	15.5	16.1	13.2	13.7	13.4	14.3	12.5	13.1
Tunes	150	12.9	13.9	14.2	12.4	13.1	11.0	12.1	11.2	12.0
Valdigem	150	4.5	4.5	4.5	5.0	5.0	3.7	3.7	4.3	4.4
Vila Fria	150	12.8	16.3	17.4	11.8	14.9	11.3	15.3	10.9	14.4
Vila Fria (SST REFER)*	150	12.7	16.0	17.0	11.6	14.6	11.1	15.0	10.7	14.1
Vila Nova	150	18.3	19.1	19.5	18.7	19.2	12.4	13.9	14.1	15.4
Vilarinho das Furnas	150	14.6	15.2	15.4	14.2	14.5	10.8	12.0	11.6	12.5
Zézere	150	8.9	8.8	9.0	9.8	9.9	7.1	7.1	8.3	8.3
Pedralva	130	4.1	4.2	4.4	4.1	4.3	3.8	4.0	3.9	4.1

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2020	2024	2029	2020	2024	2020	2024	2020	2024
Alcochete	63	15.9	17.4	17.7	17.5	19.0	15.2	15.6	17.0	17.3
Alqueva	63	17.8	19.0	19.3	21.1	22.3	15.1	16.9	18.4	20.1
Alto de Mira	63	24.8	25.1	25.6	9.0	9.3	22.8	23.7	8.8	9.0
Alto de São João	63	12.8	12.8	13.0	13.0	13.0	12.3	12.4	12.6	12.7
Baixo Sabor	63	8.0	8.1	8.2	7.4	7.5	7.0	7.0	6.8	6.8
Batalha	63	26.9	27.9	29.4	18.9	19.9	25.5	26.6	18.5	19.3
Bodiosa	63	20.0	20.2	21.2	21.7	21.9	18.5	18.7	20.0	20.1
Canelas <sup>1</sup>	63	22.7	22.9	23.6	23.0	23.2	20.8	21.2	21.7	21.9
Carrapatelo	63	18.0	18.1	18.3	18.2	18.3	17.2	17.4	17.5	17.7
Carregado <sup>4</sup>	63	17.7	17.2	17.5	8.7	8.9	16.0	15.7	7.5	7.6
Carriche	63	27.2	27.4	28.1	9.3	9.4	25.0	25.7	9.1	9.1
Carvoeira	63	14.6	14.7	16.0	15.8	15.9	14.1	14.2	15.4	15.4
Castelo Branco	63	13.1	13.2	13.4	13.4	13.4	12.8	13.0	13.1	13.2
Chafariz	63	23.5	23.9	24.2	23.9	24.3	21.5	22.0	22.4	22.8
Custóias	63	23.2	23.6	24.1	10.9	11.1	22.2	22.9	10.8	10.8
Divor	63	-	17.8	18.4	-	19.5	-	15.9	-	17.8
Ermesinde	63	20.3	19.0	19.2	8.1	7.9	19.3	18.5	7.9	7.7
Estarreja	63	25.4	25.8	26.8	26.1	26.6	24.0	24.7	25.0	25.4
Estoi	63	14.0	15.1	15.5	14.6	15.5	12.7	13.5	13.7	14.3
Estremoz	63	4.5	17.4	17.8	4.3	19.1	4.0	15.3	3.8	17.0
Évora	63	7.6	6.5	6.4	8.6	7.0	6.4	5.4	7.3	5.9
Fafe	63	13.9	15.1	15.8	13.6	14.7	12.5	13.9	12.5	13.6
Falagueira	63	17.1	17.4	18.3	21.0	21.4	14.7	15.1	18.5	18.9
Fanhões	63	26.3	26.8	27.6	28.9	29.3	24.5	25.5	27.7	28.2
Feira	63	18.0	18.9	19.9	20.0	20.9	17.5	18.3	19.7	20.4
Fernão Ferro	63	21.6	22.4	23.1	8.1	8.5	20.4	21.3	7.5	7.6
Ferreira do Alentejo	63	14.0	17.2	17.6	15.2	18.2	12.4	15.3	13.6	16.4
Ferro	63	16.8	18.4	19.7	17.8	19.3	15.5	17.2	16.5	18.0
Frades	63	16.0	16.1	16.3	16.1	16.2	14.0	14.8	14.6	15.2
Lavos <sup>2</sup>	63	27.8	28.2	28.7	19.9	20.0	26.7	27.1	19.3	19.4
Macedo de Cavaleiros <sup>3</sup>	63	14.8	15.8	17.9	14.5	15.2	13.9	14.9	13.7	14.4
Mogadouro	63	7.8	7.8	8.1	7.9	8.0	7.4	7.6	7.7	7.8
Mourisca	63	23.4	23.9	24.2	24.2	24.6	21.1	21.6	22.5	22.8
Oleiros	63	18.4	20.2	20.9	19.7	21.5	16.8	19.2	18.3	20.4
Ourique	63	7.4	13.2	13.5	7.2	13.9	7.0	11.6	6.9	12.5
Paraimo	63	17.6	18.6	19.0	19.5	20.3	17.0	18.0	18.8	19.8
Pegões	63	-	-	9.3	-	-	-	-	-	-
Penela	63	16.7	16.9	17.0	17.4	17.5	16.2	16.4	16.8	17.0
Pereiros	63	23.4	23.6	24.1	10.9	11.1	21.9	22.1	9.5	9.9
Pocinho <sup>3</sup>	63	19.7	20.3	20.5	23.7	24.3	18.1	18.5	22.1	22.6
Pombal <sup>2</sup>	63	13.6	13.7	14.1	12.3	12.4	13.3	13.5	12.0	12.0
Portimão	63	14.8	15.3	15.4	16.4	16.9	13.5	14.0	15.3	15.7
Porto Alto	63	9.9	10.1	10.8	10.5	10.6	9.2	9.3	9.9	9.9
Prelada	63	14.6	14.8	15.0	9.1	9.2	14.1	14.4	8.9	9.0
Recarei	63	22.7	23.0	23.2	23.4	23.5	21.3	21.7	22.4	22.6
Riba d'Ave	63	23.0	23.7	24.5	22.2	22.9	21.0	22.3	20.6	21.5
Rio Maior	63	24.7	24.9	25.6	15.7	16.1	23.3	23.7	15.2	15.5
Sacavém	63	21.4	21.6	21.8	9.7	9.8	20.0	20.3	9.5	9.5
Santarém	63	14.3	14.5	15.2	8.6	8.8	13.5	13.5	8.1	8.2
Sete Rios	63	22.0	22.2	22.6	8.8	8.9	20.5	21.1	8.6	8.6
Setúbal	63	25.6	26.4	27.1	15.5	15.8	23.2	24.2	14.0	14.2
Sines	63	21.2	21.7	21.5	24.4	24.9	18.8	19.5	22.3	23.1
Tábua	63	15.6	15.8	16.1	15.5	15.6	14.9	15.2	14.8	15.1
Tavira	63	14.6	15.0	15.2	15.1	15.5	13.3	14.2	14.2	14.9
Torrão	63	15.7	16.0	16.4	8.0	8.4	15.0	15.4	7.8	8.2
Trafaria	63	12.8	13.2	13.5	13.8	14.3	12.4	12.5	13.6	13.7
Trajouce	63	21.0	21.2	21.8	23.0	23.2	19.7	20.1	22.2	22.3
Tunes	63	16.9	17.8	18.5	17.5	18.3	15.3	16.2	16.3	17.0
Valdigem	63	24.7	25.1	25.5	25.1	25.4	22.1	22.8	22.4	22.9
Valpaços <sup>3</sup>	63	13.4	15.0	15.8	13.2	14.4	12.4	14.1	12.3	13.5
Vermoim <sup>1</sup>	63	28.8	29.3	29.7	15.1	14.6	27.2	28.0	14.8	14.3
Vila Chã	63	21.0	21.7	22.5	22.4	23.0	18.6	19.2	19.8	20.3
Vila Nova Famalicão	63	10.0	18.6	18.6	11.0	20.4	9.7	18.2	10.8	20.0
Vila Fria <sup>5</sup>	63	19.4	22.1	23.3	22.0	24.9	17.7	20.9	20.4	23.6
Vila Pouca de Aguiar <sup>3</sup>	63	17.8	19.9	23.5	14.7	15.1	16.5	18.6	13.1	13.4
Zambujal	63	18.9	19.0	19.3	8.1	8.2	17.9	18.3	7.9	8.0
Zêzere	63	20.4	20.3	21.0	21.5	21.6	17.4	17.5	19.3	19.2

Notas:

<sup>1</sup> - Inclui fecho de malha Vermoim - Crestuma - Canelas a 60 kV

<sup>2</sup> - Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60 kV

<sup>3</sup> - Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços - Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60 kV

<sup>4</sup> - Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 60 kV

<sup>5</sup> - Inclui fecho de malha Vila Fria - Pedralva

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo		Mínimo	
		2020	2024	2020	2024
Alcochete	400	7.8	8.3	4.3	4.7
Alqueva	400	14.2	12.3	10.2	8.9
Alto de Mira	400	6.9	7.5	3.5	3.9
Alto Lindoso	400	14.4	15.0	11.5	11.1
Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400		12.0		8.1
Armamar	400	11.5	11.9	8.7	9.2
Batalha	400	9.2	9.8	5.3	5.8
Bemposta II	400	16.2	15.6	14.2	14.1
Bodiosa	400	9.6	9.8	7.4	7.9
C. Alqueva 1	400	14.2	12.3	10.3	8.9
C. Alqueva 2	400	14.1	12.2	10.2	8.9
C. Lares Gr 1 ou 2	400	10.5	11.0	6.3	6.9
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	13.3	12.9	7.0	7.1
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	13.3	12.9	7.0	7.1
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	7.3	8.2	3.8	4.3
C. Sines Gr 2, 3 ou 4	400	10.9	10.9	6.4	6.9
Daivões	400	-	12.1	-	8.1
Divor	400	-	10.4	-	7.2
Estremoz	400	-	10.5	-	7.8
Falagueira	400	14.8	13.7	10.8	9.7
Fanhões	400	6.8	7.4	3.4	3.8
Feira	400	9.7	10.5	6.6	7.0
Fernão Ferro	400	7.8	8.3	4.4	4.8
Ferreira do Alentejo	400	10.8	10.4	7.2	7.2
Foz Tua	400	12.4	12.6	9.9	10.2
Frades II	400	11.9	12.3	8.6	7.8
Fundão	400	-	11.8	-	10.4
Gouvães Gr 1,2,3 e 4	400	-	12.2	-	8.2
Lagoaça	400	25.0	25.8	19.1	22.0
Lavos	400	9.9	10.5	5.7	6.3
Ourique	400	-	10.6	-	8.0
P. Corte Gouvães *	400	-	12.2	-	7.9
Palmela	400	7.7	8.1	4.1	4.5
Paraímo	400	9.6	10.3	6.2	6.9
Pedralva	400	11.5	12.1	7.9	7.4
Pego	400	13.3	12.9	7.0	7.1
Pegões	400	-	8.9	-	5.1
Ponte de Lima	400	-	11.4	-	8.2
Portimão	400	10.3	10.0	7.2	7.3
Recarei	400	9.3	10.4	5.8	6.2
Riba d'Ave	400	10.3	11.2	6.9	7.1
Ribatejo	400	7.3	8.2	3.8	4.3
Ribeira de Pena	400	9.0	12.2	7.8	7.8
Rio maior	400	8.9	9.3	4.8	5.2
Salamonde II	400	11.9	12.2	8.8	8.1
Sines	400	10.7	10.8	5.8	6.3
Sobrado	400	-	10.3	-	6.4
Tavira	400	11.7	11.4	8.5	8.1
Vermoim	400	9.2	10.1	6.1	6.4
Vieira do Minho	400	11.8	12.3	8.6	7.7
Vila Nova Famalicão	400	9.6	10.3	6.7	7.0

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede



RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2020	2024	2020	2024
Agueda *	220	-	6.1	-	5.0
Aguieira	220	6.9	6.9	5.0	5.1
Alto de Mira	220	6.2	6.7	3.1	3.4
Alto de São João	220	5.5	5.5	3.4	3.6
Armamar	220	8.1	8.1	7.0	6.9
Baixo Sabor	220	8.2	8.0	7.2	7.2
Bemposta	220	10.8	10.5	9.6	9.4
C. Pocinho	220	7.9	7.5	7.0	6.9
C. Ribatejo Gr 1	220	6.4	6.0	3.3	3.5
C. Tapada do Outeiro	220	8.5	9.6	5.2	5.5
Canelas	220	7.6	8.3	4.9	5.1
Carrapatelo	220	6.9	7.0	5.2	5.2
Carregado	220	6.4	6.1	3.3	3.5
Carriche	220	6.0	6.4	3.1	3.3
Carvoeira	220	6.1	6.2	4.2	4.4
Castelo Branco	220	9.2	8.6	8.0	7.7
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	5.6	5.7	4.2	4.1
Chafariz	220	7.0	6.9	5.9	6.1
Custóias	220	7.6	8.5	4.8	5.2
Ermesinde	220	7.5	9.1	4.8	6.0
Estarreja	220	6.2	6.3	4.8	4.7
Fanhões	220	6.5	7.0	3.2	3.5
Ferro	220	7.9	8.6	6.8	7.4
Folques *	220	6.7	6.8	5.8	6.0
Fundão	220	-	9.8	-	8.6
Lagoaça	220	19.6	19.9	16.2	18.0
Macedo de Cavaleiros	220	7.2	7.3	6.3	6.6
Maia *	220	6.5	6.7	4.7	4.9
Miranda	220	10.4	10.1	8.0	7.9
Mogadouro	220	6.9	6.7	6.5	6.4
Montenegro *	220	7.2	7.1	6.3	6.2
Mourisca	220	6.3	6.4	4.9	4.9
Pampilhosa da Serra *	220	6.9	7.1	6.2	6.5
Paraimo	220	7.5	7.7	5.7	5.9
Penamacor *	220	7.7	8.4	7.0	7.9
Penela	220	6.2	6.2	4.7	4.8
Pereiros	220	6.7	6.7	4.6	4.9
Picote	220	12.0	11.7	8.8	8.7
Pocinho	220	8.2	7.8	7.1	7.1
Pombal	220	6.0	6.0	5.0	5.2
Pontinha	220	5.8	6.1	3.1	3.4
Prelada	220	6.9	7.7	4.5	4.9
Prior Velho 1	220	5.8	5.9	3.2	3.4
Prior Velho 2	220	5.8	5.9	3.2	3.4
Prior Velho 3	220	5.8	6.0	3.2	3.5
Prior Velho 4	220	5.7	5.9	3.2	3.4
Prior Velho 5	220	5.7	5.9	3.5	3.7
Recarei	220	8.2	9.4	4.8	5.2
Régua	220	7.2	7.4	5.9	5.8
Rio Maior	220	7.5	7.7	4.1	4.4
S. Martinho *	220	8.4	8.6	7.2	7.2
S. Póvoa *	220	7.7	8.4	7.0	7.9
Sacavém	220	5.9	6.0	3.2	3.5
Santarém	220	5.6	5.5	3.8	4.0
Seixal	220	5.4	5.3	3.4	3.5

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2020	2024	2020	2024
Sete Rios	220	5.7	6.1	3.0	3.3
Sobrado	220	6.7	10.5	6.0	6.4
Tábua	220	6.6	6.6	5.2	5.4
Torrão	220	6.5	6.6	5.1	5.0
Trajouce	220	6.1	6.5	3.3	3.6
Urrô	220	6.3	6.5	5.1	5.2
Valdigem	220	7.5	7.8	6.0	5.8
Valeira	220	6.9	6.8	6.1	6.0
Valpaços	220	7.6	7.5	6.7	6.6
Valongo	220	8.0	9.6	4.9	6.2
Vermoim	220	8.2	9.8	4.9	5.5
Vila Chã	220	6.4	6.4	5.4	5.5
Vila Pouca de Aguiar	220	7.2	7.1	6.4	6.2
Zambujal	220	5.5	5.7	3.1	3.3
Zêzere	220	5.6	5.7	4.2	4.1

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2020	2024	2020	2024
Alto Rabagão	150	5.5	5.4	4.5	4.5
Artlant *	150	8.5	8.5	6.2	6.5
Bouçã	150	6.6	6.7	5.2	5.1
C. Frades	150	9.5	9.1	7.1	7.0
C. Sines (Carvão) Gr1	150	11.8	11.8	8.5	9.2
Cabril	150	6.1	6.2	4.7	4.7
Caniçada	150	8.3	7.7	5.9	5.9
Castelo Branco	150	10.5	10.0	8.5	8.5
Corgas *	150	7.6	7.7	7.2	7.4
Ermidas-Sado	150	7.0	7.1	6.0	6.2
Estoi	150	5.7	5.9	4.4	4.4
Estremoz	150	8.8	-	5.5	-
Évora	150	4.5	4.6	3.3	3.7
Fafe	150	6.8	7.6	5.3	6.0
Falagueira	150	15.9	17.6	11.6	13.7
Fernão Ferro	150	7.6	7.8	4.2	4.6
Ferreira do Alentejo	150	8.6	10.0	6.2	7.3
Frades	150	9.7	9.1	7.1	7.0
Fratel	150	6.7	6.7	5.9	6.1
Gardunha *	150	7.1	7.1	6.7	6.8
Lusosider *	150	6.3	6.4	4.5	4.8
Mendoiro *	150	7.6	7.9	6.9	7.5
Monte da Pedra	150	4.0	3.9	3.6	3.7
Neves Corvo *	150	4.0	4.3	3.5	3.8
Oleiros	150	6.6	6.9	4.7	5.2
Ourique	150	5.6	7.0	4.4	5.6
Palmela	150	8.1	8.3	4.4	4.8
Pedralva	150	10.8	11.4	7.1	7.5
Pegões *	150	4.0	4.0	3.5	3.6
Petrogal *	150	6.9	6.9	5.7	5.9
Ponte de Lima	150	-	8.2	-	6.4
Portimão	150	6.8	6.9	5.2	5.2
Porto Alto	150	4.2	4.1	3.4	3.4
Quinta do Anjo	150	6.6	6.7	4.4	4.7
Riba d'Ave	150	10.4	11.0	7.7	8.4
Sabóia	150	4.0	4.0	3.7	3.7
Salamonde	150	8.2	7.9	6.7	6.5
Setúbal	150	7.5	7.6	4.3	4.7
Sines	150	10.4	10.5	6.6	7.0
T.A. Fafe *	150	7.7	8.4	6.9	7.6
Tabuaço	150	13.0	13.1	10.7	10.7
Tavira	150	8.9	10.8	6.6	7.4
Trafaria	150	6.1	6.2	3.9	4.2
Tunes	150	5.3	5.5	4.2	4.2
Valdigem	150	25.6	27.1	22.5	22.8
Vila Fria	150	5.1	5.7	4.0	4.6
Vila Nova	150	9.1	8.6	7.1	6.8
Vilarinho das Furnas	150	5.6	5.2	4.5	4.5
Zêzere	150	10.9	11.2	8.0	7.5

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede



# 07 ANEXOS

---

## ANEXO 17

NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO  
REALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL  
ESTRATÉGICA DO PDIRT 2020-2024 (2029)

REN 

**Página em Branco**

The logo for REN (Rede Nacional de Energia Eléctrica) features the word "REN" in a bold, blue, sans-serif font, followed by a stylized graphic element consisting of two overlapping triangles, one blue and one green.

# PDIRT

2020-24(29)

---

Avaliação Ambiental Estratégica

## Nota Técnica justificativa da não realização da AAE

Julho de 2019

**U. PORTO**  
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA  
UNIVERSIDADE DO PORTO



## Ficha Técnica

Coordenação:

Cecília Rocha

Equipa Técnica

Luísa Mendes Batista

Filipe Cruz

Equipa Técnica

António Pitarma

Francisco Parada

Henrique Leite

Maria Rita Silva

Patrícia Neto

Pedro Fernandes

Rui Marmota

## Índice

Ficha Técnica .....	ii
Índice de Figuras.....	iv
Índice de Quadros .....	iv
Siglas e Acrónimos.....	v
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ANTERIOR .....</b>	<b>3</b>
2.1 Introdução .....	3
2.2 Avaliação Ambiental do PDIRT 2018-2027.....	3
2.3 Consultas sobre o PDIRT 2018-2027 .....	11
2.4 Declaração ambiental do PDIRT 2018-2027 .....	12
<b>3 EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A PLANOS ANTERIORES E RESPECTIVO SEGUIMENTO E MONITORIZAÇÃO .....</b>	<b>14</b>
3.1 Introdução .....	14
3.2 Evolução em relação a Planos anteriores .....	15
3.2.1 Introdução .....	15
3.2.2 Quadro de Governação .....	15
3.2.3 Quadro de Referência Estratégico .....	17
3.2.4 Questões Estratégicas.....	21
3.2.5 Questões Ambientais e de Sustentabilidade .....	22
3.2.6 Análise comparativa com outras edições do PDIRT .....	22
3.3 Seguimento e Monitorização .....	28
3.3.1 Enquadramento .....	28
3.3.2 Seguimento .....	29
3.3.3 Monitorização .....	31
3.4 Estado de implementação do PDIRT .....	33
<b>4 DESCRIÇÃO DO PLANO ATUAL: PDIRT 2020-2024(2029) .....</b>	<b>36</b>
<b>5 CONSULTA ÀS ENTIDADES COM RESPONSABILIDADES AMBIENTAIS ESPECÍFICAS.....</b>	<b>40</b>
<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>43</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>45</b>



## Índice de Figuras

Figura 1 - Representação esquemática e descrição sumária das estratégias avaliadas (IC-FEUP & REN, 2018).....	4
Figura 2 - Orientações para planos e projetos futuros (IC-FEUP & REN, 2018).....	9
Figura 3 - Quadro de Monitorização por Fator Crítico para a Decisão .....	10
Figura 4 - Projetos previstos no PDIRT 2020-2024 (2029) (REN,S.A.) .....	39

## Índice de Quadros

Quadro 1 - Síntese dos Critérios de avaliação considerados na avaliação integrada, ponderada e comparativa .....	6
Quadro 2 - Síntese da avaliação ambiental por FCD e critério de avaliação .....	7
Quadro 3 - Síntese de oportunidades e ameaças associadas à Estratégia mais favorável: Estratégia A (IC-FEUP & REN, 2018).....	8
Quadro 4 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT 2018-2027 (IC-FEUP & REN, 2018).....	15
Quadro 5 - Quadro de Referência Estratégico da AAE das estratégias de evolução da RNT (IC-FEUP & REN, 2018).....	18
Quadro 6 - Alinhamento do PDIRT 2018-2027 com QRE (IC-FEUP & REN, 2018).....	20
Quadro 7 - Evolução das Questões Estratégicas ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT .....	23
Quadro 8 - Evolução das Questões Ambientais e de Sustentabilidade ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT.....	24
Quadro 9 - Evolução do Quadro de Referência Estratégico ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT.....	25
Quadro 10 - Evolução dos FCD ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT.....	27
Quadro 11 - Evolução do Quadro de Governação ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT....	28
Quadro 12 - Sistematização das diretrizes de Planeamento e Gestão .....	29
Quadro 13 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRT 2018-2027 .....	31
Quadro 14 - Síntese dos projetos aprovados ao abrigo de anteriores edições do PDIRT .....	33

## Siglas e Acrónimos

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
DA	Declaração Ambiental
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FA	Fatores Ambientais
FCD	Fator Crítico para a Decisão
FER	Fontes de energia renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT
ORT	Operador da Rede de Transporte
QAS	Questões Ambientais e de Sustentabilidade
QE	Questões Estratégicas
QG	Quadro de Governação
QRE	Quadro de Referência Estratégico
RA	Relatório Ambiental
RACA	Relatório de Avaliação e Controlo Ambiental
RMSA	Relatórios de Monitorização de Segurança e Abastecimento
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Resumo Não Técnico
RNT	Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>



## 1 INTRODUÇÃO

O presente documento constitui a *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (RNT) de Eletricidade para o período 2020 - 2024 (2029)*.

