



# 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:

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

em que:

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

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

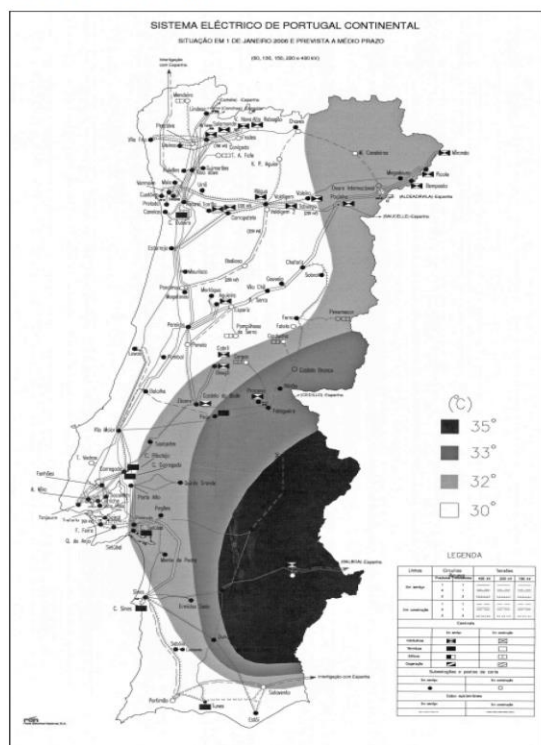
Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

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 2014 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

REN

**Página em Branco**

## RMSA-E 2014

### CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

#### 1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2015 – 2030, com um detalhe anual para o período 2015-2025.

#### 2. Cenário Macroeconómico

O cenário macroeconómico, que teve em linha de conta não só as previsões fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas também as várias previsões provenientes de BP, CE e FMI, é o seguinte:

	Taxa de variação do PIB								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020-2030
Cenário Inferior	-1,8%	0,4%	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
<b>Cenário Central</b>	<b>-1,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
Cenário Superior	-1,8%	1,2%	1,9%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

#### 3. Orientações de Política Energética

##### 3.1 Produção em Regime Especial

As metas vinculativas para 2020 de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia e 10% nos transportes devem ser tidas em linha de conta. Assim, a oferta PRE (capacidade instalada) a ter em conta para o cenário base de referência deverá ser a constante no quadro seguinte, e tem por base os objetivos definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (RCM n.º 20/2013).

Tecnologia (MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Cogeração não renovável	1.236	1.260	1.260	1.270	1.280	1.280	1.290	1.290	1.300	1.320	1.340	1.360	1.380	1.410	1.520
Cogeração renovável (c/ cog. Biogás)	361	361	370	370	380	380	390	400	400	400	400	400	400	430	470
Eólica	4.462	4.652	4.742	4.842	4.942	5.042	5.142	5.242	5.300	5.400	5.500	5.600	5.710	5.820	6.400
Pequenas Centrais Hídricas <sup>1</sup>	436	436	436	436	434	434	448	463	470	520	570	570	570	570	620
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	123	124	130	130	140	160	180	200	220	230	240	240	240	250	260
Biogás (s/ cogeração)	57	59	59	59	60	60	60	60	60	61	62	62	63	65	70
Fotovoltaico	221	283	348	383	440	498	555	613	670	685	710	725	732	740	800
Solar Térmico (CSP)	0	0	7	17	20	34	34	34	50	54	58	60	60	70	105
Ondas	0,3	0,3	0,3	1	6	6	6	6	6	6	6	6	7	8	10
<b>Total</b>	<b>6.973</b>	<b>7.252</b>	<b>7.429</b>	<b>7.585</b>	<b>7.779</b>	<b>7.971</b>	<b>8.182</b>	<b>8.385</b>	<b>8.553</b>	<b>8.753</b>	<b>8.963</b>	<b>9.100</b>	<b>9.239</b>	<b>9.440</b>	<b>10.332</b>

<sup>1</sup> Aproveitamentos hidroelétricos com uma potência inferior a 30 MW

### 3.2 PRO Hídrica

No que respeita à oferta PRO Hídrica, deverá ser considerado como cenário base de referência o constante no quadro seguinte:

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data	Capacidade instalada (MW)
Ribeiradio	EDP	2015 (dez. 2014)	77
Baixo Sabor	EDP	2015 (dez. 2014)	171
Venda Nova III	EDP	jul. 2015	780
Salamonde II	EDP	2016 (ag. 2015)	207
Foz Tua	EDP	2017 (dez. 2016)	251
Girabolhos	Endesa	2020 (nov. 2019)	364
Bogueira	Endesa	2020 (nov. 2019)	31
Fridão	EDP	2020	238
Alvito	EDP	2020	225
Gouvães	Iberdrola	2022	880
Daivões	Iberdrola	2022	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2022	160
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
<b>TOTAL PRO Hídrica</b>	<b>5.044</b>	<b>5.044</b>	<b>6.072</b>	<b>6.279</b>	<b>6.530</b>	<b>6.530</b>	<b>6.530</b>	<b>7.388</b>	<b>7.388</b>	<b>8.542</b>	<b>8.542</b>	<b>8.542</b>	<b>8.542</b>	<b>9.097</b>

### 3.3 PRO Térmica

A oferta PRO-Térmica a considerar no cenário base de referência deverá ser:

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Tunes	167	167	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	---	---	---	---	---
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	---	---
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
CCGT Sines <sup>2</sup>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
CCGT Lavos <sup>3</sup>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<b>Total</b>	<b>5.752</b>	<b>5.752</b>	<b>5.585</b>	<b>5.585</b>	<b>5.585</b>	<b>4.405</b>	<b>4.405</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>

<sup>2</sup> A DGEG recebeu uma carta da SPOWER, S.A. no dia 28/06/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de electricidade que lhe foi atribuída pela DGEG

<sup>3</sup> A DGEG recebeu uma carta da IBERDROLA Generation, SA Unipersonal no dia 27/12/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de electricidade que lhe foi atribuída pela DGEG

## 4. Cenários de PROCURA

### 4.1 Autoconsumo

Mantém-se até ao horizonte do estudo o valor verificado em 2012.

### 4.2 Poupanças de energia

Até 2020 assumem-se as poupanças anuais consideradas no âmbito do PNAEE.

	Und.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Poupanças Totais anuais</b>	GWh	554	625	800	387	405	421	523

### 4.3 Cenários de evolução da procura

#### Cenário Central

Com medidas de eficiência energética

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão			
			sem VE		com VE			GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh <sup>4</sup>	GWh	tvh				GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	3	46 336	0,5%	46 339	0,5%	891	3 952	8,0%	49 398	0,5%	49 401	0,5%
2015	1 179	4	46 348	0,0%	46 352	0,0%	891	3 953	8,0%	49 410	0,0%	49 415	0,0%
2016	1 979	6	46 232	-0,3%	46 238	-0,2%	891	3 943	8,0%	49 284	-0,3%	49 290	-0,3%
2017	2 366	9	46 566	0,7%	46 576	0,7%	891	3 973	8,0%	49 647	0,7%	49 658	0,7%
2018	2 771	14	46 890	0,7%	46 905	0,7%	891	4 001	8,0%	50 000	0,7%	50 015	0,7%
2019	3 192	21	47 206	0,7%	47 227	0,7%	891	4 029	8,0%	50 343	0,7%	50 365	0,7%
2020	3 715	28	47 428	0,5%	47 456	0,5%	891	4 049	8,0%	50 584	0,5%	50 614	0,5%
2021	4 006	41	47 890	1,0%	47 931	1,0%	891	4 090	8,0%	51 086	1,0%	51 131	1,0%
2022	4 287	54	48 369	1,0%	48 423	1,0%	891	4 133	8,0%	51 607	1,0%	51 666	1,0%
2023	4 555	67	48 870	1,0%	48 936	1,1%	891	4 178	8,0%	52 151	1,1%	52 224	1,1%
2024	4 782	79	49 421	1,1%	49 499	1,2%	891	4 227	8,0%	52 750	1,1%	52 835	1,2%
2025	4 985	91	50 003	1,2%	50 094	1,2%	891	4 279	8,0%	53 383	1,2%	53 482	1,2%
2026	5 178	104	50 605	1,2%	50 709	1,2%	891	4 332	8,0%	54 037	1,2%	54 150	1,2%
2027	5 313	117	51 273	1,3%	51 390	1,3%	891	4 391	8,0%	54 763	1,3%	54 891	1,4%
2028	5 401	130	51 997	1,4%	52 127	1,4%	891	4 455	8,0%	55 550	1,4%	55 692	1,5%
2029	5 477	143	52 742	1,4%	52 884	1,5%	891	4 521	8,0%	56 360	1,5%	56 515	1,5%
2030	5 527	155	53 522	1,5%	53 677	1,5%	891	4 590	8,0%	57 208	1,5%	57 376	1,5%

<sup>4</sup> Taxa de variação homóloga

**Cenário Superior**

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão				
			sem VE		com VE			GWh	GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh					GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	4	46 517	0,9%	46 521	0,9%	891	3 968	8,0%	49 594	0,9%	49 598	0,9%	
2015	1 179	5	46 655	0,3%	46 660	0,3%	891	3 980	8,0%	49 744	0,3%	49 750	0,3%	
2016	1 979	8	46 668	0,0%	46 676	0,0%	891	3 981	8,0%	49 758	0,0%	49 767	0,0%	
2017	2 366	13	47 137	1,0%	47 150	1,0%	891	4 023	8,0%	50 268	1,0%	50 282	1,0%	
2018	2 771	20	47 599	1,0%	47 620	1,0%	891	4 063	8,0%	50 771	1,0%	50 793	1,0%	
2019	3 192	30	48 058	1,0%	48 088	1,0%	891	4 104	8,0%	51 269	1,0%	51 301	1,0%	
2020	3 715	40	48 428	0,8%	48 468	0,8%	891	4 137	8,0%	51 671	0,8%	51 715	0,8%	
2021	4 006	60	49 042	1,3%	49 102	1,3%	891	4 192	8,0%	52 338	1,3%	52 404	1,3%	
2022	4 287	79	49 678	1,3%	49 757	1,3%	891	4 249	8,0%	53 030	1,3%	53 116	1,4%	
2023	4 555	97	50 341	1,3%	50 438	1,4%	891	4 309	8,0%	53 751	1,4%	53 856	1,4%	
2024	4 782	115	51 059	1,4%	51 175	1,5%	891	4 373	8,0%	54 531	1,5%	54 656	1,5%	
2025	4 985	133	51 815	1,5%	51 948	1,5%	891	4 440	8,0%	55 352	1,5%	55 497	1,5%	
2026	5 178	154	52 594	1,5%	52 748	1,5%	891	4 509	8,0%	56 199	1,5%	56 366	1,6%	
2027	5 313	174	53 446	1,6%	53 619	1,7%	891	4 585	8,0%	57 125	1,6%	57 314	1,7%	
2028	5 401	193	54 359	1,7%	54 552	1,7%	891	4 666	8,0%	58 118	1,7%	58 328	1,8%	
2029	5 477	213	55 299	1,7%	55 512	1,8%	891	4 750	8,0%	59 140	1,8%	59 371	1,8%	
2030	5 527	231	56 281	1,8%	56 512	1,8%	891	4 837	8,0%	60 207	1,8%	60 458	1,8%	

**Cenário Inferior**

Com medidas de eficiência energética

GWh

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão				
			sem VE		com VE			GWh	GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh					GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	2	46 155	0,1%	46 157	0,1%	891	3 936	8,0%	49 201	0,1%	49 203	0,1%	
2015	1 179	3	46 042	-0,2%	46 045	-0,2%	891	3 926	8,0%	49 078	-0,2%	49 081	-0,2%	
2016	1 979	4	45 798	-0,5%	45 802	-0,5%	891	3 905	8,0%	48 812	-0,5%	48 817	-0,5%	
2017	2 366	7	46 001	0,4%	46 007	0,4%	891	3 923	8,0%	49 033	0,5%	49 040	0,5%	
2018	2 771	9	46 190	0,4%	46 199	0,4%	891	3 940	8,0%	49 238	0,4%	49 248	0,4%	
2019	3 192	13	46 367	0,4%	46 380	0,4%	891	3 956	8,0%	49 431	0,4%	49 445	0,4%	
2020	3 715	18	46 446	0,2%	46 464	0,2%	891	3 963	8,0%	49 517	0,2%	49 537	0,2%	
2021	4 006	26	46 762	0,7%	46 788	0,7%	891	3 991	8,0%	49 860	0,7%	49 889	0,7%	
2022	4 287	34	47 091	0,7%	47 125	0,7%	891	4 020	8,0%	50 218	0,7%	50 255	0,7%	
2023	4 555	42	47 438	0,7%	47 480	0,8%	891	4 051	8,0%	50 595	0,8%	50 640	0,8%	
2024	4 782	49	47 830	0,8%	47 880	0,8%	891	4 086	8,0%	51 021	0,8%	51 075	0,9%	
2025	4 985	57	48 251	0,9%	48 307	0,9%	891	4 123	8,0%	51 478	0,9%	51 540	0,9%	
2026	5 178	65	48 685	0,9%	48 750	0,9%	891	4 162	8,0%	51 951	0,9%	52 021	0,9%	
2027	5 313	73	49 182	1,0%	49 255	1,0%	891	4 206	8,0%	52 491	1,0%	52 570	1,1%	
2028	5 401	80	49 731	1,1%	49 811	1,1%	891	4 254	8,0%	53 088	1,1%	53 175	1,2%	
2029	5 477	88	50 296	1,1%	50 384	1,1%	891	4 304	8,0%	53 702	1,2%	53 797	1,2%	
2030	5 527	94	50 892	1,2%	50 986	1,2%	891	4 356	8,0%	54 349	1,2%	54 452	1,2%	

## 5. Cenários de Preços

### 5.1 - Preços dos combustíveis

	PETRÓLEO <sup>5</sup>	CARVÃO <sup>6</sup>	GÁS NATURAL <sup>7</sup>	FUELÓLEO <sup>8</sup>	GASÓLEO <sup>9</sup>
	USD/bbl	CIF Sines USD/t	CIF RNTIAT USD/MBtu	CIF Setúbal USD/t	
2014	113	103,3	11,4	693,4	1014,3
2015	113	103,5	11,4	696,2	1019,5
2016	114	103,7	11,5	699,0	1024,5
2017	114	103,9	11,6	701,9	1029,6
2018	115	104,1	11,7	704,7	1034,6
2019	115	104,4	11,7	707,5	1039,6
2020	116	104,6	11,8	710,3	1044,6
2021	116	104,8	11,9	713,7	1050,6
2022	117	105,1	12,0	717,1	1056,5
2023	117	105,3	12,1	720,4	1062,4
2024	118	105,6	12,2	723,8	1068,4
2025	119	105,8	12,3	727,2	1074,3
2026	120	106,2	12,4	732,8	1083,9
2027	121	106,6	12,6	738,4	1093,5
2028	122	107,0	12,7	744,0	1103,1
2029	123	107,5	12,9	749,6	1112,7
2030	124	107,9	13,0	755,2	1122,3

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

Foram adotadas as seguintes previsões:

Ano	Preço (€/ton – preços 2013)
2014 <sup>10</sup>	6,0
2015 <sup>Error!</sup> Bookmark not defined.	6,0
2016 <sup>Error!</sup> Bookmark not defined.	7,0
2017 <sup>Error!</sup> Bookmark not defined.	7,0
-	-
2020 <sup>11</sup>	16
-	-
2030 <sup>Error!</sup> Bookmark not defined.	26

## 6. Indicadores na análise da garantia de abastecimento

- IC - Índice de Cobertura:
  - Metodologia probabilística – utilização do modelo Reservas

<sup>5</sup> Cenário "New Policies" da AIE publicado no WEO2013

<sup>6</sup> PCI = 6.000 kcal/Kg; 1% S

<sup>7</sup> Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

<sup>8</sup> PCI = 9 600 Kcal/Kg

<sup>9</sup> PCI = 10.200 Kcal/Kg; densidade = 0,845.

<sup>10</sup> EU ETS EUA Forward market (fonte: Bloomberg 13.Mar.2014)

<sup>11</sup> Cenário "New Policies Scenario - European Union" da IEA (Fonte: IEA Outlook 2013)

- Nível de risco associado ao IC - nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos)
- Simulação em nó isolado até 2014 (NTC=0); A partir de 2015 simulação considerando 10% NTC
- LOLE  $\leq$  5 horas

(10% da NTC a partir de 2015 para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do Mibel)

## 7. Análises

Após analisado o cenário base de referência (BASE) deverão ser efetuadas as análises indicadas no quadro seguinte:

OFERTA	PROCURA		
	Inferior	Central	Superior
Evolução expectável	---	BASE	SENSIBILIDADE (Procura)
Evolução expectável com Carvão (sem desclassificação das actuais centrais a carvão antes de 2025)	---	SENSIBILIDADE (Oferta)	---
Sistema existente (incluindo o que está em construção e se preveja entrar em construção até 31-12-2014)	---	---	TESTE DE STRESS

Quaisquer outras análises que se considerar serem relevantes devem ser acordadas entre a DGEG e REN.



## RMSA-E 2014 PRESSUPOSTOS “Teste de Stress”

Para efeitos do estudo de “Teste de Stress”, devese considerar-se que a oferta é constituída unicamente pelo sistema existente (deduzido das desclassificações conforme calendário previsto), acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2014. Assim:

### 1. Produção em Regime Especial

A evolução da PRE manter-se-á constante a partir de 31 de Dezembro de 2016.

Tecnologia (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Cogeração não renovável	1.236	1.260	1.260	1.270	1.280
Cogeração renovável (c/ cog. Biogás)	343	361	361	370	370
Eólica	4.462	4.652	4.742	4.842	4.942
Pequenas Centrais Hídricas	418	436	436	436	436
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	123	124	130	130	140
Biogás (s/ cogeração)	57	59	59	59	60
Fotovoltaico	221	283	348	383	440
Solar Térmico (CSP)	0	0	7	17	20
Ondas	0,3	0,3	0,3	1	6
<b>Total</b>	<b>6.973</b>	<b>7.252</b>	<b>7.429</b>	<b>7.585</b>	<b>7.779</b>

### 2. PRO Hídrica

A oferta PRO Hídrica a considerar devese ser:

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data	Capacidade instalada (MW)
Ribeiradio	EDP	2015 (dez. 2014)	77
Baixo Sabor	EDP	2015 (dez. 2014)	171
Venda Nova III	EDP	jul. 2015	780
Salamonde II	EDP	2016 (ag. 2015)	207
Foz Tua	EDP	2017 (dez. 2016)	251

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030
<b>TOTAL PRO Hídrica</b>	<b>5.044</b>	<b>5.044</b>	<b>6.072</b>	<b>6.279</b>	<b>6.530</b>	<b>6.530</b>	<b>6.530</b>	<b>6.530</b>

### 3. PRO Térmica

A oferta PRO-Térmica a considerar no cenário base de referência deverá ser:

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Tunes	167	167	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	---	---	---	---	---
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	---	---
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
<b>Total</b>	<b>5.752</b>	<b>5.752</b>	<b>5.585</b>	<b>5.585</b>	<b>5.585</b>	<b>4.405</b>	<b>4.405</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>

### 4. Cenários de PROCURA

Os cenários de procura a utilizar no estudo deverão ser revistos pela REN, de acordo com o novo cenário macroeconómico anteriormente referido.

#### Cenário Superior Com medidas de eficiência energética

Ano	Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente				Autoconsumo	Perdas		Consumo Total na Emissão				
			sem VE		com VE			GWh	GWh	%	sem VE		com VE	
			GWh	tvh	GWh	tvh					GWh	tvh	GWh	tvh
2014	554	4	46 517	0,9%	46 521	0,9%	891	3 968	8,0%	49 594	0,9%	49 598	0,9%	
2015	1 179	5	46 655	0,3%	46 660	0,3%	891	3 980	8,0%	49 744	0,3%	49 750	0,3%	
2016	1 979	8	46 668	0,0%	46 676	0,0%	891	3 981	8,0%	49 758	0,0%	49 767	0,0%	
2017	2 366	13	47 137	1,0%	47 150	1,0%	891	4 023	8,0%	50 268	1,0%	50 282	1,0%	
2018	2 771	20	47 599	1,0%	47 620	1,0%	891	4 063	8,0%	50 771	1,0%	50 793	1,0%	
2019	3 192	30	48 058	1,0%	48 088	1,0%	891	4 104	8,0%	51 269	1,0%	51 301	1,0%	
2020	3 715	40	48 428	0,8%	48 468	0,8%	891	4 137	8,0%	51 671	0,8%	51 715	0,8%	
2021	4 006	60	49 042	1,3%	49 102	1,3%	891	4 192	8,0%	52 338	1,3%	52 404	1,3%	
2022	4 287	79	49 678	1,3%	49 757	1,3%	891	4 249	8,0%	53 030	1,3%	53 116	1,4%	
2023	4 555	97	50 341	1,3%	50 438	1,4%	891	4 309	8,0%	53 751	1,4%	53 856	1,4%	
2024	4 782	115	51 059	1,4%	51 175	1,5%	891	4 373	8,0%	54 531	1,5%	54 656	1,5%	
2025	4 985	133	51 815	1,5%	51 948	1,5%	891	4 440	8,0%	55 352	1,5%	55 497	1,5%	
2026	5 178	154	52 594	1,5%	52 748	1,5%	891	4 509	8,0%	56 199	1,5%	56 366	1,6%	
2027	5 313	174	53 446	1,6%	53 619	1,7%	891	4 585	8,0%	57 125	1,6%	57 314	1,7%	
2028	5 401	193	54 359	1,7%	54 552	1,7%	891	4 666	8,0%	58 118	1,7%	58 328	1,8%	
2029	5 477	213	55 299	1,7%	55 512	1,8%	891	4 750	8,0%	59 140	1,8%	59 371	1,8%	
2030	5 527	231	56 281	1,8%	56 512	1,8%	891	4 837	8,0%	60 207	1,8%	60 458	1,8%	



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 3

REPARTIÇÃO DO INVESTIMENTO NA RNT  
POR VETOR E ESTADO DOS PROJETOS

REN

**Página em Branco**



ESTADO DOS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA RNT (*)				
DATA DE ENTRADA EM SERVIÇO [ANO]	DESIGNAÇÃO DO PROJETO	ÁREA DO CONTINENTE	LICENCIAMENTO	ESTADO DOS TRABALHOS
2016	PR0255 - Reforço de ligação à SE de Trafaria	Área 6	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0404 - Criação do injetor de Alcochete	Área 6	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0461 - Linha a 400 kV Estremoz-Divor	Área 7	Licenciado	Iniciado
2016	PR0640 - Transformação 150/60 kV em Ourique	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0711 - Reforço de transformação em Rio Maior	Área 4	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0924 - Substituição de transformador no Porto Alto	Área 6	N/A	Iniciado
2016	PR0947 - Reforço de transformação em Tábua	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2016	PR0957 - PL (C.Branco-EDPD) a 60 kV em Castelo Branco	Área 5	Em licenciamento	Iniciado
2016	PR0958 - Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira	Área 8	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1212 - PL (Conceição) a 60 kV em Tavira	Área 8	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1220 - PL (Gala) a 60 kV em Lavos	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1324 - Reatância Shunt em Pedralva	Área 1	N/A	Iniciado
2016	PR1404 - Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2016-2017	PR1504 - Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2017	PR0917 - Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2017	PR0928 - Reforço de transformação no Zambujal	Área 6	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1325 - Reatância Shunt em Feira	Área 4	N/A	Iniciado
2017	PR1410 - Reforço de transformação em Lavos (3º transformador)	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1502 - Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)	Área 3	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1505 - Reforço de transformação em Sines (3º transformador)	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2017	PR1515 - Receção de energia off shore ao largo de V. Castelo - 1ª fase	Área 1	Em licenciamento (zona off-shore)	Iniciado
2018	PR0709 - Nova interligação Minho-Galiza	Área 1	Por licenciar em novo procedimento	Iniciado
2018	PR1224 - PL (Pontão) a 60 kV em Penela	Área 4	Por licenciar	A iniciar em 2016
2018	PR1326 - Reatância Shunt em Palmela	Área 6	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1408 - Reforço de transformação em Ourique - Reserva Parada	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2016
2018	PR1411 - Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões	Área 7	Por licenciar	Iniciado
2018	PR1503 - Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR0623 - Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo	Área 4	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0633 - Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0720 - "Uprating" de linhas na zona de Lisboa	Área 6	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR0807 - PL (Sousel) a 60 kV em Estremoz	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR0933 - Reforço de transformação em Alcochete	Área 6	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1006 - Compensação de reativa pós 2018 - 1ª fase	Área 3	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019-2023	PR1016 - Ligação a 400 kV Penela - Seia	Área 5	Por licenciar	Iniciado
2019	PR1021 - Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	Área 3	Por licenciar	Iniciado
2019	PR1223 - PL (Sto. André) a 60 kV em Sines	Área 7	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1401 - Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	Área 1	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR1431 - Otimização de corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	Área 2	Por licenciar	A iniciar em 2016
2019	PR1511 - Compensação de reativa pós 2018 - 2ª fase	Área 5	Por licenciar	A iniciar em 2017
2020	PR0257 - PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V. Fria	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2020-2022	PR0914 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Feira	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2020-2022	PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto	Área 3	Por licenciar	Iniciado
2020	PR1501 - 2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2020	PR0913 - Ligação a 220 kV V. P. de Aguiar - Carrapatelo	Área 2	Por licenciar	Iniciado
2020	PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	Área 4	Por licenciar	Iniciado
2021	PR0935 - Reforço de transformação em V. N. Famalicão	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021	PR0953 - Criação do injetor Divor	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1206 - Ligação a 400 kV Guarda - Seia (**)	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1207 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Guarda (**)	Área 2	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021	PR1222 - PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0632 - Alimentação à SE de Fafe - 2ª fase: Ligação à SE de Pedralva	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0639 - Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0911 - Nova linha a 400 kV Pedralva - Zona do Porto	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR0968 - Criação do injetor Pegões	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR1506 - "Uprating" de linhas na zona da Beira Litoral	Área 4	Por licenciar	A iniciar após 2017
2022	PR1516 - Receção de energia off-shore ao largo de V. Castelo - 2ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023-2025	PR0903 - Ligação a 400 kV R. Maior - zona Carvoeira - zona Alm. Bispo - Fanhões	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR0905 - 2ª linha a 400 kV Falagueira-Pego	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1204 - Transformação 400/60 kV em Seia	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023-2025	PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2023	PR1412 - "Uprating" de linhas na zona do Minho	Área 1	Por licenciar	A iniciar após 2017
2024	PR0915 - Ligação a 400 kV Guarda-Fundão	Área 5	Por licenciar	A iniciar após 2017
2024	PR1208 - Ligação a 400 kV Ourique - Tavira	Área 8	Por licenciar	A iniciar após 2017
2025	PR0904 - Criação do injetor Almargem do Bispo	Área 6	Por licenciar	A iniciar após 2017
2025	PR1209 - Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique	Área 7	Por licenciar	A iniciar após 2017

(\*) Estado atualizado a junho de 2015.

(\*\*) Projetos de investimento incluídos nesta edição do PDIRT a título indicativo.

ESTADO DOS PROJETOS DE MODERNIZAÇÃO DA RNT (*)			
DATA DE ENTRADA EM SERVIÇO [ANO]	DESIGNAÇÃO DO PROJETO	LICENCIAMENTO	ESTADO DOS TRABALHOS
2016	PR0948 - Substituição de autotransformador na subestação do Zêzere	Por licenciar	Iniciado
2016	PR1306 - Substituição de transformador na subestação do Porto Alto	N/A	Iniciado
2016-2018	PR1308 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Riba d'Ave	N/A	Iniciado
2016-2017	PR1309 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Canelas	N/A	Iniciado
2016	PR1311 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Torrão	N/A	Iniciado
2016	PR1312 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Évora	N/A	Iniciado
2016	PR1333 - Reconstrução da subestação do Porto Alto	N/A	Iniciado
2016	PR1405 - Substituição de transformadores na subestação de Vila Chã	N/A	Iniciado
2016	PR1415 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Vila Fria	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1428 - Remodelação dos Sistemas de Alimentação	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1433 - Recondicionamento de Transformadores	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1434 - Ref. do nível de isolamento em subestações - Aplicação de RTV	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1435 - Reconstrução/Reabilitação de infraest. de construção civil	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1439 - Subst. de aparelhagem MAT (disj., tr.med., DST, secc. e TSA)	N/A	Iniciado
2016-2020	PR1444 - Remodelação de Linhas	N/A	Iniciado
2017	PR0644 - Substituição de transformador na subestação do Carregado	Em licenciamento	Iniciado
2017	PR1214 - Reconstrução da subestação do Carregado	N/A	Iniciado
2017-2018	PR1313 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Carriche	N/A	A iniciar em 2015
2017-2018	PR1316 - Remodelação dos Sist. de Prot. de Estoi	N/A	A iniciar em 2015
2017-2018	PR1416 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Estarreja	N/A	A iniciar em 2015
2017	PR1417 - Remodelação dos Sistemas de Comando da Falagueira	N/A	A iniciar em 2015
2017	PR1418 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Ermidas/Sado	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1403 - Substituição de transformador na subestação de Valdígem	Por licenciar	Iniciado
2018-2019	PR1414 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Mourisca	N/A	A iniciar em 2016
2018	PR1419 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Monte da Pedra	N/A	A iniciar em 2016
2018-2019	PR1421 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Sacavém	N/A	A iniciar em 2016
2018-2019	PR1423 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Vila Chã	N/A	A iniciar em 2016
2018-2020	PR1424 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Zêzere	N/A	A iniciar em 2016
2019	PR1422 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Alto de Mira	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1425 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. do Ribatejo	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1426 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Sabóia	N/A	A iniciar em 2017
2019-2020	PR1427 - Remodelação dos Sist. de Com. e Prot. de Palmela	N/A	A iniciar em 2017
2019	PR1509 - 2ª substituição de transformador na subestação do Carregado	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1512 - Substituição de transformador na subestação de Pereiros	Por licenciar	A iniciar em 2017
2019	PR1513 - Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	N/A	A iniciar em 2017
2020	PR1510 - 3ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	Por licenciar	A iniciar após 2017
2021-2025	PR1514 - Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2021-2025	N/A	A iniciar após 2017

(\*) Estado atualizado a junho de 2015.