O PDIRT é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Transporte (RNT) de eletricidade consagrado na lei. É um plano no qual se definem as estratégias de evolução e modernização da rede de transporte de eletricidade, identificando-se as infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar, os investimentos necessários, a respetiva calendarização, monitorização e seguimento. A sua conceção procura responder à necessidade de garantir a articulação entre o Transporte e a Distribuição de eletricidade em território nacional e no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), e faz-se no quadro das orientações da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (ENTSO–E), nomeadamente do respetivo plano decenal de desenvolvimento da rede, à escala comunitária, - “*Ten-Year Network Development Plan*” (TYNDP) e das recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela REN e pela ERSE, sobre versões anteriores do Plano.

De acordo com o contexto legal vigente para a AAE (Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio), “...*compete à entidade responsável pela elaboração do plano ou programa averiguar se o mesmo se encontra sujeito a avaliação ambiental...*”, salientando-se que “...*a decisão de qualificação ou de não qualificação ..., incluindo a respectiva fundamentação, deve ser disponibilizada ao público pela entidade responsável pela elaboração do plano ou programa através da sua colocação na respetiva página da Internet...*”.

Planos da natureza do PDIRT 2020-2024 (2029), em regra, estão sujeitos a Avaliação Ambiental, uma vez que se enquadram, pelo menos, numa das seguintes alíneas do artigo 3º do referido DL n.º 232/2007:

- a) **Os planos e programas para os sectores** da agricultura, floresta, pescas, **energia**, indústria, transportes, gestão de resíduos, gestão das águas, telecomunicações, turismo, ordenamento urbano e rural ou utilização dos solos e que constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos mencionados nos anexos I e II do Decreto-Lei nº 69/2000, de 3 de maio, na sua atual redação (revogado e atualmente substituído pelo Decreto - Lei nº 151-B/2013, de 31 de outubro);
- b) *Os planos e programas que, atendendo aos seus eventuais efeitos num sítio da lista nacional de sítios, num sítio de interesse comunitário, numa zona especial de conservação ou numa zona de proteção especial, devam ser sujeitos a uma avaliação de incidências ambientais nos termos do artigo 10º do Decreto-Lei nº 140/99, de 24 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 49/2005, de 24 de fevereiro;*
- c) Os planos e programas que, não sendo abrangidos pelas alíneas anteriores, *constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos e que sejam qualificados como suscetíveis de ter efeitos significativos no ambiente.*

No entanto, de acordo com a mesma legislação e ao abrigo do mesmo artigo 3º, refere-se que:

2. Compete à entidade responsável pela elaboração do plano ou programa averiguar se o mesmo se encontra sujeito a avaliação ambiental.
3. A sujeição do plano ou programa a avaliação ambiental pode ser objecto de consulta promovida pela entidade referida no número anterior às entidades às quais, em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa, designadamente a Agência Portuguesa do Ambiente, o Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade, I. P., o Instituto da Água, I. P., as Administrações de Região Hidrográfica, I. P., as comissões de coordenação e desenvolvimento regional, as autoridades de

saúde ou os municípios da área abrangida pelo plano ou programa, as quais dispõem de 20 dias para apresentarem as suas observações.

É justamente com base nestes pontos 2 e 3 que se enquadra a presente *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica* (AAE) do PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (RNT) de Eletricidade para o período 2020 - 2024 (2029).

O primeiro argumento a sustentar esta pretensão por parte da REN, enquanto entidade responsável pela elaboração do plano, prende-se com a questão factual da existência de edições anteriores do PDIRT já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, sendo certo que parte integrante desses planos correspondem às estratégias que compõem o 1º quinquénio deste PDIRT e, portanto, já foram avaliadas, conforme legalmente se requiere. Esta permanência das estratégias, que atravessam vários planos subsequentes, decorre da circunstância dos planos se realizarem de dois em dois anos, abrangendo sucessivos períodos de dez anos. Ora, se atendermos a que a rede elétrica se trata de uma infraestrutura em que os investimentos realizados respondem a tendências que se desenvolvem no médio e longo prazo tal como, aliás, a evolução da própria infraestrutura e a concretização dos investimentos, o requisito geral e abstrato de requerer a avaliação destes planos resulta fácil e inevitavelmente na redundância de exercícios de avaliação.

Acresce ainda que, como se evidenciará neste documento, o Quadro de Referência Estratégica (QRE), o Quadro de Governação (QG) e as Questões Estratégicas (QE) e as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) do PDIRT 2020-2024 (2029) não tiveram alterações significativas relativamente ao do período de avaliação anterior (2018-2027).

No que respeita ao enquadramento relevante para o sector, tanto em termos nacionais como internacionais, estão previstas algumas alterações que poderão ter reflexo na definição de estratégias e objetivos nacionais e transfronteiriços. Adicionalmente, para o exercício de avaliação ambiental de planos, também existe a expectativa de alguma evolução que consubstancia potenciais impactos nas orientações a seguir. Assim, considera-se que a realização de um novo exercício de avaliação ambiental para a presente edição do Plano será prematura, impossibilitando, até, que se vertam as necessárias reflexões associadas ao novo QRE que se avizinha.

É importante referir que, em relação a possíveis investimentos elencados neste PDIRT para o segundo quinquénio do período a que reporta, ainda existirão mais duas edições do Plano onde a necessidade de realização destes investimentos será reavaliada. A aprovação dos referidos investimentos será suportada pela devida avaliação ambiental, no contexto do QRE, QG e QE que se avizinha, pelo que se pode admitir que fazê-lo no âmbito da presente edição do Plano é prematuro e desajustado.

Considera-se que, em linha com o anteriormente exposto, uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o sector da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado - o Pacote Europeu Energia-Clima, RNC 2050, a Diretiva CELE 2021-2030, o PNEC 2030 e o PNI 2030) e aos resultados dos projetos entretanto realizados, se deverá então analisar a necessidade da respetiva avaliação numa das próximas edições do PDIRT.

## 2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ANTERIOR

### 2.1 Introdução

No âmbito do processo de elaboração do anterior Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT 2018-2027) realizou-se a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE). Em linha com a legislação de enquadramento, bem como com a literatura da área e as boas práticas disseminadas, entendeu-se que este procedimento constituiria um passo relevante e útil para a definição e implementação do plano e para a sistematização das responsabilidades institucionais. Acresce ainda que se considerou ser um contributo substancial importante para a identificação dos riscos e das oportunidades que o PDIRT 2018-2027 enfrentaria a médio e longo prazo e, em consequência, conseguir reduzir os primeiros e reforçar as segundas.

Assim, a AAE acompanhou a preparação do referido Plano, tendo sido desenvolvida em articulação permanente com o mesmo. Esta metodologia permitiu que o resultado da avaliação ambiental, devidamente enquadrado pelo Quadro de Referência Estratégico (QRE), pelas Questões Estratégicas (QE), pelas Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), pelos Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e, finalmente, pelos resultados da consulta pública, pudesse ser incorporado na versão final do plano, enriquecendo as suas opções estratégicas. A preocupação subjacente à AAE de produzir informação focada, substantiva e útil, do ponto de vista da sustentabilidade ambiental do plano, confirmou-se como um pilar fundamental no processo de decisão e reforçou a efetiva viabilidade da operacionalização da fase de monitorização do mesmo, nomeadamente através da definição de indicadores adequados.

Este processo de realização da AAE seguiu todas as formalidades previstas na legislação em vigor (DL n.º232/2007 alterado pelo DL n.º58/2011), nomeadamente no que respeita à:

- elaboração do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e respetiva Consulta Pública (CP) das Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE);
- elaboração e revisão do Relatório Ambiental (RA) e respetivo Resumo Não Técnico (RNT);
- realização de uma Consulta Institucional e de uma Consulta Pública e;
- preparação da Declaração Ambiental (DA).

Os documentos relativos às diferentes etapas do processo de AAE encontram-se publicados no sítio da REN

(<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx>), nomeadamente:

- Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD)
- Relatório Ambiental (RA);
- Resumo Não Técnico (RNT);
- Declaração Ambiental (DA).

Refere-se ainda que todos os documentos finais como o RFCD, RA, RNT e DA, incorporaram as sugestões e pareceres das entidades consultadas, pertinentes para o desenvolvimento do Plano.

### 2.2 Avaliação Ambiental do PDIRT 2018-2027

O exercício de avaliação realizado no âmbito da AAE do PDIRT 2018-2027 procurou identificar as oportunidades, os riscos e os efeitos no ambiente que decorrem da concretização do plano, avaliando os aspetos potencialmente valorizadores do ambiente, bem como os aspetos que deverão ser acautelados pelo seu potencial de impactos penalizadores do contexto ambiental. Esta avaliação incidiu, não só nas ações de implementação do plano, como em posteriores ciclos de

planeamento e nas ações de gestão e monitorização do plano, assim como sobre o sistema de governação associado às diferentes responsabilidades institucionais.

A avaliação ambiental do PDIRT 2018-2027 integrou os projetos que o operador da rede de transporte (ORT) considerou necessários para dar resposta ao planeamento coordenado com a Rede Nacional de Distribuição (RND), com o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), com as orientações da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (ENTSO-E) e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela REN e pela ERSE.

A nível estratégico e em particular em relação ao recurso solar, o ORT procurou acomodar o crescente número de manifestações de interesse de ligação à RNT por parte dos promotores de parques de energia assentes nesta fonte de energia renovável. Para tal, o ORT sentiu necessidade de identificar soluções técnicas para a receção de montantes mais elevados de energia no Alentejo e Algarve que respeitassem os critérios regulamentares e o enquadramento legal em vigor. Salienta-se que a sua materialização e a decisão final de investimento destas novas ligações estão sujeitas à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente (Estado Português).

Neste contexto, com a análise da rede existente e a potencial localização desses novos projetos, foram equacionadas três possíveis estratégias que permitem a receção de montantes mais elevados de energia de origem renovável nas zonas mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, por transferência de capacidade do litoral alentejano.

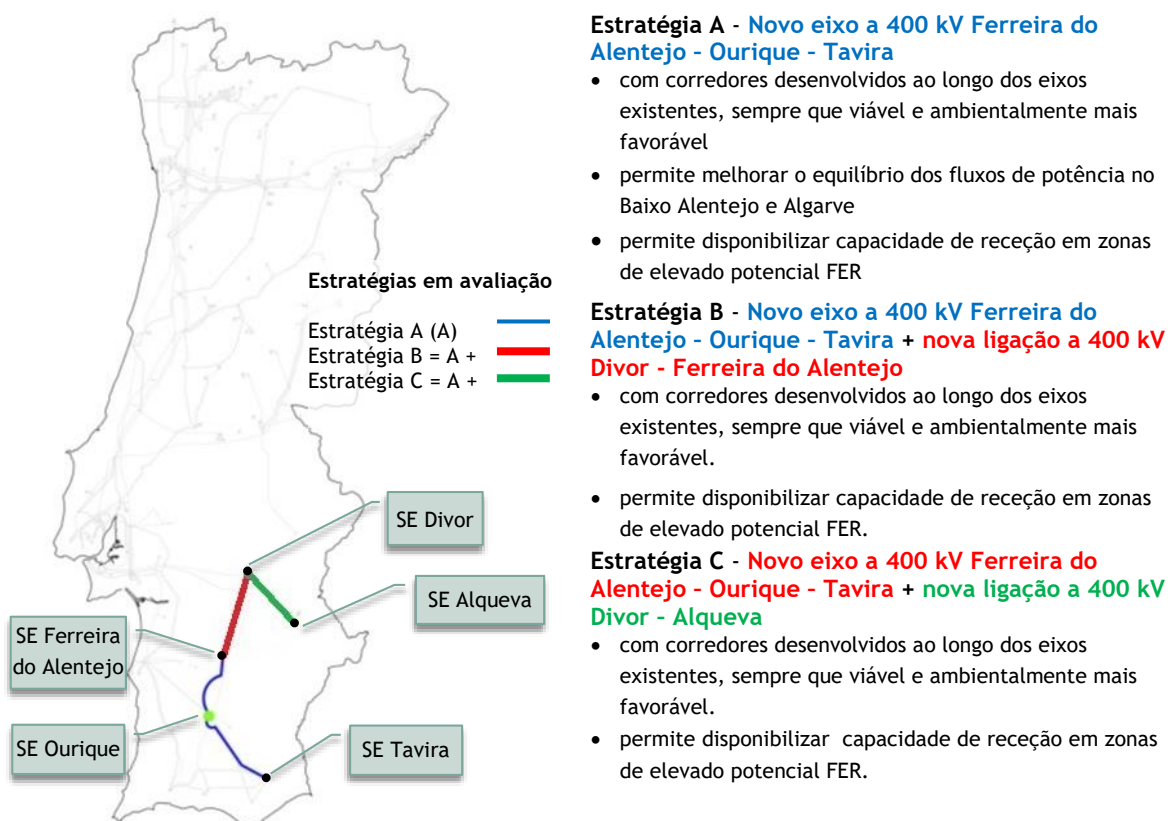


Figura 1 - Representação esquemática e descrição sumária das estratégias avaliadas (IC-FEUP & REN, 2018)

Considerou-se, assim, que um novo eixo, a 400 kV, entre Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira seria bastante vantajoso para a integração na rede da produção proveniente de novas centrais de

FER solar, razão pela qual este novo eixo integra as três estratégias apresentadas e avaliadas na AAE realizada (ver Figura 1). As outras duas opções, na parte em que não integram este troço que se admite como comum, incluem a ligação, também a 400 kV, a Divor (Divor-Ferreira do Alentejo) ou a Alqueva (Divor-Alqueva) e serão equacionadas se existirem objetivos de integração e condições de rede que as justifiquem (e, ainda assim, considerando a hipótese de realização de apenas uma destas duas ligações).

A seleção da estratégia preferencial, concretizou-se em dois momentos de avaliação:

- a) numa **avaliação ambiental focada em cada um dos FCD**, através de uma análise comparativa das estratégias alternativas avaliadas, com base em diferentes critérios de avaliação (ver lista anterior ao Quadro 1) selecionados com a preocupação de traduzirem as questões mais relevantes para cada FCD:

**FCD1 - Coesão Territorial e Social**, que inclui *Ordenamento do Território (C1)*, *Competitividade Económica (C2)* e *Equidade Social e Territorial (C3)*.

Avaliação dos contributos da rede para a coesão territorial e social, integrando três vertentes de análise: o ordenamento do território, a competitividade económica e a equidade social e territorial. O exercício aplicado às estratégias propostas para avaliação faz-se numa escala macro, e também à escala local.

No ordenamento do território avalia-se a compatibilidade da rede de transporte com o modelo de desenvolvimento territorial e o nível de interferência da rede com diferentes usos de solo; na competitividade económica analisam-se essencialmente os contributos para o desenvolvimento, a segurança no abastecimento, o potencial de mercado exterior e mobilização dos recursos energéticos locais; e por fim, na equidade social e territorial, avaliam-se questões associadas à perceção de risco, à utilização e/ou proximidade a corredores existentes e ao risco por acidentes associados à ocorrência de sismos.

**FCD2 - Alterações Climáticas**, onde se abordam as vertentes da *mitigação (C1)* e da *adaptação (C2)* às Alterações Climáticas.

A estreita relação do tema Alterações Climáticas com o sector energético e, em particular, com o sector electroprodutor (quer do ponto de vista das estratégias de adaptação, mas, sobretudo, do ponto de vista das estratégias de mitigação, nomeadamente através da prossecução dos objetivos de redução de emissões de GEE) é por si, evidência e fundamentação suficiente e sólida da adequação e justeza da seleção do FCD Alterações Climáticas no âmbito desta AAE. Neste caso, pretende-se com este FCD avaliar o grau de convergência e compromisso com a trajetória do país em matéria de mitigação e adaptação às alterações climáticas, tendo em conta as especificidades do sector. Neste sentido, identificaram-se dois critérios de avaliação - articulação com políticas e estratégias de mitigação e capacidade adaptativa da rede e infraestruturas -, que se considerou corresponderem às duas vias de intervenção anteriormente referidas.

O primeiro critério pretende avaliar se as estratégias estão em sintonia com os objetivos emanados das políticas e estratégias nacionais e europeias para o sector energético, concretamente para a redução de emissões de GEE.

O segundo critério pretende avaliar o comportamento da RNT face a fenómenos descritos nos cenários climáticos para um futuro de médio prazo (aumento da temperatura, precipitação intensa ou redução da precipitação e ventos), bem como aos efeitos mais relevantes que estes têm na rede como o aumento do risco de danos na rede, infraestruturas e equipamentos, provocados por incêndios, secas, inundações, deslizamento de terras, nevões ou temporais com ação conjunta de vários agentes climáticos.



**FCD3 - Capital Natural e Cultural**, que se refere à interferência com a *Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas (C1)*, com a potencial afetação da *Paisagem e do Património Cultural e Natural (C2)*.

Sob o título do presente FCD, integram-se as preocupações mais diretamente relacionadas com a necessidade de salvaguarda e conservação da biodiversidade e do conjunto dos valores e recursos naturais existentes, bem como da proteção e preservação dos recursos paisagísticos e dos elementos do património cultural, tendo-se identificado como critérios de avaliação: interferência com a biodiversidade e sistema nacional de Áreas Classificadas e afetação da paisagem e património cultural e natural, considerando-se que estes representam as duas temáticas mais significativas e potencialmente mais afetadas pelas estratégias em avaliação.

O primeiro critério avalia a interferência do Plano com a conservação de espécies e habitats (fauna e flora) e o atravessamento de zonas críticas de espécies de fauna. O segundo critério incide sobre a avaliação da potencial interferência das estratégias em avaliação com a paisagem natural e humanizada, assim como do grau de afetação dos elementos patrimoniais naturais e culturais, incluindo o património arquitetónico e arqueológico de relevância internacional, nacional e regional, classificados ou com valor histórico e cultural inventariado.

b) numa **avaliação ambiental integrada, ponderada e comparativa**, considerando os três FCD.

Deste segundo momento - a avaliação integrada, ponderada e comparativa das alternativas -, no quadro dos FCD identificados para este Plano, resultou a seleção e recomendação da **Estratégia A**, por apresentar uma combinação de resultados, para os diversos FCD e respetivos critérios de avaliação (identificados no Quadro 1), mais equilibrada, prevendo-se que venha a utilizar, em cerca de 50% da sua extensão, corredores já existentes e por, na parte remanescente, se desviar de algumas condicionantes relevantes, nomeadamente as relacionadas com a Biodiversidade e o Sistema Nacional de Áreas Classificadas. O resultado dessa avaliação está resumido no Quadro 2.

**Quadro 1 - Síntese dos Critérios de avaliação considerados na avaliação integrada, ponderada e comparativa**

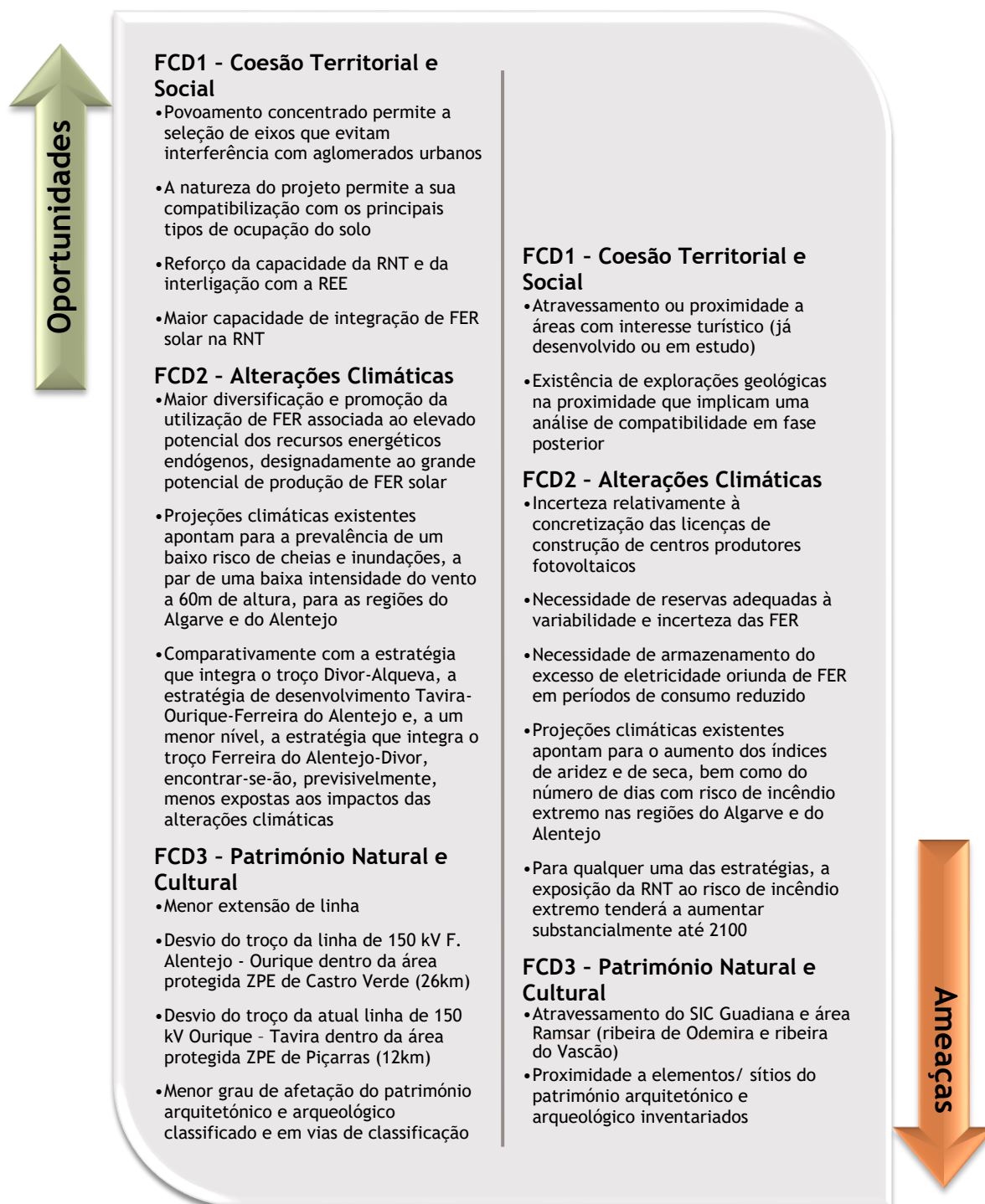
FCD1	C1.1	Atravessamento de áreas urbanas
	C1.2	Interferência com espaços de atividades económicas, infraestruturas e áreas legalmente condicionadas
	C2.1	Variação da capacidade de interligação
	C2.2	Variação da capacidade de receção de nova produção na RNT
	C2.3	Variação da capacidade de interligação com a RND
	C3.1	Ações de sensibilização à população
	C3.2	Utilização e/ou proximidade a corredores existentes
	C3.3	Atravessamento de áreas com maior intensidade sísmica (histórica)
	FCD2	C1.1
C1.2		Contribuição expectável da FER solar no mix energético da rede
C2.1		Extensão de linha localizada em áreas vulneráveis às alterações climáticas
C2.2		Número de subestações localizadas em áreas vulneráveis às alterações climáticas
FCD3	C1.1	Intersecção de áreas classificadas
	C1.2	Atravessamento de zonas críticas de espécies da fauna (com exceção de aves e quirópteros)
	C1.3	Atravessamento de zonas críticas para as espécies de aves com estatuto de conservação desfavorável
	C1.4	Proximidade a abrigos de quirópteros de importância nacional
	C2.1	Fragmentação de unidades de paisagem
	C2.2	Afetação dos valores paisagísticos de relevância internacional, nacional e regional

Quadro 2 - Síntese da avaliação ambiental por FCD e critério de avaliação

Critério		Estratégia A	Estratégia B	Estratégia C	Observações
<b>FCD1: Coesão Territorial e Social</b>					
Ordenamento do Território	C1.1	-	--	-	Pela não identificação de habitações isoladas ao longo da parte norte da Estratégia C (eixo Divor-Alqueva), considera-se esta terá menores implicações que a Estratégia B.
	C1.2	-	--	--	A estratégia A minimiza a interferência com atividades económicas, infraestruturas e áreas legalmente condicionadas.
Competitividade económica	C2.1	+	+	++	A Estratégia C favorece ligeiramente a capacidade de interligação relativamente às outras estratégias.
	C2.2	+	++	++	As Estratégias B e C apresentam uma maior capacidade de receção.
	C2.3	+	++	++	A Estratégia A tem um efeito menos significativo na capacidade de interligação com a RND.
Equidade social e territorial	C3.1	=	=	=	Ocorreram ações do projeto “Heróis de toda a espécie” em Évora e Estremoz.
	C3.2	+++	++	+	Menor extensão no potencial de utilização de corredores existentes na Estratégia C.
	C3.3	-	--	---	A estratégia C atravessa a maior extensão de áreas de intensidade sísmica (histórica) das classes 8 e 9.
<b>FCD2: Alterações Climáticas</b>					
Articulação com políticas e estratégias de mitigação	C1.1	+	++	+++	A Estratégia C é a mais benéfica no que respeita às intenções de pedidos de ligação de FER solar. Esta vantagem deve-se, em grande medida, ao facto de ter uma maior capacidade de acolhimento das expectativas do sector electroprodutor de energias renováveis. Pelas mesmas razões segue-se a Estratégia B e, por fim, a Estratégia A.
	C1.2	+	++	+++	
Capacidade adaptativa da rede	C2.1	-	--	---	Todas as estratégias avaliadas se encontram expostas ao risco de incêndio extremo, sendo este majorado pelas alterações climáticas, tal como previsto pelos cenários conhecidos. A Estratégia C afigura-se como a mais suscetível a riscos desta natureza.
	C2.2	-	--	---	
<b>FCD3: Capital Natural e Cultural</b>					
Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas	C1.1	-	---	--	A Estratégia A surge como a mais favorável por ser a que apresenta menor extensão de interferência com áreas classificadas.
	C1.2	=	=	=	Todas as Estratégias interferem marginalmente com áreas de habitat potencial do lince, considerando a afetação por um corredor já existente.
	C1.3	=	-	=	A Estratégia B surge como a menos favorável por ser a que apresenta maior extensão de interferência de áreas críticas.
	C1.4	0	0	-	A Estratégia C surge como a menos favorável por ser a única que interfere com a área envolvente do abrigo do Alqueva.
Afetação da Paisagem e Património Cultural e Natural	C2.1	=	=	=	Considera-se que as Estratégias são similares no que respeita à potencial alteração do carácter das unidades de paisagem.
	C2.2	=	=	-	A Estratégia C surge como a menos favorável por ser a que apresenta maior potencial de interferência com valores naturais e paisagísticos.
	C2.3	-	---	--	A Estratégia A é a mais favorável pelo menor grau de afetação do património arquitetónico e arqueológico inventariado.
<b>Classificação simples</b>		<b>+</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	
<b>Estratégia preferencial</b>		<b>A</b>			

No Quadro 3 apresentam-se, em síntese, o que se consideraram ser as oportunidades e ameaças da estratégia selecionada como a mais benéfica (Estratégia A), atendendo aos FCD da avaliação realizada.

Quadro 3 - Síntese de oportunidades e ameaças associadas à Estratégia mais favorável: Estratégia A (IC-FEUP & REN, 2018)



A avaliação efetuada incluiu ainda, num esforço de operacionalização de um posterior plano de seguimento e monitorização, a definição de um conjunto de indicadores, para cada FCD, que não só correspondam ao objetivo de ‘medir’ a evolução do PDIRT 2018-2027, mas permitam ainda acompanhar e, se preciso, redirecionar as estratégias de futuros Planos, bem como enquadrar os projetos que, entretanto, se tenham desenvolvido.

Assim, atendendo aos três FCD avaliados, entende-se que os **planos e projetos futuros** devem integrar as **orientações** patentes na Figura 2.

### FCD1 - Coesão Territorial e Social

- Garantir que sejam adotadas soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas, nomeadamente em áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso;
- Assegurar que a solução de implantação da estratégia selecionada se afasta, sempre que possível, de áreas urbanas e de habitações isoladas;
- Assegurar que a solução de implantação da estratégia selecionada tem em conta o risco sísmico;
- Continuar a promover a realização de ações de sensibilização das populações, à semelhança do realizado no projeto MEDEA, de forma a aumentar o conhecimento da população sobre infraestruturas desta natureza;
- Sensibilizar a população em geral para os processos de participação pública a decorrer no âmbito de futuros planos e projetos, nomeadamente no decorrer dos processos de AIA.

### FCD2 - Alterações Climáticas

- Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para uma incorporação crescente de FER no *mix* energético da produção de eletricidade;
- Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para a tendência decrescente de emissões de GEE no setor electroprodutor e, por esta via, para a descarbonização da economia portuguesa;
- Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para a resiliência da rede, afastando-se de áreas de risco associadas a eventos climáticos extremos.

### FCD3 - Capital Natural e Cultural

- Deverá ser promovida a troca de informações entre entidades, especialmente aquelas que possuem responsabilidades ambientais específicas, de modo a privilegiar a atualização dos dados de base, nomeadamente no que se refere à atualização e acessibilidade das bases de dados de valores patrimoniais e ecológicos, e respetiva georreferenciação;
- Deverá ser promovida a articulação com as estratégias nacionais e europeias, nomeadamente sobre a biodiversidade, a paisagem e o património, no sentido de compatibilizar políticas;
- Deverá ser promovida a utilização de corredores/ espaços canais existentes, preferencialmente nas situações em que os mesmos se encontrem implantados em áreas sensíveis, nomeadamente áreas de importância conservacionista e áreas de interesse patrimonial;
- Deverá ser aplicado o *know-how* adquirido com a experiência dos processos de AIA, de modo a minimizar os efeitos negativos na biodiversidade, nomeadamente na avifauna, e de modo a promover a melhor integração das infraestruturas na paisagem;
- Deverá ser incentivada a transformação dos corredores da rede elétrica em corredores ecológicos;
- Deverá ser introduzida, em processos de AIA a realizar nos concelhos que integram a *Reserva DarkSky® Alqueva* (constituída pelos seis concelhos adjacentes ao Alqueva: Alandroal, Barrancos, Moura, Mourão, Portel e Reguengos de Monsaraz), a avaliação do potencial aumento da poluição luminosa induzida por novas infraestruturas elétricas.

Figura 2 - Orientações para planos e projetos futuros (IC-FEUP & REN, 2018)

Quanto ao programa de acompanhamento da execução da estratégia selecionada, apresentam-se na Figura 3 os indicadores considerados relevantes no contexto da AAE e dos FCD avaliados.

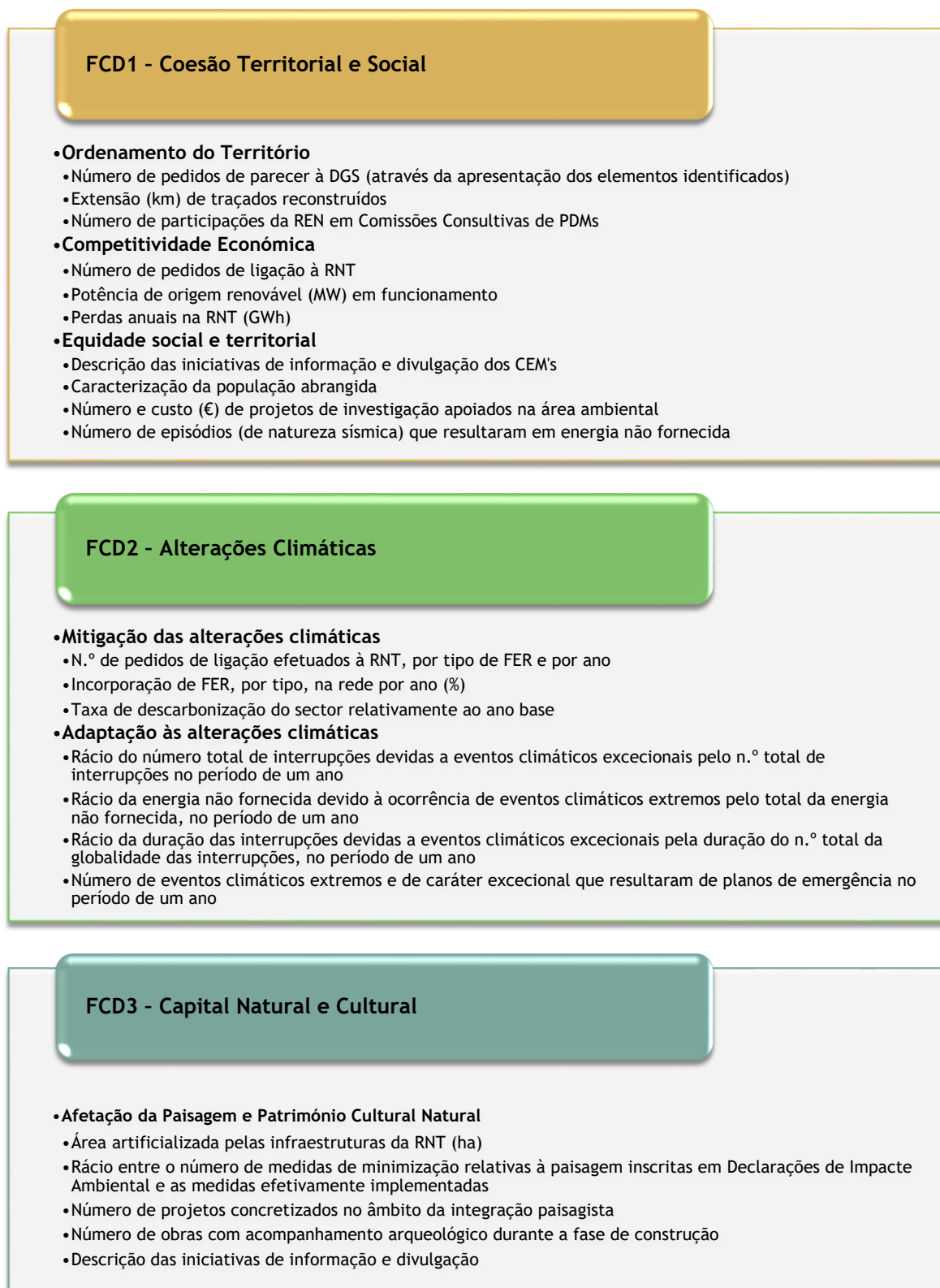


Figura 3 - Quadro de Monitorização por Fator Crítico para a Decisão

O exercício compreendido no processo de AAE do PDIRT 2018-2027 ficou concluído com a realização de uma consulta pública e institucional às ERAE consideradas relevantes para o Plano em avaliação e respetiva AAE sobre a versão preliminar do RA.

### 2.3 Consultas sobre o PDIRT 2018-2027

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, a AAE do PDIRT 2018-2027 foi submetida à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas abrangidas nos projetos objeto do Plano, que se passam a elencar:

- Agência Portuguesa do Ambiente
- Associação Nacional de Municípios Portugueses
- Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável
- Autoridade Nacional de Proteção Civil
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
- Direção Geral de Energia e Geologia
- Direção Geral do Património Cultural
- Direção Regional de Cultura do Norte
- Direção Regional de Cultura do Centro
- Direção Regional de Cultura do Alentejo
- Direção Regional de Cultura do Algarve
- Direção Geral de Saúde
- Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
- ICNF-Norte
- ICNF-Centro
- ICNF-LVT
- ICNF-Alentejo
- ICNF-Algarve
- Comunidade Intermunicipal do Alentejo Central
- Comunidade Intermunicipal do Algarve
- Comunidade Intermunicipal do Baixo Alentejo

As consultas relativas à AA do PDIRT 2018-2027 ocorreram em três momentos:

- uma divulgação e discussão prévia dos Fatores Críticos para a Decisão, num workshop participativo institucional. Os resultados dessa consulta institucional foram tidos em consideração na preparação da versão preliminar do RA e incluíram as recomendações do ICNF-Alentejo, da CCDR-Alentejo, da CCDR-LVT, da CCDR-N, da DGEG, da APNC e da APA;
- sobre uma versão preliminar do PDIRT e, em simultâneo,
- sobre uma versão preliminar do Relatório Ambiental do PDIRT 2018-2027.

Relativamente ao último momento de consulta, receberam-se pareceres das seguintes ERAE:

- Agência Portuguesa do Ambiente;
- Direção Regional de Cultura do Alentejo;
- Direção Regional de Cultura do Centro;
- Câmara Municipal da Maia.



Os pareceres recebidos no âmbito da consulta pública foram devidamente considerados, sendo de referir a nota positiva que a APA deu à identificação das Alterações Climáticas como um FCD para o plano em avaliação, enumerando um conjunto de aspetos quer no âmbito da mitigação quer no âmbito da adaptação (nomeadamente os aspetos relacionados com o aumento da resiliência das infraestruturas existentes, novas ou a modernizar, com o objetivo da redução dos danos, tendo em conta os impactes das alterações climáticas), que estão abordados na AA.

Globalmente, nos aspetos considerados relevantes, justificados e oportunos, e sempre que tal foi possível, a REN procedeu à integração desses contributos e sugestões nas soluções adotadas pelo PDIRT e na correspondente versão final da AA. É o caso, por exemplo, das questões levantadas relativamente aos fatores ambientais ‘água’ e ‘recursos hídricos’ onde fica claro que, nas fases posteriores de projeto e da respetiva avaliação ambiental, estes aspetos serão tratados com o devido detalhe e que as medidas de projeto asseguram a sua compatibilidade com os referidos fatores ambientais.

Por outro lado, foi também assinalada como importante e a merecer atenção por parte da REN a questão da monitorização e seguimento do plano. Com efeito, para além de ter sido objeto da atenção devida e justificada na AAE, nomeadamente com a definição de indicadores de monitorização para cada FCD (tendo a preocupação de que sejam operacionalizáveis no que respeito à informação disponível para os aplicar), estão previstos relatórios periódicos de avaliação e controlo ambiental (RACA).

Resta acrescentar que nenhum dos aspetos salientados nos pareceres recebidos invalidam ou condicionam a AAE realizada sobre as opções estratégicas do PDIRT 2018-2027, nem a opção pela estratégia considerada como a mais favorável, a estratégia A. Neste sentido, e relevando o facto de o PDIRT 2020-2024 (2029) assentar, em grande medida, na permanência inalterada das propostas e da solução escolhida como ‘Estratégia A’ que constavam do PDIRT anterior (e que já foram objeto de consulta), conclui-se a este nível, com elevado grau de certeza, que não haveria contributos substancialmente diferentes.

Finalmente, entendeu-se que as estratégias de evolução da RNT avaliadas, com um contexto territorial específico (Baixo Alentejo e Algarve) e sem ligações novas e diretas exteriores a Portugal, não iriam induzir efeitos significativos no ambiente de outro Estado membro, neste caso em particular, em Espanha, pelo que esta consulta não seria necessária. A rede de interligação associada a esta parte do território já se encontra consolidada e não estando previstas alterações no horizonte do PDIRT 2018-2027. Salienta-se, contudo, que no âmbito do processo de AIA n.º 2687, se efetuou uma consulta ao Reino de Espanha. Também a este nível, o PDIRT 2020-2024 (2029) apresenta todos os argumentos para que se volte a justificar não ser necessário efetuar uma consulta transfronteiriça.

## 2.4 Declaração ambiental do PDIRT 2018-2027

Segundo a legislação atual, o Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04 de maio, a Declaração Ambiental deve incluir:

“...

- i. *A forma como as considerações ambientais e o relatório ambiental foram integrados no plano ou programa;*
- ii. *As observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7.º e os resultados da respetiva ponderação, devendo ser justificado o não acolhimento dessas observações;*
- iii. *Os resultados das consultas realizadas nos termos do artigo 8.º;*

- iv. *As razões que fundaram a aprovação do plano ou programa à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração;*
  - v. *As medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11.º*
- ...”

A Declaração Ambiental do PDIRT 2018-2027 seguiu o recomendado na legislação em vigor e, como tal, mencionou a forma como se concretizou a interligação entre o PDIRT e a respetiva Avaliação Ambiental (AA) e incluiu os resultados tanto da Consulta Institucional como da Consulta ao público em geral, assim como os resultados práticos dessas participações tanto para o PDIRT como para a AA.

Evidenciaram-se as razões pelas quais a solução estratégica selecionada (Alternativa A) se considerou a mais adequada por comparação com as restantes, atendendo aos FCD e respetivos critérios de avaliação. Esta escolha deveu-se, essencialmente, ao facto de “apresentar uma combinação de resultados, para os diversos FCD, mais equilibrada, prevendo-se que venha a utilizar, em cerca de 50% da sua extensão, corredores já existentes e por, na parte remanescente, se desviar de algumas condicionantes relevantes, nomeadamente as relacionadas com a Biodiversidade e o Sistema Nacional de Áreas Classificadas”.

A Declaração Ambiental do PDIRT 2018-2027 inclui, ainda, as medidas de controlo propostas para avaliar e controlar “os efeitos significativos no ambiente decorrentes da respetiva aplicação e execução ... a fim de identificar atempadamente e corrigir os efeitos negativos imprevistos”.

Segundo o mencionado, estas medidas “agrupam-se em diretrizes de planeamento e gestão, de governança e indicadores de monitorização - para o nível estratégico de análise - e em medidas de mitigação dos efeitos previstos e programa de monitorização a ser considerado em sede de AIA para o nível de projeto”.

A DA encontra-se disponível na página da Internet da REN referida no capítulo 2, apresentando-se agora a ligação direta ao documento de interesse

[http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Avaliao%20Ambiental%20Estratgica/PDIRT%202018-2027/Declara%C3%A7%C3%A3o%20Ambiental\\_AAE%20PDIRT\\_2018-2027.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Avaliao%20Ambiental%20Estratgica/PDIRT%202018-2027/Declara%C3%A7%C3%A3o%20Ambiental_AAE%20PDIRT_2018-2027.pdf).



## 3 EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A PLANOS ANTERIORES E RESPECTIVO SEGUIMENTO E MONITORIZAÇÃO

### 3.1 Introdução

A REN, enquanto operador da rede de transporte de energia elétrica e entidade responsável pela elaboração dos Planos de Desenvolvimento e Investimento na RNT (PDIRT), tem procedido à Avaliação Ambiental dos seus planos, desde que entrou em vigor a legislação ambiental que fez a transposição da Diretiva Europeia 2001/42/CE relativa à avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente (Decreto-Lei n.º 232/2007, posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011).

Desde o início, e de acordo com o respetivo quadro legal e boas práticas em AAE, tem sido preocupação da REN assegurar a integração adequada e atempada das preocupações ambientais no respetivo PDIRT, uma vez que os exercícios de AAE desses Planos (já se realizaram 3 ao abrigo deste enquadramento: PDIRT 2009-2014 (2019); PDIRT 2012-2017 (2022) e PDIRT 2018-2027) são desenvolvidos em simultâneo com o mesmo, o que permite analisar e inserir, em tempo útil, as questões identificadas em sede de AAE, incluindo os contributos das ERAE e da consulta pública.

Relativamente ao Seguimento e Monitorização dos Planos realizados e avaliados até ao momento têm sido seguidas as diretrizes adequadas e legalmente enquadradas, nomeadamente através do estabelecimento de um protocolo de seguimento que assenta em Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) e Diretrizes de Monitorização (DM), tendo dado origem à elaboração periódica de Relatórios de Avaliação e Caracterização Ambiental (RACA), posteriormente publicados e divulgados na página da internet da REN ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)).

No último exercício de AAE realizado (PDIRT 2018-2027) houve uma particular preocupação na seleção de indicadores de monitorização (associados a cada FCD), no sentido de assegurar a viabilidade da sua real operacionalização, tendo em conta que a definição de indicadores de difícil ou impossível determinação (muitas vezes por falta de informação adequada, ou por descontinuidade da mesma) pode condenar a eficácia do processo de monitorização e seguimento.

De uma análise sequencial dos vários PDIRT avaliados até ao momento ressalta, finalmente, o facto de que parte dos investimentos propostos transitam de um plano para o seu subsequente. É uma realidade que decorre, principalmente:

- do seu enquadramento legal, estratégico e institucional do PDIRT;
- do período de revisão e aprovação dos planos ser muito curto (dois anos); e,
- das características das infraestruturas em causa, cuja complexidade implica que a sua concretização seja morosa, ultrapassando, múltiplas vezes, a vida útil de cada Plano.

Sendo certo que os investimentos realizados anteriormente tiveram um maior enfoque ao aumento de capacidade da rede para receber e transportar eletricidade proveniente maioritariamente de energia hídrica e eólica produzida nas zonas do Interior Norte e Centro, identificou-se, nos Planos mais recentes, a necessidade de criar capacidade de receção para uma maior concentração da produção de energia proveniente do recurso solar no Alentejo e Algarve.

## 3.2 Evolução em relação a Planos anteriores

### 3.2.1 Introdução

Nesta Nota Técnica procurou-se sistematizar a informação que se considera pertinente para a justificação de não realização de nova AAE para o PDIRT 2020 - 2024 (2029). Assim, conforme se tem vindo a fazer ao longo do presente documento, foram consultados os elementos que reportam a Avaliação Ambiental de anteriores edições do PDIRT, em particular, à edição mais recente do mesmo.

### 3.2.2 Quadro de Governação

A AAE do PDIRT 2018-2027 considerou um quadro de governação que evidenciasse as ligações entre as diferentes entidades e as respetivas áreas de competência, assim como a sua relação com os FCD definidos. Esta solução pareceu ser a mais adequada, útil e diferenciadora, uma vez que possibilita uma perceção integrada das áreas de atuação das diferentes entidades e da interligação entre os respetivos domínios de intervenção.

No Quadro 4 identificam-se, não só as entidades associadas à aprovação, execução e monitorização deste Plano, como as respetivas áreas de competência e responsabilidades institucionais. Procurou-se, com esta representação, salientar que as entidades intervêm, em múltiplas situações e em competências associadas aos diferentes FCD. Esta circunstância, associada à incidência de feitos de ambientais de natureza distinta no mesmo território, implica a consideração de interações e articulação de competências e responsabilidades das entidades referenciadas.