**Página em Branco**





# 07 ANEXOS

ANEXO 4

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO  
DE 2016 A 2018 E MAPAS DA RNT  
DE 2015, 2016 E 2018

REN

**Página em Branco**

## Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2016 e 2018

### Ano: 2016

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Desvio da linha Palmela-Fanhões para Alcochete (2 troços de 1 km cada de linha dupla c/ 1 terno equipado)	2x2	400
Linha Estremoz-Divor (expl. a 60 kV)	1x51	400
Individualização de ternos na linha Penela-Zêzere	2x49,3	220
Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito aéreo	2x10,6	150
Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito subterrâneo	2x6	150

### Ano: 2017

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira	2x44	400
Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado)	2x55	400
Individualização de ternos na linha Carregado-Santarém	2x34,7	220
Individualização de ternos na linha Santarém-Zêzere	2x52,3	220
Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão	2x8	220
Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x7	150
Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira	2x44	150
Cabo subterrâneo de 150 kV ("on-shore") entre a costa e a transição para linha aérea (inicialmente explorado a 60 kV)	1x4	150
Cabo submarino de 150 kV ("off-shore") entre a zona de recolha de energia ("off-shore") e a costa (inicialmente explorado a 60 kV)	1x17	150

### Ano: 2018

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Desvio da linha Pedralva-zona de P. de Lima-V. N. de Famalicão para P. de Lima	2x5	400
Linha dupla a 400 kV P. de Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado)	2x72	400
Linha Divor-Pegões a 400 kV	1x70	400
Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor	1x50	400
Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz	1x93	400

## Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2016 e 2018

Ano: 2016

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
ALCOCHETE	Abertura de instalação	400/60	1	
ALCOCHETE	1º Transformador	400/60	1 N	170
OURIQUE	1º Transformador	150/60	1 N	126
PEDRALVA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
POCINHO	Transformador	220/60	1 N	126
PORTO ALTO	2º Transformador (substituição de unidade com TR prov. de Ermesinde)	150/60	1 P	126
PORTO ALTO	Transformador	150/60	1 N	126
PORTO ALTO	Desativação de transformadores	150/60	-2 D	63
RIO MAIOR	Transformador 220/60 kV	220/60	1 P	126
TÁBUA	Transformador (pólos monofásicos)	220/60	1 N	126
TAVIRA	2º Autotransformador	400/150	1 N	450
VILA CHÃ	Transformadores (provenientes de outras instalações)	220/60	2 P	63
VILA CHÃ	Desativação de transformadores	220/60	-2 D	63
ZEZERE	Autotransformador	220/150	1 N	250
ZEZERE	Desativação de autotransformador	220/150	-1 D	120
ZEZERE	Autotransformador de reserva (proveniente de outra instalação)	220/150	1 P	150

Nota:

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T: Transferido

Ano: 2017

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1 D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1 N	170
FEIRA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
FUNDÃO	Abertura de instalação	400/220	1	
FUNDÃO	Autotransformador	400/220	1 N	450
GUIMARÃES	Desativação de instalação	150/60	-1	
GUIMARÃES	Desativação de transformador	150/60	-1 D	126
LAVOS	Transformador	400/60	1 N	170
RECAREI	3º transformador	220/60	1 N	170
SINES	3º transformador	150/60	1 N	126
ZAMBUJAL	3º Transformador	220/60	1 N	170

Nota:

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T: Transferido

## Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2016 e 2018

Ano: 2018

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
ESTREMOZ	Substituição de 2 transformadores	400/60	2 N	170
ESTREMOZ	Desativação de 2 transformadores	150/60	-2 D	63
FALAGUEIRA	3º transformador	150/60	1 N	126
OURIQUE	Transformador em reserva parada (prov. de outra SE)	150/60	1 P	63
P. LIMA	Abertura de instalação	400	1	
PALMELA	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
PEGÕES	Abertura de instalação	400/60	1	
VALDIGEM	Transformador	220/60	1 N	170
VALDIGEM	Desativação de transformador	220/60	-1 D	126

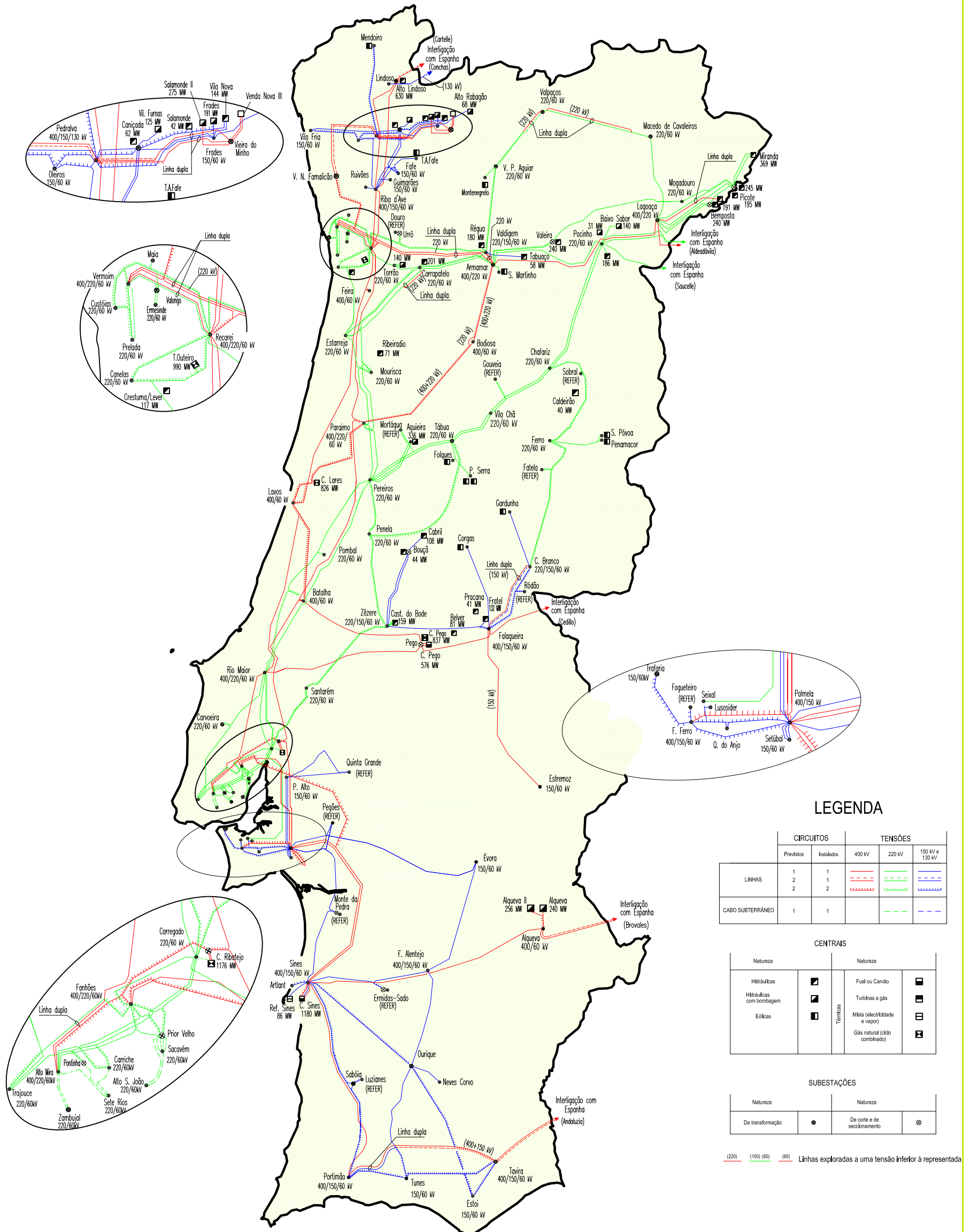
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

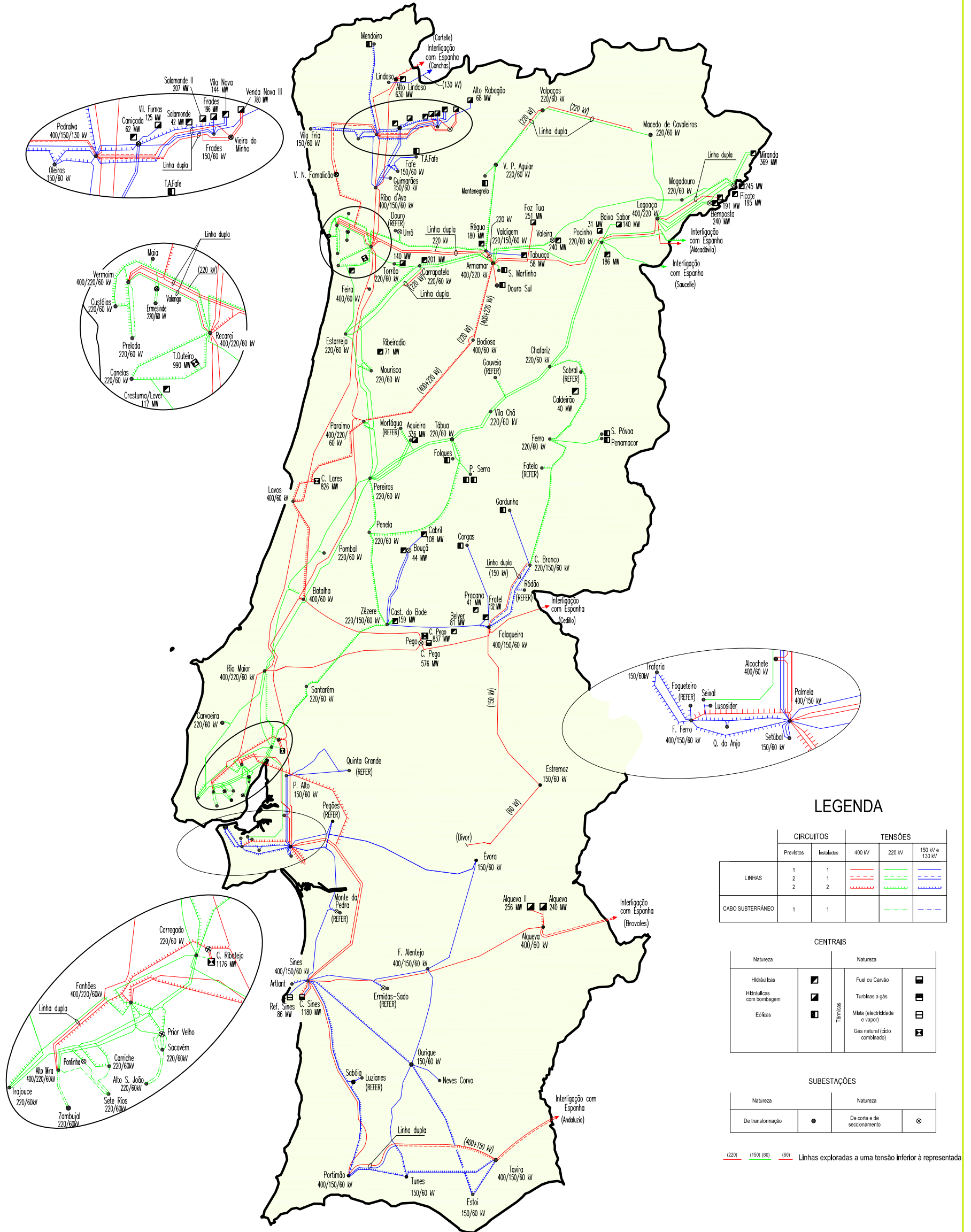
SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2015



# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

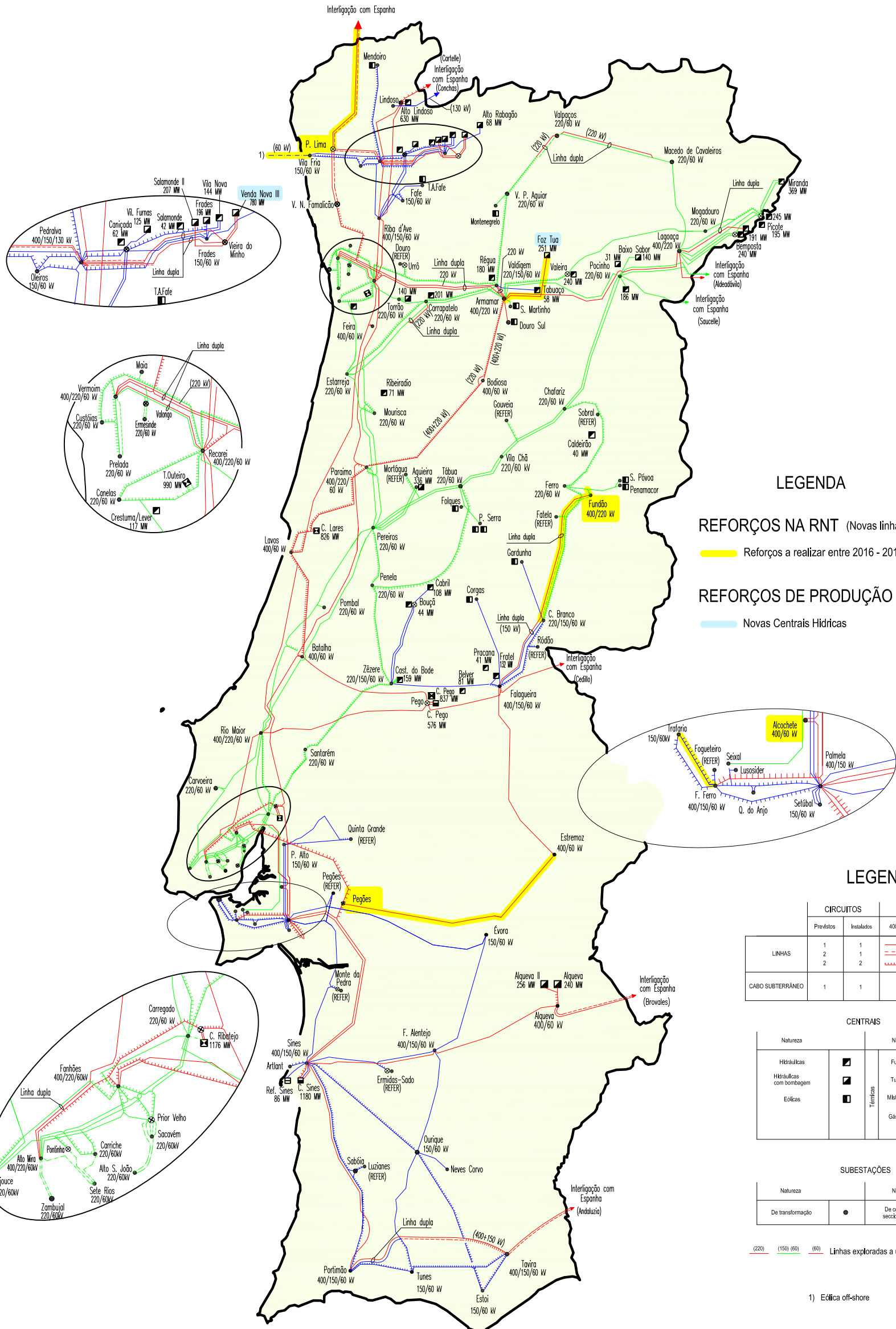
SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2016



# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2018



REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2016 - 2018

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2018)

Novas Centrais Hídricas

### LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previsos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1	1	—	—	—
	2	1	—	—	—
	2	2	—	—	—
CABO SUBTERRÂNEO	1	1		—	—

### CENTRAIS

Natureza	Natureza	
Hídricas	<input checked="" type="checkbox"/>	Fuel ou Carvão
Hídricas com bombagem	<input checked="" type="checkbox"/>	Turbinas a gás
Eólicas	<input checked="" type="checkbox"/>	Mistra (electricidade e vapor)
		Gás natural (ciclo combinado)

### SUBESTAÇÕES

Natureza	Natureza	
De transformação	●	De corte e de secçãoamento

(220) (150) (60) (60) Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Eólica off-shore





# 07 ANEXOS

ANEXO 5

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO  
DE 2019 A 2025 E MAPAS DA RNT  
DE 2020 E 2025

REN 

**Página em Branco**

## Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400
Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400
Linha Penela-traçado LN Paraimo-Batalha (dupla 400 kV)	2x15	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-R. Pena-Carrapatelo (troço R. Pena-Carrapatelo)	2x69	400
Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 1 e a SE Feira	1x16	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena	2x42	400
Linha Penela-Seia	1x108	400
Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor	1x2	400
Linha Guarda-Seia	2x55	400
Linha simples zona de Macedo Cavaleiros-zona do Pocinho	1x60	400
Linha zona do Pocinho-zona de Chafariz (dupla 400kV com 1 terno equipado)	2x60	400
Passagem a 400 kV entre R. Pena e zona de M. Cavaleiros	2x72	400
Abertura da linha Recarei-Paraimo na SE de Feira	2x10	400
Linha Vieira do Minho-Ribeira de Pena (dupla 400 kV)	2x25	400
Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	1x47	400
Uprating da linha R. Maior-Lavos	1x86,1	400
Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo	2x14	400
Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno)	2x28	400
Montagem do 2º terno na linha Rio Maior--zona da Carvoeira	2x32	400
Remodelação para 400 kV de troço da linha Falagueira-Zêzere entre Falagueira e a zona do Pego	1x40	400
Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira	2x18	400
Linha Guarda-Fundão 400+220 kV (só o terno de 400 kV instalado)	2x35	400
Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira	2x45	400
Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique	2x44	400
Troço de linha simples a 220 kV entre a LRRVM 2 e a SE de Sobrado	1x3	220
Troço de linha simples a 220 kV entre a LVGVM e a SE de Sobrado	1x3	220
Uprating da linha Carregado-R.Maior 1	1x40,2	220
Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220
Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220
Linha 400+220 kV R. Maior-zona da Carvoeira (1 terno instalado a operar a 220 kV)	2x32	220
Linha dupla a 220 kV zona da Carvoeira-Carvoeira	2x10	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220
Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220

## Desenvolvimento da RNT - Novas linhas entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
Abertura da linha Carvoeira-Trajouce em Almargem do Bispo	2x3	220
Construção de troço de linha entre T. Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada	2x18	150
Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva	2x8	150
Linha dupla de 150 kV entre as subestações de Vila Fria e de Ponte de Lima	2x15	150
Linha Pedralva-V. Fria: Abertura em Ponte de Lima	2x2	150
Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em Ponte de Lima	2x3	150
Uprating da linha dupla Oleiros-V. Fria 1 e 2 no troço Viana do Castelo-V. Fria	2x10	150

## Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
A DEFINIR	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
A DEFINIR	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
ALCOCHETE	2º Transformador	400/60	1 N	170
ALM.BISPO	Transformador	400/60	1 N	170
ALM.BISPO	Abertura de instalação	400/220	1	
ALM.BISPO	Autotransformador	400/220	1 N	450
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1 D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1 N	170
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1 D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1 N	170
DIVOR	Abertura de instalação	400/60	1	
DIVOR	Transformador	400/60	1 N	170
DIVOR	Transformador	400/60	1 N	170
ÉVORA	Desativação de transformador	150/60	-1 D	63
ÉVORA	Desativação de transformador	150/60	-1 D	63
FRIDÃO	Abertura de instalação	400	1	
GUARDA	Abertura de instalação	400/60	1	
GUARDA	Transformador	400/60	1 N	170
LOURES	Abertura de instalação	220	1	
OURIQUE	Ampliação da instalação com 400 kV	400	1	
P. LIMA	1º Autotransformador	400/150	1 N	450
PALMELA	Autotransformador	400/150	1 N	450
PALMELA	Desativação de autotransformador	400/150	-1 D	450
PARAIMO	2º Autotransformador	400/220	1 N	450
PEGÕES	Transformador	400/60	1 N	170
PENELA	Ampliação da instalação com 400 kV	400		
PEREIOS	Desativação de transformador	220/60	-1 D	126
PEREIOS	Transformador	220/60	1 N	170
R.PENA	Abertura de instalação	400	1	
SE OFF-SHORE	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"	150/60	1	
SEIA	Transformador	400/60	1 N	170
SEIA	Abertura de Instalação	400	1	
SOBRADO	Abertura de instalação	400/220	1	
SOBRADO	Autotransformadores	400/220	2 N	450

## Desenvolvimento da RNT - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2019 e 2025

Período 2019-2025

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
V. N. FAMALICÃ	Transformador	400/60	1 N	170
V. N. FAMALICÃ	2º Transformador	400/60	1 N	170

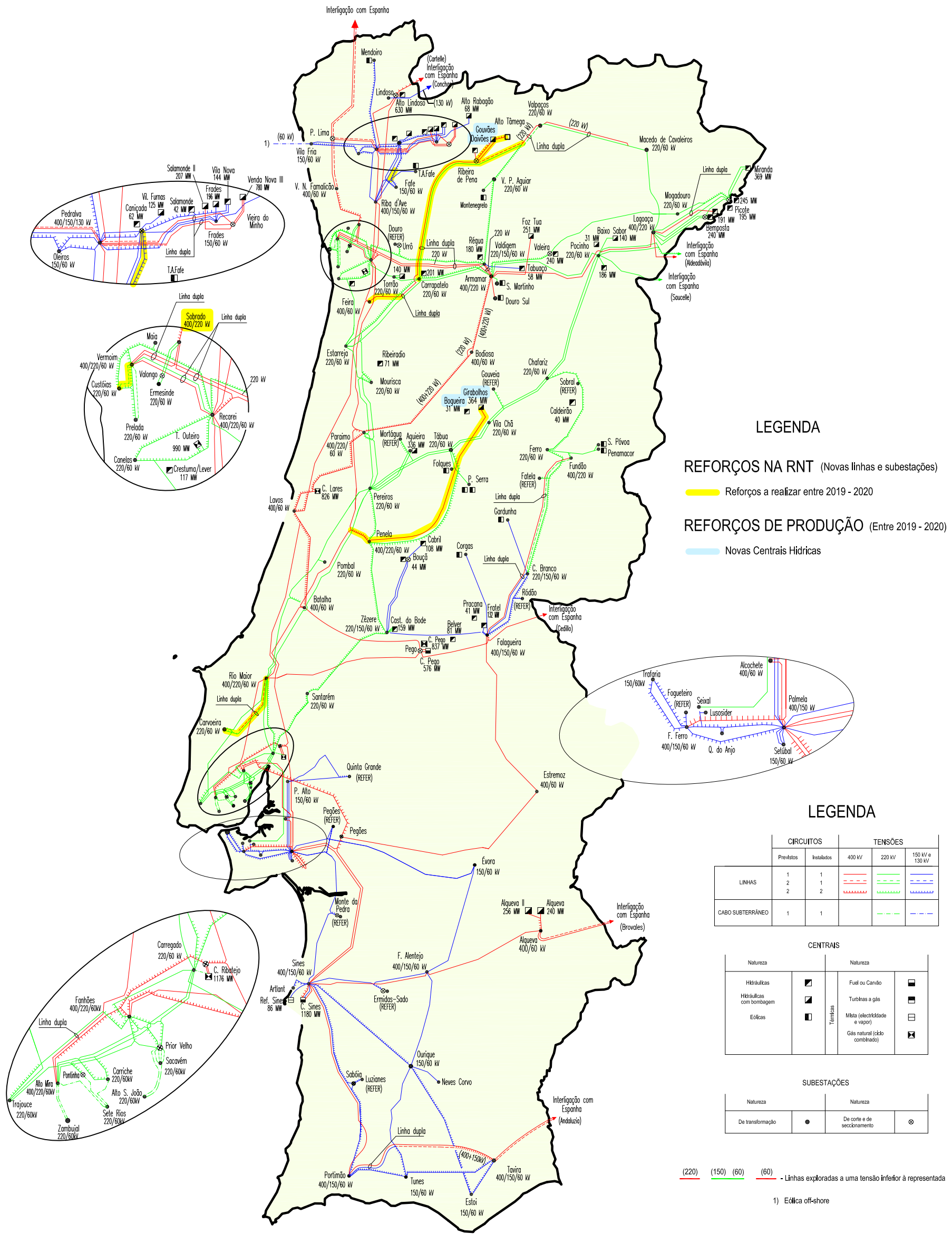
**Nota:**

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2020



REFORÇOS NA RNT (Novas Linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2019 - 2020

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2019 - 2020)

Novas Centrais Hídricas

### LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Pre-feitos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1	1	—	—	—
	2	1	—	—	—
	2	2	—	—	—
CABO SUBTERRÂNEO	1	1		—	—

### CENTRAIS

Natureza	Natureza	
Hidráulicas	<input checked="" type="checkbox"/>	Fuel ou Carvão
Hidráulicas com bombagem	<input checked="" type="checkbox"/>	Turbinas a gás
Eólicas	<input type="checkbox"/>	Mista (eletricidade e vapor)
		Gás natural (ciclo combinado)

### SUBESTAÇÕES

Natureza	Natureza	
De transformação	●	De corte e de secionamento

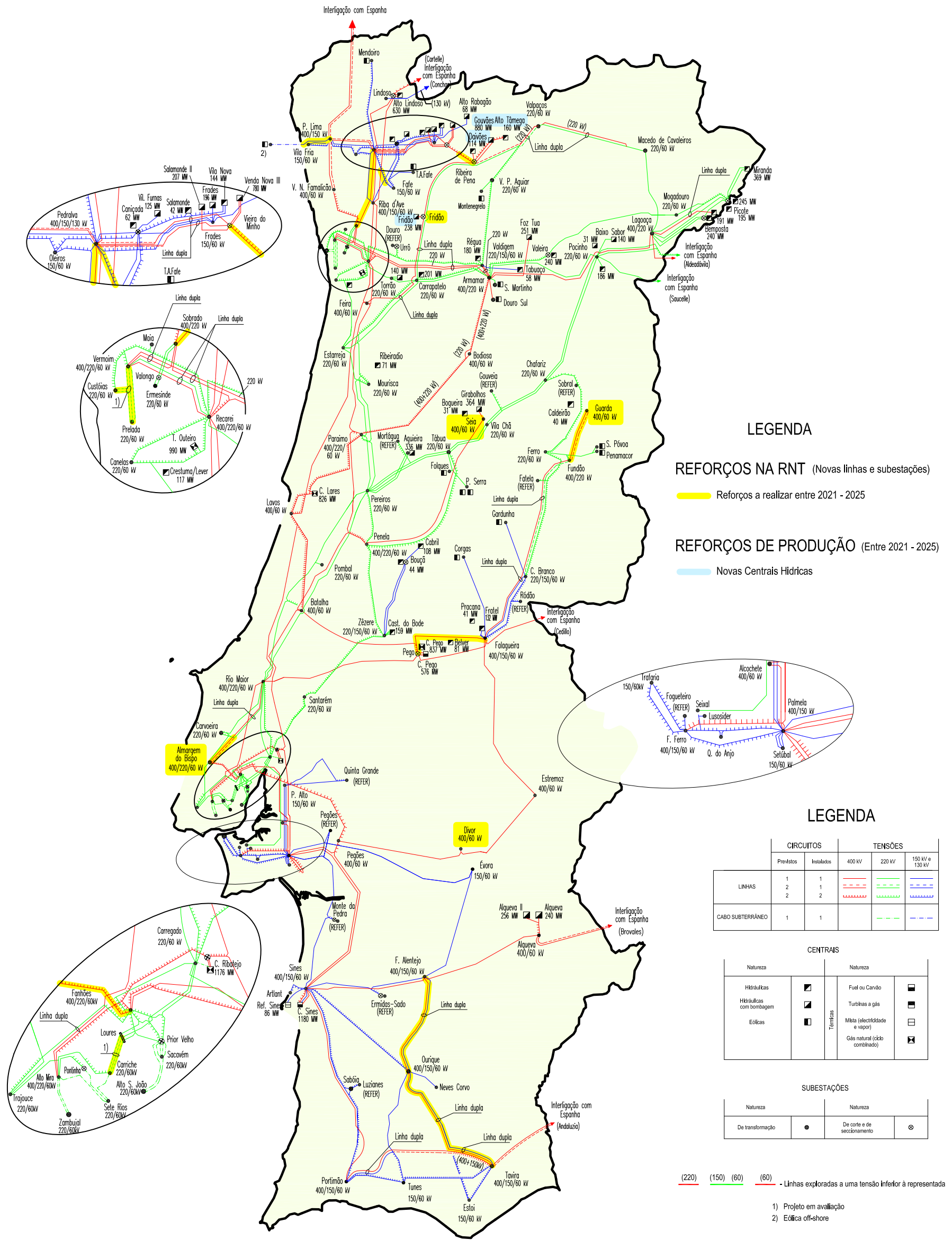
(220) (150) (60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