Quadro 4 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT 2018-2027 (IC-FEUP & REN, 2018)

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)														
	ENTSO-E	Governo	ERSE	DGEG	APA	CCDR	ICNF	DGPC	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND	População	ONGA's
Define a visão de longo prazo para o desenvolvimento da rede elétrica europeia, estabelecendo um mercado interno europeu de energia que apoie a agenda europeia do Clima e Energia.	■														
Define os objetivos nacionais de produção de energia proveniente de FER		■													
Assegura o cumprimento dos objetivos nacionais de produção de energia proveniente de FER			■	■											
Define estratégias de desenvolvimento do território municipal e procura assegurar a compatibilidade de funções com a RNT						■					■				
Realiza e divulga resultados de estudos conducentes a avaliar o efeito da adoção de soluções minimizadoras dos efeitos da RNT												■			

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)														
	ENTSO-E	Governo	ERSE	DGEG	APA	CCDR	ICNF	DGPC	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND	População	ONGA's
Garante a exigência de condições que permitam satisfazer, de forma eficiente, a procura de eletricidade			Red	Red											
Promove a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados			Red												
Assegura a articulação com a rede de distribuição, contribuindo para a segurança do abastecimento				Red		Red					Red	Red	Red		
Defende uma maior integração de energias renováveis no sistema energético europeu (SEE) e uma maior flexibilidade do SEE	Blue		Blue	Blue	Blue						Blue	Blue		Blue	
Estabelece as Grandes Opções do Plano 2016-2019, na sua versão atual de 2017		Blue													
Estabelece a Política Energética Nacional		Blue													
Define os objetivos nacionais de redução de GEE		Blue													
Assegura o cumprimento dos objetivos da Política Energética Nacional, nomeadamente dos objetivos nacionais de redução de GEE				Blue	Blue										
Mantém uma base de dados atualizada para avaliar o grau de cumprimento dos objetivos nacionais de redução dos GEE				Blue	Blue										
Mantém uma base de dados atualizada para avaliar o grau de cumprimento dos objetivos nacionais de produção de energia proveniente de FER				Blue											
Mantém de uma base de dados atualizada da evolução da potência instalada e da produção renovável injetadas na RNT.											Blue				
Compila e disponibiliza informação referente à RNT											Blue				
Monitoriza a evolução das temperaturas médias, máximas e mínimas e a frequência de eventos climáticos extremos.									Blue						
Desenvolve cenários climáticos de curto e longo prazo com a escala adequada e fornecer informação útil aos interessados									Blue						
Define as perspetivas de desenvolvimento do território regional, assegurando uma adequada inserção territorial da RNT com a eventual salvaguarda de espaços-canal ou corredores orientadores necessários à concretização das estratégias da REN, SA.						Red			Red		Red	Red			
Participa nos processos de decisão, nomeadamente, no decorrer dos processos de AIA.			Blue			Red			Red		Red	Blue		Blue	
Compila, identifica e disponibiliza informação sobre áreas críticas e muito críticas sob o ponto de vista da conservação da natureza					Green		Red		Green					Green	Green

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (Internacionais, nacionais, regionais, intermunicipais, municipais, Reguladores, ONGs, ...)														
	ENTSO-E	Governo	ERSE	DGEG	APA	CCDR	ICNF	DGPC	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	REN	Operadores da RND	População	ONGA's
Gere o património cultural em Portugal Continental; fomenta a investigação, a inventariação e a divulgação do património arquitetónico e arqueológico no território															
Salvaguarda, valoriza e divulga o património cultural imóvel, móvel e imaterial															
Colabora com a REN durante a elaboração dos estudos ambientais, para a apreciação de impactes e tomada de ações preventivas e de mitigação															
Estabelece constante diálogo com as entidades competentes no âmbito da utilização do território (Câmaras Municipais, CCDR, ICNF, entre outras) abarcando a generalidade das fases dos projetos de infraestruturas elétricas: fase prévia de identificação de condicionantes, fase de estudos ambientais e fase de monitorização.															

Legenda:

FCD1 - Coesão Territorial e Social

FCD2 - Alterações Climáticas

FCD3 - Capital Natural e Cultural

Relativamente ao Quadro de Governação do PDIRT 2018-2027, e face ao proposto no âmbito do PDIRT 2020-2024 (2029), o principal aspeto a ressaltar é a sua permanência que, aliás, acompanha a transição de propostas da edição anterior do Plano para a presente edição, ou seja, mantendo-se o quadro geral das propostas, o quadro de entidades com competências e responsabilidades no âmbito dos potenciais efeitos das mesmas também se mantém. Acresce ainda o facto de, entre um plano e outro, não ter havido nenhuma reorganização administrativa do Estado que tivesse motivado alterações de vulto a verter na definição do QG deste plano.

### 3.2.3 Quadro de Referência Estratégico

Um Quadro de Referência Estratégico (QRE) pode ser definido como um *referencial de macropolíticas com relação direta, ou de alguma forma relevante, com a área do Plano e que servem de base à avaliação do mesmo. No caso do PDIRT, este quadro acolhe os objetivos ambientais e de sustentabilidade das macropolíticas estabelecidos em contextos internacionais, europeus e nacionais relevantes para a avaliação estratégica. O QRE deve fornecer as metas e orientações políticas que definem a sua direção estratégica. Deve também reconhecer e considerar outras orientações relevantes de planeamento ou programáticas que possam ter sinergias ou conflitos com o objeto da avaliação, o que é um requisito legal.*

No âmbito da AAE do PDIRT 2018-2027, para a definição do QRE, identificaram-se e analisaram-se, no âmbito nacional e internacional, as políticas (Agendas, Estratégias e Convenções), planos e programas enquadradores do Sector Elétrico. Identificaram-se ainda, para cada caso, as suas orientações estratégicas mais relevantes bem como as metas e objetivos específicos, nacionais ou internacionais, para cujo cumprimento o sector energético se vê obrigado a contribuir, em particular a REN, com um papel relevante, enquanto operador da rede de transporte de energia elétrica.

O critério de seleção dos documentos mais relevantes esteve associado aos objetivos do PDIRT e às consequências (positivas ou negativas) da sua implementação em três domínios: a) território e população, b) energia e alterações climáticas e c) ambiente.

O Quadro 5 inventaria os documentos que enquadraram o QRE do PDIRT 2018-2027, fundamentando brevemente a sua relação com os três domínios referidos, que também estiveram na base da definição dos FCD desse Plano, a saber:

Quadro 5 - Quadro de Referência Estratégico da AAE das estratégias de evolução da RNT (IC-FEUP & REN, 2018)

Território
Contribuição para um desenvolvimento mais harmonioso, onde se avaliam questões de natureza territorial e económica e social, associadas à competitividade e às desigualdades territoriais e sociais, nomeadamente:
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Materialização física da RNT (linhas, subestações e postos de corte e de seccionamento e de transição);</li> <li>• Localização dos centros de produção;</li> <li>• Disparidade espacial do consumo de energia elétrica;</li> <li>• Contraste espacial dos principais espaços de produção e de consumo;</li> <li>• Promoção de incorporação da energia produzida pelos novos centros de produção FER.</li> </ul>
Agenda 2030 das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável
Estratégia Europa 2020
Política de Coesão Europeia
Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plano Regional de Ordenamento do Território do Alentejo</li> <li>• Plano Regional de Ordenamento do Território do Algarve</li> </ul>
Programa Nacional para a Coesão Territorial
Plano Estratégico de Transportes e Infraestruturas 2014-2020
Portugal 2020 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos</li> <li>• Compete 2020</li> <li>• Programa Operacional Inclusão Social e Emprego</li> <li>• Programa Operacional Capital Humano</li> </ul>
Plano Nacional de Emergência de Proteção Civil
Avaliação Nacional de Risco

## Energia e Alterações Climáticas

Contribuição para o setor energético, englobando a produção e o seu respetivo potencial, o transporte da energia e o consumo, onde se avaliam questões associadas ao mercado da energia, à eficiência energética, à diversificação de fontes primárias de energia (*mix* energético) e à mitigação e adaptação às alterações climáticas, conducentes:

- A uma maior competitividade, crescimento e independência energética e financeira do país;
- À segurança de abastecimento;
- A uma progressiva descarbonização da economia;
- À mitigação dos impactos negativos associados às Alterações Climáticas;
- Ao incremento da resiliência dos sistemas biofísicos e socioeconómicos.

### Acordo de Paris

- 22ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (COP22) - Marraquexe
- V Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas

### Quadro Europeu Clima-Energia para 2030

- Diretiva Energias Renováveis
- Diretiva de Eficiência Energética
- Pacote Europeu Energia-Clima para 2020

### Estratégia da União Europeia para a Adaptação às Alterações Climáticas

### Quadro de *Sandai* para a Redução de Risco de Catástrofe 2015-2030

### Lei de Bases da Política de Ambiente

### Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020

### Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016

### Quadro Estratégico para a Política Climática

- Programa Nacional para as Alterações Climáticas
- Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas

### Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050

### Compromisso para o Crescimento Verde

### Grandes Opções do Plano para 2016-2019

### Grandes Opções do Plano para 2017

### Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017 - 2030

### CELE 2021-2030 - Comércio Europeu de Licenças de Emissão (Diretiva (EU) 2018/410 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de março)

### Protocolo de Quioto

## Ambiente

Contribuição para o desenvolvimento da RNT, respeitando as orientações estratégicas ou programáticas associadas à componente natural e humana do ambiente e à salvaguarda da qualidade ambiental, conducentes:

- À conservação e proteção dos elementos naturais (biodiversidade, fauna e flora);
- À conservação e proteção dos elementos patrimoniais (arquitetónicos e arqueológicos);
- À adequada integração da RNT na paisagem.

### Convenção Europeia para a Paisagem

- A Paisagem na Revisão dos PDM (DGOTDU)

### Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural

- Proposta de Alteração da Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural

#### Carta Europeia do Património Arquitetónico

- Convenção para a Salvaguarda do Património Arquitetónico da Europa

#### Convenção Europeia para a Proteção do Património Arqueológico

#### Lei de Bases da Política de Ambiente

#### Lei de Bases da Política do Regime de Proteção e Valorização do Património Cultural

#### Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ENCNB 2020 - proposta de revisão)

- Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade
- Convenção *Ramsar*
- Plano Sectorial da Rede Natura 2000
- Estratégia Nacional para as Florestas

#### Regime Jurídico de Salvaguarda do Património Imaterial

De uma forma resumida, a análise destes documentos, dando especial atenção às orientações e diretrizes estratégicas que deles emanam, assim como dos instrumentos legais em vigor, permitiu identificar e sistematizar, para cada um dos domínios considerados, quais seriam os efeitos esperados das propostas do PDIRT 2018-2027, assegurando uma contribuição positiva e relevante da REN no cumprimento dos macro objetivos estratégicos do QRE (Quadro 6).

Quadro 6 - Alinhamento do PDIRT 2018-2027 com QRE (IC-FEUP & REN, 2018)

No Território:	Para a <i>Energia</i> e as <i>Alterações Climáticas</i> :	Nos vários <i>domínios ambientais</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Salvar a integridade física do território considerando, sempre que possível, os princípios e os critérios subjacentes a opções de localização de infraestruturas, equipamentos, serviços e funções patentes nos instrumentos de gestão territorial</li> <li>• Promover a competitividade económica</li> <li>• Promover a equidade social e territorial</li> <li>• Promover um desenvolvimento territorial mais equilibrado aproveitando o carácter descentralizado das FER</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduzir a dependência energética do país face ao exterior</li> <li>• Reforçar, no contexto europeu, as interligações energéticas e consolidar o mercado ibérico da energia</li> <li>• Promover a descarbonização da economia em linha com as metas europeias definidas para o sector electroprodutor</li> <li>• Incrementar a incorporação de energias renováveis no sector electroprodutor</li> <li>• Assegurar uma maior resiliência da rede face aos cenários de alterações climáticas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover a conservação e a proteção de espécies e habitats</li> <li>• Salvar a adequada provisão de bens e serviços dos ecossistemas</li> <li>• Salvar a paisagem, preservando o seu carácter, qualidades e valores</li> <li>• Assegurar a proteção e a conservação do património cultural e natural</li> <li>• Promover a qualidade ambiental, paisagística, natural e cultural</li> </ul>

O PDIRT 2020-2024 (2029) constrói-se e apresenta um conjunto de propostas que se articulam com um QRE que, no essencial, se mantém relativamente à anterior edição do PDIRT e ao qual temos vindo a fazer alusão. No entanto, cabe aqui ressaltar escassas alterações, nomeadamente:

- o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050);
- o Plano Nacional Energia-Clima (PNEC 2030);
- a Diretiva CELE 2021-2030 - Diretiva EU 2018/410.



À data, tanto o RNC 2050 como o PNEC 2030 se encontram em Consulta Pública, não existindo ainda versões finais dos mesmos. Dos documentos identificados não resultam orientações estratégicas de base ou requisitos legais em sentido diferente dos já considerados, pelo que não houve necessidade, à data, de prever a reversão de decisões ou estratégias no sector da energia e, em particular, no desenvolvimento futuro da RNT.

### 3.2.4 Questões Estratégicas

À semelhança das edições anteriores, o PDIRT 2018-2027 incluía um desenho de soluções de rede em sintonia com um conjunto de diretrizes estratégicas, a diferentes níveis, considerados relevantes pelo ORT (Operador da Rede de Transporte), a saber:

- Política energética;
- Segurança do abastecimento;
- Qualidade do serviço;
- Competitividade;
- Eficiência;
- Valorização socio-ambiental.

Em consonância com a REN, enquanto ORT, as alternativas estratégicas submetidas a AAE, nas anteriores edições do PDIRT, emergem no quadro das orientações da política nacional para o sector, do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA), da manutenção dos padrões de segurança, operação e serviço estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte e nos Regulamentos de Operação da Rede e da Qualidade de Serviço e da compatibilização com o plano decenal à escala europeia, com a rede de transporte de Espanha e com a rede nacional de distribuição.

Sendo uma das responsabilidades do ORT, assegurar a ligação entre as fontes de produção de energia e o consumo, no enquadramento das políticas energéticas nacionais, foi necessário ter uma perspetiva dos potenciais novos focos de produção, de modo a identificar as zonas do território cuja cobertura da RNT, em termos de capacidade de transporte, não é suficiente para garantir os potenciais volumes de nova potência a ligar.

Acresce ainda que as soluções de rede consideradas pela REN visam ir ao encontro das políticas energéticas nacionais, nomeadamente no objetivo de tornar o sector energético mais competitivo e sustentável *através da promoção da eficiência energética, do combate à dependência externa, da diversificação das fontes primárias. Para tal, a criação de condições para incrementar a exploração do potencial de produção das energias renováveis (nomeadamente de origem solar), bem como a consideração da eletricidade como um bem transacionável e passível de ser exportado, requerendo um reforço das interligações com a Europa, são dois aspetos estratégicos muito presentes no desenho das soluções apresentadas no PDIRT 2018-2027.*

Neste sentido, as QE associadas à evolução da RNT do PDIRT 2018-2027, em continuidade das QE que nortearam a AA do PDIRT 2012-2017 (2022) e do PDIRT 2009-2014 (2019), podem-se sintetizar nos seguintes desafios:

- Manter o compromisso de satisfazer a procura de energia elétrica;
- Apresentar soluções que permitam satisfazer as solicitações de ligação dos novos centros de produção, em particular, as provenientes do potencial solar, para ligações à RNT;
- Contribuir para a descarbonização da economia (estimando-se que a estratégia mínima de evolução da RNT possa induzir uma redução nas emissões de CO<sub>2</sub> de cerca de 136 kton/ano);
- Assegurar um nível de qualidade de serviço compatível com o exigido pelos Regulamentos da Operação da Rede e da Qualidade de Serviço;
- Assegurar as capacidades de interligação com Espanha;



- Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente, relacionadas com infraestruturas desta natureza.

Assim sendo, e no que respeita às QE do PDIRT 2020-2024 (2029), há a assinalar uma permanência de desafios, vertidos nas propostas apresentadas que são, no essencial, as mesmas de anteriores edições do PDIRT e, portanto, já foram objeto de AA.

### 3.2.5 Questões Ambientais e de Sustentabilidade

As Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) contribuem para a *identificação de problemas e de potencialidades* associadas ao Plano, assim como para a identificação das *oportunidades de desenvolvimento* e das *questões determinantes para a sua avaliação* (Partidário, 2012). Não resultando necessariamente de uma transição direta dos fatores ambientais definidos legalmente, as QAS devem relacionar-se com os aspetos aí referidos. No caso do PDIRT 2018-2027 selecionaram-se as seguintes QAS:

- Áreas protegidas de Fauna e Flora;
- Património natural e Geossítios;
- Património cultural;
- Paisagem;
- Energia e Alterações climáticas;
- Áreas Urbanas;
- Perceção do risco, ruído e campos eletromagnéticos;
- Uso do solo, espaços-canal e presença de outras infraestruturas;
- Riscos naturais.

No essencial, o PDIRT 2020-2024 (2029), pela natureza e características das propostas apresentadas e atendendo principalmente à permanência das mesmas relativamente à anterior edição do PDIRT, deve ser considerado no mesmo quadro de QAS, ou seja, sem alterações.

### 3.2.6 Análise comparativa com outras edições do PDIRT

Até à apresentação da atual proposta de PDIRT, e como se tem vindo a referir, ocorreram três avaliações ambientais de edições anteriores, a saber:

- PDIRT 2009-2014 (2019);
- PDIRT 2012-2017 (2022), e;
- PDIRT 2018-2027.

Nos quadros seguintes apresentam-se, de uma forma sintética e para as AA realizadas sobre os respetivos PDIRT, a evolução que ocorreu desde a primeira Avaliação Ambiental até ao momento presente em que se apresenta esta Nota Técnica sobre a AA do PDIRT 2020 - 2024 (2029).

No Quadro 7 salientam-se as Questões Estratégicas (QE) que têm estado subjacentes à elaboração das anteriores edições do Plano e à atual proposta de PDIRT.

Quadro 7 - Evolução das Questões Estratégicas ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT

2020 - 2024 (2029)	PDIRT			Observações
	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)	
<p><i>Constata-se que, na eventualidade de realização de AA e à data, as questões estratégicas que norteiam a expansão da RNT não sofreram alterações que invertam o curso das diretrizes que têm vindo a ser seguidas</i></p>	Manter o compromisso de satisfazer a procura de energia elétrica	Garantir o abastecimento dos consumos	Garantir o abastecimento dos consumos	Perante uma dinâmica de evolução do consumo com alterações de pouca relevância, tem sido preocupação constante a manutenção dos abastecimentos aos diversos tipos de consumidores, com elevados padrões de qualidade do serviço.
	Apresentar soluções que permitam satisfazer as solicitações de ligação dos novos centros de produção, em particular, as provenientes do potencial solar, para ligações à RNT	Assegurar condições adequadas para a receção da produção	Assegurar condições adequadas para a receção da produção	A produção de eletricidade a partir de FER tem vindo a ser incrementada. Os Planos da última década têm sofrido ajustes de forma a dar resposta às metas nacionais de FER, nomeadamente, quanto ao crescimento da produção de energia solar.
	Assegurar as capacidades de interligação com Espanha	Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)	Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)	As questões relacionadas com o MIBEL têm-se mantido ao longo dos vários PDIRT. Os PDIRT mais recentes tornaram mais explícito o seu compromisso com a descarbonização da economia, em linha com os documentos nacionais e europeus de orientação estratégica para o sector energético.
	Assegurar um nível de qualidade de serviço compatível com o exigido pelos Regulamentos da Operação da Rede da Qualidade de Serviço	Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço	Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço	A responsabilidade de assegurar a qualidade do serviço constitui uma das obrigações do ORT. Como tal, em todas as edições do Plano, a REN indica as ações a desenvolver para garantir a manutenção da qualidade de serviço.
	Contribuir para a descarbonização da economia (estimando-se que a estratégia mínima de evolução da RNT possa induzir uma redução nas emissões de CO <sub>2</sub> de ≈ 136 kton/ano)			
Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente, relacionadas com infraestruturas desta natureza			Apesar de, desde sempre, constituir uma das questões prioritárias na atuação da REN, apenas na última edição do PDIRT e na atual proposta se salienta como uma QE.	

Como se constata, as diretrizes associadas ao incremento das FER na produção de eletricidade, à qualidade do serviço, à satisfação da procura, ao aumento da capacidade de interligação são transversais a todas as edições do Plano. Mais recentemente, fruto do contexto internacional e posterior enquadramento nacional, as preocupações ambientais assumiram maior evidência, particularmente no que respeita à salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente e à participação na descarbonização da economia e passaram a constar das QE enunciadas.

No Quadro 8 evidenciam-se as Questões Ambientais e de sustentabilidade (QAS) que têm estado subjacentes à elaboração das anteriores edições do Plano e à atual proposta de PDIRT. Da síntese efetuada conclui-se que as QAS têm permanecido atuais, embora na AA de edições mais recentes do PDIRT, o enfoque nas questões associadas às Alterações Climáticas, aos riscos e à perceção desses riscos tenham adquirido uma valorização mais explícita.

Quadro 8 - Evolução das Questões Ambientais e de Sustentabilidade ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT

2020 - 2024 (2029)	PDIRT		
	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
<i>Constata-se que, na eventualidade de realização de AA, não ocorreram alterações que suscitasse modificações às QAS, pelo que os resultados da mesma seriam muito semelhantes aos da AA realizada sobre a última edição do PDIRT</i>	Áreas Protegidas de Fauna e Flora	Fauna e áreas protegidas	Fauna e áreas protegidas
	Património natural e Geossítios	Paisagem e património	Paisagem e património
	Património cultural		
	Paisagem		
	Energia e Alterações climáticas	Energia	Energia
	Perceção do risco, ruído, campos eletromagnéticos	Saúde e populações Ruído	Saúde e populações Ruído
	Áreas Urbanas Uso do solo, Espaços-Canal e presença de outras infraestruturas, Riscos naturais	Rede urbana, espaço canal e grandes infraestruturas	Rede urbana, espaço canal e grandes infraestruturas

No Quadro 9 destaca-se o Quadro de Referência Estratégico (QRE) que tem suportado a elaboração das anteriores edições do Plano e à atual proposta de PDIRT.

Do que é dado a observar, no que respeita ao Quadro de Referência Estratégico tem havido uma grande permanência dos documentos considerados relevantes, ressalvando a atualização dos mesmos em versões sucessivas conformes com a evolução das orientações que definem para os sectores em causa, em linha com as políticas nacionais e internacionais.

Salienta-se, também, o crescente protagonismo das orientações associadas à descarbonização da economia na sua relação com a produção e o consumo de energia.