1) Eólica off-shore

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2025







# 07 ANEXOS

ANEXO 6

EQUIPAMENTO EM SERVIÇO PREVISTO  
EM FINAIS DE 2016, 2018, 2020 E 2025

REN 

## **Índice**

<b>Principais características elétricas das linhas da RNT em finais de 2016 .....</b>	<b>1</b>
<b>Potência instalada de (auto)transformação em finais de 2016, 2018, 2020 e 2025 .....</b>	<b>8</b>
<b>Meios de compensação de reativa em finais de 2016, 2018 e 2020 .....</b>	<b>16</b>
<b>Reatâncias de fase e de neutro em finais de 2016, 2018 e 2020.....</b>	<b>17</b>

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 400 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA]	
							Verão	Inverno
ALCOCHETE	FANHÕES	56.1	400	0.00104	0.0162	0.30801	1321	1386
ALCOCHETE	PALMELA	14.0	400	0.00026	0.00289	0.07722	1321	1386
ALQUEVA	BROVALES (troço português <sup>1</sup> )	39.9	400	0.00165	0.01585	0.47306	1280	1640
ALQUEVA	FERREIRA DO ALENTEJO	64.1	400	0.00121	0.01319	0.34995	1361	1386
ALTO DE MIRA	RIBATEJO	40.2	400	0.00073	0.00767	0.23726	1386	1386
ALTO LINDOSO	CARTELLE 1 (troço português <sup>1</sup> )	11	400	0.00090	0.00952	0.28796	1386	1386
ALTO LINDOSO	CARTELLE 2 (troço português <sup>1</sup> )	11	400	0.00090	0.00952	0.28796	1386	1386
ALTO LINDOSO	PEDRALVA	39.1	400	0.00073	0.00817	0.24485	1386	1386
ALTO LINDOSO	RIBA DE AVE 2	59.6	400	0.00110	0.01246	0.32750	1386	1386
ARMAMAR	LAGOAÇA	87.6	400	0.00161	0.01765	0.49690	1363	1639
ARMAMAR	RECAEI	74.8	400	0.00140	0.01450	0.44012	1386	1386
BATALHA	LAVOS <sup>2</sup>	52.5	400	0.00097	0.01070	0.29713	1386	1386
BATALHA	PEGO	65.9	400	0.00145	0.01359	0.36483	1386	1386
BATALHA	RIBATEJO	80.9	400	0.00148	0.01682	0.44536	1363	1386
BEM POSTA	LAGOAÇA 3	29.4	400	0.00054	0.00576	0.17268	1598	1857
BODIOSA	ARMAMAR 2	61.9	400	0.00130	0.01145	0.38503	1499	1706
BODIOSA	PARAIMO 2	60.6	400	0.00135	0.01243	0.34410	1499	1706
CENTRAL DE ALQUEVA	ALQUEVA 1	12	400	0.00002	0.00025	0.00729	1546	1857
CENTRAL DE ALQUEVA	ALQUEVA 2	0.8	400	0.00002	0.00016	0.00490	1546	1857
CENTRAL DE LARES	LAVOS 1	12.7	400	0.00023	0.00238	0.07551	528	528
CENTRAL DE LARES	LAVOS 2	9.9	400	0.00018	0.00203	0.05599	528	528
CENTRAL DE SINES	SINES 2	12.2	400	0.00022	0.00224	0.07495	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 3	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 4	12.0	400	0.00022	0.00220	0.07304	340	340
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 1	0.4	400	0.00000	0.00009	0.00247	350	350
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 2	0.4	400	0.00000	0.00008	0.00236	350	350
CENTRAL DO PEGO	PEGO 1	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00108	340	340
CENTRAL DO PEGO	PEGO 2	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00101	340	340
CENTRAL DO PEGO	PEGO 3	0.2	400	0.00000	0.00003	0.00085	505	505
CENTRAL DO PEGO	PEGO 4	0.2	400	0.00000	0.00004	0.00112	505	505
CENTRAL DO RIBATEJO	RIBATEJO 2	0.3	400	0.00001	0.00006	0.00189	438	438
CENTRAL DO RIBATEJO	RIBATEJO 3	0.2	400	0.00000	0.00005	0.00147	438	438
DOURO SUL	ARMAMAR	15.5	400	0.00030	0.00310	0.08220	1631	1857
ESTREM OZ	DIVOR <sup>3</sup>	51.0	400	0.03717	0.42741	0.00694	244	292
FALAGUEIRA	CEDILLO (troço português <sup>1</sup> )	26.1	400	0.00050	0.00560	0.14990	1300	1386
FANHÕES	ALTO DE MIRA 4	18.3	400	0.00033	0.00337	0.11050	1386	1386
FANHÕES	RIBATEJO	24.6	400	0.00045	0.00479	0.14279	1386	1386
FEIRA	LAVOS	111.8	400	0.00203	0.02300	0.61990	1363	1386
FERNÃO FERRO	RIBATEJO	83.9	400	0.00154	0.01688	0.47566	1321	1639
FERREIRA DO ALENTEJO	SINES	59.4	400	0.00110	0.01238	0.32679	1361	1386
LAGOAÇA	ALDEADÁVILA (troço português <sup>1</sup> )	4.7	400	0.00014	0.00127	0.03480	1469	1706
LAVOS	PARAIMO <sup>2</sup>	63.7	400	0.00118	0.01226	0.38323	1631	1857
LAVOS	RIO MAIOR	86.1	400	0.00156	0.01787	0.47431	1363	1386
PALMELA	FERNÃO FERRO 5	28.9	400	0.00052	0.00545	0.17093	1321	1386
PALMELA	SINES 2	96.0	400	0.00177	0.01995	0.52618	1321	1386
PALMELA	SINES 3	96.2	400	0.00173	0.02001	0.54332	1321	1386
PARAIMO	BATALHA	101.5	400	0.00180	0.02068	0.54758	1363	1386
PEDRALVA	RIBA DE AVE	212	400	0.00039	0.00442	0.11663	1386	1386
PEGO	FALAGUEIRA	40.7	400	0.00075	0.00843	0.22418	1300	1386
PEGO	RIO MAIOR	81.3	400	0.00155	0.01683	0.44571	1300	1386
PORTIMÃO	TAVIRA	81.3	400	0.00148	0.01558	0.48416	1386	1386
RECAEI	FEIRA	23.3	400	0.00042	0.00475	0.12571	1363	1386
RECAEI	PARAIMO	85.3	400	0.00154	0.01769	0.46841	1363	1386
RECAEI	VERMOIM 3	18.9	400	0.00033	0.00354	0.11277	1386	1386
RECAEI	V.N. FAMILIÇÃO	46.3	400	0.00058	0.00620	0.18843	1386	1386

Notas:

Os valores das capacidades térmicas correspondem ao valor mais restritivo do conjunto linha mais painel.

Consideraram-se as seguintes temperaturas ambientes: Verão 30°-35°C e Inverno 15°C.

a) Os valores em pu são referidos à potência base de 100 MVA e às tensões de 400, 220, 150, 130 e 63 kV.

<sup>1</sup> O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

<sup>2</sup> Linha dupla com os termos em paralelo.

<sup>3</sup> Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 400 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA]	
							Verão	Inverno
RIBA DE AVE	RECAREI 1	29.4	400	0.00054	0.00612	0.16169	1386	1386
RIBA DE AVE	RECAREI 2	34.1	400	0.00060	0.00719	0.18512	1363	1639
RIO MAIOR	ALTO DE MIRA	69.3	400	0.00120	0.01331	0.36635	1363	1386
SALAMONDE II	VIEIRA DO MINHO	6.6	400	0.00012	0.00131	0.03755	1631	1857
SINES	PORTIMÃO 3	97.8	400	0.00188	0.01980	0.56096	1386	1386
TAVIRA	PUEBLA DE GUZMÁN (troço português <sup>1</sup> )	33.9	400	0.00128	0.01156	0.34479	1386	1386
VENDA NOVA III	VIEIRA DO MINHO 1	3.1	400	0.00006	0.00064	0.01773	1631	1857
VENDA NOVA III	VIEIRA DO MINHO 2	3.1	400	0.00006	0.00060	0.01755	1631	1857
VIEIRA DO MINHO	PEDRALVA 1	33.0	400	0.00058	0.00534	0.23072	2083	2372
VIEIRA DO MINHO	PEDRALVA 2	35.0	400	0.00061	0.00569	0.24389	2083	2372
V.N. FAMALICÃO	PEDRALVA	92.0	400	0.00166	0.01770	0.54054	1631	1857
V.N. FAMALICÃO	VERMOIM	36.9	400	0.00067	0.00698	0.22053	1386	1386
RAMAL DA LINHA PALMELA - SINES 3	P/ SUB. DE FANHÕES <sup>2</sup>	94.6	400	0.00171	0.01779	0.56954	1386	1386

<sup>1</sup>O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

<sup>2</sup>Linha dupla com os ternos em paralelo.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA]	
							Verão	Inverno
AGUIEIRA	PEREIRO 1	30.4	220	0.00484	0.02634	0.04046	199	297
AGUIEIRA	PEREIRO 2	30.2	220	0.00480	0.02614	0.04014	199	297
ALTO DE SÃO JOÃO	SACAVÉM							
	-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	10.7	220	0.00168	0.00382	0.35975	493	493
ALTO DE SÃO JOÃO	FANHÕES							
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	12.8	220	0.00204	0.00462	0.43235	493	493
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	11.3	220	0.00182	0.00952	0.01558	382	435
ALTO DE MIRA	CARRICHE	7.8	220	0.00126	0.00663	0.01067	381	381
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 1							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	5.4	220	0.00083	0.00445	0.00676	342	381
ALTO DE MIRA	SETE RIOS 2	6.2	220	0.00038	0.00138	0.17477	364	364
	-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	12.6	220	0.00210	0.00476	0.44633	493	493
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 1							
	-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	11.1	220	0.00113	0.00321	0.34652	446	446
ALTO DE MIRA	ZAMBUJAL 2							
	-CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	11.1	220	0.00113	0.00320	0.34511	446	446
ARMAMAR	CARRAPATELO 1	45.9	220	0.00727	0.03750	0.06399	382	435
ARMAMAR	CARRAPATELO 2	46.0	220	0.00728	0.03757	0.06408	382	435
ARMAMAR	VALDIGEM 1 <sup>2</sup>	12.8	220	0.00077	0.00852	0.02140	750	902
BAIXO SABOR	POCINHO	19.6	220	0.00214	0.01565	0.02877	439	511
BEM POSTA	LAGOAÇA 1	26.1	220	0.00417	0.02316	0.03385	374	435
BEM POSTA	LAGOAÇA 2	26.2	220	0.00415	0.02295	0.03391	374	435
CARRAPATELO	ESTARREJA 2	50.9	220	0.00779	0.04029	0.06834	381	381
CARRAPATELO	ESTARREJA 3	50.7	220	0.00311	0.03080	0.09461	897	1021
CARRAPATELO	MOURISCA	69.5	220	0.01101	0.05739	0.09535	381	381
CARRAPATELO	TORRÃO	12.8	220	0.00204	0.01097	0.01708	381	381
CARRAGADO	FANHÕES 2	25.4	220	0.00409	0.02221	0.03328	381	381
CARRAGADO	RIO MAIOR 1	40.2	220	0.00638	0.03477	0.05277	199	297
CARRAGADO	RIO MAIOR 2	38.7	220	0.00608	0.03139	0.05420	381	381
CARRAGADO	RIO MAIOR 3	38.8	220	0.00614	0.03155	0.05417	381	381
CARRAGADO	SACAVÉM 1:							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	30.0	220	0.00477	0.02559	0.04001	381	381
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm <sup>2</sup> )	18	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
CARRAGADO	SACAVÉM 2:							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	29.0	220	0.00465	0.02524	0.03797	381	381
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm <sup>2</sup> )	18	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
CARRAGADO	SANTARÉM 3	34.7	220	0.00275	0.01510	0.09065	667	762
CARRAGADO	SEIXAL	56.8	220	0.00913	0.04888	0.07531	342	381
CARRICHE	SETE RIOS:							
	-CABO SUBTERRÂNEO (1240 mm <sup>2</sup> )	7.6	220	0.00049	0.00177	0.22413	364	364
CARVOEIRA	TRAJOUCE	46.0	220	0.00719	0.04008	0.05857	382	435
CASTELO BRANCO	FERRO 1	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	370	381
CASTELO BRANCO	FERRO 2	55.0	220	0.00872	0.04515	0.07633	370	381
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 1	0.7	220	0.00011	0.00060	0.00094	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 2	0.7	220	0.00011	0.00061	0.00092	191	191
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 3	0.8	220	0.00011	0.00061	0.00092	191	191
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 1	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 2	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 3	0.4	220	0.00006	0.00035	0.00053	182	297
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 4	0.2	220	0.00005	0.00034	0.01196	182	297
CENTRAL DO POCINHO	POCINHO	10	220	0.00017	0.00091	0.00135	182	297
CENTRAL DO RIBATEJO	CARRAGADO							
	-CABO SUBTERRÂNEO 4	0.8	220	0.00006	0.00021	0.02068	438	438
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 1	0.2	220	0.00004	0.00020	0.00031	191	191
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 2	0.3	220	0.00004	0.00024	0.00036	191	191

<sup>1</sup> Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

<sup>2</sup> Linha isolada para 400 kV.

<sup>3</sup> Linha dupla com os temas em paralelo.

<sup>4</sup> Este cabo subterrâneo é propriedade da EDP- Produção.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA]	
							Verão	Inverno
CHAFARIZ	FERRO 1	73.0	220	0.00988	0.05818	0.10271	376	381
CHAFARIZ	FERRO 2	73.0	220	0.00988	0.05820	0.10275	376	381
CHAFARIZ	VILA CHÁ 1	34.5	220	0.00552	0.03086	0.04459	381	381
CHAFARIZ	VILA CHÁ 2	34.6	220	0.00548	0.03047	0.04473	381	381
CUSTÓIAS	PRELADA	6.6	220	0.00078	0.00545	0.00900	401	472
ESTARREJA	MOURISCA	24.9	220	0.00396	0.02139	0.03311	342	402
FANHÕES	ALTO DE MIRA 3	18.3	220	0.00291	0.01541	0.02469	381	381
FANHÕES	CARRICHE 1	19.5	220	0.00311	0.01663	0.02615	381	381
FANHÕES	CARRICHE 2	15.8	220	0.00252	0.01377	0.02062	381	381
FANHÕES	SACAVÉM 2 :							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	13.3	220	0.00210	0.01087	0.01848	381	381
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm <sup>2</sup> )	18	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
FANHÕES	SACAVÉM 3 :							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	19.7	220	0.00316	0.01718	0.02582	382	435
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm <sup>2</sup> )	18	220	0.00017	0.00044	0.04927	322	322
FANHÕES	TRAJOUCE	27.0	220	0.00162	0.01419	0.06090	762	762
LAGOAÇA	MACEDO DE CAVALEIROS	45.6	220	0.00728	0.03932	0.06050	374	435
MACEDO DE CAVALEIROS	VALPAÇOS	52.6	220	0.00323	0.03461	0.09262	762	762
MIRANDA	PICOTE 1	14.9	220	0.00237	0.01312	0.01925	182	229
MIRANDA	PICOTE 2	15.5	220	0.00189	0.01296	0.02104	229	229
MOGADOURO	VALEIRA	74.1	220	0.01182	0.06597	0.09589	374	381
MONTENEGRELO	VILA POUCA DE AGUIAR	0.4	220	0.00007	0.00037	0.00060	382	435
MOURISCA	PARAIMO	22.6	220	0.00352	0.01887	0.02971	342	402
MOURISCA	PEREIRO	55.6	220	0.00889	0.04848	0.07279	381	381
PAMPILHOSA DA SERRA	TÁBUA	26.3	220	0.00419	0.02258	0.03534	342	402
PARAIMO	PEREIRO	43.0	220	0.00691	0.03721	0.05799	342	381
PARAIMO	VALDIGEM <sup>3,4</sup>	126.3	220	0.00913	0.08211	0.22300	762	762
PENAMACOR	FERRO	24.9	220	0.00401	0.02132	0.03328	374	381
PENELA	TÁBUA 1	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	382	435
PENELA	TÁBUA 2	66.3	220	0.01059	0.05809	0.08706	382	435
PENELA	ZÉZERE 1	49.3	220	0.00791	0.04266	0.06518	334	381
PENELA	ZÉZERE 2	49.3	220	0.00791	0.04266	0.06518	334	381
PEREIRO	RIO MAIOR 1	106.8	220	0.01696	0.09185	0.14133	381	381
PEREIRO	RIO MAIOR 2	109.4	220	0.01746	0.09722	0.14141	381	381
PEREIRO	PENELA <sup>1</sup>	22.2	220	0.00183	0.01006	0.05957	684	762
PEREIRO	TÁBUA 1	40.6	220	0.00651	0.03619	0.05257	382	435
PEREIRO	TÁBUA 2	41.1	220	0.00658	0.03647	0.05332	382	435
PICOTE	BEM POSTA	19.4	220	0.00309	0.01722	0.02516	374	435
PICOTE	LAGOAÇA 1	39.5	220	0.00631	0.03514	0.05182	374	435
PICOTE	LAGOAÇA 2	46.1	220	0.00636	0.03898	0.06249	374	435
PICOTE	MOGADOURO	25.7	220	0.00412	0.02158	0.03520	374	381
POCINHO	ALDEADÁVILA 1 (troço português <sup>2</sup> )	41.1	220	0.00630	0.03584	0.05497	374	435
POCINHO	ALDEADÁVILA 2 (troço português <sup>2</sup> )	41.4	220	0.00636	0.03628	0.05564	374	435
POCINHO	ARMAMAR 1	55.7	220	0.00874	0.04843	0.07272	374	435
POCINHO	CHAFARIZ 1	61.9	220	0.00985	0.05518	0.07982	333	381
POCINHO	CHAFARIZ 2	61.8	220	0.00944	0.05439	0.07975	333	381
POCINHO	SAUCELLE (troço português <sup>2</sup> )	30.2	220	0.00481	0.02670	0.03939	360	430
RECAREI	CANELAS 1 <sup>1</sup>	21.4	220	0.00169	0.00872	0.05960	381	381
RECAREI	CANELAS 3	27.4	220	0.00109	0.01455	0.05764	762	762
RECAREI	CUSTÓIAS	29.3	220	0.00444	0.02392	0.04070	381	381
RECAREI	VERMOIM 1	20.2	220	0.00318	0.01660	0.02798	381	381
RECAREI	VERMOIM 2	18.7	220	0.00111	0.01171	0.03430	762	762
RÉGUA	VALDIGEM	2.1	220	0.00034	0.00182	0.00285	199	297
RIO MAIOR	CARVOEIRA	36.7	220	0.00586	0.03263	0.04775	381	381
SANTARÉM	ZÉZERE <sup>1</sup>	52.3	220	0.00418	0.02292	0.03770	667	762

<sup>1</sup> Linha dupla com os termos em paralelo.

<sup>2</sup> O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

<sup>3</sup> Linha isolada para 400 kV.

<sup>4</sup> Linhas Bodiosa- Valdigem e Bodiosa- Paraimo exploradas em série.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 220 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Capacidade Term. Max Projecto [MVA]	
							Verão	Inverno
TAPADA DO OUTEIRO	CANELAS	18.4	220	0.00073	0.00979	0.03865	1200	1200
TAPADA DO OUTEIRO	RECAEI	10.4	220	0.00042	0.00563	0.02152	1200	1200
TORRÃO	RECAEI	20.8	220	0.00351	0.01764	0.02842	381	381
URRÔ	RECAEI	15.7	220	0.00249	0.01299	0.02177	381	381
VALDIGEM	CARRAPATELO 1	33.4	220	0.00533	0.02866	0.04455	381	381
VALDIGEM	RECAEI 1	65.0	220	0.01028	0.05388	0.08954	381	381
VALDIGEM	URRÔ	50.0	220	0.00789	0.04153	0.06856	381	381
VALDIGEM	VERMOIM 4	73.9	220	0.00442	0.04626	0.13404	762	762
VALEIRA	ARMAMAR 1	29.3	220	0.00465	0.02422	0.04046	382	435
VALEIRA	ARMAMAR 2	29.4	220	0.00466	0.02427	0.04055	382	435
VALPAÇOS	VILA POUCA DE AGUIAR	34.2	220	0.00198	0.02173	0.06151	762	762
VERMOIM	CUSTÓIAS 1	10.4	220	0.00145	0.00845	0.01465	381	381
VERMOIM	CUSTÓIAS 2	6.5	220	0.00078	0.00546	0.00902	381	381
VERMOIM	PRELADA 1	7.0	220	0.00084	0.00572	0.00995	401	472
VERMOIM	PRELADA 2							
	- TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm <sup>2</sup> )	10.7	220	0.00170	0.00386	0.36133	493	493
VILA CHÃ	TÁBUA 1	28.0	220	0.00448	0.02493	0.03619	382	435
VILA CHÃ	TÁBUA 2	28.0	220	0.00448	0.02494	0.03619	382	435
VILA POUCA DE AGUIAR	VALDIGEM <sup>1</sup>	45.0	220	0.00724	0.03931	0.05957	382	435
<b>RAMAIS</b>								
RAMAL DA LINHA AGUIEIRA - PEREIROIS 2	P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	7.7	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA ALTO DE MIRA - CARRICHE 1	P/ SUB. DE TRAJOUCE	8.9	220	0.00144	0.00779	0.01170	382	435
RAMAL DA LINHA ARMAMAR - VALDIGEM 1	P/ S. MARTINHO	3.6	220	0.00058	0.00305	0.00481	382	435
RAMAL DA LINHA CASTELO BRANCO - FERRO 1	P/ SUB. FATELA (REFER)	2.0	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA CASTELO BRANCO - FERRO 2	P/ SUB. FATELA (REFER)	2.0	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 1	P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	0.8	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 2	P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	0.8	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÃ 1	P/ SUB. DE GOUVEIA (REFER)	5.9	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÃ 2	P/ SUB. DE GOUVEIA (REFER)	5.9	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA FANHÕES - ALTO DE MIRA 3	P/ SUB. DE CARRICHE	2.6	220	0.00041	0.00224	0.00340	381	381
RAMAL DA LINHA PAMPILHOSA DA SERRA - TÁBUA	P/ FOLQUES	0.1	220	0.00001	0.00007	0.00011	382	435
RAMAL DA LINHA PARAIMO - VALDIGEM	P/ SUB. ARMAMAR <sup>2</sup>	2.2	220	0.00016	0.00142	0.00404	825	938
RAMAL DA LINHA PENAMACOR - FERRO	P/ SRA. DA PÓVOA	0.3	220	0.00001	0.00006	0.00010	374	435
RAMAL DA LINHA PEREIROIS - RIO MAIOR 2	P/ SUB. DE POMBAL	3.6	220	0.00057	0.00311	0.00469	191	191
RAMAL DA LINHA PEREIROIS - TÁBUA 1	P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	18.2	220				CIRCUITO COM 2 FASES	
RAMAL DA LINHA RECAEI - CANELAS 3	P/ TAPADA DO OUTEIRO	0.8	220	0.00003	0.00043	0.00171	1204	1416
RAMAL DA LINHA RECAEI - CUSTÓIAS	P/ SIDERURGIA DA MAIA	19	220	0.00032	0.00165	0.00260	382	435
RAMAL DA LINHA RECAEI - VERMOIM 2	P/ ERMESINDE							
	- TROÇO EM LINHA AÉREA	2.6	220	0.00017	0.00165	0.00492	897	1021
	- TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	3.2	220	0.00048	0.00109	0.10268	493	493
RAMAL DA LINHA TAPADA OUTEIRO-CANELAS	P/ SUB. DE ESTARREJA	31.7	220	0.00504	0.02686	0.04234	381	381
RAMAL DA LINHA VALDIGEM - VERMOIM 4	P/ ERMESINDE							
	- TROÇO EM LINHA AÉREA	2.6	220	0.00016	0.00164	0.00484	897	1021
	- TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1600 mm <sup>2</sup> )	3.2	220	0.00048	0.00108	0.10056	493	493

<sup>1</sup> Linha dupla com os termos em paralelo.

<sup>2</sup> Linha isolada para 400 kV.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Verão	Inverno
ALTO RABAGÃO	FRADES	15.3	150	0.00845	0.02927	0.00938	104	104
BOUÇÃ	ZÉZERE 1	36.6	150	0.02007	0.06867	0.02205	96	104
BOUÇÃ	ZÉZERE 2	36.7	150	0.02014	0.06872	0.02229	96	104
CABRIL	BOUÇÃ	10.5	150	0.00576	0.01966	0.00632	96	104
CANIÇADA	FAFE	33.3	150	0.01441	0.06067	0.02080	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 1	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 2	13.2	150	0.00729	0.02383	0.00834	195	222
CANIÇADA	PEDRALVA 3	15.4	150	0.00732	0.02829	0.00946	195	222
CANIÇADA	RIBA D'AVE 1	33.2	150	0.02211	0.06035	0.02063	91	134
CENTRAL DE FRADES	FRADES	0.9	150	0.00023	0.00161	0.00056	306	348
CENTRAL SINES	SINES 1	12.8	150	0.00164	0.01656	0.01111	340	340
CENTRAL DE SINES (COGERAÇÃO)	SINES	5.9	150	0.00282	0.01157	0.02727	260	296
CORGAS	FALAGUEIRA	36.3	150	0.01240	0.06509	0.02314	253	260
ERMIDAS SADO	FERREIRA DO ALENTEJO	26.0	150	0.00777	0.04761	0.01640	260	260
ESTÓI	TAVIRA 1	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	255	260
ESTÓI	TAVIRA 2	35.1	150	0.01185	0.06135	0.02247	255	260
ESTÓI	TAVIRA 3	42.7	150	0.01580	0.07475	0.02730	255	260
FAFE	RIBA D'AVE 1	37.2	150	0.01658	0.06789	0.02323	195	222
FAFE	RIBA D'AVE 2	36.1	150	0.01231	0.06363	0.02320	130	130
FALAGUEIRA	ESTREMOZ							
	1º troço	0.6	150	0.00017	0.00090	0.00030	253	296
	2º troço <sup>1</sup>	88.2	150	0.01147	0.12570	0.06916	520	520
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 1	416	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 2	416	150	0.01430	0.07409	0.02700	130	130
FALAGUEIRA	CASTELO BRANCO 3 <sup>1</sup>	46.5	150	0.00597	0.06391	0.03794	520	520
FALAGUEIRA	ZÉZERE	54.0	150	0.02945	0.09879	0.03302	91	130
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 1 (REFER)	4.6	150					
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 2 (REFER)	4.6	150					
FERNÃO FERRO	QUINTA DO ANJO (AUTO EUROPA)	12.2	150	0.00422	0.02163	0.00811	260	296
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 1	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	195	221
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 2	13.6	150	0.00745	0.02441	0.00855	195	221
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 3							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	10.6	150	0.00360	0.01827	0.00690	260	296
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO	6.0	150	0.00313	0.00394	0.09093	262	262
FERNÃO FERRO	TRAFARIA 4							
	-TROÇO EM LINHA AÉREA	10.6	150	0.00360	0.01827	0.00690	260	296
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO	6.0	150	0.00313	0.00394	0.09093	262	262
FERREIRA DO ALENTEJO	ÉVORA	61.3	150	0.02098	0.11168	0.03801	218	260
FERREIRA DO ALENTEJO	OURIQUE	44.5	150	0.02445	0.08166	0.02747	164	206
FRADES	CANIÇADA	19.0	150	0.00185	0.02494	0.01640	520	520
FRADES	PEDRALVA	32.2	150	0.00695	0.04818	0.02461	252	260
FRATEL	FALAGUEIRA	7.8	150	0.00436	0.01464	0.00484	91	153
GARDUNHA	CASTELO BRANCO	319	150	0.01091	0.05722	0.02036	253	260
MENDOIRO	PREDALVA 1	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	260	296
MENDOIRO	PREDALVA 2	53.5	150	0.01869	0.10188	0.03320	260	296
M ONTE DA PEDRA	SINES	50.5	150	0.02701	0.09576	0.03037	191	222
OLEIROS	PEDRALVA 1	19.3	150	0.01065	0.03476	0.01219	195	222
OLEIROS	PEDRALVA 2	19.3	150	0.01069	0.03488	0.01223	195	222
OLEIROS	PEDRALVA 3	18.0	150	0.00504	0.02690	0.01516	233	260
OLEIROS	VILA FRIA 1	23.6	150	0.01295	0.04125	0.01502	104	153
OLEIROS	VILA FRIA 2	23.6	150	0.01293	0.04111	0.01508	104	153
OURIQUE	NEVES CORVO (SOM INCOR)	22.0	150	0.01212	0.04116	0.01324	81	130
OURIQUE	TAVIRA	57.9	150	0.01325	0.06238	0.06238	260	260
OURIQUE	TUNES	61.6	150	0.02823	0.10553	0.04049	189	222
PALMELA	ÉVORA	96.7	150	0.05324	0.18107	0.05809	185	222

<sup>1</sup> Isolada para 400 kV.



PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS LINHAS DA RNT

Situação em 31 Dez 2016

LINHAS A 150 kV

BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Verão	Inverno
PALMELA	FERNÃO FERRO 1	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	255	260
PALMELA	FERNÃO FERRO 2	23.1	150	0.00788	0.04049	0.01506	255	260
PALMELA	FERNÃO FERRO 4	24.0	150	0.00822	0.04219	0.01577	255	260
PALMELA	M ONTE DA PEDRA	410	150	0.02227	0.07576	0.02533	191	222
PALMELA	QUINTA DO ANJO (AUTO EUROPA)	12.0	150	0.00408	0.02092	0.00779	255	260
PALMELA	SETÚBAL 1	4.3	150	0.00146	0.00787	0.00265	255	260
PALMELA	SETÚBAL 2	4.2	150	0.00146	0.00769	0.00260	255	260
PALMELA	SETÚBAL 3	4.1	150	0.00137	0.00737	0.00250	224	203
PEDRALVA	VILA FRIA 2	417	150	0.02192	0.07804	0.02533	195	222
PORTIMÃO	TUNES 1	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	195	222
PORTIMÃO	TUNES 2	27.9	150	0.01515	0.04945	0.01745	195	222
PORTIMÃO	TUNES 3	42.8	150	0.00551	0.05765	0.03609	260	260
PORTO ALTO	PALMELA 1	36.7	150	0.02030	0.07019	0.02214	171	206
PORTO ALTO	PALMELA 2	36.6	150	0.02010	0.06862	0.02204	171	206
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 1 (REFER)	35.0	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 2 (REFER)	39.4	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
RIBA DE AVE	OLEIROS	35.2	150	0.01638	0.06453	0.02191	104	153
RIBA DE AVE	RUIVÃES	5.1	150	0.00280	0.00936	0.00314	104	153
SABOIA	LUZIANES 1 (REFER)	8.5	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
SABOIA	LUZIANES 2 (REFER)	8.5	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
SABOIA	PORTIMÃO	35.2	150	0.01921	0.06275	0.02210	195	222
SALAMONDE	CANIÇADA	13.8	150	0.00358	0.02407	0.00900	260	260
SINES	ARTLAND SINES 1	5.4	150	0.00184	0.00954	0.00342	260	260
SINES	ARTLAND SINES 2	5.5	150	0.00187	0.00974	0.00349	130	130
SINES	ERMIDAS SADO	32.6	150	0.00974	0.05968	0.02055	260	260
SINES	OURIQUE 1	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	224	260
SINES	OURIQUE 2	63.4	150	0.02154	0.10932	0.04126	224	260
SINES	PORTIMÃO 2	95.6	150	0.05251	0.17172	0.06032	195	222
SINES	SABOIA	60.7	150	0.03335	0.10915	0.03827	195	222
TABUAÇO	VALDIGEM	19.0	150	0.00839	0.03586	0.01167	104	130
TERRAS ALTAS DE FAPE	FAPE	310	150	0.01056	0.05438	0.01999	260	296
TUNES	ESTOI	49.8	150	0.01953	0.08771	0.03214	195	222
TUNES	TAVIRA 1	68.7	150	0.02334	0.12013	0.04435	255	260
VILA NOVA	FRADES	3.0	150	0.00082	0.00526	0.00200	306	348
VILA NOVA	SALAMONDE	8.0	150	0.00209	0.01408	0.00522	274	322
VILARINHO DAS FURNAS	CANIÇADA	7.3	150	0.00403	0.01370	0.00440	104	153
<b>RAMAIS</b>								
RAMAL DA LINHA CANIÇADA - RIBA DE AVE 1	P/ SUB. DE FRADES	19.3	150	0.00504	0.03383	0.01267	274	322
RAMAL DA LINHA FAPE - RIBA D'AVE 1	P/SUB. DE GUIMARÃES	3.7	150	0.00201	0.00670	0.00225	104	130
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. BRANCO 1	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	3.4	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
RAMAL DA LINHA FALAGUEIRA - C. BRANCO 2	P/ SUB. DE RODÃO (REFER)	3.4	150			CIRCUITO COM 2 FASES		
RAMAL DA LINHA PALMELA - ÉVORA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	6.9	150	0.00382	0.01284	0.00428	171	206
RAMAL DA LINHA PALMELA - FERNÃO FERRO 4	P/ LUSOSIDER	4.5	150	0.00173	0.00907	0.00310	136	203
RAMAL DA LINHA PALMELA - MONTE DA PEDRA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	8.5	150	0.00468	0.01573	0.00525	171	206
<b>LINHAS EXPLORADAS A 130 kV</b>								
LINDOSO	CONCHAS (troço português)	9.0	130	0.00670	0.02300	0.00405	90	131

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT											
Situação em 31 Dez 2016											
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]	400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	
ALCOCHETE					1 170	170					170
ALQUEVA					2 170	340					340
ALTO DE MIRA				1 170	3 170	680			2 450	900	1 580
ALTO S. JOÃO				2 170		340					
ARMAMAR									1 450	450	450
BATALHA					3 170	510					510
BODIOSA					2 170	340					340
CANELAS				3 120	1 126	486					486
CARRAPATELO				2 170		340					340
CARRIGADO				3 120		360					360
CARRICHE				2 120	2 170	580					580
CARVOEIRA				2 170		340					340
CASTELO BRANCO	1 63					189	2 250			500	689
CHAFARIZ				3 126		378					378
CUSTÓIAS				1 126	2 170	466					466
ERMESINDE				3 170		510					510
ESTARREJA				3 126	1 170	548					548
ESTOI	3 126					378					378
ESTREMOZ	2 63					126					126
ÉVORA	3 63					189					189
FERREIRA DO ALENTEJO	1 50					239		2 250		500	739
FALAGUEIRA	2 63					126		2 450		900	1 026
FAFE	2 170					340					340
FANHÕES					3 170	510			3 450	1 350	1 860
FEIRA					2 170	340					340
FERNÃO FERRO	4 126					504		1 450		450	954
FERRO				1 63	2 126	315					315
FRADES	2 170					340					340
GUIMARÃES	1 126					126					126
LAGOAÇA									3 450	1 350	1 350
LAVOS					2 170	340					340
MACEDO DE CAVALEIROS				2 126		252					252
MOGADURO				2 63		126					126
MOURISCA				1 120	1 126	416					416
OLEIROS	2 126					422					422
OURIQUE	1 126					126					126
PALMELA								2 450		900	900
PARAIMO					2 170	340			1 450	450	790
PEDRALVA		1 140				140		2 450		900	1 040
PENELA				2 170		340					340
PEREIROS				1 170	2 126	422					422
POCINHO				1 120	1 126	309					309
POMBAL				1 63		126					126
PORTIMÃO	2 170					340		1 450		450	790
PORTO ALTO	2 126					252					252
PRELADA				2 170		340					340
RECAREI				1 126	1 170	296			2 450	900	1 196
RIBA DE AVE	1 120					586		2 360		720	1 306
RIO MAIOR	1 126					378			2 450	900	1 278

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT																			
Situação em 31 Dez 2016																			
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]								
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV			Total	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	[MVA]	
SACAVÉM					3	170					510							510	
SANTARÉM					2	126					252							252	
SETE RIOS					3	170					510							510	
SETÚBAL	3	126									498							498	
SIDERURGIA DA MAIA <sup>(1)</sup>					2	120					320							320	
SINES	2	120			1	80					240		2	360				720	960
TÁBUA					2	126					252							252	
TAVIRA	2	126									252		2	450				900	1 152
TRAFARIA	2	170									340							340	
TORRÃO					1	126					296							296	
TRAJOUCE					1	170					510							510	
TUNES	1	63									441							441	
VALDIGEM					2	126					422	1	80					80	502
VALPAÇOS					2	126					252							252	
VERMOIM					2	170		2	170		680				2	450		900	1 580
VILA CHÃ					2	126					378							378	
VILA FRIA	2	126									422							422	
VILA POUCA DE AGUIAR	1	170			2	120					410							410	
ZAMBUJAL					2	170					340							340	
ZÉZERE	1	170			2	170					510	1	250					250	760
<b>TOTAIS</b>	<b>52</b>	<b>6 306</b>	<b>1</b>	<b>140</b>	<b>3</b>	<b>320</b>	<b>90</b>	<b>12 650</b>	<b>24</b>	<b>4 080</b>	<b>23 496</b>	<b>4</b>	<b>830</b>	<b>16</b>	<b>6 440</b>	<b>16</b>	<b>7 200</b>	<b>14 470</b>	<b>37 966</b>
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES										<b>170</b>							<b>36</b>	<b>206</b>

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT												
Situação em 31 Dez 2018												
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]	
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]	400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]		
ALCOCHETE					1 170	170						170
ALQUEVA					2 170	340						340
ALTO DE MIRA				1 170	3 170	680			2 450	900	1 580	
ALTO S. JOÃO				2 170		340						
ARMAMAR									1 450	450	450	
BATALHA					3 170	510						510
BODIOSA					2 170	340						340
CANELAS				3 120		486						486
CARRAPATELO				1 126								
CARRAPATELO				2 170		340						340
CARRAPATELO				2 120								
CARRAPATELO				1 170		410						410
CARRICHE				2 120								
CARRICHE				2 170		580						580
CARVOEIRA				2 170		340						340
CASTELO BRANCO	1 63					189	2 250			500	689	
CASTELO BRANCO	1 126											
CHAFARIZ				3 126		378						378
CUSTÓIAS				1 126								
CUSTÓIAS				2 170		466						466
ERMESINDE				3 170		510						510
ESTARREJA				3 126								
ESTARREJA				1 170		548						548
ESTOI	3 126					378						378
ESTREMOZ					2 170	340						340
ÉVORA	3 63					189						189
FERREIRA DO ALENTEJO	1 50											
FERREIRA DO ALENTEJO	1 63					239		2 250		500	739	
FERREIRA DO ALENTEJO	1 126											
FALAGUEIRA	2 63					252		2 450		900	1 152	
FALAGUEIRA	1 126											
FAFE	2 170					340						340
FANHÕES					3 170	510			3 450	1 350	1 860	
FEIRA					2 170	340						340
FERNÃO FERRO	3 126					378		1 450		450	828	
FERRO				1 63		315						315
FERRO				2 126								
FRADES	2 170					340						340
FUNDÃO									1 450	450	450	
LAGOAÇA									3 450	1 350	1 350	
LAVOS					3 170	510						510
MACEDO DE CAVALERIOS				2 126		252						252
MOGADOURO				2 63		126						126
MOURISCA				1 120								
MOURISCA				1 126		416						416
MOURISCA				1 170								
OLEIROS	2 126											
OLEIROS	1 170					422						422
OURIQUE	1 126					126						126
PALMELA								2 450		900	900	
PARAIMO					2 170	340			1 450	450	790	
PEDRALVA		1 140				140		2 450		900	1 040	
PENELA				2 170		340						340
PEREIRO				1 170								
PEREIRO				2 126		422						422
POCINHO				1 120								
POCINHO				1 126		309						309
POCINHO				1 63								
POMBAL				1 126		126						126
PORTIMÃO	2 170					340		1 450		450	790	
PORTO ALTO	2 126					252						252
PRELADA				2 170		340						340
RECAEI				1 126								
RECAEI				2 170		466			2 450	900	1 366	
RIBA DE AVE	1 120							2 360		720	1 306	
RIBA DE AVE	1 126											
RIO MAIOR				3 126		378			2 450	900	1 278	

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT																			
Situação em 31 Dez 2018																			
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]								
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV			Total [MVA]	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total [MVA]
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]		
SACAVÉM					3	170					510							510	
SANTARÉM					2	126					252							252	
SETE RIOS					3	170					510							510	
SETÚBAL	3	126									378							378	
SIDERURGIA DA MAIA <sup>(1)</sup>					2	120					320							320	
					1	80													
SINES	2	120									366		2	360				720	1 086
	1	126																	
TÁBUA					2	126					252							252	
TAVIRA	2	126									252		2	450				900	1 152
TRAFARIA	2	170									340							340	
TORRÃO					1	126					296							296	
					1	170													
TRAJOUCE					3	170					510							510	
TUNES	1	63									441							441	
	3	126																	
VALDIGEM					1	126					466	1	80					80	546
					2	170													
VALPAÇOS					2	126					252							252	
VERMOIM					2	170		2	170		680			2	450			900	1 580
VILA CHÃ					2	126					378							378	
					2	63													
VILA FRIA	2	126									422							422	
	1	170																	
VILA POUCA DE AGUIAR					2	120					410							410	
					1	170													
ZAMBUJAL					3	170					510							510	
ZÉZERE	1	170			2	170					510	1	250					250	760
<b>TOTAIS</b>	<b>49</b>	<b>6 060</b>	<b>1</b>	<b>140</b>	<b>3</b>	<b>320</b>	<b>92</b>	<b>13 084</b>	<b>27</b>	<b>4 590</b>	<b>24 194</b>	<b>4</b>	<b>830</b>	<b>16</b>	<b>6 440</b>	<b>17</b>	<b>7 650</b>	<b>14 920</b>	<b>39 114</b>
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES										<b>172</b>							<b>37</b>	<b>209</b>

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT											
Situação em 31 Dez 2020											
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]	400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	
ALCOCHETE					2 170	340					340
ALQUEVA					2 170	340					340
ALTO DE MIRA				1 170	3 170	680			2 450	900	1 580
ALTO S. JOÃO				2 170		340					
ARMAMAR									1 450	450	450
BATALHA					3 170	510					510
BODIOSA					2 170	340					340
CANELAS				3 120 1 126		486					486
CARRAPATELO				2 170		340					340
CARREGADO				3 170		510					510
CARRICHE				2 120 2 170		580					580
CARVOEIRA				2 170		340					340
CASTELO BRANCO	1 63 1 126					189	2 250			500	689
CHAFARIZ				3 126		378					378
CUSTÓIAS				1 126 2 170		466					466
ERMESINDE				3 170		510					510
ESTARREJA				3 126 1 170		548					548
ESTOI	3 126					378					378
ESTREMOZ					2 170	340					340
ÉVORA	3 63					189					189
FERREIRA DO ALENTEJO	1 50 1 63 1 126					239	2 250			500	739
FALAGUEIRA	2 63 1 126					252	2 450			900	1 152
FAFE	2 170					340					340
FANHÕES					3 170	510			3 450	1 350	1 860
FEIRA					2 170	340					340
FERNÃO FERRO	3 126					378		1 450		450	828
FERRO				1 63 2 126		315					315
FRADES	2 170					340					340
FUNDÃO									1 450	450	450
LAGOAÇA									3 450	1 350	1 350
LAVOS					3 170	510					510
MACEDO DE CAVALEIROS				2 126		252					252
MOGADOURO				2 63		126					126
MOURISCA				1 120 1 126 1 170		416					416
OLEIROS	2 126 1 170					422					422
OURIQUE	1 126					126					126
PALMELA							2 450			900	900
PARAIMO					2 170	340			2 450	900	1 240
PEDRALVA		1 140				140	2 450			900	1 040
PENELA				2 170		340					340
PEREIOS				2 170 1 126		466					466
POCINHO				1 120 1 126 1 63		309					309
POMBAL				1 126		126					126
PORTIMÃO	2 170					340	1 450			450	790
PORTO ALTO	2 126					252					252
PRELADA				2 170		340					340
RECAREI				1 126 2 170		466			2 450	900	1 366
RIBA DE AVE	1 120 1 126				2 170	586	2 360			720	1 306
RIO MAIOR				3 126		378			2 450	900	1 278

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT																			
Situação em 31 Dez 2020																			
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]								
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]	400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]									
SACAVÉM				3	170	510					510								
SANTARÉM				2	126	252					252								
SETE RIOS				3	170	510					510								
SETÚBAL	3	126				378					378								
SIDERURGIA DA MAIA <sup>(1)</sup>			2	120		320					320								
			1	80															
SINES	2	120				366		2	360		720								
	1	126									1 086								
SOBRADO									2	450	900								
TÁBUA				2	126	252					252								
TAVIRA	2	126				252		2	450		900								
TRAFARIA	2	170				340					340								
TORRÃO				1	126	296					296								
				1	170														
TRAJOUCE				3	170	510					510								
TUNES	1	63				441					441								
	3	126																	
VALDIGEM				1	126	466	1	80			80								
				2	170						546								
VALPAÇOS				2	126	252					252								
VERM OIM				2	170	680			2	450	900								
VILA CHÃ				2	126	378					378								
				2	63														
VILA FRIA	2	126				422					422								
	1	170																	
V. N. FAMALICÃO					1	170	170				170								
VILA POUCA DE AGUIAR				2	120	410					410								
				1	170														
ZAMBUJAL				3	170	510					510								
ZÊZERE	1	170		2	170	510	1	250			760								
<b>TOTAIS</b>	<b>49</b>	<b>6 060</b>	<b>1</b>	<b>140</b>	<b>3</b>	<b>320</b>	<b>92</b>	<b>13 228</b>	<b>29</b>	<b>4 930</b>	<b>24 678</b>	<b>4</b>	<b>830</b>	<b>16</b>	<b>6 440</b>	<b>20</b>	<b>9 000</b>	<b>16 270</b>	<b>40 948</b>
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES										<b>174</b>	<b>40</b>	<b>214</b>						

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT											
Situação em 31 Dez 2025											
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]
	150/60 kV Nº [MVA]	150/130 kV Nº [MVA]	220/30 kV Nº [MVA]	220/60 kV Nº [MVA]	400/60 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	220/150 kV Nº [MVA]	400/150 kV Nº [MVA]	400/220 kV Nº [MVA]	Total [MVA]	
ALCOCHETE					2 170	340					340
A. BISPO					1 170	170			1 450	450	620
ALQUEVA					2 170	340					340
ALTO DE MIRA				1 170	3 170	680			2 450	900	1 580
ALTO S. JOÃO				2 170		340					
ARMAMAR									1 450	450	450
BATALHA					3 170	510					510
BODIOSA					2 170	340					340
CANELAS				3 120		486					486
CARRAPATELO				2 170		340					340
CARRÉGADO				3 170		510					510
CARRICHE				2 120		580					580
CARVOEIRA				2 170		340					340
CASTELO BRANCO	1 63					189	2 250			500	689
CHAFARIZ	1 126			3 126		378					378
CUSTÓIAS				1 126		466					466
DIVOR				2 170	2 170	340					340
ERMESINDE				3 170		510					510
ESTARREJA				3 126		548					548
ESTOI	3 126			1 170		378					378
ESTREMOZ					2 170	340					340
EVORA	1 63					63					63
FERREIRA DO ALENTEJO	1 50					239		2 250		500	739
FALAGUEIRA	1 63					252		2 450		900	1 152
FAFE	1 126					340					340
FANHÕES	2 170				3 170	510			3 450	1 350	1 860
FEIRA					2 170	340					340
FERNÃO FERRO	3 126					378		1 450		450	828
FERRO				1 63		315					315
FRADES	2 170			2 126		340					340
FUNDÃO									1 450	450	450
GUARDA					1 170	170					170
LAGOAÇA									3 450	1 350	1 350
LAVOS					3 170	510					510
MACEDO DE CAVALEIROS				2 126		252					252
MOGADOURO				2 63		126					126
MOURISCA				1 120		416					416
OLEIROS	2 126			1 170		422					422
OURIQUE	1 126					126					126
PALMELA								2 450		900	900
PARAIMO					2 170	340			2 450	900	1 240
PEDRALVA		1 140				140		2 450		900	1 040
PEGÓES					1 170	170					170
PENELA				2 170		340					340
PEREIRO				2 170		466					466
POCINHO				1 126		309					309
POMBAL				1 63		126					126
PONTE DE LIMA				1 126				1 450		450	450
PORTIMÃO	2 170					340		1 450		450	790
PORTO ALTO	2 126					252					252
PRELADA				2 170		340					340
RECAEI				1 126		466			2 450	900	1 366
RIBA DE AVE	1 120			2 170		586		2 360		720	1 306
RIO MAIOR	1 126			3 126		378			2 450	900	1 278



POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT																			
Situação em 31 Dez 2025																			
Subestação	Transformadores						Autotransformadores				Total Geral [MVA]								
	150/60 kV		150/130 kV		220/30 kV		220/60 kV		400/60 kV			Total	220/150 kV		400/150 kV		400/220 kV		Total
	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	Nº	[MVA]	[MVA]	
SACAVÉM					3	170					510								510
SANTARÉM					2	126					252								252
SEIA							1	170			170								170
SETE RIOS					3	170					510								510
SETÚBAL	3	126									378								378
SIDERURGIA DA MAIA <sup>(1)</sup>					2	120	1	80			320								320
SINES	2	120									366		2	360				720	1 086
SOBRADO	1	126												2	450			900	900
TÁBUA					2	126					252								252
TAVIRA	2	126									252		2	450				900	1 152
TRAFARIA	2	170									340								340
TORRÃO					1	126	1	170			296								296
TRAJOUCE					3	170					510								510
TUNES	1	63									441								441
	3	126																	
VALDIGEM					1	126	2	170			466	1	80					80	546
VALPAÇOS					2	126					252								252
VERMOIM					2	170	2	170			680			2	450			900	1 580
VILA CHÁ					2	126	2	63			378								378
VILA FRIA	2	126									422								422
	1	170																	
V. N. FAMALICÃO							2	170			340								340
VILA POUCA DE AGUIAR					2	120	1	170			410								410
ZAMBUJAL					3	170					510								510
ZÉZERE	1	170			2	170					510	1	250					250	760
<b>TOTAIS</b>	<b>47</b>	<b>5 934</b>	<b>1</b>	<b>140</b>	<b>3</b>	<b>320</b>	<b>92</b>	<b>13 228</b>	<b>36</b>	<b>6 120</b>	<b>25 742</b>	<b>4</b>	<b>830</b>	<b>17</b>	<b>6 890</b>	<b>21</b>	<b>9 450</b>	<b>17 170</b>	<b>42 912</b>
	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES										<b>179</b>							<b>42</b>	<b>221</b>

(1) Operação e manutenção da responsabilidade de utilizador. Transformadores de 230/31.5 kV.

Meios de Compensação de Reativa (Mvar)							
Subestação	[kV]	Baterias de Condensadores			Reatâncias 'shunt'		
		2016	2018	2020	2016	2018	2020
ALTO DE MIRA	63	2*50	2*50	2*50	-	-	-
ARMAMAR	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
BATALHA	63	2*50 + 1*40	2*50 + 1*40	2*50 + 1*40	-	-	-
CANELAS	63	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	-	-	-
CARREGADO	220	-	-	-	-	-	-
CARRICHE	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
CARVOEIRA	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
CASTELO BRANCO	220	-	-	-	1*70	1*70	1*70
CUSTÓIAS	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
ERMESINDE	63	2*50	2*50	2*50	-	-	-
ESTARREJA	63	2*40	2*40	2*40	-	-	-
ESTOI	63	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	-	-	-
ÉVORA	63	2*30	2*30	2*30	-	-	-
FANHÕES	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
FANHÕES	220	1*100	1*100	1*100	-	-	-
FANHÕES	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
FEIRA	400	-	-	-	-	1*150	1*150
FERNÃO FERRO	63	1*40 + 1*50	1*40 + 1*50	1*40 + 1*50	-	-	-
MOURISCA	63	1*50 + 1*40	1*50 + 1*40	1*50 + 1*40	-	-	-
OLEIROS	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
PALMELA	400	-	-	-	-	1*150	1*150
PARAIMO	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
PEREIRO	63	3*30	3*30	3*30	-	-	-
PEDRALVA	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
PORTIMÃO	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
PORTIMÃO	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
RIBA DE AVE	63	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	2*30 + 1*50	-	-	-
RIO MAIOR	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
RIO MAIOR	400	-	-	-	1*150	1*150	1*150
SACAVÉM	63	1*50	1*50	1*50	-	-	-
SETÚBAL	63	2*50 + 1*30	2*50 + 1*30	2*50 + 1*30	-	-	-
TÁBUA	220	-	-	-	1*70	1*70	1*70
TAVIRA	150	-	-	-	1*75	1*75	1*75
TRAFARIA	63	1*40	1*40	1*40	-	-	-
TRAJOUCE	63	1*30+1*40+1*50	1*30+1*40+1*50	1*30+1*40+1*50	-	-	-
TRAJOUCE	220	1*100	1*100	1*100	-	-	-
TUNES	63	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	1*30 + 2*50	-	-	-
VALDIGEM	63	1*20	1*20	1*20	-	-	-
VERMOIM	63	3*40	3*40	3*40	-	-	-
VILA CHÃ	63	2*30	2*30	2*30	-	-	-
VILA FRIA	63	1*30	1*30	1*30	-	-	-
ZÊZERE	63	1*30 + 1*50	1*30 + 1*50	1*30 + 1*50	-	-	-
A definir	400	-	-	-	-	-	2*150
<b>Total</b>		<b>2370</b>	<b>2370</b>	<b>2370</b>	<b>1115</b>	<b>1415</b>	<b>1715</b>

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES (previsão para dezembro de 2016)												
Subestação	TRANSFORMADORES											
	400 / 60 kV				220 / 60 kV				150 / 60 kV			
	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					3	120	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									4	126	22	-
LAVOS	2	170	4	-								
PEREIRO					1	170	12	-				
					2	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									1	120	10	-
									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUÇA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					2	170	4	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8 Ω)

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10 Ω)

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3 Ω)

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES (previsão para dezembro de 2018)												
Subestação	TRANSFORMADORES											
	400 / 60 kV				220 / 60 kV				150 / 60 kV			
	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)	Nº	MVA	X <sub>N</sub> (Ω)	X <sub>F</sub> (Ω)
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					2	120	9	-				
					1	170	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									3	126	12	-
LAVOS	3	170	8	-								
PEREIRO					1	170	12	-				
					2	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUÇA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					3	170	8	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10 Ω)

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8 Ω)

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10 Ω)

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3 Ω)

REATÂNCIAS INSTALADAS NAS SUBESTAÇÕES (previsão para dezembro de 2020)												
Subestação	TRANSFORMADORES											
	400 / 60 kV				220 / 60 kV				150 / 60 kV			
	Nº	MVA	$X_N$ ( $\Omega$ )	$X_F$ ( $\Omega$ )	Nº	MVA	$X_N$ ( $\Omega$ )	$X_F$ ( $\Omega$ )	Nº	MVA	$X_N$ ( $\Omega$ )	$X_F$ ( $\Omega$ )
ALTO DE MIRA	3	170	12	1.5	1	170	12	-				
BATALHA	3	170	3	-								
CANELAS					3	120	-	2				
					1	126	-	2				
CARREGADO					3	170	9	-				
CARRICHE					2	120	12	-				
					2	170	12	-				
CUSTÓIAS					1	126	16	-				
					2	170	16	-				
ERMESINDE					3	170	8	-				
FERNÃO FERRO									3	126	12	-
LAVOS	3	170	8	-								
PEREIRO					2	170	12	-				
					1	126	12	-				
PRELADA					2	170	4	-				
RIBA DE AVE	2	170	-	2.5					1	120	4	2.5
									1	126	4	2.5
RIO MAIOR					3	126	4	-				
SACAVÉM					3	170	8	-				
SANTARÉM					2	126	4	-				
SETE RIOS					3	170	8	-				
SETÚBAL									3	126	10	-
TORRÃO					1	126	6	-				
					1	170	6	-				
VERMOIM	2	170	10	2	2	170	10	-				
V. POUÇA AGUIAR					2	120	4	-				
					1	170	4	-				
ZAMBUJAL					3	170	8	-				

XF: Reatância de fase

XN: Reatância de neutro

Reatâncias de neutro no TR de grupo da CRJ que liga aos 220 kV (12 $\Omega$ )

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 450 MVA, de Palmela (10 $\Omega$ )

Reatâncias de neutro nos 2 Autotransformadores 400/150 kV, de 360 MVA, de Riba de Ave (8 $\Omega$ )

Reatância de neutro no Autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA, de Fernão Ferro (10 $\Omega$ )

Reatâncias de fase na ligação Sacavém-Alto S. João, em Sacavém (4,3  $\Omega$ )

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

ANEXO 7

FICHAS DOS PRINCIPAIS PROJETOS  
DE DESENVOLVIMENTO DA RNT

REN 

## Índice

Nota explicativa .....	1
Legenda .....	2
Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto .....	3
Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro .....	15
Área 3 - Grande Porto .....	23
Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa .....	29
Área 5 - Beira Interior .....	37
Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal .....	47
Área 7 - Alentejo.....	61
Área 8 - Algarve .....	75



## Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos principais projetos de investimento no período de vigência da atual proposta de PDIRT, seguindo uma estrutura de apresentação organizada por oito grandes áreas do Continente, à semelhança da adotada no capítulo 4:

Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto

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

Área 3 - Grande Porto

Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

Área 5 - Beira interior

Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal

Área 7 - Alentejo

Área 8 - Algarve





Dentro de cada área, cada projeto de desenvolvimento de rede está explicado numa ficha ‘padrão’ que contém cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

















De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no anexo 8, para a totalidade dos projetos de desenvolvimento de rede, e também os de modernização, que compõem a presente proposta de PDIRT.

### Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

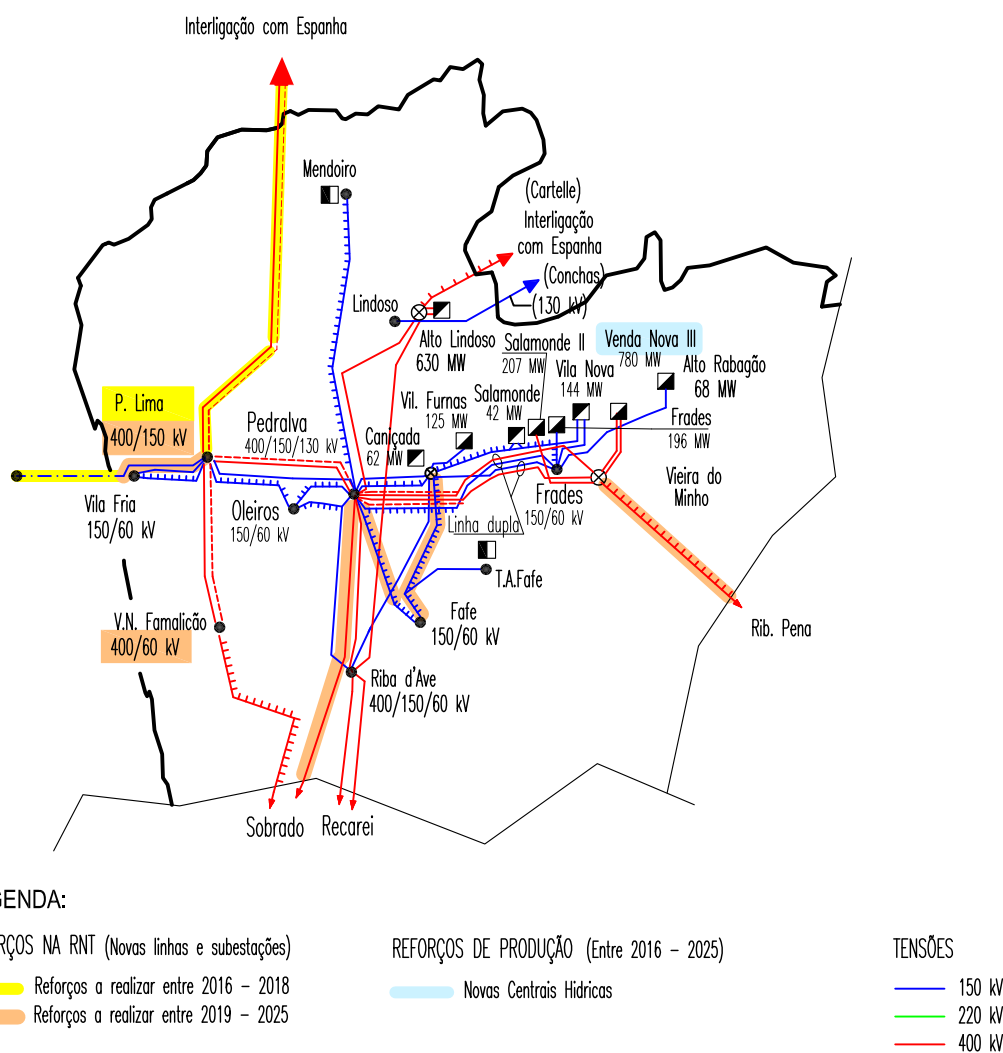
Quadro II - Equipamento

Classe	Dispositivo	Concluído / Instalado	Projetado
Linhas	Aérea		
	Cabo Subterrâneo		
Instalações	Subestação		
	Posto de Corte		
	Transformador		
	Autotransformador		
	Painel de Linha		
Equipamento a Desclassificar			
Linha Dupla			

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

\* Reforço de painéis

## ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO



HORIZONTE 2025

ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

NOVA INTERLIGAÇÃO MINHO-GALIZA (PR0709)

**ENQUADRAMENTO:**

Para cumprimento dos objetivos definidos a nível do MIBEL e dos compromissos internacionais no âmbito do Plano decenal à escala europeia (TYNDP), as capacidades de interligação entre Portugal e Espanha devem poder proporcionar valores da ordem dos 3 000/3 200 MW de capacidade disponível para fins comerciais. Os estudos realizados conjuntamente pelos TSO português e espanhol para este objetivo, identificaram um conjunto de reforços a introduzir em ambas as redes, os quais têm vindo a ser implementados, permitindo uma aproximação gradual entre os mercados elétricos português e espanhol. Para assegurar os referidos 3 000/3 200 MW de capacidade de interligação, é ainda necessário concretizar a nova interligação a 400 kV Minho-Galiza, peça fundamental neste reforço, particularmente para fluxos no sentido de Espanha para Portugal (importação).

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2018

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0709 - Nova interligação Minho-Galiza						30,1	Competitividade Nacional e União Energética

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento das capacidades de troca internacionais, contribuindo para a integração dos mercados;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional;
- Melhoria da continuidade de serviço, face a potenciais incidentes de grande dimensão na RNT;

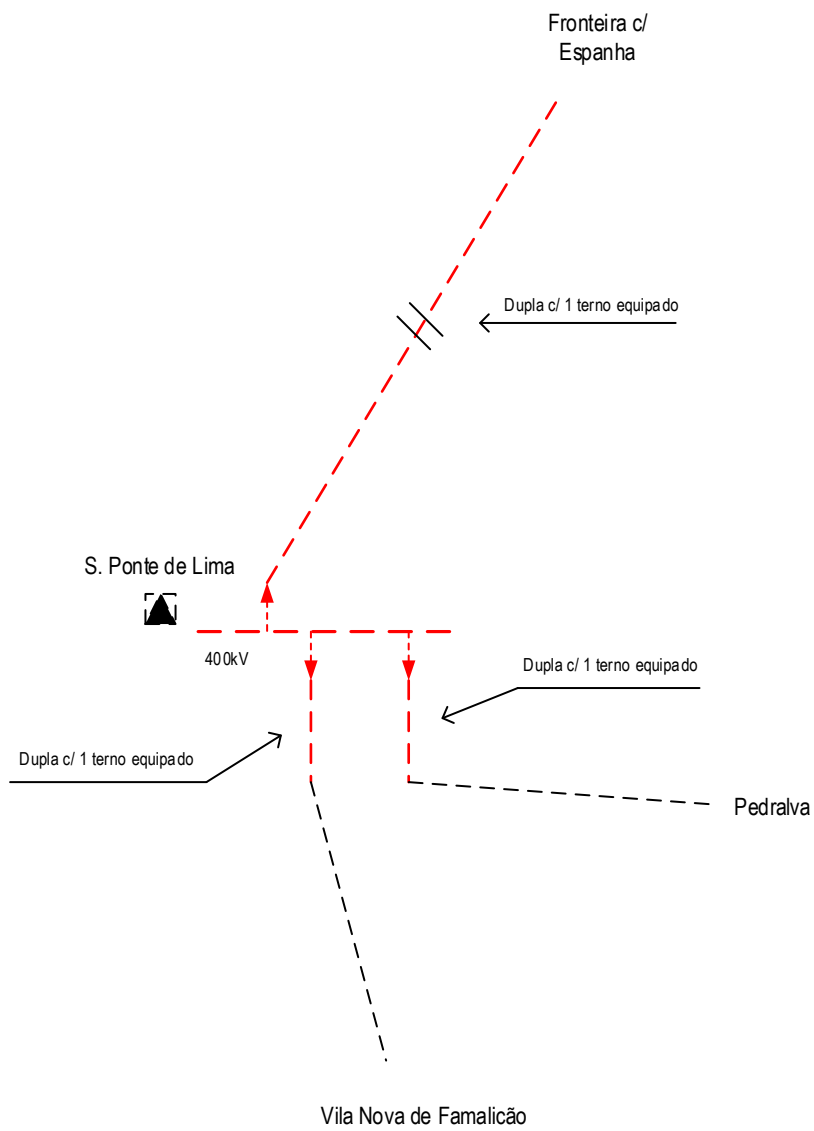
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê, na zona de Viana do Castelo/Ponte de Lima, a construção de uma nova instalação a 400 kV (inicialmente apenas como posto de corte: posto de corte de Ponte de Lima, intersetando a nova ligação estabelecida nesta região entre as subestações de Pedralva e de Vila Nova de Famalicão. A partir do posto de corte de Ponte de Lima, será construída uma linha a 400 kV (dupla com um terno equipado de início) até à fronteira com Espanha.

**ALTERNATIVAS:**

Face aos valores de potência em causa e à estrutura das redes Portuguesa e Espanhola na região, a solução a adotar teria de se basear, necessariamente, no nível de tensão de 400 kV. Comparativamente com a solução definida em linha aérea, a consideração de uma alternativa em circuito subterrâneo, embora carecendo de confirmação da sua exequibilidade do ponto de vista ambiental e de ordenamento do território, seria do ponto de vista financeiro incomparavelmente mais onerosa, numa relação de 1 para 15, acarretando para o SEN sobrecustos muito elevados e com impacto fortemente negativo para o consumidor final.

### Nova interligação Minho-Galiza



ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão (PR0633)

ENQUADRAMENTO:

O estabelecimento do novo ponto de entrega de Vila Nova de Famalicão, tirando partido da estrutura da RNT local permitirá apoiar consumos localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde, possibilitando a resolução de constrangimentos futuros identificados na rede local da RND, com uma maior aproximação na entrega de energia aos referidos centros de consumo acompanhada de uma redução de perdas na RND.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor		Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto	PR0633 - Introdução de transformação 400/60 kV em Vila Nova de Famalicão						5,4	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento nos concelhos de V.N. de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde;
- Redução anual de ENF: 5,1 MWh;
- Redução anual de energia de perdas na RND: 6 973 MWh.

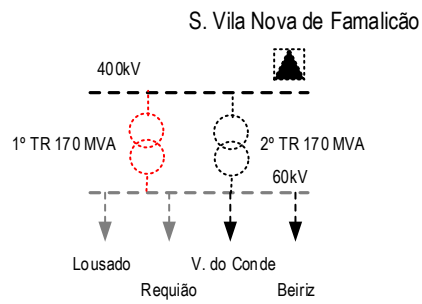
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a introdução de transformação 400/60 kV na instalação de Vila Nova de Famalicão, previamente estabelecida como posto de corte de 400 kV e inserida no eixo 'zona de Ponte de Lima' - 'zona do Porto' - Pedralva. Encontra-se também previsto nesta subestação equipar quatro novos painéis de 60 kV, para ligação a 'Lousado' e 'Requião' numa primeira fase, e a 'Beiriz' e 'V. Conde' numa segunda iteração.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo ponto injetor na zona de Vila Nova de Famalicão surge como a melhor solução, possibilitando resolver limitações futuras identificadas na rede local da RND distribuição. Face a outras alternativas, que passariam por reforços adicionais na estrutura local da RND e implicariam valores mais elevados de perdas, esta estratégia tira partido da abertura da instalação de V.N. de Famalicão com o eixo a 400 kV 'zona de Ponte de Lima' - 'zona do Porto' - Pedralva.

*Criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão*



ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

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

**ENQUADRAMENTO:**

A alimentação à subestação de Fafe foi conseguida, numa primeira fase, pela abertura de linhas existentes no eixo a 150 kV entre o posto de corte da Caniçada e a subestação de Riba d’Ave. Com o passar do tempo, este eixo, já envelhecido e de capacidade limitada, vai perdendo progressivamente a sua importância e sendo reduzida a sua dimensão. Com a desativação, por fim de vida útil de algumas destas antigas linhas (nomeadamente e em primeiro lugar a linha Caniçada - Riba d’Ave 1, a evidenciar já a necessidade de intervenção profunda de reabilitação no curto prazo), e de forma a continuar a alimentar a subestação de Fafe com uma solução robusta e estruturante, está prevista a sua ligação diretamente ao posto de corte da Caniçada e à subestação de Pedralva.

Rede a intervir: — 150 kV

Data objetivo: 2019 (PR1401) | 2022 (PR0632)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1401 - Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada		++++				3,8	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto
Projeto PR0632 - Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva		++++				3,7	

Alocação do investimento por vetor:    +    ++    +++    ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Manutenção da segurança de abastecimento a consumos na zona de Fafe;
- Manutenção da qualidade de serviço na região do Minho;
- Evitar a reconstrução integral de linhas em fim de vida útil e de razoável extensão.

**DESCRIÇÃO:**

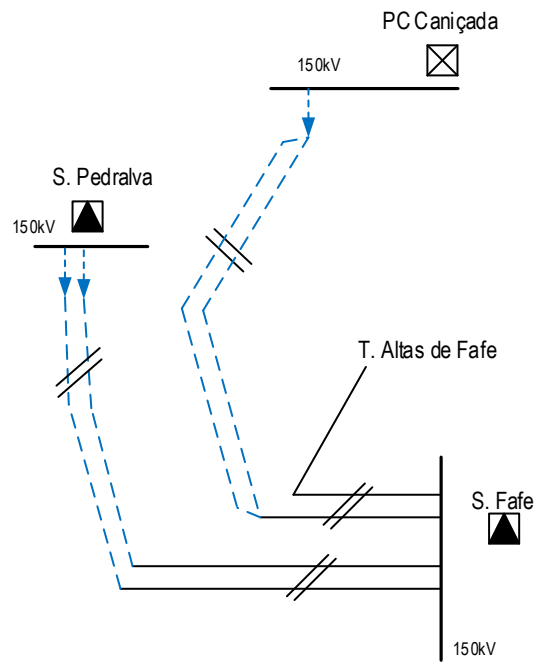
Este projeto prevê, com base nos dois troços de linha dupla de 150 kV recentemente construídos para abertura em Fafe das linhas Caniçada-Riba d’Ave 2 e Parque Eólico Terra Altas de Fafe-Riba d’Ave, o seu prolongamento, num caso até ao posto de corte da Caniçada e no outro até à subestação de Pedralva, estabelecendo as ligações Fafe-Caniçada e Fafe-Pedralva.

**ALTERNATIVAS:**

De entre as diversas alternativas estudadas, que poderiam passar pela reconstrução integral, faseada, das antigas linhas a 150 kV do eixo entre Caniçada e Riba d’Ave (três linhas), esta solução possibilita, com a construção de um número bastante inferior de kms de novas linhas, as condições desejadas para alimentação a Fafe, e a desativação de uma extensão significativa de linhas de 150 kV mais antigas, consistindo assim numa solução economicamente mais favorável e com claros benefícios socioambientais.



*Ligações a 150 kV Fafe - Caniçada e Fafe - Pedralva*



ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

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

**ENQUADRAMENTO:**

A alimentação às subestações de Vila Fria e de Oleiros encontra-se dependente das linhas Pedralva-Oleiros 1 e 2 (que partilham os mesmos apoios) e da linha Pedralva-Vila Fria, todas a 150 kV. Já no período indicativo do Plano prevê-se o reforço de alimentação a esta zona, mas cuja data efetiva de concretização dependerá da real evolução dos consumos locais. Para este reforço a Vila Fria e Oleiros, tirar-se-á partido da nova subestação de Ponte de Lima, a construir entre Oleiros e Vila Fria no âmbito do estabelecimento da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria (ES).

Rede a intervir: — 400 kV — 150 kV

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

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (1ª fase)						7,4	Ligação à RND nas regiões do Minho e Porto
Projeto PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (2ª fase)						3,2	

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Vila Fria e Oleiros;
- Evita a construção de novas linhas, com benefícios económicos e ambientais;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração (renovável).

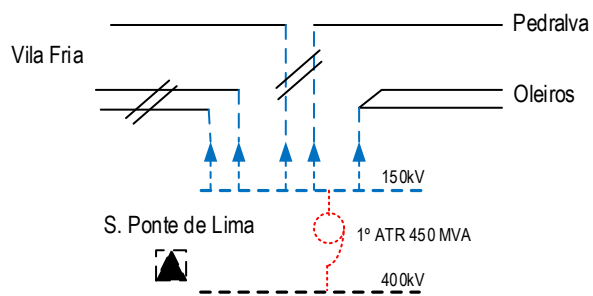
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na nova subestação de Ponte de Lima e a abertura neste ponto das linhas a 150 kV Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria.

**ALTERNATIVAS:**

Face à proximidade geográfica da futura subestação de Ponte de Lima, o reforço de articulação 400/150 kV nesta instalação com a abertura das linhas Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria neste ponto, revela ser a solução mais vantajosa, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos na região do Minho e aumento da capacidade de receção de nova geração nesta zona do país. Esta estratégia de desenvolvimento da RNT, nomeadamente quando comparada com uma solução de reforço dos atuais eixos a 150 kV, permitirá evitar a necessidade de construção de uma extensão não desprezável de novos quilómetros de linhas (superior a 20 km) entre a subestação de Pedralva e o conjunto Vila Fria/Oleiros, induzindo benefícios económico-ambientais.

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



ÁREA 1 - FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

EIXO A 400 kV PEDRALVA - ZONA DO PORTO (PR0911)

**ENQUADRAMENTO:**

A ligação a 400 kV Pedralva-Sobrado, para além de criar capacidade de receção adicional de nova geração na zona do Minho, possibilitará, em paralelo, continuar a assegurar os valores objetivo de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, particularmente em presença de aumentos nos fluxos de energia no eixo Galiza-Porto, com acréscimos de montantes até 500 MW, resultantes do previsível crescimento da capacidade de geração instalada no norte de Portugal e na Galiza. Os fluxos de interligação nesta zona da RNT são predominantemente no sentido Norte-Sul, ou seja, no sentido da importação, e tão mais elevados quanto maiores os volumes de energia importada por Portugal. Por outro lado, em determinadas condições restritivas de operação da rede, com indisponibilidade da ligação Fridão-Feira, a potência gerada nos futuros aproveitamentos do Alto Tâmega e Fridão terá de ser escoada através dos eixos da RNT que cruzam o Minho, desde a interligação com a Galiza até à Região do Porto. É ainda de assinalar que este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de “Projetos de Interesse Comum” (PIC), criados ao abrigo da Regulação (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2022

*Repartição do Investimento na RNT  
por Vetor*

	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0911- Nova linha a 400 kV Pedralva-zona do Porto						14,2	Reforço estratégico da RNT nas regiões do Minho e Porto

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

**DESCRIÇÃO:**

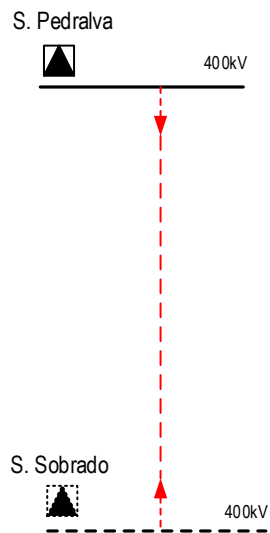
Este projeto prevê a construção de uma nova linha a 400 kV (dupla com um terno inicialmente equipado) entre a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

**ALTERNATIVAS:**

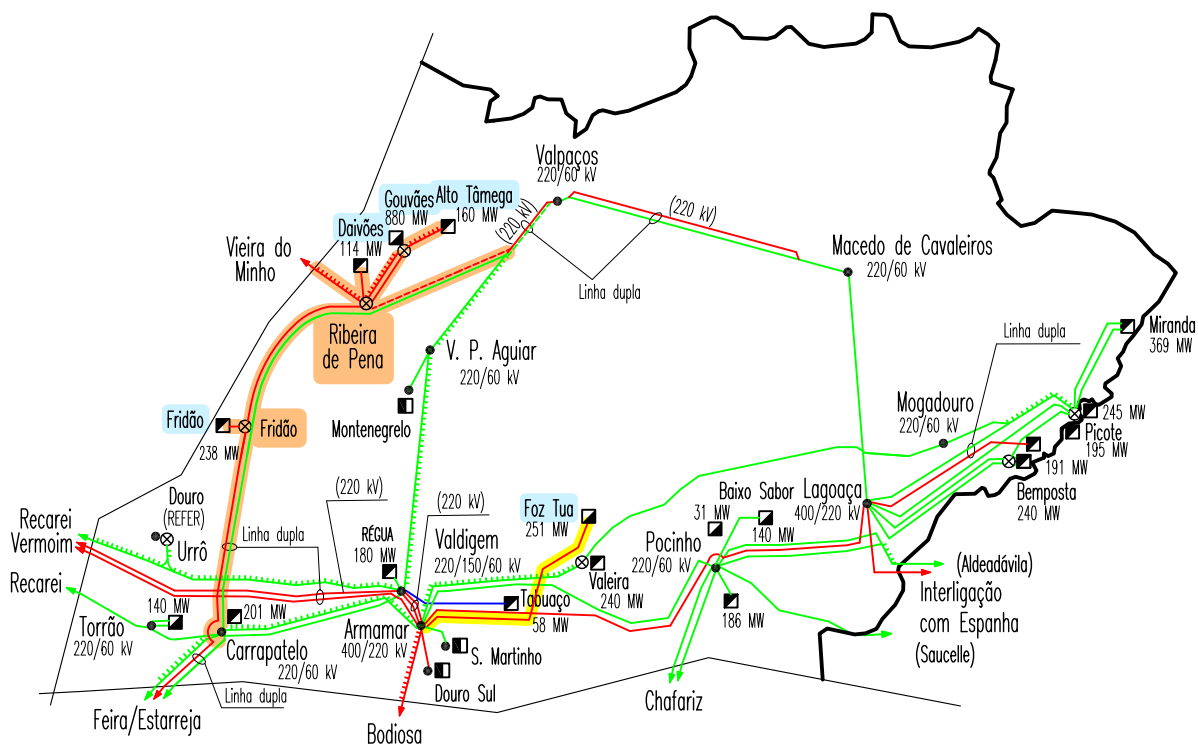
De entre as várias alternativas, o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto, representa a solução mais vantajosa, tendo em consideração os elevados montantes de energia a transportar. Como alternativa a este projeto, poder-se-ia equacionar a reconstrução como duplas das duas linhas a 400 kV atualmente existentes no eixo Pedralva - Riba d’Ave - Recarei. Todavia, esta seria uma opção bastante mais

onerosa que, apesar do seu menor impacto ambiental, se apresenta claramente mais desfavorável do ponto de vista económico e também de segurança de operação da RNT. Acresce ainda o facto que a reconstrução das linhas a 400 kV atualmente existentes conduziria, na fase de construção, a potenciais restrições na operação da RNT com respetivos sobrecustos para o SEN.

*Eixo a 400 kV Pedralva - Zona do Porto*



## ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO



### LEGENDA:

#### REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 - 2018
- Reforços a realizar entre 2019 - 2025

#### REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

- Novas Centrais Hidricas

#### TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

### HORIZONTE 2025

ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 220 kV ENTRE VILA POUCA DE AGUIAR E CARRAPATELO (PR0913)

**ENQUADRAMENTO:**

A região de Trás-os-Montes, servida pelas subestações da RNT de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, é uma das áreas do território nacional que apresenta um expressivo potencial para produção de origem renovável, nomeadamente eólica. Tendo em consideração os montantes de potência já ligados e atribuídos, a capacidade de receção de nova geração nesta região apresenta no presente valores muito limitados (cerca de 70 MW no conjunto das três instalações), pelo que, para criar nova capacidade, mostra-se necessário reforçar a ligação da rede de 220 kV local até aos grandes eixos de transporte. Por outro lado, a constituição desta ligação permite, em simultâneo, aumentar consideravelmente a garantia de continuidade de abastecimento às três subestações acima referidas, as quais se encontram ligadas em série na malha de Trás-os-Montes e na qual qualquer indisponibilidade, fortuita ou programada de uma das ligações Macedo de Cavaleiros-Lagoaça ou Vila Pouca de Aguiar-Valdigem, faz perder a segurança n-1 na zona, criando condições para a perda simultânea daquelas três subestações da RNT (ponta de consumo de 160 MW em 2020).

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2020

<i>Repartição do Investimento na RNT por Vetor</i>	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0913 - Ligação a 220 kV V. P. de Aguiar - CarrapateLO						15,7	Receção de produção na região de Trás-os-Montes

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento às subestações de M. Cavaleiros, Valpaços e V. Pouca de Aguiar.

**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 220 kV desde a subestação de Vila Pouca de Aguiar até à CarrapateLO. A constituição desta ligação tirará partido da futura linha a 400 kV Ribeira de Pena - Feira (PR0914 - integração das centrais do Tâmega), a qual, entre Ribeira de Pena e a zona do CarrapateLO, será construída em apoios de linha dupla, com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, suportando, na maior parte do seu traçado, a linha Vila Pouca de Aguiar - CarrapateLO.

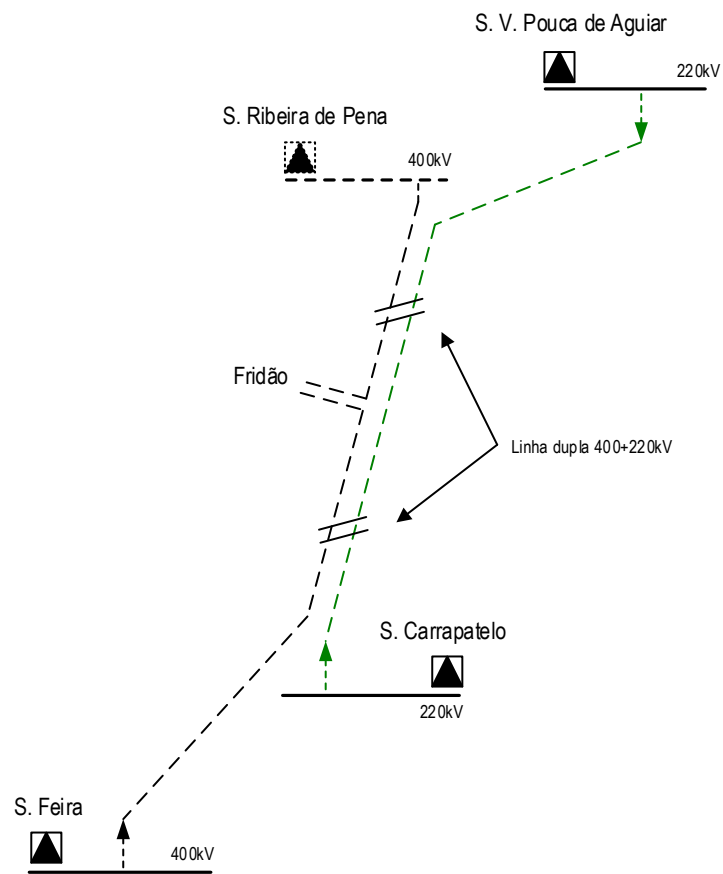
**ALTERNATIVAS:**

A concretização do eixo a 220 kV Vila Pouca de Aguiar - CarrapateLO tal como planeado, constitui a solução de desenvolvimento da RNT que permite alcançar os maiores benefícios para o fim em vista, dadas as sinergias obtidas com o troço de linha dupla (400+220 kV) entre Ribeira de Pena e a zona do CarrapateLO (PR0914). Atendendo a uma maior



otimização e racionalidade de soluções esta estratégia evita a necessidade de construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, com claras vantagens ambientais e menor custo económico.