Quadro 9 - Evolução do Quadro de Referência Estratégico ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT

PDIRT			
2020 - 2024 (2029)	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
<p><i>Constata-se que, na eventualidade de realização de AA, o quadro de referência estratégico se manteria semelhante. A nota mais relevante de alteração está relacionada com a intenção nacional e europeia de acelerar a descarbonização da economia, conforme previsto nas edições em consulta pública do RNC 2050 e do PNEC 2030 e nas versões mais atuais do RMSA-E e da Diretiva CELE</i></p>	Agenda 2030 das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável	Estratégia para o Desenvolvimento Sustentável da UE	Estratégia para o Desenvolvimento Sustentável da UE
	Estratégia Europa 2020	Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável 2005 - 2015	Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável 2005-2015
	Política de Coesão Europeia	Plano Nacional de Ação Ambiente e Saúde 2008-2013 (PNAAS)	Plano Nacional de Ambiente e Saúde (PNAAS)
	Programa Nacional para a Coesão Territorial		
	Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território	Programa Nacional de Política de Ordenamento do Território (PNPOT)	Programa Nacional de Política de Ordenamento do Território
	Plano Regional de Ordenamento do Alentejo	Plano Regional de Ordenamento do Oeste e Vale do Tejo	
	Plano Regional de Ordenamento do Algarve	Plano de Ordenamento Regional da Área Metropolitana de Lisboa	
		Plano Regional de Ordenamento do Alentejo	
		Plano Regional de Ordenamento do Algarve	
	Portugal 2020	Quadro de Referência Estratégico Nacional 2007-2013	Quadro de Referência Estratégico Nacional 2007-2013
Plano Estratégico de Transportes e Infraestruturas 2014-2020			
Acordo de Paris	Livro Verde - Estratégia Europeia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura	Livro Verde - Estratégia para uma Energia Sustentável, Competitiva e Segura	
Quadro Europeu Clima-Energia para 2030	Política Energética para a Europa	Política Energética para a Europa	
Diretiva Energias Renováveis	Energia 2020. Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura	Plano de Ação Europeu para a Eficiência Energética	
Diretiva de Eficiência Energética	Plano estratégico europeu para as tecnologias energéticas [SET-Plan]		
Pacote Europeu Energia Clima para 2020	Plano de Ação Europeu para a Eficiência Energética		

PDIRT			
2020 - 2024 (2029)	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
	Estratégia da União Europeia para a Adaptação às Alterações Climáticas	Programa Europeu para as Alterações Climáticas (ECEP)	Programa Europeu para as Alterações Climáticas (ECEP)
	Quadro de <i>Sendai</i> para a Redução de Risco de Catástrofe 2015-2030	Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2006	Programa Nacional para as Alterações Climáticas (2006)
	Plano Nacional de Emergência de Proteção Civil		
	Avaliação Nacional de Risco		
	Quadro Estratégico para a Política Climática	Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020)	Estratégia Nacional para a Energia
	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis	
	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016		
	Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050		
	Compromisso para o Crescimento Verde		
	Grandes Opções do Plano para 2016-2019		
	Grandes Opções do Plano para 2017		
	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017 - 2030		
	CELE 2021-2030 - Comércio Europeu de Licenças de Emissão (Diretiva EU 2018/410 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de março)	Protocolo de Quioto	Protocolo de Quioto
	Protocolo de Quioto		
	Lei de Bases da Política de Ambiente		
	Convenção Europeia para a Paisagem	Convenção Europeia da Paisagem	Convenção Europeia da Paisagem

PDIRT			
2020 - 2024 (2029)	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
	Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural  Convenção Europeia para a Proteção do Património Arqueológico  Carta Europeia do Património Arquitetónico  Regime Jurídico de Salvaguarda do Património Imaterial  Lei de Bases da Política do Regime de Proteção e Valorização do Património Cultural	Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural           Estratégia Europeia sobre a Biodiversidade  Estratégia Nacional da Conservação da Natureza e Biodiversidade (ENCB)  Plano Sectorial da Rede Natura 2000  Planos Regionais de Ordenamento Florestal	Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural           Estratégia Europeia sobre a Biodiversidade  Estratégia Nacional da Conservação da Natureza e Biodiversidade (ENCNB)  Plano Sectorial da Rede Natura 2000 (PSRN2000)      Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico - (PNBEPH) 2007-2020

No Quadro 10 apresentam-se os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) considerados nas diversas AA de anteriores edições do PDIRT.

Quadro 10 - Evolução dos FCD ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT

PDIRT			
2020-2024 (2029)	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
<i>Constata-se que, na eventualidade de realização de AA, não existiriam razões que justificassem alteração dos FCD selecionados e já avaliados</i>	Coesão territorial e social  Alterações climáticas  Capital natural e cultural	Ordenamento do território  Energia  Fauna	Ordenamento do território  Energia  Fauna

Relativamente à sua definição, houve na primeira metade da década uma continuidade a que se seguiu uma redefinição dos FCD, com a introdução das ‘alterações climáticas’ e a atualização do conteúdo e designação dos que estavam associadas ao Ordenamento do Território e à Fauna que foram substituídos, respetivamente, pela Coesão Territorial e Social e pelo Capital Natural e Cultural. Estas alterações vieram retratar não só a relevância destes novos FCD no planeamento da RNT como o valor que a sua consideração poderia trazer para a definição das diretrizes de evolução da rede, sem descuidar os devidos cuidados com o território, população e ambiente, em consonância com os quadros de referência (QRE), com as questões estratégicas (QE) e com as questões ambientais e de sustentabilidade (QAS).

Por último, no Quadro 11 são apresentadas as entidades que se associaram ao Quadro de Governação ao longo da AA das últimas edições do PDIRT. Consta-se que há uma considerável permanência das mesmas, o que reflete reduzidas alterações ao modelo de governação nacional com a consequente manutenção das orientações estratégicas que delas decorrem.

Quadro 11 - Evolução do Quadro de Governação ao longo das AAE realizadas sobre os respetivos PDIRT

2020-2024 (2029)	PDIRT		
	2018-2027	2012-2017 (2022)	2009-2014 (2019)
<i>Constata-se que, na eventualidade de realização de AA, o quadro de governação se manteria semelhante</i>	ENTSO-E	REN	REN
	Governo	DGEG	DGEG
	ERSE	APA	APA
	DGEG	Comissão para as Alterações Climáticas (MAOTDR)	CCDR
	APA		Câmaras Municipais
	CCDR	CCDR	ICNB
	ICNF	Câmaras Municipais	ONGA's
	DGPC	ICNB	População em geral
	DGT	ONGA's	
	IPMA	População em geral	
	Câmaras Municipais		
	REN		
	Operadores da RND		
	ONGA's		
População			

### 3.3 Seguimento e Monitorização

#### 3.3.1 Enquadramento

Como objetivos do processo de avaliação e controlo ambiental implementado na REN, à semelhança do realizado no passado, salientam-se:

- a verificação do cumprimento dos objetivos específicos da AAE do PDIRT;
- o seguimento das diretrizes de planeamento e gestão e das diretrizes de monitorização identificadas no Relatório Ambiental e incluídas na Declaração Ambiental;

- a verificação da eficácia e operacionalidade do quadro de governança;
- o apuramento e verificação da adequabilidade dos indicadores de monitorização;
- a verificação das alterações ao Quadro de Referência Estratégico (QRE) e imposições / orientações adicionais;
- a identificação de situações de incerteza e inesperadas que, entretanto, se tenham colocado ao processo de planeamento, a fim de as identificar atempadamente e adotar as medidas necessárias que assegurem o melhor desempenho ambiental;
- a verificação da eficácia da AAE.

Esta fase de monitorização constitui-se como o encerramento do ciclo de planeamento anterior e início de um novo ciclo de planeamento, podendo-se salientar o seu papel na AAE com a relevância dos seguintes aspetos:

- Introdução de melhorias no processo de planeamento;
- Introdução de melhorias em futuros processos de avaliação e de planeamento;
- Garantia dos objetivos da AA a longo termo;
- Informação sobre eventuais impactes ambientais significativos decorrentes da implementação de planos ou programas.

A abordagem metodológica consistiu:

- no apuramento e modo de implementação das medidas constantes das diretrizes de planeamento e gestão, e;
- no apuramento dos indicadores associados às diretrizes de monitorização.

Nos pontos seguintes apresentam-se os principais resultados, assim como breves conclusões, sobre a implementação do processo de seguimento e monitorização da edição mais recente do PDIRT (2018-2027).

A identificação das principais alterações ao QRE, QG, QE e QAS consta do ponto antecedente (3.2).

### 3.3.2 Seguimento

No que respeita às Diretrizes de Planeamento e Gestão, constata-se que, não só esta nova proposta de PDIRT como os projetos subsequentes a anteriores edições do Plano, manifestam a integração das referidas Diretrizes. No Quadro 12 sistematiza-se a ligação entre as medidas propostas e a sua consideração em versões posteriores do Plano ou nos projetos aprovados.

Quadro 12 - Sistematização das diretrizes de Planeamento e Gestão

Medidas propostas	PDIRT 2020-2024(2029)	Projetos	ERAE
<b>FCD1 - Coesão Territorial e Social</b>			
Garantir que sejam adotadas soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas, nomeadamente em áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso;	---	Considerado durante a elaboração do projeto das linhas e de subestações	APA, CCDR, ICNF, DGPC, ...
Assegurar que a solução de implantação da estratégia selecionada se afasta,	---	Considerado durante a elaboração do projeto	APA, CCDR, DGS



Medidas propostas	PDIRT 2020-2024(2029)	Projetos	ERAE
sempre que possível, de áreas urbanas e de habitações isoladas;		das linhas e de subestações	
Assegurar que a solução de implantação da estratégia selecionada tem em conta o risco sísmico;	---	Considerado durante a elaboração do projeto das linhas e de subestações	LNEG
Continuar a promover a realização de ações de sensibilização das populações, à semelhança do realizado no projeto MEDEA, de forma a aumentar o conhecimento da população sobre infraestruturas desta natureza;	---	Esta ação de sensibilização continua a ser desenvolvida e implementada	
Sensibilizar a população em geral para os processos de participação pública a decorrer no âmbito de futuros planos e projetos, nomeadamente no decorrer dos processos de AIA.	---	Na elaboração dos projetos de linhas e de subestações e durante a Consulta Pública no decurso dos processos de AIA	APA; CCDR, DGEG
<b>FCD2 - Alterações Climáticas</b>			
Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para uma incorporação crescente de FER no <i>mix</i> energético da produção de eletricidade;	Incorporado no PDIRT, constitui um dos pressupostos da proposta, juntamente com o RMSA-E	---	DGEG, APA
Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para a tendência decrescente de emissões de GEE no setor electroprodutor e, por esta via, para a descarbonização da economia portuguesa;	Incorporado no PDIRT, uma vez que os novos montantes de FER contribuem para a transição energética que se pretende acompanhar	---	DGEG, APA
Assegurar que a estratégia de evolução da RNT contribua para a resiliência da rede, afastando-se de áreas de risco associadas a eventos climáticos extremos.	---	Considerado durante a elaboração dos projetos, através dos critérios de dimensionamento e da seleção dos locais de implantação	APA
<b>FCD3 - Capital Natural e Cultural</b>			
Deverá ser promovida a troca de informações entre entidades, especialmente aquelas que possuem responsabilidades ambientais específicas, de modo a privilegiar a atualização dos dados de base, nomeadamente no que se refere à atualização e acessibilidade das bases de dados de valores patrimoniais e ecológicos, e respetiva georreferenciação;	---	Recolha de informação promovida durante a elaboração de projetos das linhas e de subestações e em ações de monitorização	ICNF, DGPC, CCDR, DGT
Deverá ser promovida a articulação com as estratégias nacionais e europeias, nomeadamente sobre a biodiversidade, a paisagem e o património, no sentido de compatibilizar políticas;	---	Os projetos desenvolvidos, em elaboração e que se irão iniciar, cumprem o disposto nas referidas estratégias	ICNF, DGPC, APA
Deverá ser promovida a utilização de corredores/ espaços canais existentes,	---	Os projetos desenvolvidos, em elaboração e que se	ICNF, DGPC

Medidas propostas	PDIRT 2020-2024(2029)	Projetos	ERAE
preferencialmente nas situações em que os mesmos se encontrem implantados em áreas sensíveis, nomeadamente áreas de importância conservacionista e áreas de interesse patrimonial;		irão iniciar, cumprem o disposto nas referidas estratégias	
Deverá ser aplicado o <i>know-how</i> adquirido com a experiência dos processos de AIA, de modo a minimizar os efeitos negativos na biodiversidade, nomeadamente na avifauna, e de modo a promover a melhor integração das infraestruturas na paisagem;	---	É integrado no desenvolvimento de novos projetos das linhas e de subestações todo o conhecimento advindo de anteriores processos de AIA e dos resultados de monitorizações realizadas	ICNF
Deverá ser incentivada a transformação dos corredores da rede elétrica em corredores ecológicos;	---	Para incentivar a implementação desta diretriz a REN elaborou um documento sobre a “Serviçã de Linhas de Transporte de Eletricidade” onde menciona as condições para utilização dos seus corredores	ICNF, Câmaras Municipais, ONGA’s
Deverá ser introduzida, em processos de AIA a realizar nos concelhos que integram a Reserva <i>DarkSky</i> ® Alqueva (constituída pelos seis concelhos adjacentes ao Alqueva: Alandroal, Barrancos, Moura, Mourão, Portel e Reguengos de Monsaraz), a avaliação do potencial aumento da poluição luminosa induzida por novas infraestruturas elétricas.	---	Integrado nos projetos de linhas e subestações que se desenvolvem nos concelhos enunciados, manifestando-se essa exigência logo ao nível do Caderno de Encargos dessas infraestruturas	

### 3.3.3 Monitorização

Na sequência da aprovação do PDIRT 2018-2027 iniciou-se o processo de monitorização do mesmo cujo resumo se apresenta no Quadro 13.

Quadro 13 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRT 2018-2027

Indicadores de monitorização	2018
<b>FCD1 - Coesão Territorial e Social</b>	
<b><i>Ordenamento do Território</i></b>	
Número de pedidos de parecer à DGS (através da apresentação dos elementos identificados)	- <sup>1</sup>
Extensão (km) de traçados reconstruídos	0
Número de participações da REN em Comissões Consultivas de PDMs	11

<sup>1</sup> Propõe-se a eliminação deste indicador uma vez que, atualmente, a DGS faz parte das Comissões de Avaliação de procedimentos de AIA.

Indicadores de monitorização	2018
<b>Competitividade Económica</b>	
Número de pedidos de ligação à RNT	244
Potência de origem renovável (MW) em funcionamento	13 552
Perdas anuais na RNT (GWh)	785
<b>Equidade social e territorial</b>	
Descrição das iniciativas de informação e divulgação dos CEM's	Projeto MEDEA
Caracterização da população abrangida	252 alunos 27 docentes 25 instituições de ensino em Portugal
Número e custo (€) de projetos de investigação apoiados na área ambiental	1 <sup>2</sup>
Número de episódios (de natureza sísmica) que resultaram em energia não fornecida	0
<b>FCD2 - Alterações Climáticas</b>	
<b>Mitigação das alterações climáticas</b>	
N.º de pedidos de ligação efetuados à RNT, por tipo de FER e por ano:	
• Eólica	20
• Hídrica	1
• Solar	223
Incorporação de FER na rede, por tipo e por ano (%):	26%
• Eólica	36%
• Hídrica	3%
• Solar	3%
• Biomassa	3%
Taxa de descarbonização do sector relativamente ao ano base (2004 <sup>3</sup> )	22%
<b>Adaptação às alterações climáticas</b>	
Rácio do número total de interrupções devidas a eventos climáticos excecionais pelo n.º total de interrupções no período de um ano	25%
Rácio da energia não fornecida devido à ocorrência de eventos climáticos extremos pelo total da energia não fornecida, no período de um ano	94%
Rácio da duração das interrupções devidas a eventos climáticos excecionais pela duração do n.º total da globalidade das interrupções, no período de um ano	72%
Número de eventos climáticos extremos e de carácter excecional que resultaram de planos de emergência no período de um ano	0
<b>FCD3 - Capital Natural e Cultural</b>	
<b>Afetação da Paisagem e Património Cultural Natural</b>	
Área artificializada pelas infraestruturas da RNT (ha) <sup>4</sup>	528.11

<sup>2</sup> Atualmente não é possível fornecer, de forma agregada, os investimentos realizados.

<sup>3</sup> Momento a partir do qual existe informação disponível.

<sup>4</sup> Valor acumulado até final de 2018.

Indicadores de monitorização	2018
Rácio entre o número de medidas de minimização relativas à paisagem inscritas em Declarações de Impacte Ambiental e as medidas efetivamente implementadas	0 <sup>5</sup>
Número de projetos concretizados no âmbito da integração paisagista	0
Número de obras com acompanhamento arqueológico durante a fase de construção	1
Descrição das iniciativas de informação e divulgação	Acompanhamento arqueológico realizado no âmbito do projeto Rearborização da Linha Elétrica Carrapatelo - Estarreja 3, a 220kV.

### 3.4 Estado de implementação do PDIRT

Entendendo que é necessário fazer um ponto de situação em relação à efetiva concretização das diversas edições do PDIRT, apresenta-se no Quadro 14 uma síntese dos principais projetos de expansão que constavam dos mesmos, tendo sido incluído um campo de observações no qual se identifica a fase em que cada um se encontra.

Quadro 14 - Síntese dos projetos constantes de anteriores edições do PDIRT

Designação do projeto	PDIRT				Observações
	2018-27	2016-25	2014-23	2012-22	
Linha Pedralva - Sobrado, a 400 kV	X	X	X	X	Previsto na atual proposta de PDIRT
Eixo da RNT entre Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira, a 400 kV	X	X	X	X	Em fase de concurso para adjudicação e início da elaboração dos estudos ambientais
Linha dupla Ribeira de Pena - Vieira do Minho 1/2, a 400 kV	X	X	X	X	DIA desfavorável
Linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV, troço entre a subestação e o apoio P49 da Linha Carrapatelo-Estarreja 3, a 220 kV (400 kV)	X	X	X	X	DIA favorável condicionada
Subestação de Pegões 400/600 kV, Subestação do Divor 400/600 kV e Linha associada Divor-Pegões, a 400 kV	X	X	X	X	DIA favorável condicionada
Ligação Falagueira - Fundão, a 400 kV (Troço Castelo Branco - Fundão, Subestação do Fundão e Abertura da Linha Penamacor - Ferro para a Subestação do Fundão)	X	X	X	X	DIA favorável condicionada
Subestação de Alcochete 400/60 kV e linhas de ligação associadas (Linha	-	X	X	X	Entrou em exploração em 2017

<sup>5</sup> Durante o ano de 2018 não foram emitidas DIA. Foi emitida a DCAPE da Subestação de Ribeira de Pena, a 400/60 kV. A obra ainda não se iniciou, pelo que ainda não foram implementadas as medidas relativas à paisagem e à integração paisagística.

Designação do projeto	PDIRT				Observações
	2018-27	2016-25	2014-23	2012-22	
aérea, a 400 kV, Alcochete-Fanhões e Linha aérea, a 400 kV, Alcochete - Palmela)					
Ampliação para 400 kV da Subestação de Penela 220/60 kV	-	X	X	X	Projeto retirado devido à não concretização da central de Girabolhos
Linha Pedralva - "Vila Fria B" a 400 kV	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2016
Abertura da Linha Aérea, a 150 kV, Terras Altas de Fafe - Riba de Ave, para futura Subestação de Fafe	-	-	X	X	Entrou em serviço em 2016
Linha Vieira do Minho - Pedralva 2, a 400 kV e desvio da Linha Frades - Caniçada, a 150 kV	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2015
Abertura de Linha da Linha Caniçada - Riba de Ave 2/Guimarães, a 150 kV, para a subestação de Fafe	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2014
Subestação de Fafe 150/60 kV	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2014
Eixo da RNT entre Vila do Conde, Vila Fria B e a Rede Elétrica de Espanha, a 400 kV	X	X	X	X	DIA favorável condicionada
- Linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, a 400 kV (Troço Intermédio)	-	X	X	X	DIA favorável condicionada
- Linha Dupla Ponte de Lima - Fontefria, troço português, a 400 kV	X	X	X	X	Em processo de AIA
Linha Batalha-Paraimo, 400 kV, para a subestação de Penela (Estudo Prévio)	-	X	X	X	Projeto retirado devido à não concretização da central de Girabolhos
Linha Penela-Vila Chã B, a 400 kV e Subestação de Vila Chã B 400/60 kV	-	X	X	X	Projeto retirado devido à não concretização da central de Girabolhos
Linhas de Ligação a 400 kV dos Reforços de Potência dos Aproveitamentos Hidroelétricos de Salomonde II e de Venda Nova III ao Posto de Corte de Vieira do Minho	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2016
Posto de Corte de Vieira do Minho a 400 kV (Projeto de Execução)	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2014
Eixo da RNT entre Carrapateiro, Fridão, Ribeira de Pena e Vila Pouca de Aguiar, a 400 kV	X	X	X	X	DIA favorável condicionada DCAPE favorável condicionado
Abertura da Linha Valdigem/Vermoim na zona de Sobrado para a Subestação de Vila do Conde	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2015

Designação do projeto	PDIRT				Observações
	2018-27	2016-25	2014-23	2012-22	
Linha Valpaços - Vila Pouca de Aguiar, a 220 kV. Troço entre o apoio 55 e o apoio 99	-	-	-	X	Entrou em exploração em 2013
Linha Armamar - Recarei, a 400 kV entre P22 e P52 (antigo37) e Desvios de Linhas Associadas	-	-	-	X	Entrou em exploração em 2013
Linha Carrapatelo - Estarreja 3, a 220 kV e Modificação da Linha Carrapatelo - Estarreja 2/ Carrapatelo - Mourisca a 220 kV	-	-	X	X	Entrou em exploração em 2014

## 4 DESCRIÇÃO DO PLANO ATUAL: PDIRT 2020-2024(2029)

Na *Proposta do PDIRT 2020-2024 (2029): Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT de eletricidade* definem-se as estratégias de evolução e modernização da rede de transporte de eletricidade, identificando as infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar, os investimentos necessários e a respetiva calendarização.

Em termos organizacionais, a proposta de PDIRT 2020-2024 (2029) envolve, no seu global, um horizonte temporal decenal dividido em dois períodos. No primeiro quinquénio (2020-2024) contém um conjunto de projetos com maior grau de certeza e definição, em particular aqueles a realizar nos três primeiros anos do Plano (2020-2022), enquanto que, no segundo quinquénio (2025-2029), assume um carácter de teor predominantemente indicativo, tanto quanto a potenciais reforços de rede apresentados, como às respetivas datas de implementação.

A este respeito é importante salientar que o PDIRT é revisto a cada dois anos, ou seja, até 2024, final do primeiro quinquénio da atual proposta de PDIRT, serão preparadas e apresentadas duas outras edições (PDIRT 2022 - 2031 e PDIRT 2024 - 2033).

Em conformidade com a legislação em vigor, o PDIRT 2020-2024 (2029) tem em consideração, entre outros, os seguintes instrumentos:

- a Caracterização da RNT;
- o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2018<sup>6</sup>);
- os Padrões de segurança para planeamento da RNT, contidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
- as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) e as licenças de produção atribuídas;
- a coerência com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia (TYNDP).

e incorpora um conjunto de critérios de seleção de projetos, dos quais se destacam:

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

<sup>6</sup> <http://www.dgeg.gov.pt/>

A atual proposta de PDIRT, atualiza a anterior edição (para o período 2018-2027) nalgumas das suas dimensões, nomeadamente:

- Em relação aos *consumos de eletricidade*, assume nos seus pressupostos uma evolução de acordo com o perspetivado no cenário Central Ambição do RMSA-E 2018, que considera medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos e integra alterações significativas para se atingirem as metas consagradas na proposta do PNEC 2021-2030;
- Quanto à *oferta de eletricidade*, segue o enunciado na Trajetória Ambição do RMSA E 2018 e observa as mais recentes orientações de política energética, alinhadas com as metas consagradas na proposta do PNEC 2021-2030. Para o aproveitamento do potencial solar e para o final do primeiro quinquénio (2024) estima-se um valor total de potência instalada da ordem dos 4300 MW.