### Ligação a 220 kV entre Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo



**Página em Branco**

ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO


LIGAÇÃO A 400 kV RIBEIRA DE PENHA - FRIDÃO - FEIRA (PR0914)





**ENQUADRAMENTO:**

O conjunto de centrais do PNBEHP que engloba Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Fridão, num montante global de potência instalada de cerca de 1400 MW, tem a sua localização numa zona do território nacional onde a RNT não tem atualmente qualquer implantação e, face aos montantes de potência em causa, é inviável qualquer solução via RND. Os estudos desenvolvidos no âmbito do PNBEHP para a integração destas centrais na RNT, ditaram a necessidade de expansão da rede com o eixo Vieira do Minho - 'zona de Ribeira de Pena' - Fridão - Feira, sendo Ribeira de Pena o ponto de interligação à RNT para as centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, e o posto de corte do Fridão para a central do Fridão. Atendendo aos elevados montantes de potência em causa, por questões de segurança de operação da RNT, que não poderá estar sujeita à perda súbita de um valor de potência tão elevado (cerca de 1 400 MW), esta produção não poderá ter uma única via de escoamento, pelo que está também previsto o estabelecimento de uma nova ligação entre a subestação de R. Pena e o atual posto de corte de V. Minho.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2020 | 2022

<i>Repartição do Investimento na RNT por Vetor</i>		Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0914 - Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Feira							71,8	Receção de produção na região de Trás-os-Montes

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Integração de centros produtores do PNBEHP;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

**DESCRIÇÃO:**

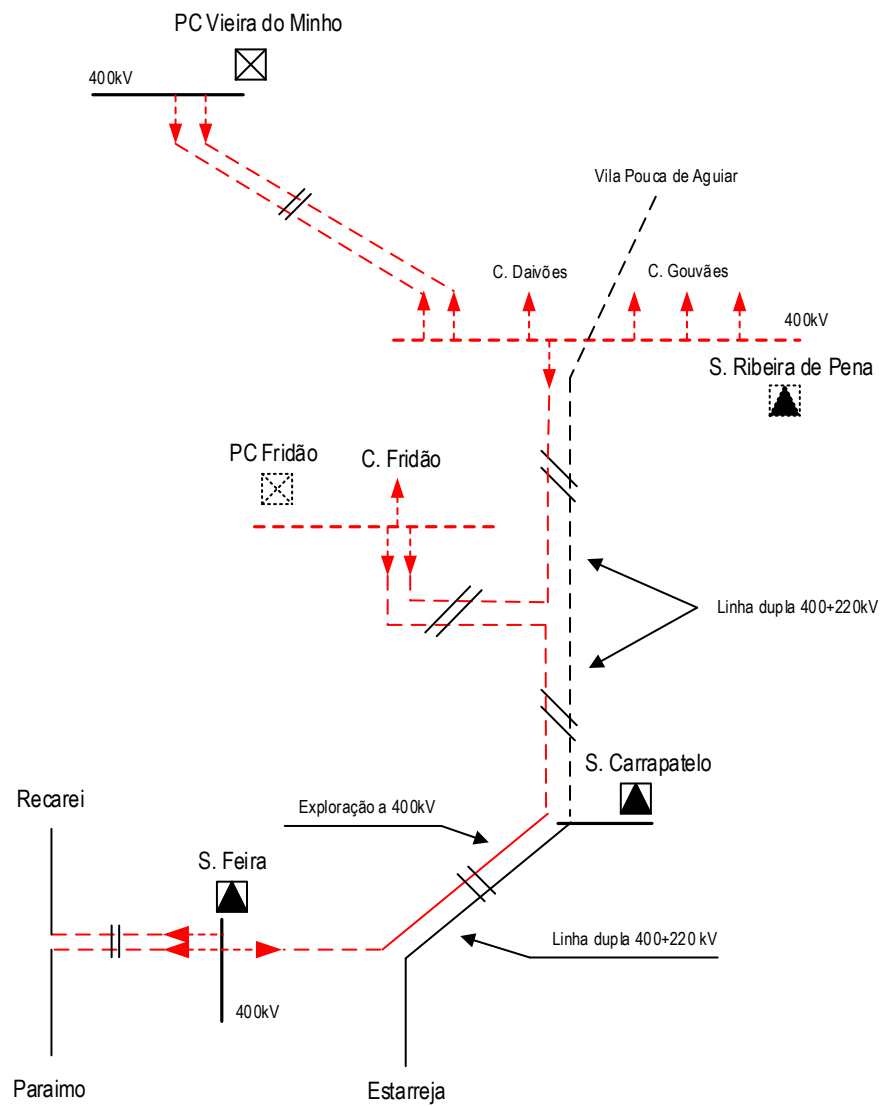
Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde a atual subestação da Feira até a zona de Ribeira de Pena, onde será construída uma nova subestação da RNT e à qual chegarão três ligações a 400 kV provenientes do posto de corte da central de Gouvães. Este eixo a 400 kV R. Pena - Feira, na zona da central do Fridão, será aberto no novo posto de corte de 400 kV do Fridão, para ligação da central com o mesmo nome. Entre a zona do Carrapatelo e a subestação da Feira, este novo eixo tirará partido, em parte do seu percurso, de infraestruturas já construídas e preparadas para 400 kV mas a operar transitoriamente a 220 kV. Entre R. Pena e a zona do Carrapatelo, este eixo será construído em apoios de linha dupla (400+220 kV), em que o terno de 220 kV visa o estabelecimento da futura ligação V. P. de Aguiar - Carrapatelo (PR0913). Está também previsto a construção de uma linha dupla de 400 kV entre a subestação de R. Pena e o atual P. C. de V. Minho.

---

*ALTERNATIVAS:*

Face à localização e montantes dos futuros aproveitamentos hidroelétricos, a concretização deste projeto constitui a melhor estratégia de expansão da RNT, com uma solução estruturante e adequada aos requisitos de segurança de operação da RNT. Acresce que o estabelecimento da prevista ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, criando uma segunda via de escoamento da produção deste conjunto de centrais, evitará um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à referida perda de 1400 MW. Adicionalmente, tendo em vista a otimização e racionalidade na expansão da RNT, esta solução de desenvolvimento constitui a alternativa com maiores benefícios económico-ambientais ao optar pela construção entre R. Pena e a zona do Carrapatelo de uma linha dupla (400+220 kV), em articulação com o PR0913, evitando a necessidade de construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos. A alternativa deste projeto passa pela ligação a 400 kV ao atual eixo Pedralva-Riba d'Ave- 'zona do Porto' o que induziria a uma necessidade de reforço do mesmo, numa extensão e custo superiores à solução inscrita neste projeto, para além de conduzir ao atravessamento de zonas com elevada dificuldade de implementação deste tipo de infraestruturas.

### Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Fridão - Feira



**Página em Branco**

## ÁREA 2 - TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

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

#### ENQUADRAMENTO:

A região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, elevada a Património da Humanidade pela UNESCO, é atualmente atravessada por alguns dos eixos da RNT que possibilitam o escoamento dos montantes de produção com localização nesta região, em particular dos aproveitamentos hidroelétricos do rio Douro. Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar - Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foram identificadas possíveis intervenções no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem na zona do Alto Douro Vinhateiro. Na presente edição do PDIRT, esta análise incidiu prioritariamente sobre a otimização de linhas da RNT cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes. A realização desta intervenção, inscrita como possibilidade de vir a ser implementada em 2020, depende ainda de uma avaliação dos estudos em curso, a serem aprovados pelo Concedente.

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2019

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1431 - Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro						8,8	Valorização do capital natural e cultural

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

#### BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

#### DESCRIÇÃO:

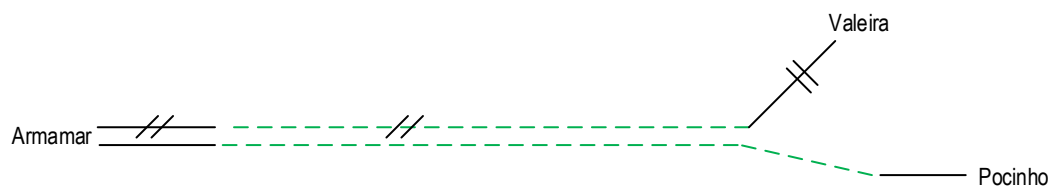
Este projeto prevê a realocação de alguns troços de atuais linhas a 220 kV, para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, implicando a construção de uma extensão aproximada de 47 km de novas linhas, em simultâneo com o descomissionamento de cerca de 50 km de linhas existentes.

#### ALTERNATIVAS:

Não se consideraram alternativas neste projeto.

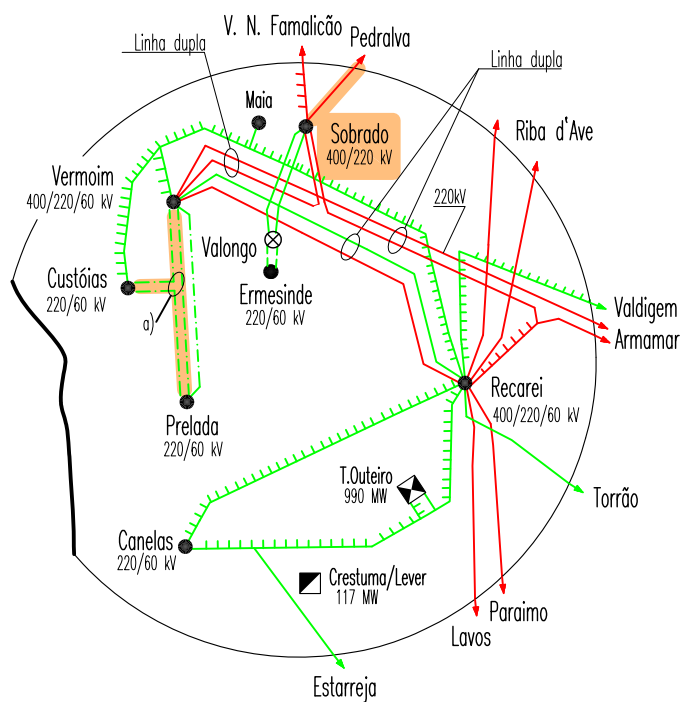


*Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro*



**Página em Branco**

## ÁREA 3 - GRANDE PORTO



### LEGENDA:

#### REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- █ Reforços a realizar entre 2016 - 2018
- █ Reforços a realizar entre 2019 - 2025

#### REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

- █ Novas Centrais Hidricas
- a) █ Projecto em avaliação

#### TENSÕES

- █ 150 kV
- █ 220 kV
- █ 400 kV

## HORIZONTE 2025

### ÁREA 3 - GRANDE PORTO

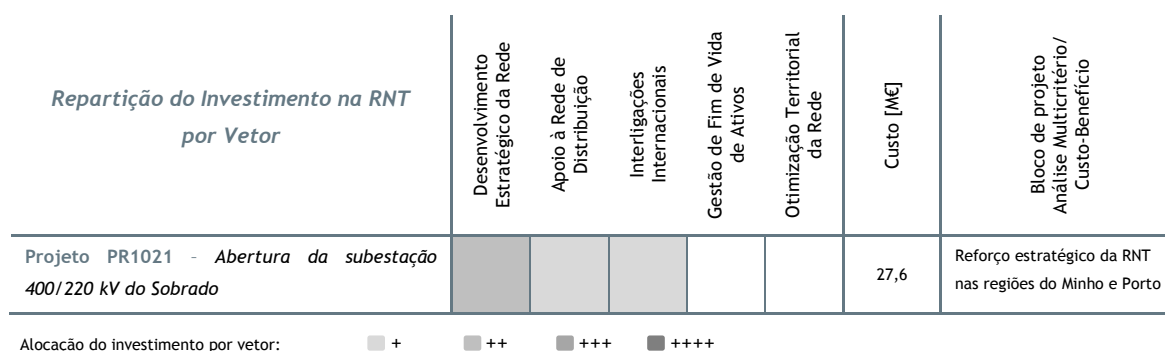
#### ABERTURA DA SUBESTAÇÃO 400/220 kV DO SOBRADO (PR1021)

##### ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação 220/60 kV de Ermesinde, situada na periferia do Porto, é no presente realizada através de duas ligações provisórias em 'T', apresentando uma menor fiabilidade e qualidade de serviço. De facto, destas duas ligações uma delas apresenta uma extensão muito significativa (sobre a linha Valdigem - Vermoim 4 com 73,9 km) induzindo uma fiabilidade mais reduzida com uma taxa de falhas acima da média (2,21 'vs' 1,63 falhas/ano) para o nível de tensão de 220 kV. Para ultrapassar esta situação restritiva e passar a alimentar Ermesinde de acordo com os padrões de segurança estabelecidos, prevê-se a introdução do nível de tensão de 220 kV na subestação do Sobrado, a partir do qual se passará a abastecer Ermesinde com duas ligações independentes e dedicadas. Paralelamente, a subestação do Sobrado, inserida no eixo a 400 kV estabelecido entre a zona do Porto e o Alto Minho, contribuirá para uma melhor equidistribuição dos fluxos neste eixo e respetiva articulação com as subestações da região do Porto de Vermoim e de Recarei. Numa fase posterior, a subestação do sobrado será também ponto de confluência da futura linha Pedralva-Sobrado, contribuindo para a manutenção dos valores objetivo das capacidades de interligação internacional.

Rede a intervir: — 400 kV — 220 kV

Data objetivo: 2019



##### BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança a consumos na zona do Porto;
- Manutenção dos valores objetivo das capacidades de troca internacionais, em particular no sentido de importação;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

##### DESCRIÇÃO:

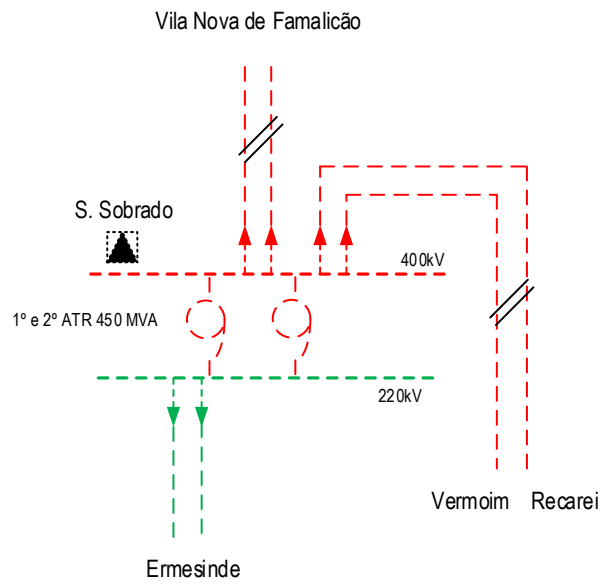
Este projeto prevê a abertura de nova subestação 400/220 kV na zona a norte do Grande Porto, alimentada através da abertura das linhas a 400 kV Vermoim - Vila Nova de Famalicão e Recarei - Vila Nova de Famalicão. Da subestação do Sobrado, dotada de autotransformação 400/220 kV, sairão duas linhas a 220 kV para alimentação à subestação de Ermesinde.

##### ALTERNATIVAS:

A abertura da subestação do Sobrado, com um novo ponto de articulação 400/220 kV, permitirá estabelecer condições de alimentação à subestação de Ermesinde condizentes com os requisitos de segurança e fiabilidade exigidos em zonas de elevado consumo. Face a outras alternativas, este projeto experimenta ganhos económico-ambientais significativos, ao

permitir abdicar da necessidade de construção de novos circuitos a 220 kV a partir de Vermoim ou de Recarei, numa zona caracterizada por elevada densidade populacional. Permite ainda um ponto de ancoragem na zona norte do Porto para a futura linha Pedralva-Sobrado, evitando a necessidade do seu prolongamento até Vermoim ou Recarei, numa extensão total mais longa em zonas de elevada dificuldade de implantação de novas linhas.

### Abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado



**Página em Branco**

ÁREA 3 - GRANDE PORTO

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

**ENQUADRAMENTO:**

A reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona do Porto, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Contudo, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2020 e 2022.

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2020 | 2021 | 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Firm de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto						50,4	Valorização do espaço urbano da região do Porto

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

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

**DESCRIÇÃO:**

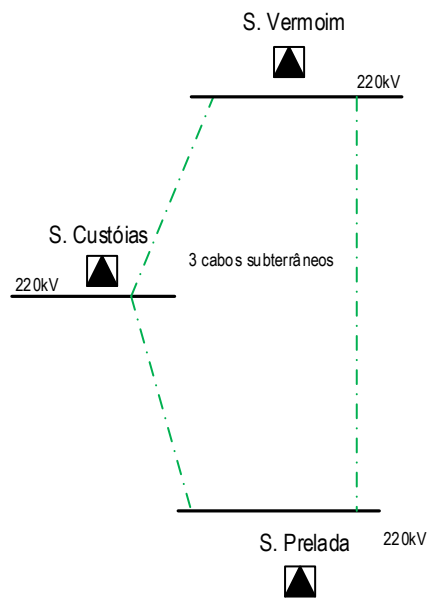
Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana do Porto, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito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

**ALTERNATIVAS:**

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona do Porto. De facto, para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

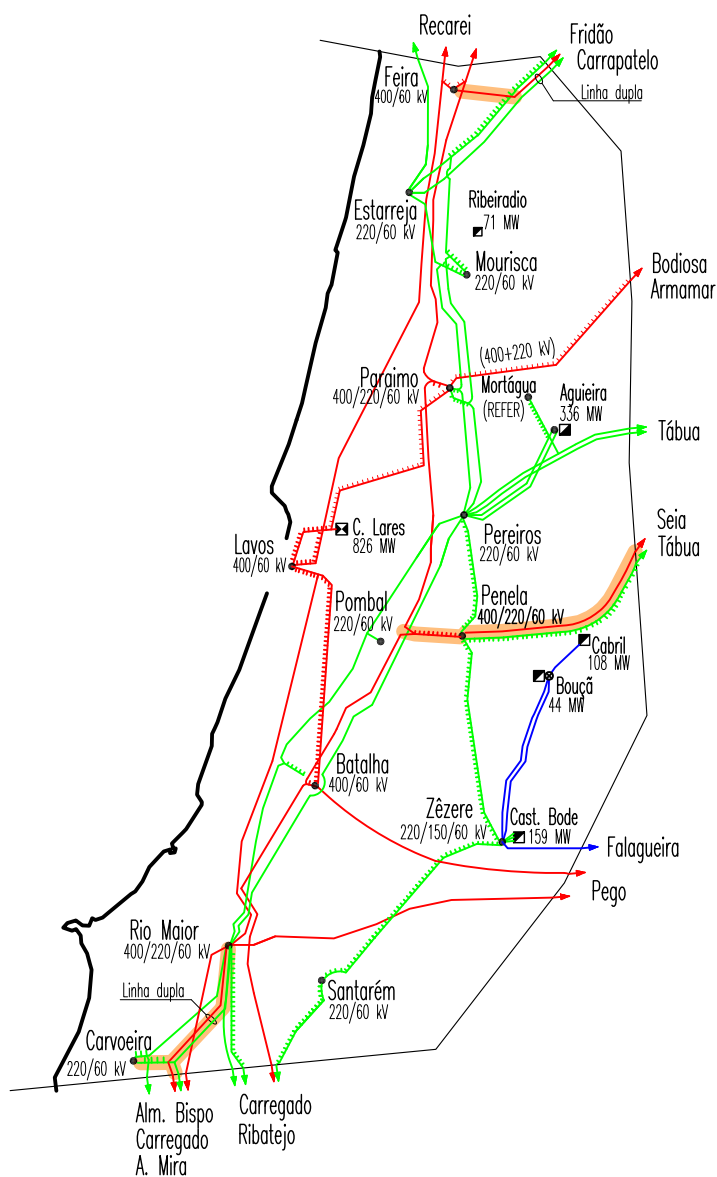


*Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*



**Página em Branco**

## ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA



LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 - 2018
- Reforços a realizar entre 2019 - 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

- Novas Centrais Hidricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

### HORIZONTE 2025

ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

SEPARAÇÃO DE TERNOS NO EIXO A 220 kV CARREGADO - SANTARÉM - ZÊZERE - PENELA (PR1504)

**ENQUADRAMENTO:**

As subestações de Santarém e Zêzere encontram-se inseridas num eixo a 220 kV, que vai desde a subestação do Carregado até Penela/Pereiros. Este eixo está dotado em toda a sua extensão de apoios de linha dupla, mas em que os seus dois circuitos são explorados em paralelo, ligados a um mesmo painel em cada extremo. Isto significa que a indisponibilização de qualquer uma destas linhas ou dos seus painéis terminais, obriga à indisponibilização de ambos os circuitos. Em situações mais restritivas, a indisponibilização de uma das linhas Carregado-Santarém ou Zêzere-Penela faz perder a segurança n-1 de alimentação às subestações de Santarém e Zêzere, criando-se condições para a sua perda simultânea. Paralelamente, a atual linha a 150 kV Falagueira-Zêzere apresenta a necessidade de profunda intervenção, de custo elevado, para que se possam manter as condições de segurança de operação exigidas.

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2017

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR1504 - Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere						8,7	Ligação à RND na zona Centro

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Santarém e Zêzere;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;
- Evita custos elevados de remodelação de antiga linha a 150 kV.

**DESCRIÇÃO:**

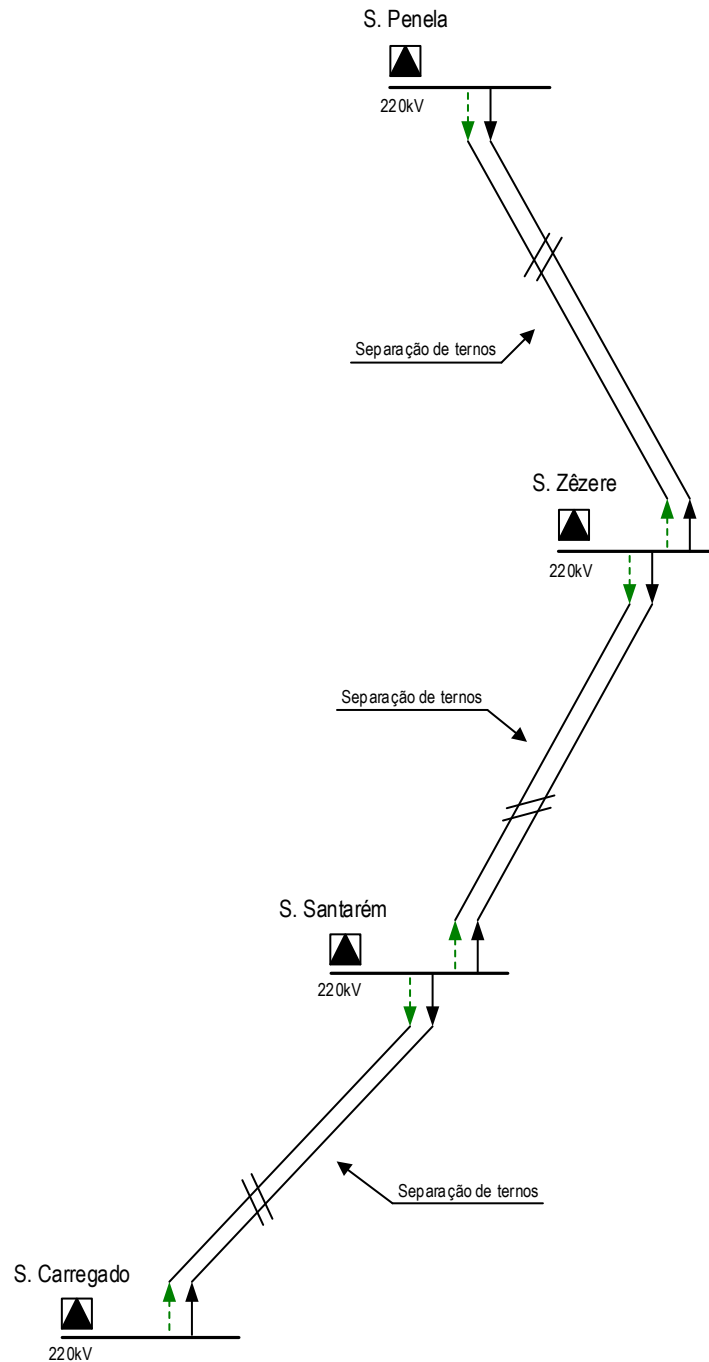
Este projeto prevê equipar 6 painéis de linha de 220 kV: 1 no Carregado, 2 em Santarém, 2 no Zêzere e 1 em Penela, o que permitirá estabelecer as condições necessárias para operar em separado os ternos das linhas Carregado - Santarém, Santarém - Zêzere e Zêzere - Penela.

**ALTERNATIVAS:**

Entre outras alternativas, a solução inscrita neste projeto, embora não disponibilizando o mesmo nível de segurança de abastecimento que seria proporcionado pela construção de novos circuitos em traçado independente do atual, permite, ainda assim, elevar de forma não despreciable o nível de fiabilidade na operação destas ligações e na garantia de continuidade de serviço às subestações de Santarém e Zêzere, com um custo reduzido. No conjunto de alternativas foi também analisada a possibilidade de se manter em operação a atual linha a 150 kV Zêzere-Falagueira, atualmente em fim de vida útil. Contudo, esta opção, face à solução agora proposta, para além de não garantir segurança 'n-1' à instalação de Santarém, conduziria à necessidade de avultados custos de conservação no curto prazo de forma a devolver as condições necessárias e adequadas ao

bom funcionamento da referida linha de 150 kV. Com a separação de ternos no eixo Carregado - Santarém - Zêzere - Penela, aumentando a fiabilidade nas ligações a Zêzere e Santarém, torna-se possível retirar de serviço a mencionada linha de 150 kV.

*Separação de ternos no eixo a 220 kV Carregado - Santarém - Zêzere - Penela*



**Página em Branco**

ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

SEGUNDO AUTOTRANSFORMADOR 400/220 kV DA SUBESTAÇÃO DE PARAIMO (PR0623)

**ENQUADRAMENTO:**

A subestação de Paraímo encontra-se inserida no eixo litoral entre as regiões do Porto e Lisboa possibilitando, presentemente, um importante ponto de articulação entre as redes de 400 e 220 kV por intermédio de um único autotransformador 400/220 kV. Neste enquadramento, uma eventual falha do autotransformador, em particular nos regimes húmidos e de elevada disponibilidade de eólica, pode introduzir limitações no escoamento dos montantes de produção provenientes da região centro. Este facto motiva a instalação de um segundo autotransformador na subestação de Paraímo com o objetivo de assegurar a garantia 'n-1' na ligação entre as redes de 400 e 220 kV, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos e integração de produção na região centro.

Rede a intervir: — 400 kV — 220 kV

Data objetivo: 2019

<i>Repartição do Investimento na RNT por Vetor</i>		Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0623 -	Reforço de articulação 400/220 kV em Paraímo						5,3	Reforço estratégico da RNT na região Centro

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Aumento da capacidade de receção na região Centro.

**DESCRIÇÃO:**

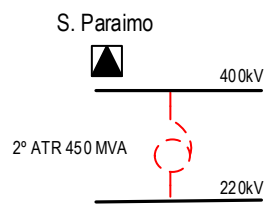
Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/220 kV na subestação de Paraímo.

**ALTERNATIVAS:**

A introdução do segundo autotransformador na subestação de Paraímo constitui a melhor solução técnico-económica entre as várias opções analisadas. Outras alternativas à solução inscrita neste projeto, exigiriam, para uma situação equivalente, o reforço da RNT ao nível dos atuais eixos que se desenvolvem a 220 kV, neste local, de forma a continuar a assegurar o escoamento dos montantes de energia provenientes da região centro, em particular nos regimes de elevado aproveitamento hidroelétrico e eólico. Neste contexto a opção por um eventual reforço da estrutura da rede de 220 kV local com novos circuitos constituiria uma solução mais onerosa, de maior impacto ambiental e de difícil implementação.



*Segundo autotransformador 400/220 kV da subestação de Paraimo*



ÁREA 4 - FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

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

**ENQUADRAMENTO:**

A alimentação à subestação da Carvoeira é conseguida atualmente através de dois circuitos de 220 kV de comprimento razoável, os quais, numa certa extensão do seu traçado junto à subestação da Carvoeira, estão suportados no mesmo conjunto de apoios. Esta situação resulta numa debilidade relativamente à garantia de continuidade de alimentação a esta instalação, uma vez que qualquer contingência mais severa afetando algum destes apoios, pode causar a saída simultânea de serviço dos dois circuitos neles instalados e, conseqüentemente, a interrupção da alimentação a este ponto injetor.

Rede a intervencionar:  220 kV

Data objetivo: 2020

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira						14,5	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;
- Sinergias com projeto de reforço de alimentação à Grande Lisboa /Península de Setúbal.

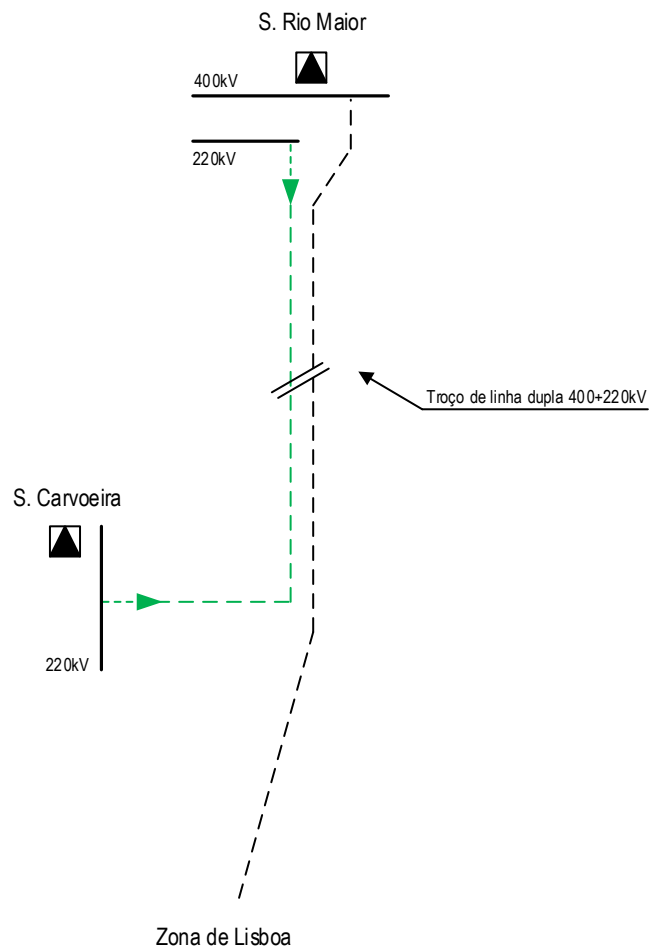
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a construção de uma nova chegada de alimentação à Carvoeira suportada num conjunto de apoios distinto do atual, criando uma alternativa à falha deste. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido da futura ligação a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa (descrita noutra projeto), a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira será dupla com um terno a 400 kV o outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, prolongado até à subestação da Carvoeira, constituirá o novo circuito Rio Maior-Carvoeira 2.