À semelhança do considerado na anterior edição, a proposta do PDIRT 2020-2024 (2029) agrupa os seus projetos, da seguinte forma:

- **Projetos base:**
  - projetos que deverão necessariamente ser realizados para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço;
  - projetos que resultam de compromissos já acordados com o Operador da Rede de Distribuição ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND.
- **Projetos complementares:**
  - projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

No primeiro quinquénio do PDIRT 2020-2024 (2029) - período 2020-2024 - estão considerados Projetos Base e Projetos Complementares:

- **Projetos base**, essencialmente projetos de modernização/remodelação de infraestruturas existentes:
  - Remodelações de ativos da RNT em serviço nas instalações da RNT (em linhas e subestações) ou de sistemas de proteção, automação e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações. Como exemplo, refere-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta tensão na subestação de Palmela ou a conservação de troços da linha a 150 kV Riba D´Ave-Oleiros;
  - Reforços com vista à manutenção da garantia de fiabilidade da rede e de continuidade e qualidade de serviço a utilizadores da rede. Como exemplo, menciona-se a instalação de reactâncias shunt para controlo das tensões na rede;
  - Projetos para cumprimento dos compromissos acordados com o ORD relativamente à disponibilização de pontos de entrega, em articulação com projetos considerados no PDIRD. Como exemplo, a substituição de um transformador na Subestação do Carregado;
  - Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, nomeadamente nas vertentes Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança. Como exemplo, novas aplicações para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus.
- **Projetos complementares:**
  - o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura subestação de Sobrado, na zona do Porto;
  - a concretização, no Alentejo, de uma linha a 400 kV entre a atual subestação de Alqueva e a futura subestação de Divor.



Os projetos acima referidos irão proporcionar condições para:

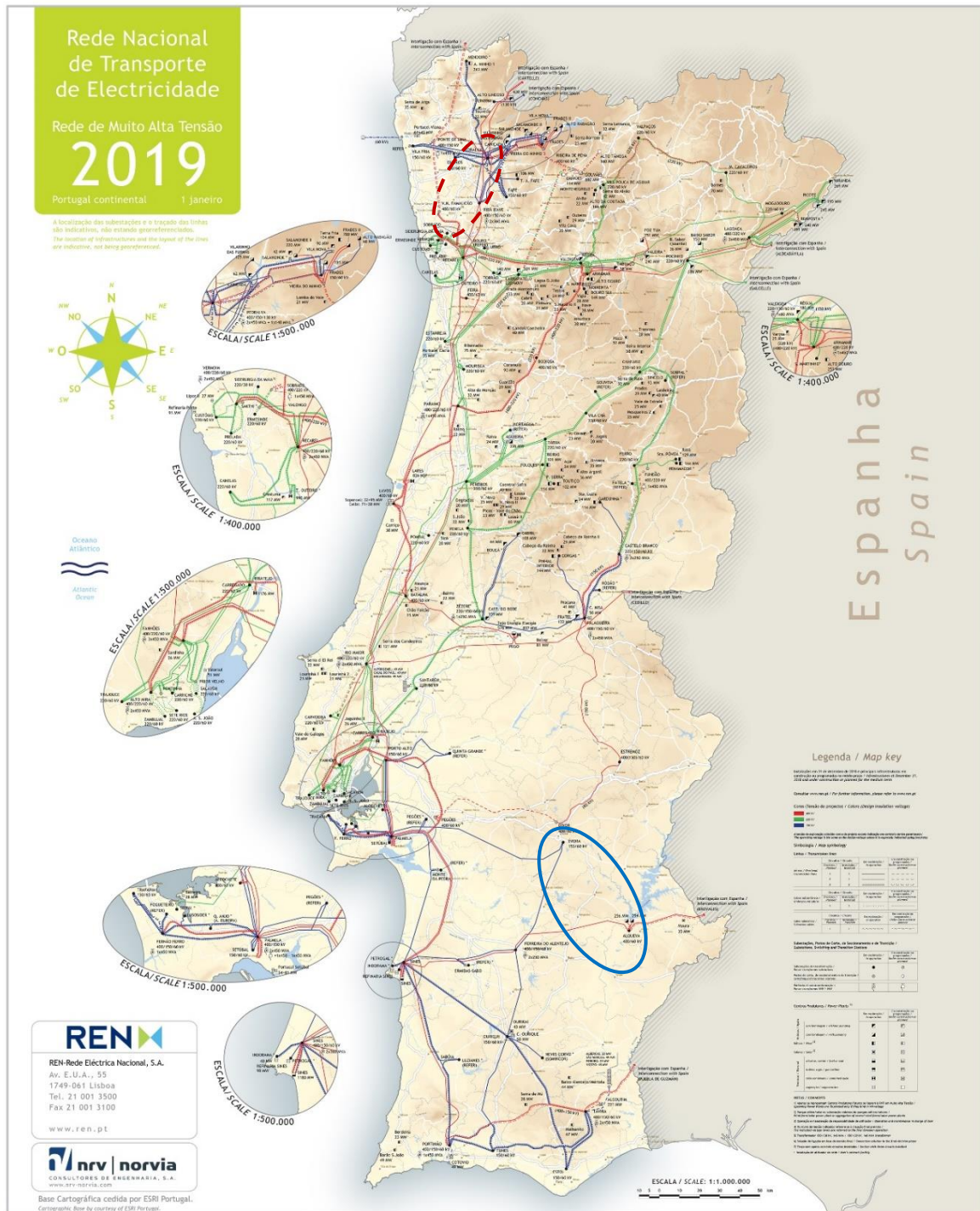
- i) desenvolvimento do aproveitamento dos potenciais solar e eólico, mediante a criação de capacidade de rede para receção de nova produção renovável ao encontro das metas traçadas no RMSA-E e no PNEC 2030, e;
- ii) uma melhor integração de mercados e fomento da concorrência, através de um reforço das capacidades de interligação com Espanha.

Em resultado do cumprimento do quadro legal atual, nomeadamente da obrigatoriedade de realização destes planos de dois em dois anos e da subsequente Avaliação Ambiental, verifica-se uma sobreposição das propostas deste plano relativamente a edições anteriores do PDIRT. Esta sobreposição implica que, múltiplas vezes, as propostas de expansão de um Plano passem para o seguinte sem ter ocorrido qualquer alteração de fundo que justifique um novo exercício de avaliação ambiental. Considera-se que este é o caso do PDIRT 2020-2024 (2029).

Segundo o mencionado no documento “Caracterização da RNT, 31 de dezembro de 2018” (REN, S.A., 2018), *“os projetos para reforço da RNT nos próximos anos observam a manutenção de adequados índices de qualidade e continuidade de serviço, a segurança no abastecimento dos consumos, o reforço da capacidade de interligação internacional e ainda a criação de condições para escoamento de nova produção.”*

Em consonância com o anteriormente exposto e à semelhança do verificado em prévias edições deste Plano, no “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)” (DGEG, 2019) salienta-se que *“O planeamento da RNT obedece aos princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento dos clientes que resultam da concessão em regime de serviço público e que constam dos Regulamentos da ERSE, ... também tem em consideração as orientações de política energética nacional, tendo em conta a informação obtida dos pedidos de ligação à rede dos utilizadores da RNT (produtores e consumidores), de modo a permitir a adoção de estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, assegurando a estabilidade do sistema elétrico nacional e mantendo um nível de capacidade de interligação com Espanha que permita as trocas de energia entre os dois sistemas ibéricos que suportam o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), contribuindo assim para a implementação do Mercado Europeu de Energia e a integração de energias renováveis...”*.

Para o segundo quinquénio (2025 - 2029) estão previstos projetos cujo grau de incerteza associado à oportunidade da sua concretização ainda é elevada.



- - - Estrat3gia avaliada no 3mbito do PDIRT 2009-2014 (2019)  
\_ \_ \_ Estrat3gia avaliada no 3mbito do PDIRT 2012-2017 (2022) e PDIRT 2018-2027  
**Figura 4 - Projetos previstos no 1.ºquinqu3nio do PDIRT 2020-2024 (2029) (REN,S.A.)**

## 5 CONSULTA ÀS ENTIDADES COM RESPONSABILIDADES AMBIENTAIS ESPECÍFICAS

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, e seguindo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente, o Relatório de Não sujeição a AAE do PDIRT 2020-2024 (2029) será submetido à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano, que se passam a elencar:

- Agência Portuguesa do Ambiente
- Área Metropolitana de Lisboa
- Área Metropolitana do Porto
- Associação Nacional de Municípios Portugueses
- Autoridade Nacional de Proteção Civil
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
- Comunidade Intermunicipal do Alto Minho
- Comunidade Intermunicipal do Alto Tâmega
- Comunidade Intermunicipal de Terras de Trás-os-Montes
- Comunidade Intermunicipal do Cávado
- Comunidade Intermunicipal do Ave
- Comunidade Intermunicipal do Tâmega e Sousa
- Comunidade Intermunicipal do Douro
- Comunidade Intermunicipal da Região de Aveiro
- Comunidade Intermunicipal de Viseu Dão-Lafões
- Comunidade Intermunicipal das Beiras e Serra da Estrela
- Comunidade Intermunicipal da Região de Coimbra
- Comunidade Intermunicipal da Região de Leiria
- Comunidade Intermunicipal da Beira Baixa
- Comunidade Intermunicipal do Médio Tejo
- Comunidade Intermunicipal do Oeste
- Comunidade Intermunicipal da Lezíria do Tejo
- Comunidade Intermunicipal do Alto Alentejo
- Comunidade Intermunicipal do Alentejo Central
- Comunidade Intermunicipal do Alentejo Litoral
- Comunidade Intermunicipal do Baixo Alentejo
- Comunidade Intermunicipal do Algarve
- Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável
- Direção Geral de Energia e Geologia
- Direção Geral de Saúde
- Direção Geral do Património Cultural
- Direção Regional de Cultura do Norte
- Direção Regional de Cultura do Centro
- Direção Regional de Cultura do Alentejo
- Direção Regional de Cultura do Algarve
- Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
- ICNF-Norte
- ICNF-Centro
- ICNF-LVT
- ICNF-Alentejo
- ICNF-Algarve

A seleção das ERAE fez-se com base num critério de adequabilidade face aos FCD adotados e aos efeitos ambientais identificados como relevantes.

Da consulta efetuada às ERAE foi recebido um parecer, da CCDR-n. Da análise do referido parecer constata-se que para, esta entidade, se deverá esclarecer:

1. *Relativamente ao ponto 3.3. "Seguimento e Monitorização", questiona-se se no Quadro 13 - Resumo da avaliação dos indicadores de monitorização do PDIRT 2018-2027, para o FCD2 - Alterações Climáticas e no Critério "Adaptação às alterações climáticas", a estratégia de evolução da RNT quanto à resiliência da mesma através do afastamento de áreas de risco associadas a eventos climáticos extremos, inclui a problemática dos incêndios florestais;*

Confirma-se que os valores apresentados, no FCD2 - Alterações Climáticas, mais concretamente no Critério "Adaptação às alterações climáticas", referem-se a eventos climáticos extremos, que incluem os incêndios florestais.

2. *Quanto ao ponto 3.4. "Estado de implementação do PDIRT", relativamente ao Quadro 14 - Síntese dos projetos aprovados ao abrigo de anteriores edições do PDIRT, importa colmatar as lacunas identificadas e/ou esclarecer:*
  - *no que se refere ao projeto "Linha Pedralva - Sobrado, a 400kV", verifica-se a ausência de informação em "Observações";*
  - *no que se refere ao projeto "Eixo da RNT entre Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira, a 400kV, verifica-se a ausência de informação em "Observações";*
  - *no que diz respeito ao projeto "Linha dupla Ribeira de Pena - Vieira do Minho 1/2, a 400kV", em "Observações", é referido "DIA Desfavorável Condicionada", o que constituirá um lapso.*

Foi completado o preenchimento da coluna das "Observações" do Quadro 14, considerando os comentários recebidos.

3. *São referidos diversos projetos como tendo já dado entrada em serviço, no entanto, p.e., no caso do projeto "Eixo da RNT entre Vila do Conde, Vila Fria B e a Rede Elétrica de Espanha, a 400kV", com DIA Favorável Condicionada, pela consulta da peça "Mapa Portugal 2018", editado pela REN, não é visível este corredor, a partir de Vila do Conde, pelo que se recomenda revisão deste aspeto.*

No caso do projeto "Eixo da RNT entre Vila do Conde, Vila Fria B e a Rede Elétrica de Espanha, a 400kV", no Quadro 14 refere-se que o mesmo teve DIA Favorável Condicionada. Salienta-se que no "Mapa Portugal 2019" (Figura 4 deste documento) este eixo se encontra identificado a tracejado (em construção ou programado), sendo identificado como "Eixo entre Vila Nova de Famalicão (anteriormente designada de Vila de Conde), Ponte de Lima (anteriormente designada por Vila Fria B) e a Rede Elétrica de Espanha, a 400 kV."

4. *Por outro lado, questiona-se se, assim como se antecipa a necessidade de criação de novos pontos de ligação de potenciais centros produtores de energia solar no sul do país, os novos projetos de FER solar que se venham a instalar na região norte, também terão garantidos os pontos de receção na REN.*

Relativamente à nova produção de base solar, perspetiva-se um acentuado crescimento do valor da potência instalada nas regiões mais a sul, mas admite-se igualmente que, embora com uma menor proporção relativa, também nas regiões centro-norte e norte surjam novos projetos de

produção com base na FER solar. Tendo em conta a capacidade de rede atualmente, a sua evolução terá de ser realizada tendo em consideração o real desenvolvimento no tempo do parque produtor nacional, tanto em dimensão como em dispersão.

5. *Será igualmente importante perceber se as ligações a Espanha pela Região Norte estão acauteladas, bem como proceder à sua identificação e quais as conclusões a retirar de AA anteriores.*

As ligações a Espanha pela Região Norte encontram-se atualmente em processo de AIA.

Quanto a desenvolvimentos futuros, sublinha-se que o entendimento da CCDD-n está alinhado com o da REN, pelo que se concorda com os aspetos aí enunciados, nomeadamente:

- *No que se refere à fase de Seguimento e Monitorização dos Planos de ciclos anteriores e respetivas avaliações ambientais, e para efeitos de elaboração dos Relatórios de Avaliação e Caracterização Ambiental (RACA), sugere-se que, para além da apresentação da quantificação dos indicadores de monitorização, esta informação seja igualmente acompanhada de uma análise crítica aos valores obtidos, bem como explanada a sua tradução no âmbito e para efeitos da avaliação ambiental levada a cabo;*
- *Recomenda-se também o robustecimento dos indicadores.*

No seu parecer, a CCDD-n salienta que *antevendo para um futuro próximo, algumas alterações no enquadramento relevante para o setor, a nível nacional e internacional, que terão, consequentemente, reflexo nas estratégias e objetivos nacionais e transfronteiriços, para além de alterações na própria avaliação ambiental, considera-se que se deverá proceder à avaliação ambiental do PDIRT, numa das próximas edições ou mesmo durante a vigência do presente, caso haja alterações no Quadro de Referência que assim o ditem.*

Segundo o mencionado no parecer da CCDD-n, constata-se que, a *“Nota Técnica Justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT 2020-2024 (2029)” se constitui como um documento bem fundamentado para concluir sobre a não necessidade de sujeição do novo PDIRT 2020-2024 (2029) a procedimento de avaliação ambiental, uma vez que demonstra a manutenção dos referenciais subjacentes à AA do Plano anterior para o período 2018-2027, e a adequabilidade do quadro de seguimento e monitorização, atualmente em implementação.*

Face ao acima exposto, e considerando o parecer recebido constata-se que a CCDD-n não discorda com o entendimento da REN- Rede Eléctrica Nacional, S.A. da não realização da AAE, na atual proposta de PDIRT, desde que sejam seguidas as recomendações acima mencionadas, constantes do parecer desta entidade e integradas na versão final desta Nota Técnica.



## 6 CONCLUSÃO

A proposta de PDIRT 2020-2024 (2029) tem por base o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018) e a Caracterização da RNT a 31 de dezembro de 2018.

Esta proposta de Plano, apesar de ter um horizonte decenal, apresenta um conjunto de investimentos que se repartem por dois quinquénios: o primeiro quinquénio (2020-2024), no qual se englobam os projetos que contêm um maior grau de certeza na sua concretização, e um segundo quinquénio (2025-2029), que reúne projetos com elevada incerteza na oportunidade da sua efetiva implementação. Salienta-se, no entanto, que todos os projetos propostos no âmbito do PDIRT 2020-2024 (2029) permitirão, até 2030, dar resposta às metas de Fontes de Energia Renovável (FER) contidas na proposta de Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2021-2030).

Assinala-se que, em termos de grandes desenvolvimentos, o primeiro quinquénio da proposta de PDIRT 2020-2024 (2029), contempla projetos que:

- foram alvo de anteriores AAE (nomeadamente as AAE efetuadas com os PDIRT 2009-2014 (2019), PDIRT 2012-2017 (2022) e PDIRT 2018-2027);
- foram já objeto ou se encontram em processo de elaboração de estudos ambientais.

Como se pode depreender dos elementos expostos nos capítulos anteriores, o 1º quinquénio do PDIRT 2020-2024 (2029) não introduz elementos de novidade nem ao nível das estratégias nem ao nível das propostas, relativamente ao PDIRT anterior. Contudo, não deixa de responder ao desafio lançado pela proposta de PNEC 2021-2030, atualmente em consulta pública. As metas que se pretendem atingir, numa rota de crescente descarbonização da sociedade, projetam montantes significativos de nova potência instalada associada a FER, nomeadamente por aproveitamento dos potenciais solar e eólico.

Assim, a presente Nota Técnica Justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029) assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos propostos, em particular os do primeiro quinquénio, já foi concretizado no PDIRT 2018-2027 ou em edições anteriores deste Plano.

Apesar de se perspetivarem algumas alterações ao nível do Quadro de Referência Estratégico (QRE), constata-se que o Quadro de Governação (QG), as Questões Estratégicas (QE) ou ainda as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) são, no essencial, comuns à anterior edição do PDIRT e à que é objeto da presente Nota Técnica, tendo apenas ocorrido algum desfasamento temporal na sua efetiva implementação. Mesmo no que respeita a eventuais ajustes no QRE a expectativa é que não constituam um elemento dissonante nas estratégias que têm vindo a ser seguidas no setor da energia, uma vez que não alteram os pressupostos subjacentes a esta infraestrutura nem invalidam a Avaliação Ambiental anteriormente realizada.

Conforme explanado anteriormente, verifica-se que foram consideradas e tidas em conta as solicitações recebidas no âmbito da consulta pública da anterior edição do PDIRT 2018-2027, tendo-se incluído na atual proposta do PDIRT os elementos que se consideraram pertinentes.

Concluindo, no que respeita ao enquadramento relevante para o sector, estão previstas algumas alterações que poderão ter reflexo na definição de estratégias e objetivos nacionais. Adicionalmente, para o exercício de avaliação ambiental de planos, também existe a expectativa

de alguma evolução que consubstancia potenciais impactos nas orientações a seguir. Assim, considera-se que a realização de um novo exercício de avaliação ambiental para a presente edição do Plano será prematura, impossibilitando, até, que se vertam as necessárias reflexões associadas ao novo QRE que se avizinha.

É importante referir que, em relação a investimentos elencados neste PDIRT para o segundo quinquénio do período a que reporta, ainda existirão mais duas edições do Plano onde a necessidade de realização destes investimentos será reavaliada. A aprovação dos referidos investimentos será suportada pela devida avaliação ambiental, no contexto do QRE, QG e QE que se avizinha, pelo que se pode admitir que fazê-lo no âmbito da presente edição do Plano é prematuro e desajustado.

Conforme explanado no Capítulo 5, verifica-se que as ERAE que manifestaram a sua opinião em relação à presente Nota Técnica, não discordam da não realização de AAE relativa ao PDIRT 2020-2024 (2029) e salientam a necessidade de sujeição a avaliação ambiental numa das próximas edições desse Plano, uma vez eliminada a incerteza em relação aos enquadramentos nacional e internacional para o sector da energia (nomeadamente com a estabilização do quadro legal associado - o Pacote Europeu Energia - Clima, o RNC 2050, a Diretiva CELE 2021-2030, o PNEC 2030 e o PNI 2030) e aos resultados dos projetos entretanto realizados.

**Face ao exposto, e como os projetos que fazem parte do 1º quinquénio da proposta de PDIRT 2020-2024 (2029) já foram alvo de Avaliação Ambiental na edição do PDIRT 2018-2027 ou em edições anteriores, entende-se que esta AAE se mantém válida para a atual proposta do PDIRT 2020-2024 (2029), pelo que não será necessário repetir o mesmo exercício já nesta edição de Plano.**

## REFERÊNCIAS

- DGEG. (2019). *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)*. Lisboa: DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia.
- European Commission. (2003). *Guia da UE para a Aplicação da Directiva 2001/42*. Brussels: European Commission. Obtido de [http://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Guia%20da%20EU%20para%20a%20aplicao%20da%20Directiva%202001-42.pdf](http://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Guia%20da%20EU%20para%20a%20aplicao%20da%20Directiva%202001-42.pdf)
- European Union. (2013). *Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*. European Union. doi:10.2779/11869
- IC-FEUP, & REN. (2018). *Avaliação Ambiental Estratégica: Relatório Ambiental*. Porto: REN, SA; IC-FEUP - Instituto da Construção - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Partidário, M. R. (2007). *Guia de boas práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas*. Amadora: APA - Agência Portuguesa do Ambiente. Obtido de [http://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Boas%20Praticas/Guia%20Boas%20Prcticas%20para%20a%20AAE.pdf](http://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Boas%20Praticas/Guia%20Boas%20Prcticas%20para%20a%20AAE.pdf)
- Partidário, M. R. (2012). *Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE*. IST-UTL. Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente com o apoio de Redes Energéticas Nacionais (REN), SA.
- REN, S.A. (2018). *Caracterização da RNT, 31 de dezembro de 2018*. Lisboa: REN, SA.
- United Nations. (2012). *Simplified Resource Manual to Support Application of the (Kiev) Protocol on Strategic Environmental Assessment*. New York and Geneva: United Nations Economic Commission for Europe. Obtido de [https://www.apambiente.pt/\\_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Simplified\\_Resource\\_Manual\\_AAE.pdf](https://www.apambiente.pt/_zdata/AAE/Enquadramento%20Legislativo/Simplified_Resource_Manual_AAE.pdf)



**Página em Branco**



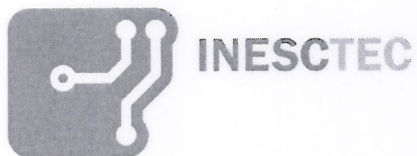
# 07 ANEXOS

ANEXO 18

PARECER DE ENTIDADE EXTERNA RELATIVO  
À PROPOSTA DE PDIRT 2020-2029

REN 

**Página em Branco**



Handwritten signatures and initials in blue ink, including the name "Philippe" and other illegible marks.

**Parecer Relativo à Proposta de Plano de  
Desenvolvimento e Investimento da Rede de  
Transporte, PDIRT,  
para o período 2020–2029**

julho de 2019

João Paulo Tomé Saraiva

João Abel Peças Lopes

Manuel António Cerqueira da Costa Matos

Phillipe Vilaça Gomes

## Parecer Relativo à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, para o período 2020–2029

### 1. Enquadramento

De acordo com a legislação em vigor, o Operador da Rede de Transporte, ORT, de energia elétrica deve assegurar o planeamento da Rede Nacional de Transporte, RNT, enviando à Direção de Geral de Geologia e Energia, DGEG, até 31 de março dos anos ímpares para apreciação a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT. A DGEG deverá apreciar a proposta de PDIRT nos 30 dias subsequentes notificando o ORT sobre ajustamentos a introduzir no Plano. Após a introdução de eventuais alterações nos 30 dias seguintes, o ORT remete de novo a proposta de PDIRT para a DGEG que a deverá enviar em seguida para a ERSE. A ERSE deverá promover uma consulta pública relativamente à versão ajustada do PDIRT pelo prazo de 30 dias, devendo emitir um parecer especificando eventuais ajustamentos a considerar. Após novo período de 30 dias para o ORT introduzir novas alterações na proposta, o PDIRT será enviado para a DGEG após o que será remetido para o membro do Governo responsável pela área da energia para aprovação. Entre estas duas últimas etapas, a legislação prevê que o PDIRT seja objeto de apreciação na Assembleia da República.

O PDIRT a elaborar pelo ORT deverá ter um horizonte temporal de 10 anos e, de acordo com o artigo 35-A do Decreto-Lei nº 172/2006, o ORT deverá realizar a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional, SEN, com independência e de forma transparente e não discriminatória assegurando o funcionamento integrado e harmonizado do sistema elétrico, bem como a segurança e continuidade do abastecimento no curto, médio e longo prazos, nomeadamente mediante o exercício do Planeamento da RNT, designadamente no que diz respeito 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 atendendo às principais medidas de política energética nacional, de modo a preparar o PDIRT referente à energia elétrica.

De uma forma genérica, um plano de investimento deste tipo deverá procurar identificar e calendarizar os reforços e expansões a introduzir na rede de transporte de energia elétrica durante um período de tempo alongado de modo a atender de forma segura e fiável os consumos previstos ao longo desse horizonte e tendo em conta as informações disponíveis e as previsões de evolução das unidades de produção de energia elétrica.

O exercício de identificação e calendarização dos equipamentos a considerar deverá ser conduzido de modo a minimizar os custos de investimento envolvidos levando-se em consideração os critérios relativos à segurança de abastecimento, qualidade de serviço e eficiência operacional, promoção da concorrência, assim como sustentabilidade e critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas. Por outro lado, este tipo de exercício de planeamento apresenta um carácter multi-período, dinâmico e holístico no sentido em que a preparação do plano deverá ser realizada considerando no mesmo problema todo o horizonte temporal de uma só vez, visto que a compartimentação desse horizonte em subperíodos considerados de forma isolada e sucessiva poderá conduzir a soluções sub-ótimas. Desta forma, estes planos apresentam um carácter integrado no sentido em que, dada a natureza emalhada das redes de transporte de energia elétrica, é frequente que uma ação de expansão ou reforço necessária para resolver um problema que possa ocorrer no ano N possa



*Z.*  
*Paulo*  
*[Signature]*  
*[Signature]*

ser antecipada uma vez que poderá contribuir para solucionar estrangulamentos que possam surgir noutra área da rede antes dessa data. Assim, é importante preservar este carácter interligado das diversas obras integradas nestes planos promovendo a sua aprovação global e atempada, isto é, evitando aprovações parcelares ou tardias que podem colocar em causa a obtenção de ganhos inerentes a esse carácter holístico.

De acordo com a legislação aplicável, a elaboração do PDIRT deverá considerar a situação de referência da RNT e a sua caracterização, o Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento aplicável ao sector elétrico, RMSA-E mais recente (nomeadamente no que se refere à evolução da procura e da oferta), os padrões de segurança para planeamento da RNT e as solicitações de reforço da capacidade de entrega e de painéis de ligação apresentados pelo Operador da Rede de Distribuição, ORD, e as licenças de produção atribuídas e outros pedidos de ligação à rede de centros produtores. Como resultados deste exercício, o PDIRT deverá incluir informação sobre os principais desenvolvimentos em termos de expansão e reforço da RNT no período de 10 anos seguintes, os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais, as obrigações decorrente da participação no MIBEL em termos do cumprimento das metas definidas a nível Europeu, as medidas de articulação no âmbito do plano decenal de desenvolvimento da rede Europeia e as intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça bem como os investimentos em instalações internas relacionados ou que afetem essas interligações.

A realização do exercício de planeamento da expansão e reforço da RNT consubstanciado no PDIRT 2020–2029 agora proposto pelo ORT é uma tarefa complexa e cujo grau de dificuldade aumentou nas duas últimas décadas tendo em conta a reestruturação de que foi alvo o sector elétrico nacional a partir de meados da década de 90 do século passado, em linha aliás com o sucedido nomeadamente nos restantes países da UE. Com efeito, a introdução de mecanismos de mercado nas áreas da produção e do retalho acompanhada pela separação de atividades, fizeram surgir uma multiplicidade de novos agentes com lógicas próprias de atuação no mercado e que introduziram um grau de incerteza acrescido que se reflete de forma direta nas atividades de planeamento a longo prazo.

Para além deste aspeto de base que influencia todo o exercício de planeamento da RNT, é ainda importante referir diversos aspetos que condicionam ou influenciam a elaboração do PDIRT no sentido em que a seleção de reforços/expansões e a sua calendarização deverá:

- assegurar a alimentação dos consumos ao longo do horizonte de planeamento com elevados níveis de fiabilidade e de qualidade de serviço;
- garantir a possibilidade de ligação e de integração de novas unidades de produção, nomeadamente relacionadas com recursos renováveis (hídrica, eólica e solar) apresentando com frequência um grau de variabilidade anual elevada. Deve ainda atender-se a que em relação a diversas destas unidades pode não existir ainda uma intenção firme de investimento, mas com frequência apenas pedidos de informação ou solicitações de ligação que podem não se vir a materializar;
- incorporar as ações de desclassificação de centros produtores (como por exemplo as Centrais de Sines e do Pego em 2025 e a Central da Tapada do Outeiro em 2029);
- ter em conta a natureza muito assimétrica da procura e da oferta que caracterizam o sistema elétrico nacional quer em termos de concentração dos consumos na faixa litoral, por um lado, e uma percentagem muito significativa da produção no centro e norte do país, por outro, determinando assim trânsitos de energia do interior para o litoral e do norte para o sul e

pressupondo a existência de uma infraestrutura de transporte de energia elétrica adequadamente dimensionada para poder acomodar diferentes padrões de produção;

- reconhecer que a produção por via hídrica é, em geral, afetada de forma muito intensa por uma elevada variabilidade temporal não apenas intra anual mas também inter anual pelo que a rede de transporte deverá estar preparada para suportar diversos padrões de produção determinados por esta variabilidade bem como trânsitos, por vezes intensos, nas interligações com Espanha;
- promover a concorrência tendo nomeadamente em conta a participação de Portugal no MIBEL e em linha com o estabelecido nas Diretivas Europeias no que se refere à existência a longo prazo de capacidade de transmissão adequada de modo a assegurar pedidos razoáveis de transporte de energia elétrica. Neste sentido, a RNT deverá ser suficientemente flexível de modo a assegurar a ligação entre a produção e o consumo de forma neutra, isto é, permitindo implementar do ponto de vista técnico os diversos padrões de produção que possam resultar da livre interação dos agentes de mercado;
- ter em conta o envelhecimento dos equipamentos da RNT, promovendo a sua remodelação/modernização e evitando tanto quanto possível a excessiva concentração temporal deste tipo de ações de modo a evitar picos de investimento e suas consequências diretas a nível tarifário.

Planos

Para elaborar o PDIRT, o ORT nacional, bem como a generalidade dos ORT a nível Europeu, dispõem usualmente de um conjunto reduzido de opções em termos de reforços e expansões que resultam do facto de as redes de transporte de energia elétrica se encontrarem já estabelecidas não sendo fácil promover a instalação de novas subestações ou de utilizar novos corredores para instalar linhas de alta tensão. Em todo o caso, o ORT é chamado a selecionar e identificar as soluções que se revelem mais adequadas do ponto de vista dos seus custos e benefícios e que possam responder de forma adequada a objetivos, com frequência com carácter contraditório, que é usual identificar neste tipo de problemas.

O PDIRT 2020–2029 agora proposto pelo ORT é um documento extenso e que, na linha do plano referente ao período 2018–2027, se encontra estruturado em 6 capítulos, referentes ao Enquadramento e Âmbito, à Caracterização da RNT, aos Pressupostos do Plano, aos Projetos Base de Investimento, aos Projetos Complementares de Investimento e ao Impacto dos Investimentos do PDIRT. Chama-se desde já a atenção para o Capítulo 6 em que o ORT identifica e estima sob diversos pontos de vista (nomeadamente a nível tarifário, de qualidade de serviço, da capacidade de receção de nova produção e da capacidade de interligação para fins comerciais) os impactos dos investimentos integrados no PDIRT. Esta informação é de elevada importância para aferir de forma mais adequada e completa como se comportará de forma previsional a RNT ao longo do horizonte de planeamento tendo em conta as ações agora propostas e calendarizadas pelo ORT.

## 2. Pressupostos e Metodologias de Planeamento

O Capítulo 2 do PDIRT 2020–2029 apresenta a caracterização da RNT relativamente aos elementos constituintes, aos consumos e pontas síncronas sazonais, à oferta de energia elétrica e seus impactos na RNT, à capacidade de interligação, aos indicadores de adequação da transformação e sua evolução, à evolução das perdas e à qualidade de serviço e eficiência operacional. Esta caracterização corresponde



a um dos elementos que o ORT deverá ter em conta ao elaborar o PDIRT tal como se refere no nº 5 do artigo 36 do Decreto-Lei nº 172/2006, estabelecendo o ponto de partida do exercício de planeamento.

De forma análoga em termos de relevância, o Capítulo 3 do PDIRT aborda os pressupostos do Plano, nomeadamente no que se refere à previsão da evolução da procura, à adequação da RNT à procura e à flexibilidade dessa procura, à previsão da evolução da oferta e, finalmente, aos critérios de segurança para planeamento da RNT. Estes pressupostos são muito relevantes, uma vez que correspondem a informações na maioria dos casos exógenas ao ORT mas que constituem elementos de base ao exercício de planeamento.

Em relação a estes pressupostos, os parágrafos seguintes condensam informações presentes no documento de suporte ao PDIRT 2020–2029. Assim:

- i) o exercício de planeamento da RNT deverá permitir configurar a evolução da rede de transporte ao longo do horizonte de planeamento, permitindo manter a segurança de abastecimento e a fiabilidade do sistema. Percebe-se assim que um dos pontos de partida fundamentais corresponda à previsão da procura no período de 2020–2029. A este respeito, a legislação aplicável estabelece que o ORT deverá ter em conta o Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento, RMSA–E, mais recente, no caso o RMSA–E 2018 aprovado em 7/12/2018 e referente ao período 2019–2040. Esse documento estabelece dois cenários de evolução da procura – Continuidade e Ambição – com taxas médias anuais de evolução da procura variando entre o mínimo de 0,2 % para o cenário Inferior Continuidade e o máximo de 0,9 % para o cenário Superior Ambição. O exercício de planeamento agora apresentado pelo ORT adota como referência o cenário Central Ambição que corresponde a uma taxa anual de evolução do consumo de 0,6 %, indicando o ORT que este “será o cenário que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética partilhadas pelo Governo, na primeira apresentação pública do Plano Nacional de Energia e Clima para o horizonte 2021–2030 (PNEC 2021–2030), (...), que antecipa uma forte aposta no aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e perspetiva um elevado incremento na disseminação da mobilidade elétrica”;
- ii) nos exercícios anteriores de planeamento da RNT, correspondentes aos PDIRT 2016–2025 e 2018–2027, foram consideradas taxas médias anuais de evolução do consumo de 0,91 % no primeiro caso e 0,2 % (quase estagnação do consumo) no segundo caso;
- iii) entretanto, no Capítulo 2, ao caracterizar a procura de energia elétrica o ORT informa que em 2018 o consumo aumentou face a 2017 de 2,5 %, passando esta taxa para 1,7 % ao realizar a correção correspondente aos dias de semana e à temperatura;
- iv) assim, a taxa média anual adotada no PDIRT 2020–2029, decorrente do valor adotado no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento aplicável ao sector elétrico, RMSA-E mais recente, corresponde a cerca de um terço da verificada no ano de 2018. Por outro lado, estima-se que nos próximos anos ocorra uma progressiva eletrificação de diversos consumos energéticos, sendo disso exemplo o ritmo muito elevado a que se está a desenvolver a mobilidade elétrica.

Tendo em conta as indicações anteriores, apresentam-se em seguida diversos comentários suscitados pela análise dos pressupostos do PDIRT 2020–2029:

- i) ainda que possa ocorrer alguma redução do consumo por via do aumento da eficiência energética, a taxa de crescimento do consumo adotada no PDIRT 2020–2029 (0,6 % como

JJ  
P. Rufino  
[Signature]  
[Signature]



- referido anteriormente), parece ser muito reduzida e incapaz de refletir o crescimento do consumo induzido, por exemplo, pela mobilidade elétrica;
- ii) sugere-se assim que o ORT inclua na secção 6.10.1, Sensibilidade à Evolução da Procura, alguma indicação sobre o grau de robustez do PDIRT 2020–2029 se a taxa de evolução do consumo for superior ao valor adotado, uma vez que nessa secção a análise de sensibilidade reportada se refere apenas a uma situação contrária, isto é, de estagnação do consumo no valor referente a 2019;
  - iii) relativamente à oferta, o PDIRT 2020–2029 adota os cenários de evolução previstos no PNEC 2021–2030, nomeadamente no que se refere à desclassificação das centrais térmicas de Sines e do Pego (em 2025) e da Tapada do Outeiro (em 2029), bem como no que respeita à evolução da capacidade instalada associada a Fontes de Energia Renovável, FER, especialmente no que se refere à capacidade eólica (que se estima possa aumentar de 5200 MW em 2019 para 8000 MW em 2029) e solar (que se prevê possa passar de 685 MW em 2019 para 8100 MW em 2029). Considera ainda a entrada em serviço de diversos aproveitamentos hídricos durante o horizonte de planeamento, nomeadamente as centrais de Daivões e Gouvães em 2021 e de Alto Tâmega em 2023;
  - iv) estas alterações no parque produtor farão com que no final do horizonte de planeamento em análise a maior parte dos centros electroprodutores de maior dimensão e associados a geração síncrona se localizem no norte e centro do país, que a maioria dos aproveitamentos eólicos se localize igualmente no norte e centro, com predomínio para o interior do país, e que a grande maioria dos aproveitamentos solares fotovoltaicos se situe no Alto e Baixo Alentejo e no Algarve. A este respeito e no que se refere a aproveitamentos solares fotovoltaicos, a Figura 3.10 do documento base do PDIRT 2020–2029 indica que se estima que possam vir a ser instalados 3300 MW no Baixo Alentejo e Algarve, 1700 MW no Alto Alentejo e 1650 MW na região de Lisboa e Oeste;
  - v) esta assimetria na localização das diversas tecnologias de produção é em larga medida inevitável uma vez que decorre da procura dos locais mais favoráveis à instalação de cada uma delas. No entanto, traz desafios acrescidos à RNT, uma vez que se traduzirá certamente em fluxos de energia mais regulares e com valores elevados do norte e centro para o sul, por exemplo em períodos de maior afluência hídrica, e do sul para o centro e eventualmente norte em períodos com elevada produção por via solar fotovoltaica;
  - vi) nestas condições, compreende-se que o PDIRT 2020–2029, na linha do anterior exercício de planeamento, continue a propor a realização de um conjunto de investimentos relevantes na zona sul do país, bem como na zona do Tâmega para permitir acomodar a produção de energia elétrica que se perspetiva para os próximos anos tornando a rede mais resiliente e aumentando a sua capacidade para acomodar novos e diferentes padrões de produção.

A finalizar o Capítulo 3 do PDIRT 2020–2029, o ORT enumera os critérios adotados na avaliação dos projetos de investimento considerando nomeadamente a segurança de abastecimento, a modernização, fiabilidade da rede, qualidade de serviço e eficiência operacional, a promoção da concorrência e a sustentabilidade observando ainda os critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas e os critérios de segurança para planeamento da RNT, bem como outras exigências técnicas e regulamentares constantes no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento de Operação das Redes e no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Para além de metodologias mais tradicionais de análise de redes utilizadas para avaliar, por exemplo, os critérios técnicos e de segurança mencionados (por exemplo, relacionados com estudos de trânsito de potências, de curto circuitos, de fiabilidade, de avaliação da capacidade de interligação para fins

*JJ*  
*Plano*  
*[assinatura]*  
*[assinatura]*

comerciais e da capacidade de receção de nova produção), o ORT Português utiliza dois modelos de ajuda à decisão complementares aos habitualmente utilizados em exercícios análogos, sendo de referir que este tipo de modelos não é geral utilizado por outros ORT Europeus em exercícios similares.

Por um lado, o ORT utiliza um modelo de ajuda à decisão para seleção de equipamentos a remodelar/modernizar associado ao cálculo de um Indicador de Estado dos Ativos, IEA. A utilização deste modelo permite avaliar de forma mais robusta e completa o estado dos ativos associados à atividade de transporte de energia elétrica, selecionando e priorizando as intervenções e permitindo construir um plano de remodelações/modernizações que, entre outros aspetos, permita evitar concentrações temporais excessivas de intervenções com os consequentes reflexos nos custos regulados desta atividade.

Por outro lado, em linha com a prática adotada no PDIRT 2018–2027, o ORT sujeita a generalidade dos projetos incluídos no PDIRT 2020–2029 a uma Análise Multicritério/Custo Benefício, procurando identificar atributos relevantes para conjuntos desses projetos, realizando a sua monetização e identificando os custos respetivos de forma a suportar de um modo mais robusto as decisões de investimento. A utilização de metodologias de ajuda à decisão deste tipo é de saudar, mas assinala-se que a leitura da seção 6.3 do PDIRT 2020–2029, referente à análise multicritério conduzida pelo ORT Português em relação aos Projetos Base e aos Projetos Complementares, não permite evidenciar que para cada problema ou constrangimento identificado na RNT tenham sido consideradas diversas opções de solução que tenham sido sujeitas à referida Análise Multicritério/Custo Benefício, e da qual tenha emergido finalmente a opção de investimento considerada mais adequada. Compreende-se que, em muitos casos, a identificação de diversas soluções alternativas não seja fácil ou mesmo possível, dada o leque em geral reduzido de opções disponíveis (por exemplo, limitadas pelos corredores em que já se encontram instaladas linhas de alta tensão, pelos constrangimentos associados às manchas populacionais, pela necessidade de ligar novos centros produtores com localização pré-definida, ou pela dificuldade em obter as licenças de natureza ambiental). Nestas condições, mais do que uma verdadeira Análise Multicritério, admite-se que o ORT tenha procurado caracterizar da forma mais completa possível tendo em conta diversos critérios a opção de investimento considerada como disponível e implementável para responder a cada problema ou constrangimento detetado.

### 3. Critérios de Planeamento e Organização dos Projetos

O ORT adota um conjunto de critérios de planeamento que são usuais neste tipo de estudos e que se encontram genericamente em linha com os que são utilizados por outros ORT Europeus, como será referido no ponto 4 deste documento. A este nível, o ORT Português refere os seguintes critérios considerados na seleção dos projetos a implementar:

- a segurança de abastecimento;
- a modernização, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço e a eficiência operacional;
- a promoção da concorrência;
- a sustentabilidade;
- critérios técnicos de dimensionamento de infraestruturas.



Por outro lado, e em linha com a organização já adotada no PDIRT 2018–2027, o ORT estruturou os projetos de investimento em dois grandes conjuntos:

- 1) Projetos Base do PDIRT – estes projetos decorrem da exclusiva iniciativa do ORT e são “necessários para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes do Contrato de Concessão e dos critérios regulamentares em vigor, e também dar cumprimento aos compromissos acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD), incluindo os relativos ao reforço da alimentação à RND”;
- 2) Projetos Complementares do PDIRT – estes projetos correspondem a ações de expansão ou de reformulação da RNT “mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, em particular os de política energética (nomeadamente ao encontro das metas definidas em sede da proposta de PNEC 2021–2030) e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente”.

Como já se tinha assinalado no parecer emitido a propósito do PDIRT 2018–2027, o agrupamento dos projetos de investimento nestes dois conjuntos parece em alguma medida artificial, tendo em conta os seguintes aspetos:

- em última análise, todos os projetos de investimento estão sujeitos à aprovação do concedente uma vez que, sem essa aprovação, os custos respetivos não serão remunerados pela Tarifa de Uso da Rede de Transporte;
- no grupo dos Projetos Base estão incluídas, entre outras, ações de expansão e reforço relacionadas com compromissos assumidos com o ORD e relativos à segurança de alimentação (nomeadamente na secção 4.2.4. referente a projetos relativos a transformadores MAT/AT e painéis AT para apoio aos consumos). Por seu lado, um dos indutores dos Projetos Complementares corresponde à ligação de novos polos de consumo, tal como se indica na secção 5.1;
- finalmente, assinala-se que dos 24 Projetos Complementares incluídos no Quadro 5.1 do documento base do PDIRT 2020–2029, 16 deles apresentam como um dos seus indutores o desenvolvimento do aproveitamento solar e eólico, referindo-se de forma explícita o PNEC 2021–2030 na secção 5.1 ao enumerar esses indutores. Ao considerar como indutor de 16 dos 24 Projetos Complementares as metas assumidas pelo Concedente no PNEC 2021–2030, pareceria adequado que o ORT conferisse maior visibilidade bem como um grau de comprometimento mais elevado a esses Projetos justificando eventualmente a sua passagem para Projetos Base.

#### 4. Benchmark com Planos de Investimento de outros ORT Europeus

Foram analisados os Planos de Investimento de diversos ORT Europeus, nomeadamente:

- Red Eletrica de Espana, Espanha, referente ao período de 2015–2020;
- RTE, França, referente ao período de 2016–2026;
- Eirgrid, Irlanda, referente ao período de 2012–2022;

- Elia, Bélgica, referente ao período de 2010–2020;
- Energinet, Dinamarca, referente ao período de 2013–2023;
- National Grid, UK, referente ao período de 2019–2028;
- Terna, Itália, referente ao período de 2015–2020.

Os documentos analisados correspondem, em geral, a planos decenais em que são caracterizados os sistemas elétricos em análise no ano inicial, são apresentados os pressupostos dos estudos a realizar, as projeções macroeconómicas, as previsões de evolução do consumo de energia elétrica e da potência de ponta, bem como a evolução esperada do mix de produção.

Estes documentos incluem ainda a caracterização dos sistemas elétricos considerando diversos índices de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento e enumeram os princípios orientadores de política energética definidos a nível superior ou obrigações que decorrem das concessões de serviço público outorgadas a estas empresas. De uma forma muito generalizada, estes princípios relacionam-se com o reforço da utilização de fontes renováveis, com o reforço da integração em mercados regionais de energia elétrica (determinando o reforço das interligações), com o aumento do parque de veículos elétricos e com o reforço da participação da carga em programas de gestão ativa da procura. O carácter variável de diversos recursos primários renováveis é referido na generalidade dos documentos como um dos *drivers* fundamentais de uma parcela substancial dos investimentos a realizar de modo a tornar as redes de transporte mais resilientes e robustas tendo em conta diferentes possíveis padrões e diversas combinações de localização de centros produtores que possam estar a funcionar para alimentar os consumos.

Estes documentos detalham igualmente os objetivos dos estudos de planeamento e os critérios de segurança a considerar. Tendo em conta todos estes aspetos, os planos analisados detalham os projetos e obras a desenvolver incluindo a sua justificação (por vezes apenas através de um curto texto para cada uma delas) e a sua calendarização, notando-se todavia que, em muitos casos, não é indicado o custo associado. A este respeito, assinala-se que apenas em dois dos casos analisados (REE, Espanha, e Terna, Itália) é explicitamente referida a realização de análises custo benefício. No entanto, nenhum dos documentos analisados refere a realização de análises multicritério relativas a obras ou projetos que, permitindo atingir os mesmos objetivos, possam ser considerados como alternativos, verificando-se igualmente que em nenhum dos casos analisados são apresentados os impactos tarifários decorrentes dos investimentos propostos.