**ALTERNATIVAS:**

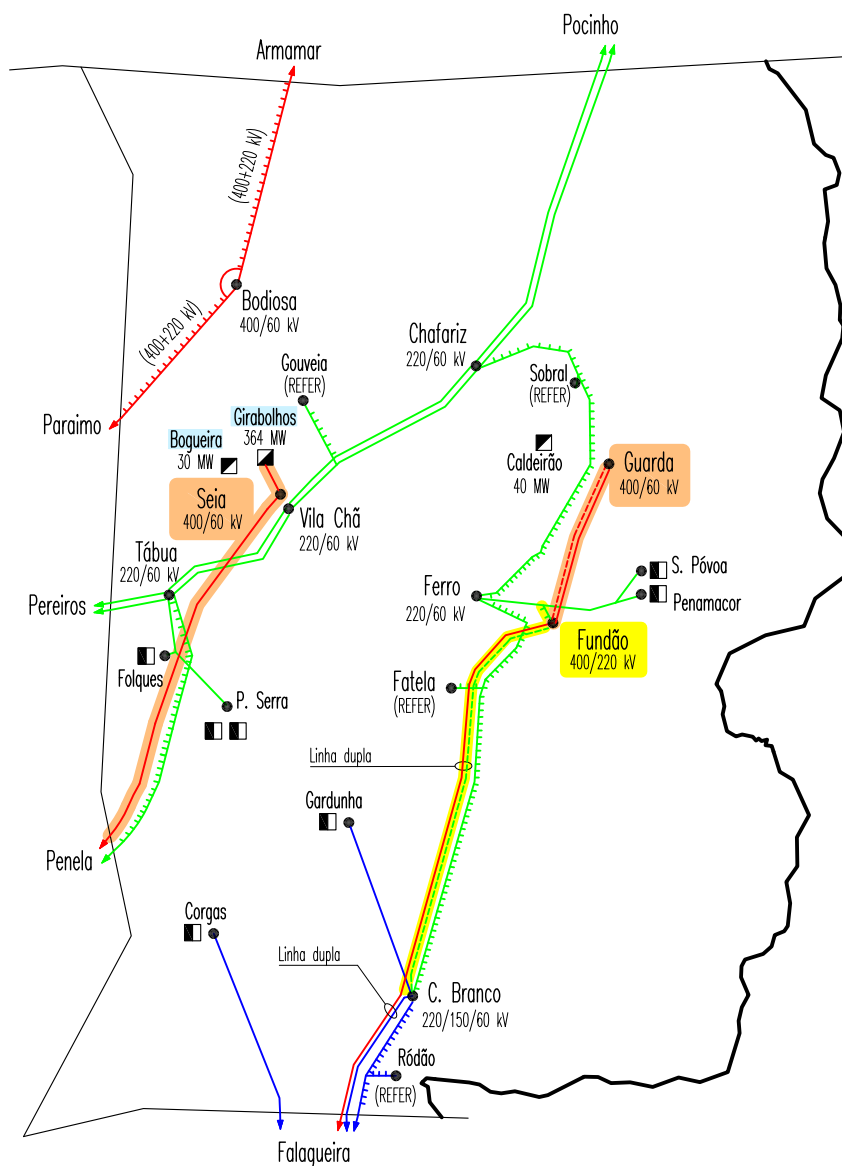
De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, ao tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior e a 'zona norte de Lisboa', permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos - as linhas Rio Maior - Carvoeira a 220 kV e Rio Maior - 'zona de Lisboa' a 400 kV -, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com recurso a um novo traçado, apresenta-se como a melhor alternativa que concorre para o aumento da segurança de abastecimento aos consumos que dependem da atual subestação de Carvoeira.

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



**Página em Branco**

## ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR



### LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 - 2018
- Reforços a realizar entre 2019 - 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

- Novas Centrais Hidricas

TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR

LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO - FALAGUEIRA (PR0917)

**ENQUADRAMENTO:**

A zona das Beiras Interiores apresenta um elevado potencial no que diz respeito à energia de origem eólica. Como tal faz parte dos locais mais procurados para promoção deste tipo de projetos. Presentemente, contabilizam-se nesta região mais de 900 MW de potência eólica instalada, encontrando-se ainda em construção ou com ponto de receção atribuído um montante adicional da ordem dos 150 MW. Prevê-se ainda que, no âmbito das metas estabelecidas nos objetivos nacionais de política energética para a produção de energia renovável, novos projetos venham a aparecer, alguns dos quais nesta região. Os atuais valores de capacidade de receção de nova geração para esta zona são bastante limitados, pelo que alguns projetos decorrentes de anteriores concursos e de atribuição de pontos de receção ir-se-ão ligar à rede, mas sujeitos a condicionalismos de injeção, até ao reforço das capacidades de receção nesta zona da RNT conforme previsto.

Rede a intervir: — 400 kV — 220 kV — 150 kV

Data objetivo: 2017

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0917 - Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	+					38,6	Receção de produção na região do Centro Interior

Alocação do investimento por vetor: + ++ +++ ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 500 MW;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

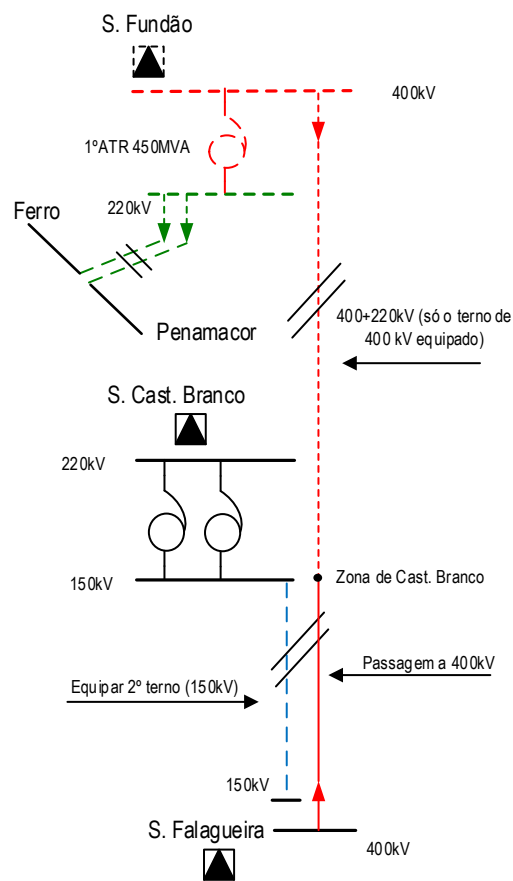
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e a zona do Fundão, onde será aberta nova subestação 400/220 kV ligando com a rede de 220 kV local. Este eixo a 400 kV, que tirará partido de uma linha já construída entre a Falagueira e Castelo Branco, ao interligar nesta zona as redes de 220 e 400 kV permitirá transferir para os 400 kV uma parte apreciável da energia produzida nesta região ou que aqui afliu vinda de regiões mais a norte, constituindo uma alternativa aos atuais eixos de 220 kV e de 150 kV, de menor capacidade e já bastante ocupados, criando nesta região um adicional de capacidade de receção da ordem dos 500 MW.

**ALTERNATIVAS:**

Como alternativa à solução proposta foi também equacionada a possibilidade de construção, entre Castelo Branco e Fundão, de uma linha simples de 400 kV, em vez de dupla de 400+220 kV, remetendo para mais tarde a construção de uma outra linha de 220 kV, independente desta e num outro conjunto de apoios. Os resultados obtidos mostram que do ponto de vista económico ambas as soluções são equivalentes, mas que do ponto de vista ambiental e de ordenamento territorial a segunda seria mais impactante (duas linhas em vez de uma), pelo que se optou pela solução aqui apresentada.

### Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira



ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR

LIGAÇÃO A 400 kV ENTRE A ZONA DE SEIA E O LITORAL (PR1016 | PR1204)

**ENQUADRAMENTO:**

A central de Girabolhos (PNBEPH), com localização na zona de Seia e um montante de potência instalada de 364 MW, fica próxima do eixo a 220 kV que ladeia a Serra da Estrela por poente. Os estudos desenvolvidos, tendo em atenção os fluxos existentes e previstos e os objetivos traçados de política energética, e suportados na análise desenvolvida ao nível da AAE do Plano, apontaram para uma estratégia de potenciação da capacidade de receção na região, com o estabelecimento, faseado, de um arco a 400 kV envolvendo a Serra da Estrela. Neste arco integra-se uma nova subestação a 400 kV na zona de Seia, criando condições para a ligação de novos centros electroprodutores, nomeadamente eólicos, e na qual tem a C. Girabolhos ponto de interligação à RNT, no nível de 400 kV. Entretanto, face ao menor crescimento das renováveis, o fecho completo do referido arco bem assim como a abertura da nova subestação em Seia sofreram algum adiamento, para datas que neste momento estão para além da data atualmente prevista para entrada em serviço da C. Girabolhos.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2019 (PR1016-1ªfase) | 2020 (PR1016-2ªfase) | 2023 (PR1016-3ªfase) | 2023 (PR1204)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto/ Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR1016 - Ligação a 400 kV Penela-Seia	++++					39,4	Receção de produção na região de Seia
Projeto PR1204 - Transformação 400/60 kV em Seia	++++					5,5	

Alocação do investimento por vetor: +    ++    +++    ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Integração de centros produtores do PNBEPH.

**DESCRIÇÃO:**

Encontra-se previsto o estabelecimento de uma linha a 400 kV entre a zona da futura subestação de Seia, neste conjunto de ações contemplada com transformação 400/60 kV, e a atual de Penela, que será ampliada com o nível de 400 kV. Na fase inicial, a linha proveniente da central de Girabolhos será, na zona da futura subestação de Seia, ligada diretamente à linha de ligação a Penela. Paralelamente, a atual linha a 400 kV Paraimo - Batalha será aberta em Penela para ligação deste ponto com a restante RNT.

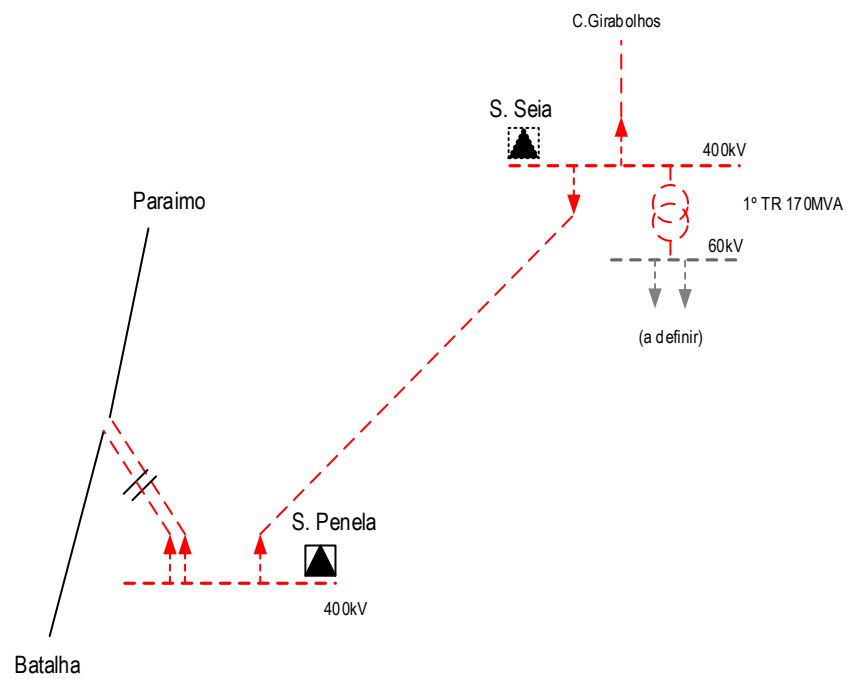
**ALTERNATIVAS:**

Face às alternativas estudadas, esta estratégia de desenvolvimento de rede potencia o investimento a realizar na RNT, garantindo uma capacidade de receção de nova geração condizente, não só com a evolução expectável do parque



electroprodutor neste local, mas também com a disponibilidade reconhecida de recursos renováveis na região da Beira Interior. Tendo em consideração os montantes de potência instalada que se prevêem vir a integrar na RNT, esta solução, nomeadamente quando comparada com a alternativa de reforço da rede de 220 kV, mostra-se bastante mais favorável em termos de impacto ambiental (menor ocupação territorial) e de eficiência energética (menores perdas). Em alternativa à estratégia inscrita neste projeto foram analisadas outras opções, nomeadamente o estabelecimento de uma linha dupla (400+220 kV), permitindo a desativação de um dos atuais eixos a 220 kV existente neste local. Contudo a sua execução, embora mais favorável do ponto de vista ambiental (menor número de linhas), constituiria uma solução substancialmente mais cara, pelo que não foi a escolhida.

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



**Página em Branco**

ÁREA 5 - BEIRA INTERIOR

NOVA SUBESTAÇÃO 400/60 kV DA GUARDA (PR0915)





**ENQUADRAMENTO:**

A abertura da subestação da Guarda prevê como objetivo a criação de capacidade para integrar na RNT novos montantes de energia renovável proveniente dos potenciais existentes nas regiões envolventes à Serra da Estrela. Todavia, com a desaceleração verificada nos últimos anos relativamente à progressão dos montantes de energias renováveis previstos na política energética nacional, nomeadamente eólica, este projeto, já adiado em anteriores propostas de Plano, encontra-se agora colocado no período indicativo do PDIRT e a sua efetiva concretização depende da real evolução futura dos novos montantes de energias renováveis e de estudos a desenvolver suportados em melhor informação.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2024

<i>Repartição do Investimento na RNT por Vetor</i>		Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto	PR0915 - Ligação a 400 kV Guarda-Fundão						22,0	Receção de produção na região Centro Interior

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção de nova geração (renovável);

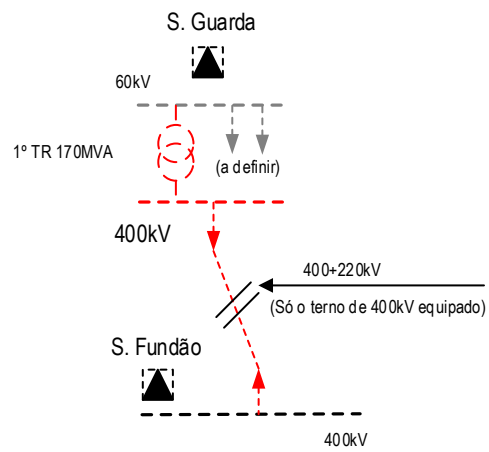
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê o prolongamento do futuro eixo a 400 kV Falagueira-Fundão até à zona da Guarda, onde será aberta uma instalação 400/60 kV.

**ALTERNATIVAS:**

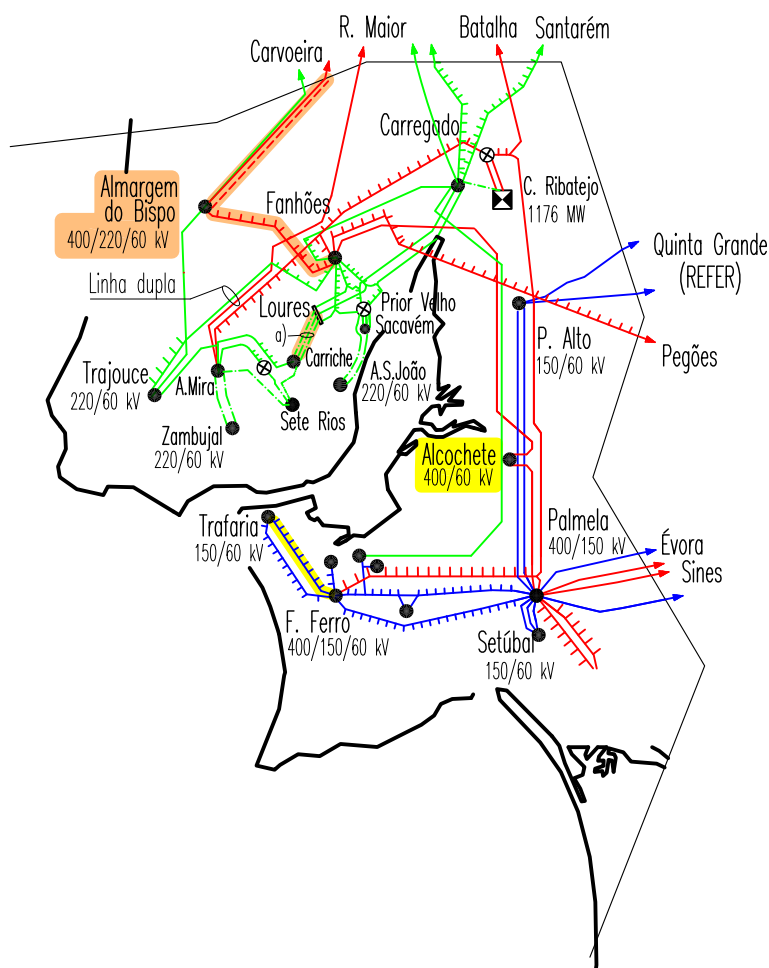
De entre as alternativas analisadas, e tendo em consideração os fatores críticos para a decisão contemplados na Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT, nomeadamente em termos de Energia, Ordenamento do Território e Fauna, este projeto insere-se numa estratégia de expansão da RNT caracterizada como a solução mais favorável na globalidade destes fatores. Esta solução nomeadamente por compreender uma expansão da RNT no nível de tensão de 400 kV permite assegurar uma adequada capacidade de escoamento da produção renovável na região da Beira Interior, assim como menores perdas na RNT, quando comparada com uma estratégia de desenvolvimento de rede a realizar num nível de tensão inferior (220 kV). Adicionalmente, a opção pelo reforço dos eixos de 220 kV, dado a sua menor capacidade de transporte comparativamente aos circuitos de 400 kV, conduziria, para a mesma capacidade, a uma solução com maior ocupação territorial e custo mais elevado.

### Nova subestação 400/60 kV da Guarda



**Página em Branco**

## ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL



### LEGENDA:

#### REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

- Reforços a realizar entre 2016 - 2018
- Reforços a realizar entre 2019 - 2025

#### REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

- Novas Centrais Hidricas
- a) Projecto em avaliação

#### TENSÕES

- 150 kV
- 220 kV
- 400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE ALCOCHETE (PR0404)

**ENQUADRAMENTO:**

O crescimento urbano verificado na margem esquerda do rio Tejo, nomeadamente na zona do Montijo/Alcochete, motivou a inclusão do projeto de abertura de um novo ponto injetor MAT/AT na zona. De facto, as condições de alimentação que no presente existem a partir da rede AT da RND nesta zona indicam uma perda progressiva de 'n-1', podendo vir a pôr em causa o abastecimento de algumas das cargas localizadas nos concelhos de Alcochete e Montijo em caso de falha de uma ou de várias linhas locais da RND, tendo os estudos desenvolvidos entre os operadores da RNT e RND identificado como melhor solução para ultrapassar estas restrições, a abertura do ponto injetor de Alcochete. Na proposta de PDIRT 2014-2023 este novo ponto injetor estava previsto para 2017, mas, em resposta a solicitação nesse sentido pelo operador da RND, esta data foi no presente PDIRT antecipada para 2016.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0404 - Criação do injetor em Alcochete						15,3	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados nos concelhos de Alcochete, Montijo e parte significativa dos concelhos de Palmela e da Moita;
- Reposição da segurança 'n-1' na rede de distribuição AT (redução ENF anual: 46 724 kWh);
- Redução Perdas anual na RND: 5 367 MWh.

**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a construção de uma nova subestação de alimentação à RND na zona do Montijo/Alcochete, a qual será alimentada através da abertura e desvio da atual linha Palmela-Fanhões a 400 kV. Está também previsto equipar três novos painéis de linha de 60 kV, para ligação às instalações da RND de 'S. Francisco', 'Montijo' e 'Pinhal Novo'.

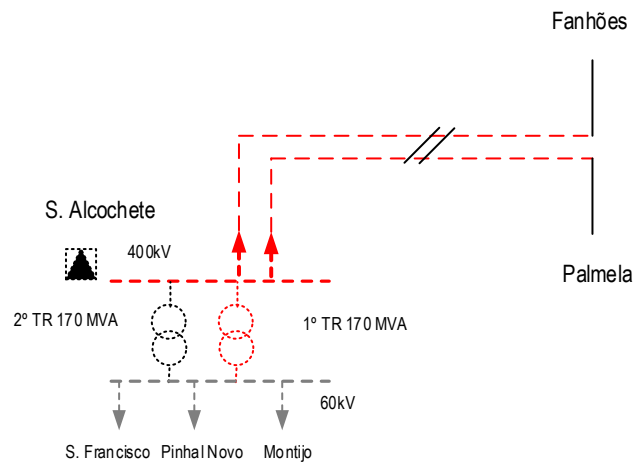
**ALTERNATIVAS:**

A realização de uma análise conjunta entre o ORT e o ORD identificou a abertura de um novo ponto injetor na zona de Alcochete como a solução mais vantajosa. Do ponto de vista da RNT a abertura desta subestação tira partido da proximidade da referida linha Palmela-Fanhões, minimizando a necessidade de construção de novos traçados de linha, com conseqüente redução de ocupação territorial e custos de implementação. Na perspetiva da RND a concretização deste projeto permitirá devolver os padrões de reserva 'n-1' da rede de distribuição AT, a qual, com o crescimento de população residente verificado



neste local, deixou de poder garantir o abastecimento da totalidade dos consumos em regimes de contingência 'n-1'. Em alternativa, uma solução via RND, implicaria a necessidade de um novo eixo entre o PdE REN-Setúbal e a SE Montijo (RND), de elevadas dificuldades de concretização face à elevada ocupação territorial.

### Abertura da subestação de Alcochete



**Página em Branco**

ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

REFORÇO DE LIGAÇÃO À SUBESTAÇÃO DE TRAFARIA (PR0255)

**ENQUADRAMENTO:**

A subestação 150/60 kV da Trafaria é atualmente responsável pela alimentação de um importante volume de consumo do concelho de Almada. No presente, a alimentação MAT desta instalação é efetuada por intermédio de uma linha dupla a 150 kV, solução que não permite assegurar uma garantia de continuidade de serviço no injetor de Trafaria condizente com a expressão deste mesmo centro de consumo. Por exemplo, um incidente envolvendo um ou mais apoios do seu traçado poderá conduzir a uma situação de total interrupção de fornecimento à subestação, não sendo possível continuar a abastecer os consumos neste local. Face a este enquadramento, encontra-se previsto o estabelecimento de um novo circuito a 150 kV em traçado independente, entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria, o qual terá um troço em circuito subterrâneo devido a limitações ao nível de ocupação territorial.

Rede a intervencionar: — 150 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto/ Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0255 - Reforço de ligação à SE de Trafaria						29,9	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor:    +    ++    +++    ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à instalação de Trafaria;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

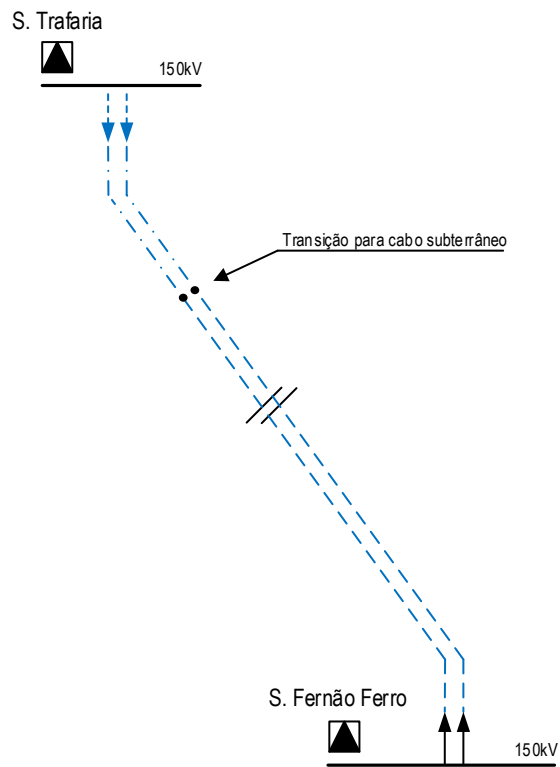
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria, suportada num traçado distinto do atual, em que uma parte será desenvolvida em circuito subterrâneo.

**ALTERNATIVAS:**

A forte urbanização que se verifica nesta zona, em paralelo com a estrutura da RNT local, determina a inexistência de outras alternativas à solução inscrita neste projeto. De facto, a reduzida disponibilidade de território para implementação de novos circuitos conduziu ao estabelecimento deste traçado com um troço em circuito subterrâneo, de forma a ser possível alcançar uma nova chegada de alimentação à subestação da Trafaria. Este reforço permitirá obter uma solução robusta, possibilitando ultrapassar de uma forma sustentável as limitações de segurança identificadas.

### Reforço de ligação à subestação da Trafaria



ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

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

**ENQUADRAMENTO:**

A reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona de Lisboa, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Contudo, a viabilidade destas ações encontra-se ainda dependente de estudos em curso, os quais, no entanto, permitem antever a possibilidade de realização técnica destes projetos num período entre 2023 e 2025.

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2023 | 2024 | 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Firm de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa						44,5	Valorização do espaço urbano da região de Lisboa

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

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

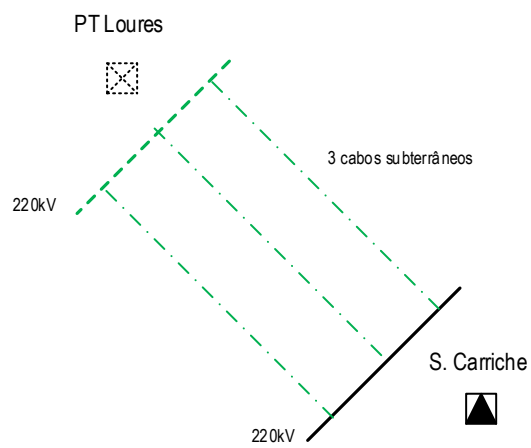
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana de Lisboa, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

**ALTERNATIVAS:**

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona de Lisboa. Para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

*Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*



ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

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

**ENQUADRAMENTO:**

O parque produtor nacional tem vindo a ver progressivamente reduzido o seu valor de potência instalada na metade sul do país (desclassificação da C. Carregado, da C. Setúbal), em simultâneo com um aumento substancial, já à data e em curso, na metade norte, esta essencialmente baseada em energia renovável hídrica e eólica. Perante situações de consumo de maior solicitação, acompanhadas de regimes com montantes de produção a Norte mais elevados (exemplo: elevada hidraulicidade e eolicidade), e com produção reduzida a sul de Rio de Maior, as atuais duas linhas a 400 kV Rio Maior - Alto de Mira e Batalha - Ribatejo assumem um papel essencial na garantia de ligação e nos fluxos norte-sul e na alimentação às zonas de Lisboa e da Península de Setúbal. Nestas circunstâncias, a indisponibilidade de qualquer uma destas linhas potencia fortes restrições de rede, podendo colocar em causa a adequada garantia na operação da rede e no abastecimento desta importante região de consumos. Esta situação agrava-se significativamente caso as duas linhas referidas fiquem simultaneamente indisponíveis (ex. disparo após indisponibilidade), situação que eventualmente, poderia ser ultrapassada com a mobilização de geração a Sul, caso esta se encontre disponível (contrariamente ao que sucede a partir do estado de frio das centrais, necessitando de apreciáveis tempos de arranque, o que tornaria inviável essa opção sob o ponto de vista operacional). O estabelecimento da nova ligação a 400 kV Rio Maior - (zona Almargem do Bispo) - Fanhões contribui para ultrapassar a maior parte das restrições assinaladas. Não as permite resolver completamente, caso venha a acontecer que a zona de Sines fique sem qualquer central térmica de grande dimensão (nem a nova CCGT anteriormente prevista nem a atual central a carvão), situação em que a antecipação do fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo, em complemento à ligação aqui referida Rio Maior - (zona de Almargem do Bispo) - Fanhões, se revela fundamental e estruturante para a completa garantia de segurança da rede.

Rede a intervir: — 400 kV — 220 kV

Data objetivo: 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0903 - Ligação a 400 kV Rio Maior - zona Carvoeira - zona Almargem do Bispo - Fanhões	+	++				39,2	Reforço estratégico da RNT, nas regiões de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor:   +   ++   +++   ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Manutenção da segurança de operação global da RNT;
- Aumento da segurança de abastecimento às regiões da Grande Lisboa e Península de Setúbal.