Por outro lado, em geral estes documentos organizam os projetos e obras a realizar em grandes conjuntos referentes, por exemplo, à ligação de novas unidades de produção utilizando energias renováveis, ligação de novos centros produtores convencionais, apoio às redes de distribuição, reforços internos das redes de transporte de modo a garantir a segurança de abastecimento, melhoria dos perfis de tensão e, finalmente, investimentos relativos à condição de ativos de rede e seu envelhecimento.

Finalmente, tendo em conta a informação contida nos planos analisados bem como a consulta de relatórios de contas de exercícios recentes de algumas destas empresas foi possível obter valores médios dos custos de investimento relativos aos planos de investimento em curso (casos da REE, Espanha, RTE, França, Eirgrid, Irlanda, Terna, Itália) ou referentes a exercícios recentes (casos da *National Grid*, UK, *Elia*, Bélgica, e *Energinet*, Dinamarca). De forma a tornar estes valores comparáveis, foram obtidos os valores médios anuais por habitante, por Produto Interno Bruto per capita (em paridades de poder de compra, ppc) referentes ao ano de 2015 e por área de intervenção de cada empresa que se apresentam nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3.

Handwritten signature in blue ink.

Handwritten signature in black ink.



*J. J.*  
*Perdig.*  
*[Signature]*  
*marco*

Em relação à REN, Portugal, foram utilizados quatro valores médios anuais referentes aos PDIRT 2016–2025, 2018–2027 e 2020–2029 de modo a melhor avaliar a evolução mais recente. Assim, para o PDIRT 2016–2025 e 2018–2027 foram utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio desses períodos (121 M€ e 91,2 M€ respetivamente) e para o PDIRT 2020–2029 foram utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio (34 M€) bem como o valor médio referente aos dez anos a que este plano se refere (64,5 M€). Nas figuras mencionadas estes valores estão designados por REN\_1, REN\_2, REN\_3 e por REN\_4.

Em relação à REN foi ainda considerado um valor adicional (designado por REN\_5) resultante da adição do valor médio anual proposto no PDIRT 2020-2029 para o primeiro quinquénio com o valor médio anual previsto no PDIRT 2018-2027 referente a projetos aprovados e com realização prevista para o período 2020-2024. Este valor médio anual resultante da adição destas duas parcelas é de 99 M€). Deve assinalar-se que este valor (REN\_5) não é diretamente comparável com os quatro anteriores (REN\_1 a REN\_4) uma vez que esses se referem apenas a novos investimentos propostos em cada um dos PDIRT não considerando a sua sobreposição com o volume de investimentos aprovados e em execução resultantes de exercícios anteriores.

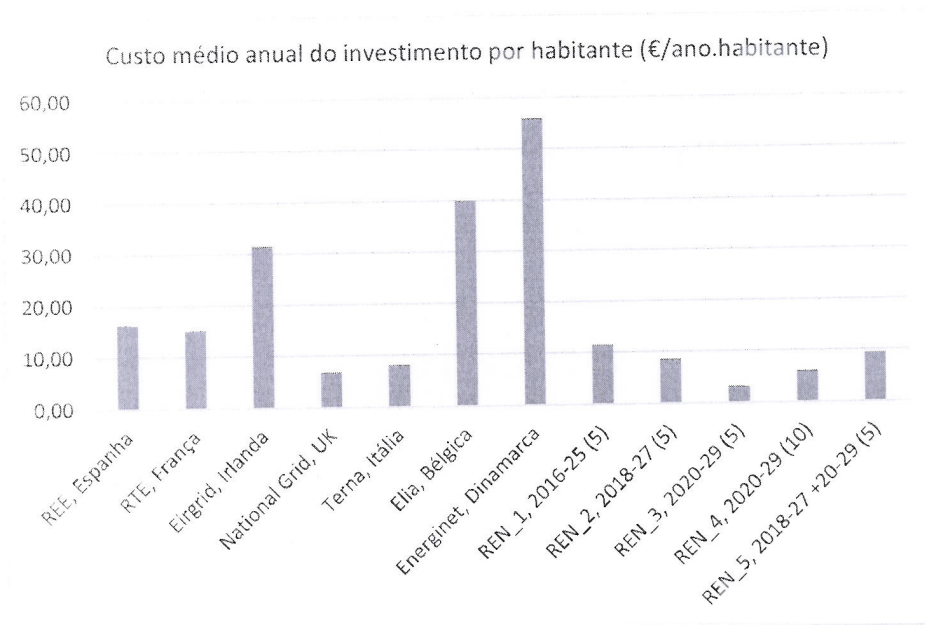


Fig. 1 – Valor médio anual do investimento por habitante.

*Handwritten notes and signatures:*  
 J. J.  
 P. J.  
 H.  
 M.

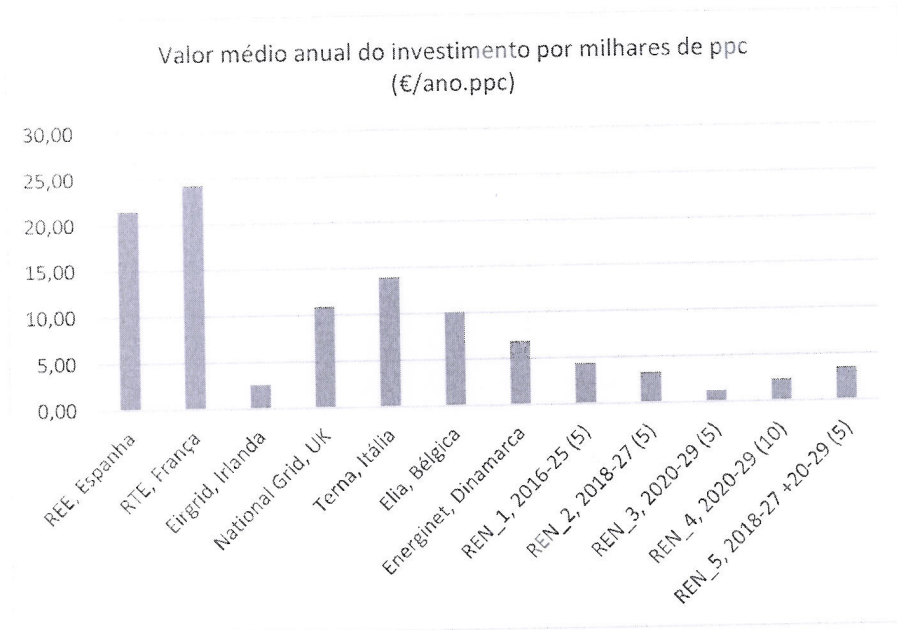


Fig. 2 – Valor médio anual do investimento por PIB per capita medido em milhares de ppc (paridades de poder de compra, referentes ao ano de 2015).



Fig. 3 – Valor médio anual do investimento por área de intervenção de cada empresa (milhares de € por km<sup>2</sup> de área concessionada).


Como se pode verificar pela análise destes três gráficos, o volume de investimento proposto pelo Operador da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (associados aos valores REN\_1 a REN\_4) é muito reduzido quer considerando o valor médio por habitante, o valor médio por PIB per capita em ppc ou o valor por unidade de área concessionada a cada uma das empresas.

Como seria de esperar o último valor referente à REN (REN\_5) é mais elevado que os que se referem unicamente a um quinquénio ou à totalidade dos 10 anos a que se refere o PDIRT 2020-27, uma vez que, como já se assinalou, o valor REN\_5 considera não apenas o valor médio dos investimentos propostos para o primeiro quinquénio do PDIRT 2020-29 mas igualmente o valor médio dos investimentos aprovados em sede do PDIRT 2028-27 e em execução no período de 2020-24. Não se estranha assim que este último valor médio de investimento corresponda a uma elevação em relação aos valores anteriores que se referem apenas a investimentos propostos no âmbito de cada um dos PDIRT referidos.

Em relação a estes gráficos, assinalam-se os valores de investimento muito elevados nomeadamente associados ao terceiro indicador por parte dos ORT Belga e Dinamarquês certamente explicados, por um lado, pela posição charneira que esses países ocupam entre diversos países Europeus assegurando por isso trânsitos de energia elevados através das suas redes e, por outro, pelos investimentos elevados na ligação de produção distribuída *off shore*.

Os valores de investimento previstos pelo Operador da Rede Nacional de Transporte Português para o primeiro quinquénio considerado nos três últimos PDIRT (2016–2025, 2018–2027 e 2020–2029) são decrescentes assumindo quase sem exceção o valor mais reduzido em qualquer destes três indicadores em comparação com os restantes sete Operadores considerados.

O valor médio do investimento proposto no PDIRT 2020–2029 considerando a totalidade dos 10 anos analisados sobe para 64,5 M€ em comparação com o valor médio de 34,0 M€ propostos neste plano para o primeiro quinquénio. Esta elevação do valor médio anual de investimento está associada ao volume de investimento proposto para os Projetos Complementares no segundo quinquénio do período analisado sendo certo que a implementação destes Projetos Complementares se encontra dependente de decisões externas ao Operador da Rede Nacional de Transporte, por um lado, e por outro corresponde a projetos de natureza mais incerta, uma vez que se referem à segunda metade do horizonte de planeamento considerado.

No entanto, mesmo considerando a totalidade dos 10 anos do período a que se refere o PDIRT 2020–2029, a elevação do valor médio anual de investimento para 64,5 M€ não retira o Operador da Rede Nacional de Transporte da última posição no que se refere aos três indicadores considerados nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3. Esta redução continuada do volume de investimento na Rede Nacional de Transporte deve ser assinalada aconselhando-se a rápida reversão desta tendência de modo a não comprometer a prazo a qualidade de serviço face a uma procura que poderá evoluir a um ritmo mais elevado do que o admitido no PDIRT 2020–2029 assegurando, por outro lado, a capacidade da rede em integrar e acomodar volumes cada vez mais elevados de produção renovável e de mais difícil previsão.

## 5. Apreciação Global do PDIRT 2020–2029

O PDIRT 2020–2029 está organizado em linha com documentos anteriores produzidos pelo ORT, apresentando um extenso sumário executivo, caracterizando adequadamente a RNT, elencando os pressupostos e as metodologias de planeamento, descrevendo e caracterizando de forma muito



*J. J.*  
*Phylog.*  
*MAH*

detalhada os diversos projetos considerados (nomeadamente os Projetos Base e os Projetos Complementares) e, finalmente, avaliando diversos impactos destas ações de expansão e reforço através de diversos índices e indicadores que permitem aferir a performance da RNT ao longo do horizonte de planeamento. Este último capítulo do PDIRT 2020–2029 é muito relevante uma vez que, de uma forma muito detalhada, o ORT reporta de que modo foram agregados os projetos e como eles impactam, por exemplo, na capacidade de interligação para fins comerciais, na capacidade de receção de nova produção, nos níveis tarifários, nas perdas, caracterizando igualmente esses projetos tendo em conta diversos critérios e monetizando os seus custos e benefícios.

Enumeram-se em seguida diversos pontos considerados relevantes:

- em linha com o já realizado no PDIRT 2018–2027, o PDIRT 2020–2029 organiza os projetos de investimento em Projetos Base e Projetos Complementares, por um lado, e por outro localizando-os no primeiro ou no segundo quinquénio do horizonte de planeamento, considerando que no primeiro caso os projetos apresentam um grau de caracterização e de realização mais elevados enquanto no segundo esse grau é menos detalhado e a sua concretização é mais incerta;
- em relação aos Projetos Base o valor médio anual de investimento referente ao primeiro quinquénio, 2020–2024, é de 24,7 M€, passando para 27,1 M€ no segundo quinquénio, 2025 – 2029. No decénio em análise, 2020–2029, o investimento total associado aos Projetos Base é de 259,0 M€;
- em relação aos Projetos Complementares, o valor médio anual de investimento referente ao primeiro quinquénio, 2020–2024, é de 9,3 M€, elevando-se para 67,9 M€ no segundo quinquénio, 2025–2029. No decénio em análise, 2020–2029, o investimento total associado aos Projetos Complementares é de 386,0 M€;
- assim, o valor total do investimento previsto é de 645,0 M€, correspondente a um valor médio anual de 64,5 M€. Por seu lado, o valor médio anual de investimento no conjunto dos Projetos Base e Complementares é de 34,0 M€ no primeiro quinquénio subindo para 95,0 M€ no segundo quinquénio. Verifica-se assim que os níveis de investimento global que têm vindo a ser propostos pelo ORT Português se continuam a reduzir, conforme indicado na Tabela seguinte.

PDIRT	Valor médio anual no primeiro quinquénio
2012–2021	327 M€
2014–2023	208 M€
2016–2025	121 M€
2018–2027	82 a 92 M€
2020–2029	34 M€

Tabela 1: Níveis de investimento global do ORT Português.

Como se verifica, os investimentos propostos passaram do valor médio anual de 327 M€ no primeiro quinquénio considerado no PDIRT 2012–2021, para o valor médio anual de 208 M€ proposto para o primeiro quinquénio do PDIRT 2014–2023, para o valor médio anual de 121 M€ proposto para o primeiro quinquénio do PDIRT 2016–2025 e, finalmente, para o valor médio anual de 49 M€ para os Projetos Base e um valor entre 33 e 43 M€ para os Projetos Complementares no primeiro quinquénio do PDIRT 2018–2027;

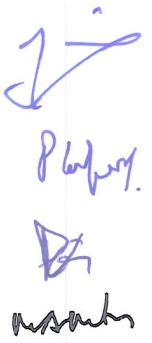




JJ  
 Plojny  
 [Signature]  
 [Signature]

- a redução do CAPEX mencionada no ponto anterior é muito relevante, visto que a não utilização do IEA, isto é, selecionando as ações de modernização/remodelação apenas com base na idade dos equipamentos, implicaria uma elevação do nível de investimento no primeiro quinquénio em 490 M€ que se aproximaria do montante global de investimento em Projetos Base e Complementares previstos para a totalidade do período 2020–2029 que é de 645,0 M€, como já foi referido;
- todavia, importa esclarecer se esta redução do nível de investimento em ações de modernização/remodelação de ativos não traduz apenas o adiamento temporal dessas intervenções sem que a *replacement wave* mencionada no ponto 4.3.2 do PDIRT 2020–2029 seja na verdade evitada ou suavizada. Se se tratar apenas de um adiamento generalizado destas intervenções, seria eventualmente de considerar a adoção de uma política mais agressiva de modernização/remodelação que pudesse alisar de uma forma mais efetiva essa onda de investimentos;
- no ponto 6.5 do documento base do PDIRT 2020–2029, o ORT identifica o impacto do PDIRT 2020–2029 nas perdas na RNT notando-se uma elevação do montante das perdas em termos absolutos em 2029 para um intervalo com um valor central próximo de 850 GWh. Mais do que o montante das perdas em termos absolutos tal como se indica na Figura 6.16, interessaria conhecer a estimativa do seu valor em termos percentuais em linha aliás com a informação fornecida na Figura 2.14 da secção 2.6 em relação à energia entrada na RNT;
- em relação à evolução da capacidade de interligação com Espanha devem saudar-se os esforços dos ORT Português e Espanhol para incrementar a capacidade utilizável para fins comerciais de modo a cumprir as indicações existentes a nível da EU para a *Interconnection Rate* (10% em 2020 e 15% em 2030). A este respeito, o ORT estima que este indicador se situe entre 12 e 14% em 2029, portanto muito próximo da meta estabelecida para 2030. Deve ainda salientar-se a redução muito significativa verificada no número de horas em que o mecanismo de *Market Splitting* é ativado para gerir a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (redução de 62% do número de horas do ano em 2008 para 5% em 2018, tal como indicado na Figura 2.11 da secção 2.4). Esta redução significa que, à exceção de um reduzido número de horas por ano, os preços de mercado verificados em Portugal e em Espanha são iguais traduzindo-se num verdadeiro mercado Ibérico integrado;
- de acordo com o indicado no Quadro 6.20 do documento base do PDIRT 2020–2029, a capacidade de interligação para fins comerciais tendo em conta os projetos incluídos no PDIRT 2020–2029 irá situar-se no intervalo 3200–3500 MW no sentido Portugal -> Espanha e no intervalo 3600–4200 MW no sentido Espanha -> Portugal sendo esta diferença certamente devida a constrangimentos internos a cada país ou a padrões particulares de produção que possam sobrevir;
- um dos pontos mais relevantes do PDIRT 2020–2029 prende-se com a possibilidade de aceitar ou acomodar na RNT a energia elétrica resultante de um mix de centros produtores diferente do atual considerando a desclassificação das centrais de Sines, Pego e Tapada do Outeiro (esta última em 2029), com o incremento da produção hídrica no Minho/Tâmega e com o aumento da capacidade instalada eólica e solar fotovoltaica dos valores atuais de cerca de 5200 e 685 MW para valores de 8000 e de 8100 MW, respetivamente, em linha com as metas definidas no PNEC 2021–2030. A este respeito, a Figura 3.10 do documento base do PDIRT 2020–2029 apresenta a distribuição geográfica da referida capacidade de 8100 MW associada a





aproveitamentos solares, estimando-se a ligação até 2029 de 5000 MW no Alentejo e Algarve e de 1650 MW na região de Lisboa e Oeste;

- por seu lado, o Quadro 6.23 da proposta de PDIRT 2020-2029 indica que na sua totalidade e a curto prazo (valores referidos a Março de 2019) estão disponíveis 3310 MW de nova capacidade de ligação, para além da já atribuída pela DGEG, e o quadro 6.25 indica que, em consequência dos projetos incluídos no PDIRT 2020-2029 (essencialmente correspondentes a Projetos Complementares localizados no segundo quinquénio, 2025-2029), ocorrerá um incremento da capacidade de receção de 4100 MW. A estes valores deverá ainda ser adicionada a capacidade decorrente de projetos em fase de execução ou a executar proximamente e aprovados no âmbito do PDIRT 2018-2027 na ordem de 1500 MW. A soma destas parcelas perfaz cerca de 8900 MW de capacidade de ligação adicional até 2029;
- deve ainda assinalar-se que a desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e Pego e a gás natural da Tapada do Outeiro até 2029 permitirão aumentar esta capacidade de ligação de 400 MW no que se refere a Sines, 600 MW no que se refere ao Pego e cerca de 900 MW no que se refere à Tapada do Outeiro. A soma destas parcelas com a capacidade de 8900 MW já referida perfaz 10800 MW;
- este valor permite acomodar a capacidade de nova produção solar e eólica de 10200 MW resultante das metas estabelecidas no PNEC 2021-2030, nomeadamente no que se refere ao acréscimo de cerca de 2800 MW de capacidade eólica (do valor atual de 5200 MW para 8000 MW) e de cerca de 7400 MW de capacidade solar (do valor atual de cerca de 685 MW para 8100 MW);
- no entanto, convirá esclarecer se a distribuição geográfica da capacidade de ligação referida é adequada tendo em conta a possível localização dos novos projetos de produção solar e fotovoltaica, especialmente no que se refere às zonas J, L, M e N correspondentes ao Alentejo e Algarve. Neste sentido, é importante notar que, apenas no que se refere a capacidade de produção por via solar, as metas estabelecidas no PNEC 2021-2030 preveem a ligação de 5000 MW (ver Figura 3.10 do documento base do PDIRT 2020-2029) e que uma parcela substancial da capacidade de ligação que ficará disponível devido à desclassificação das centrais térmicas já referidas não se localizará nas zonas mencionadas;
- esta reflexão é ainda importante considerando a informação constante no Quadro 6.22 da proposta de PDIRT 2020-2029 que indica que o ORT tem na sua posse pedidos de ligação de unidades de produção por via solar fotovoltaica perfazendo a capacidade total de 13719 MW, dos quais 6079 MW se localizam nas zonas J, L, M e N, isto é, valores aparentemente bastante superiores aos decorrentes das metas estabelecidas pelo PNEC 2021-2030 e à capacidade de ligação que se admite possa estar disponível em geral, e no Alentejo e Algarve em particular. Desta análise poderá eventualmente resultar a necessidade de realizar reforços mais ambiciosos da RNT nomeadamente no sul do país;
- finalmente, assinala-se que o incremento muito rápido da mobilidade elétrica e da eletrificação de diversos outros consumos energéticos ocasionará o aumento do consumo de energia elétrica, nomeadamente nas áreas urbanas e mais industrializadas, e no litoral em geral. Nestas condições, o PDIRT deveria conter algumas indicações e linhas orientadores tendo em vista o reforço da capacidade de transmissão para essas áreas mais fortemente urbanizadas e industrializadas. Uma parte destas indicações poderia decorrer das conclusões de estudos de sensibilidade ao aumento de carga, mencionadas anteriormente.

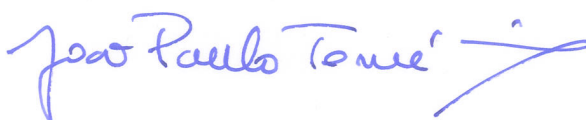
## 6. Conclusão

Tendo em conta o exposto, consideramos que o PDIRT 2020–2029, agora proposto pelo ORT, disponibiliza informação relevante sobre a RNT, caracterizando e justificando adequadamente os investimentos propostos para o horizonte em análise, sendo muito claras as preocupações em continuar a garantir elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento e em promover o menor impacto possível a nível tarifário.

Assinala-se todavia que os investimentos propostos resultam da consideração de uma procura futura claramente inferior à prevista no PNEC 2021–2030, podendo revelar-se insuficientes para responder às linhas orientadoras de política energética definidas pelo Concedente, nomeadamente tendo em conta as metas estabelecidas no PNEC 2021–2030, no que diz respeito à ligação de nova capacidade eólica e solar, especialmente no sul do país bem como o reforço da capacidade de transmissão para as principais áreas urbanas e industriais. Uma vez que o PDIRT se apoia no RMSA-E mais recente, sugere-se que se promova tão rapidamente quanto possível a revisão do Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento aplicável ao sector elétrico, RMSA-E, de modo que este possa incorporar previsões mais realistas para a evolução da procura e da oferta de energia elétrica e que, assim, se contribua para que sejam criadas as condições para que o ORT possa adotar uma política de investimentos mais agressiva e ambiciosa, sabendo-se de antemão que tal se traduziria necessariamente num impacto tarifário que deixaria de ser negligenciável.

Em linha com a preocupação anterior, considera-se igualmente que os investimentos classificados como complementares no PDIRT 2020–2029 e que apresentem como indutor o aproveitamento do potencial eólico e solar deveriam passar a ser classificados como Projetos Base, conferindo à sua concretização um maior grau de comprometimento e contribuindo de forma mais decisiva para atingir as metas especificadas pelo concedente no PNEC 2021–2030.

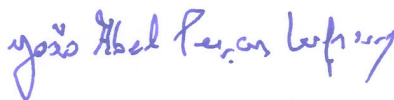
INESC TEC, Porto 12 de julho de 2019



(João Paulo Tomé Saraiva)

(Prof. Associado Agregado do DEEC da FEUP e Coordenador da Área de Mercados de Energia do

Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)



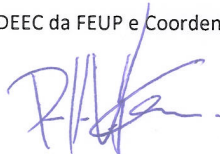
(João Abel Peças Lopes)

(Prof. Catedrático do DEEC da FEUP e Diretor Associado do INESC TEC)

  
Phillipe

(Manuel António Cerqueira da Costa Matos)

(Prof. Catedrático do DEEC da FEUP e Coordenador do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)



(Phillipe Vilaça Gomes)

(PhD, Investigador Sénio do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)

**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](http://www.ren.pt)

**REN** 