**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde a subestação de Rio Maior até à zona de Lisboa, com ligação à subestação de Fanhões. No seu traçado, este eixo passa em zona relativamente próxima da atual subestação da Carvoeira,



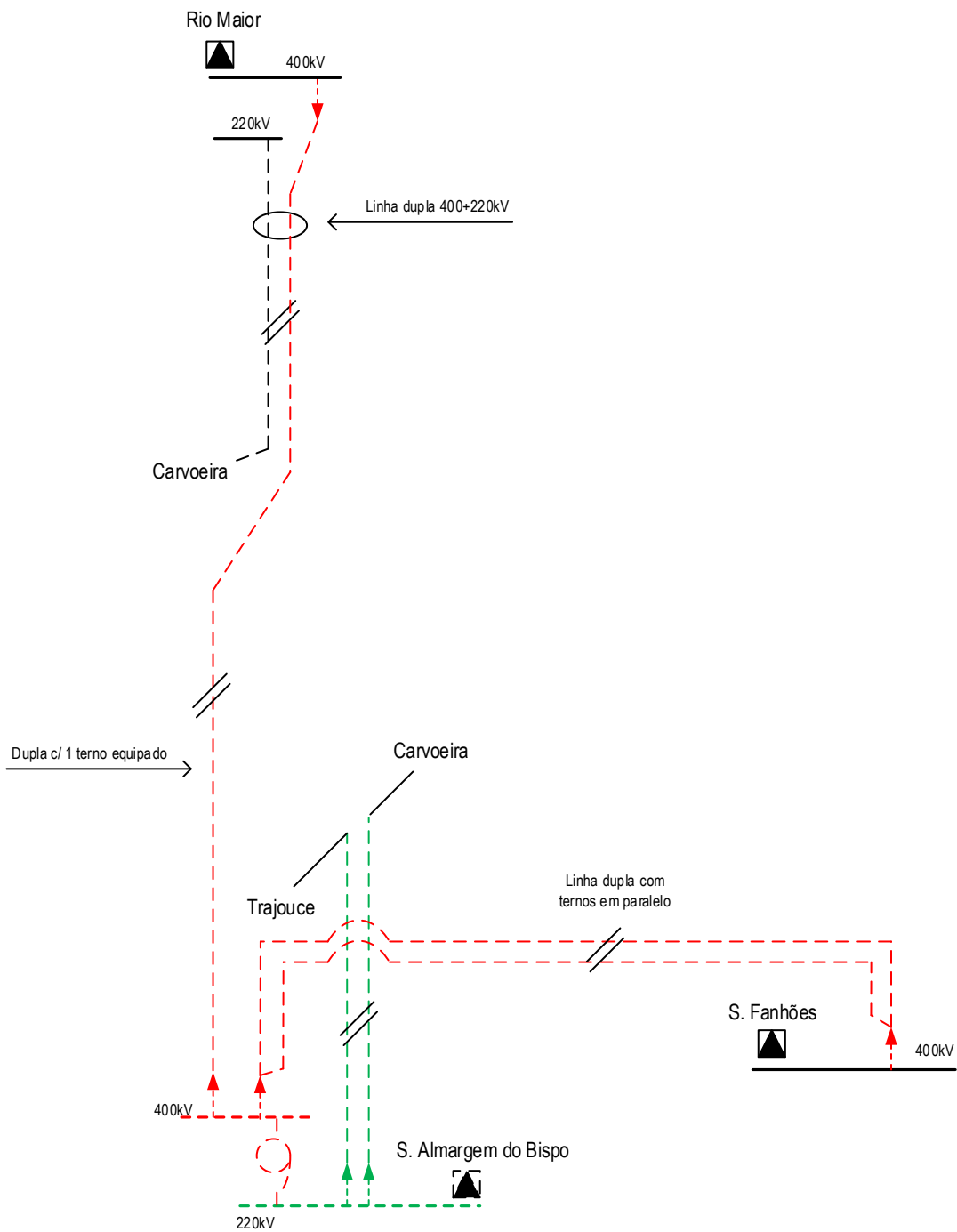
possibilitando de forma articulada o seu reforço de alimentação (descrição noutro projeto), e também da zona de Almargem do Bispo, potenciando a abertura, mais tarde, de uma nova subestação para apoio a consumos no concelho de Sintra (descrição noutro projeto). Prevê-se ainda a introdução de autotransformação 400/220 kV em Almargem do Bispo e a abertura nesta da atual linha a 220 kV Carvoeira-Trajouce

---

**ALTERNATIVAS:**

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista. Tendo em consideração o enquadramento acima, a não expansão dos 400 kV, conduziria a uma necessidade de reforço da maior parte dos eixos a 220 kV que efetuam a aproximação à Grande Lisboa, incluindo reforços de autotransformação em Rio Maior e Alto de Mira, o que no global constituiria, por um lado uma solução de maior custo, e por outro com maior ocupação territorial.

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



**Página em Branco**

ÁREA 6 - GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE ALMARGEM DO BISPO (PR0904)

**ENQUADRAMENTO:**

No final do período indicativo do PDIRT está referida a possibilidade de abertura de um novo ponto injetor na ‘zona de Almargem do Bispo’, para alimentação a consumos nos concelhos de Sintra e Mafra. Todavia, a efetiva concretização deste projeto ainda terá de ser alvo de estudos complementares a desenvolver entre os operadores da RNT e da RND, com vista à sua consolidação e mais completa definição.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2025

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0904 - Criação do injetor Almargem do Bispo						5,5	Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados nos concelhos de Sintra e de Cascais;
- Aumento da qualidade de serviço;

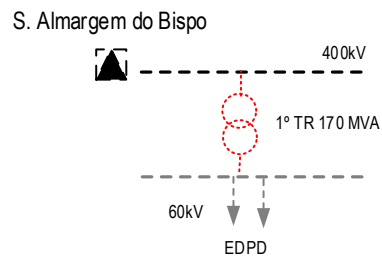
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a instalação de transformação numa nova subestação 400/220/60 kV a construir na ‘zona de Almargem do Bispo’, inserida num novo eixo a 400 kV (referido noutro projeto) a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa, em Fanhões.

**ALTERNATIVAS:**

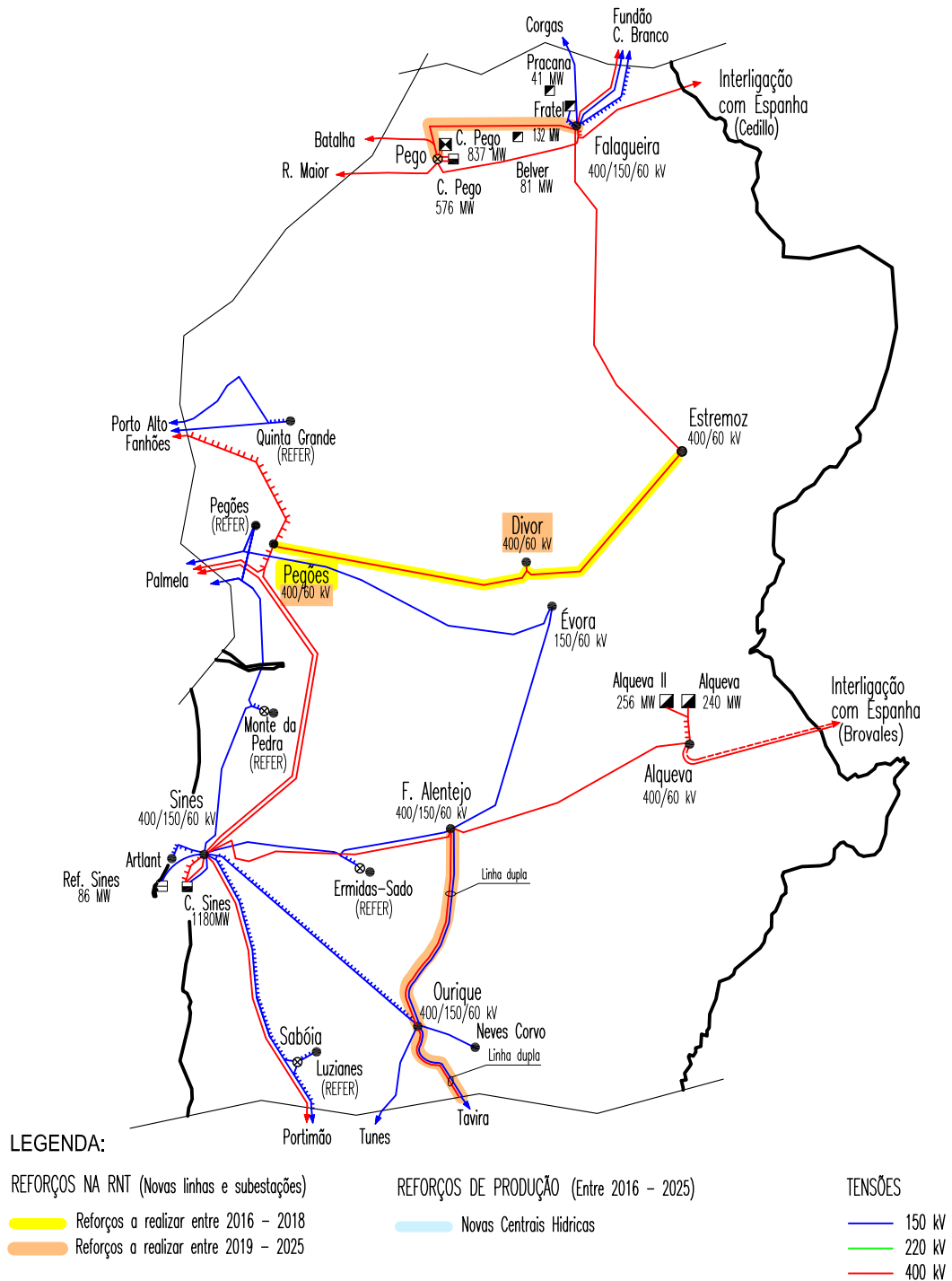
Com vista a reforçar a segurança de abastecimento nos concelhos de Sintra e de Cascais, a abertura de um novo ponto injetor na zona de Almargem do Bispo surge naturalmente como uma estratégia vantajosa tendo em consideração por um lado a evolução dos consumos e por outro o desenvolvimento da RNT previsto para esta zona do país. Refere-se a este propósito que a concretização deste projeto permitirá tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior - ‘zona de Almargem do Bispo’ - Fanhões, evitando a construção de novos circuitos para além dos já previstos para o reforço da segurança de abastecimento à Grande Lisboa (PR0903). Como referido, é ainda necessário estudar com o ORD esta possibilidade em maior detalhe.

*Criação do ponto injetor de Almargem do Bispo*



**Página em Branco**

## ÁREA 7 - ALENTEJO



HORIZONTE 2025

ÁREA 7 - ALENTEJO

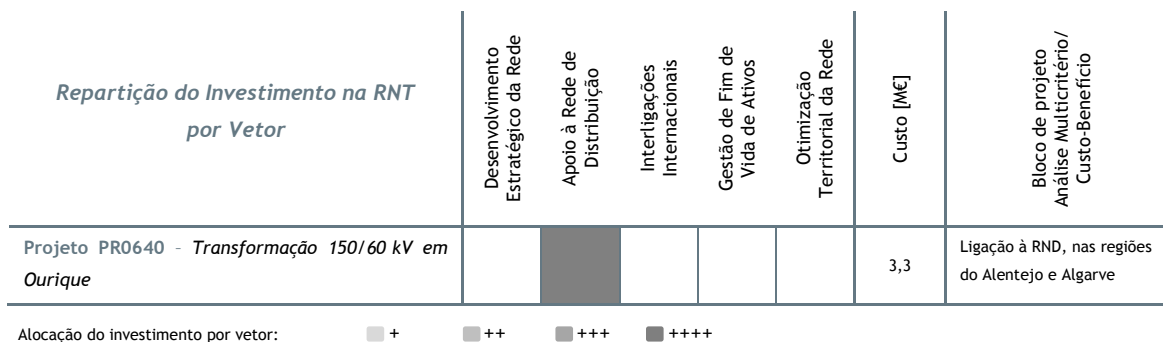
CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE OURIQUE (PR0640)

**ENQUADRAMENTO:**

O novo injetor de Ourique permitirá melhorar o abastecimento ao eixo central do Baixo Alentejo, entre Ferreira do Alentejo e Loulé, com mais de 100 km e abastecido por uma linha da RND estabelecida em 1957, que se encontra sujeito a uma menor qualidade de serviço e maiores perdas. O posto de corte de 150 kV Ourique da RNT (concebido desde início para poder vir a ser equipado com transformação 150/60 kV), tem a sua localização relativamente próxima desta zona, possibilitando assim uma melhor alternativa para o abastecimento destes consumos a partir da instalação de transformação MAT/AT.

Rede a intervir:  150 kV

Data objetivo: 2016



**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo central do Baixo Alentejo e Algarve;
- Reposição da segurança 'n-1' na rede de distribuição AT (Redução ENF: 99 MWh; média anual);
- Redução Perdas na RND: 2 599 MWh (média anual).

**DESCRIÇÃO:**

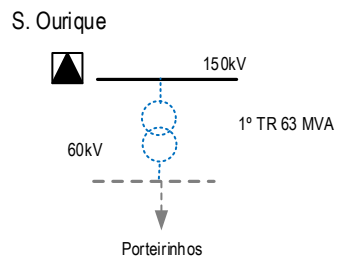
Este projeto prevê a colocação de um transformador 150/60 kV na atual instalação da RNT de Ourique, e a sua ligação com a RND. Está também previsto equipar um novo painel 60 kV, com a designação 'Porteirinhos'

**ALTERNATIVAS:**

Para este objetivo a realização de uma análise conjunta entre o ORT e o ORD identificou a abertura de um novo ponto injetor na instalação de Ourique como a solução mais vantajosa. Do ponto de vista da RNT, este projeto face às restantes alternativas, potencia a instalação já existente, a qual foi concebida desde o início para poder vir a ser equipada com transformação 150/60 kV. Na perspetiva da RND a concretização deste projeto permitirá devolver os padrões de reserva 'n-1' na rede de distribuição AT, a qual, deixou de poder garantir o abastecimento da totalidade dos consumos em regimes de contingência 'n-1', assim como experimenta nos dias de hoje uma perda de capacidade de receção de produção embebida. De assinalar que esta estratégia, compõe uma solução que permitirá ganhos ao nível da qualidade de serviço e eficiência energética (redução de perdas) na rede de distribuição AT, a qual se desenvolve atualmente neste local através de um eixo com mais de 100 km estabelecido em 1957.



### *Criação do ponto injetor de Ourique*



ÁREA 7 - ALENTEJO

EIXO FALAGUEIRA - ESTREMOZ - (DIVOR) - PEGÕES (PR0461 | PR1411)





**ENQUADRAMENTO:**

O valor da potência de produção instalada na metade sul de Portugal tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos, acompanhado de um aumento dessa potência na metade norte, impulsionado essencialmente por novos aproveitamentos de origem hídrica e eólica. Este desequilíbrio tem contribuído para uma tendência de aumento progressivo dos fluxos norte-sul. Esta situação tem maior agravamento em condições de operação com indisponibilidades na rede e valores de produção a sul muito reduzidos, nomeadamente perante situações e em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines, ou, ainda, situação mais extrema mas não inédita, em caso de perda súbita de elevados montantes de produção nesta área (e.g. disparo da central de Sines). O fecho do eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - 'zona de Divor' - Pegões, ao reforçar pelo interior a ligação a 400 kV entre as metade norte e sul da RNT, faz com que os efeitos negativos destas eventuais ocorrências passem a ser controláveis pelo ORT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento. Por outro lado, a subestação de Estremoz da RNT é, no presente, alimentada através de uma única linha proveniente da Falagueira e com um comprimento bastante significativo (89 km). Isto significa que com a atual tipologia da RNT, não é cumprido neste local o critério de segurança 'n-1', colocando em causa os níveis de fiabilidade e de segurança de abastecimento aos consumos dependentes desta subestação. Esta restrição só ficará ultrapassada dotando a subestação de Estremoz de uma segunda linha de alimentação MAT, o que o eixo Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões possibilitará. A conclusão deste novo corredor terá ainda um impacto bastante significativo na capacidade de receção de nova geração, proporcionando um aumento na ordem dos 300 a 400 MW no Alto Alentejo, região reconhecida pela expressiva disponibilidade de recursos renováveis, e que na presente data apresenta um reduzido valor de capacidade de receção (<100 MW).

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2016 (PR0461) | 2018 (PR1411)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0461 - Linha a 400 kV Estremoz-Divor	+	++				11,0	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve
Projeto PR1411 - Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	++	+++				31,3	Reforço estratégico da RNT nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de operação global da RNT, em particular na zona sul;
- Introdução de garantia n-1 no abastecimento à subestação de Estremoz;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Aumento da capacidade de receção de nova produção.

---

**DESCRIÇÃO:**

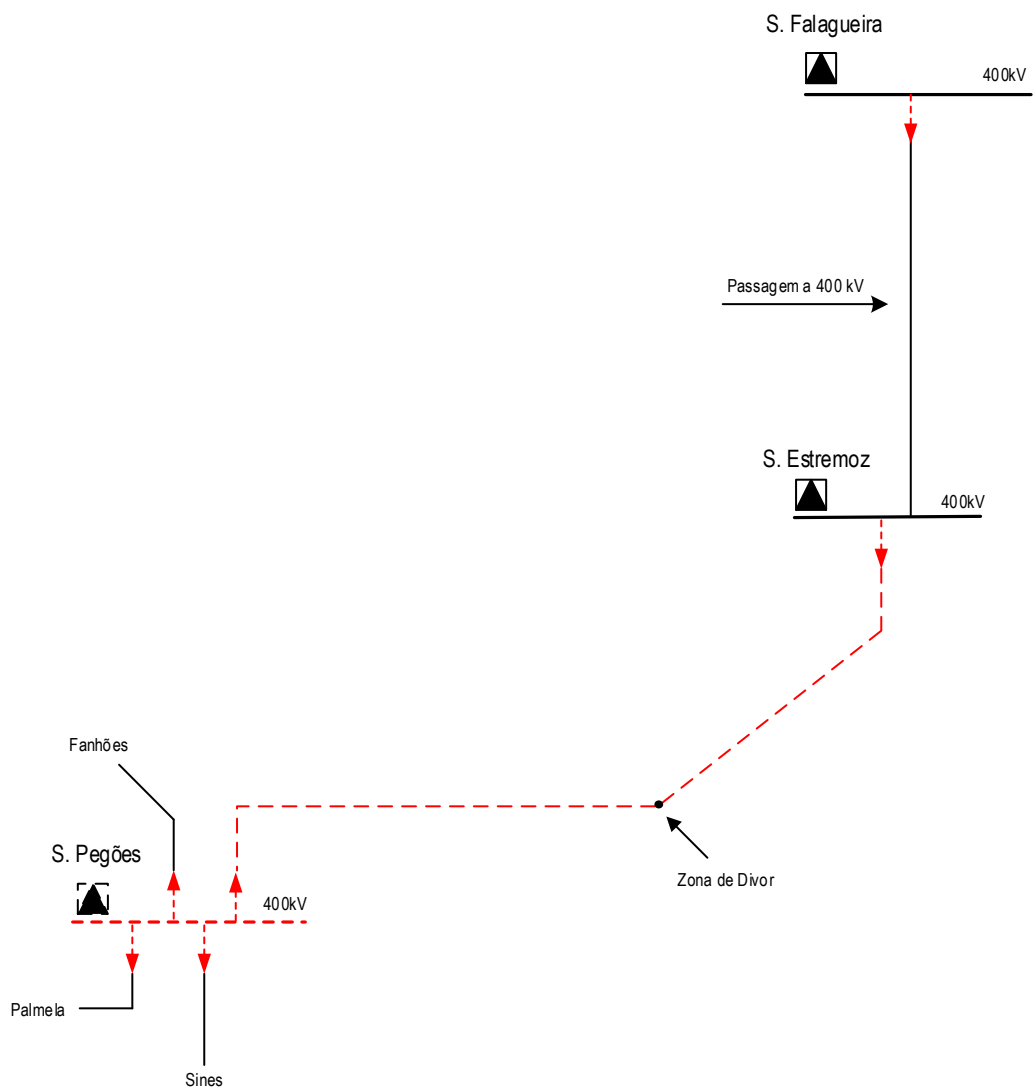
Este projeto prevê o prolongamento da atual ligação Falagueira - Estremoz, construída para 400 kV e a operar provisoriamente a 150 kV, com os troços, também a 400 kV, Estremoz - 'zona de Divor' e 'zona de Divor' - Pegões. Deste modo, cria-se um eixo a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o eixo litoral a 400 kV, na zona de Pegões, passando pela subestação de Estremoz. Numa primeira fase, é construído o troço Estremoz - 'zona de Divor', o qual ficará inicialmente a operar a 60 kV integrado na RND apoiando a garantia de alimentação a consumos da região.

---

**ALTERNATIVAS:**

O fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo revela-se indispensável para a segurança de operação de rede e, concomitantemente, do abastecimento de consumos e da qualidade de serviço, apresentando-se como um dos elementos estruturantes de desenvolvimento estratégico da RNT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento, em especial em momentos em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines. Para o caso de uma eventual perda súbita de um elevado montante de geração na zona sul, uma alternativa baseada exclusivamente na RNT (sem depender da produção) poderia eventualmente passar por uma ligação a 400 kV Falagueira - Estremoz - Ferreira de Alentejo (em vez de Pegões). Todavia esta solução não se apresenta com o mesmo potencial que a ligação a Pegões, que é um ponto mais forte na estrutura da RNT. Para o caso de garantia de alimentação a Estremoz foram estudadas outras alternativas, nomeadamente a hipótese de se estabelecer uma malha fechada de 60 kV entre as subestações de Estremoz e Évora, mas os resultados obtidos pelos operadores da RNT e da RND concluíram pela inviabilidade funcional desta malha.

### Eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões



**Página em Branco**

ÁREA 7 - ALENTEJO

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE DIVOR (PR0953 | PR1222)





**ENQUADRAMENTO:**

A atual subestação da RNT de Évora está equipada com três unidades 150/60 kV, de 63 MVA cada, já muito antigas (47, 39 e 30 anos) e a exigir uma particular atenção continuada quanto ao seu estado de operação, em particular duas delas. Por outro lado, no que se refere às condições de alimentação em MAT a esta subestação, os estudos desenvolvidos pelo operador da RNT concluíram, face à ocupação e classificação das áreas envolventes, da inviabilidade de conseguir fazer chegar a este local uma terceira linha de alimentação em MAT, o que, a prazo, condiciona fortemente o crescimento desta instalação. Neste enquadramento, a nova subestação de Divor possibilitará ultrapassar as limitações e dificuldades referidas, proporcionando uma solução robusta e duradoura de alimentação aos consumos da região de Évora. Possibilitará ainda um ponto de ligação para recepção de nova geração na região, com reconhecido potencial solar. Relativamente à proposta de PDIRT 2014-2023, a data de abertura do injetor Divor sofreu um adiamento de dois anos. No entanto, se as reanálises dos operadores da RNT e RND relativamente a este ponto vierem a indicar o seu interesse em horizonte mais cedo, a REN encontra-se em condições de o poder concretizar.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2021 (PR0953) | 2021 (PR1222)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0953 - Criação do injetor Divor						11,2	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve
Projeto PR1222 - PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor						0,9	N/A

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento à região de Évora;
- Criação de uma solução de alimentação robusta e de longo prazo.

**DESCRIÇÃO:**

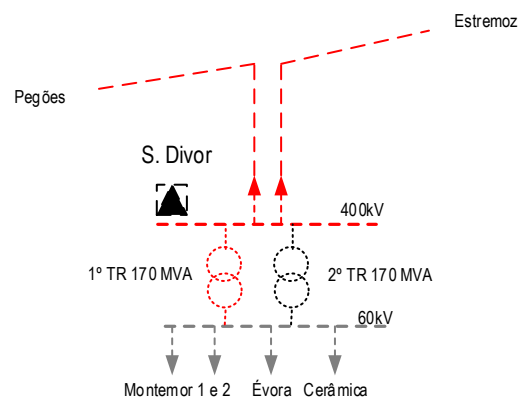
Este projeto prevê a abertura do injetor Divor numa localização a norte da cidade de Évora, alimentado em MAT a 400 kV por abertura da futura linha Estremoz - Pegões. Para a atual subestação de Évora, que progressivamente perderá a sua importância, prevê-se, mais tarde, a sua desativação. No injetor Divor estão previstos quatro painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Montemor 1', 'Montemor 2', 'Évora' e 'Cerâmica'.

---

*ALTERNATIVAS:*

A ocupação e classificação das áreas envolventes à região de Évora ditam a inviabilidade de uma nova aproximação à subestação com o mesmo nome, não sendo possível a obtenção de uma alternativa efetiva por intermédio da atual configuração de rede neste local. Neste contexto, a abertura do injetor de Divor constitui a alternativa que melhor assegura, numa perspetiva de longo prazo, o abastecimento dos consumos nesta região, tirando partido da proximidade da futura ligação a 400 kV entre Estremoz e Pegões.

### Abertura da subestação de Divor





**Página em Branco**

ÁREA 7 - ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE PEGÕES (PR0968)

**ENQUADRAMENTO:**

Para reforço de abastecimento aos consumos no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi previsto a abertura de uma nova subestação da RNT na zona de Pegões, tirando partido do posto de corte da RNT que será necessário estabelecer naquela zona (descrição noutra projeto). A data efetiva de abertura do ponto injetor Pegões depende ainda de reanálises conjuntas a desenvolver pelos operadores da RNT e RND. Não obstante, comparativamente com a proposta de PDIRT 2014-2023, a data de abertura do injetor Pegões está nesta proposta de PDIRT 2016-2025 prevista para dois anos mais tarde, sendo que se os estudos vierem a mostrar o seu interesse em horizonte anterior, a REN encontra-se em condições de o poder realizar.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2022

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Intertigações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0968 - Criação do injetor Pegões						5,5	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo Pegões-Vendas Novas-Montemor-o-Novo;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Redução anual de perdas na RND: 2 459 MWh.

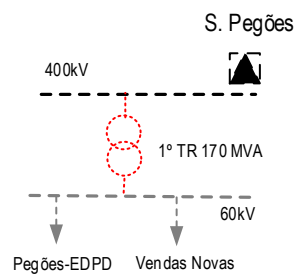
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV no futuro posto de corte de Pegões. Prevê também nesta instalação equipar dois painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Vendas Novas' e 'Pegões-EDPD'.

**ALTERNATIVAS:**

A abertura de um novo injetor na zona de Pegões constitui a solução que, para o fim em vista (assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos), permite obter maiores sinergias ao tirar partido da abertura do futuro posto de corte a estabelecer neste local. Como referido, a decisão sobre a data mais adequada para este ponto injetor encontra-se em reanálise por parte dos operadores da RNT e RND, incorporando dados mais recentes.

### *Criação do ponto injetor de Pegões*



ÁREA 7 - ALENTEJO

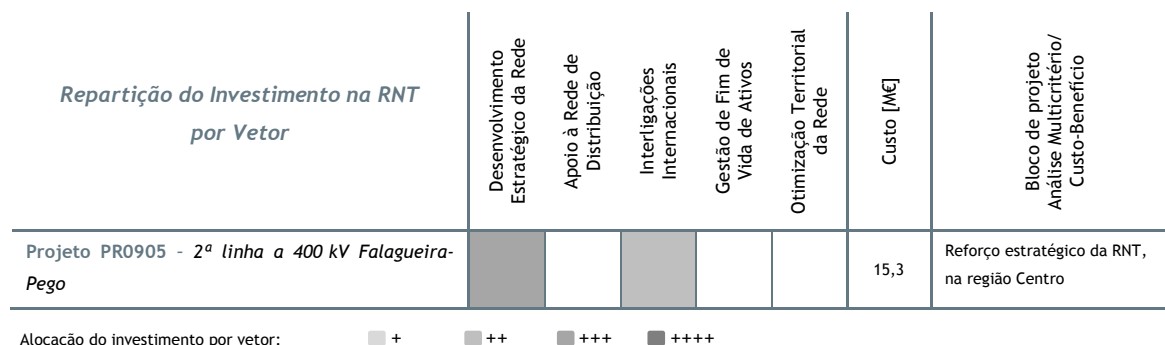
NOVA LINHA A 400 kV FALAGUEIRA-PEGO (PR0905)

**ENQUADRAMENTO:**

Com o objetivo de facilitar o escoamento da energia que aflui à subestação da Falagueira proveniente do eixo da RNT localizado na Beira Interior, em grande parte com origem em geração renovável instalada nas zonas mais interiores do centro e centro/norte, prevê-se a possibilidade de construção de uma segunda linha a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o posto de corte do Pego. Este reforço contribui igualmente para facilitar os trânsitos no eixo de interligação a 400 kV que se desenvolve ao longo do Tejo, desde Rio maior até Cedillo (Espanha), designadamente introduzindo segurança n-1 à eventual indisponibilidade da atual e única linha Pego-Falagueira, a 400 kV. No entanto, a data efetiva concretização desse projeto, colocado no período indicativo do PDIRT, depende ainda de estudos adicionais a desenvolver.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2023



**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da capacidade de receção, em particular de geração renovável;
- Reforço do eixo de interligação do Tejo (Rio Maior - Pego- Falagueira - Cedillo).

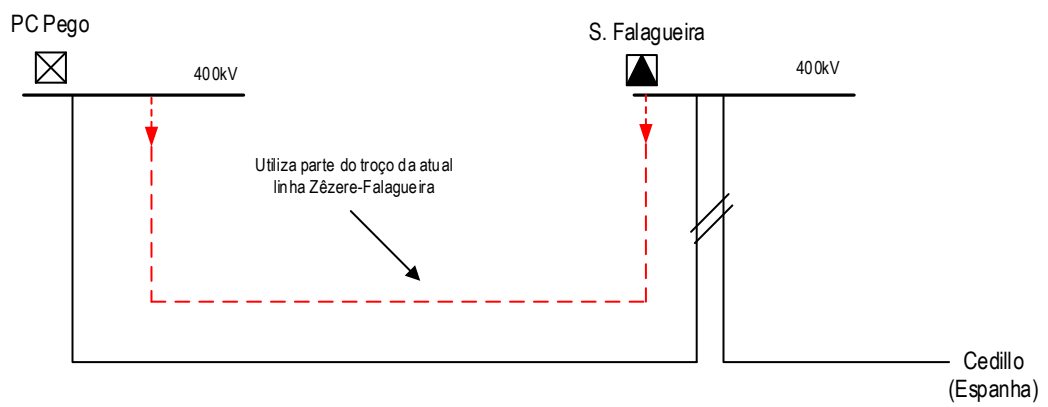
**DESCRIÇÃO:**

Este projeto prevê a reconstrução a 400 kV de parte do traçado da atual linha a 150 kV Falagueira-Zêzere, no troço compreendido entre a Falagueira e o posto de corte do Pego, de forma a criar as condições necessárias ao estabelecimento de uma segunda ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o Posto de Corte do Pego.

**ALTERNATIVAS:**

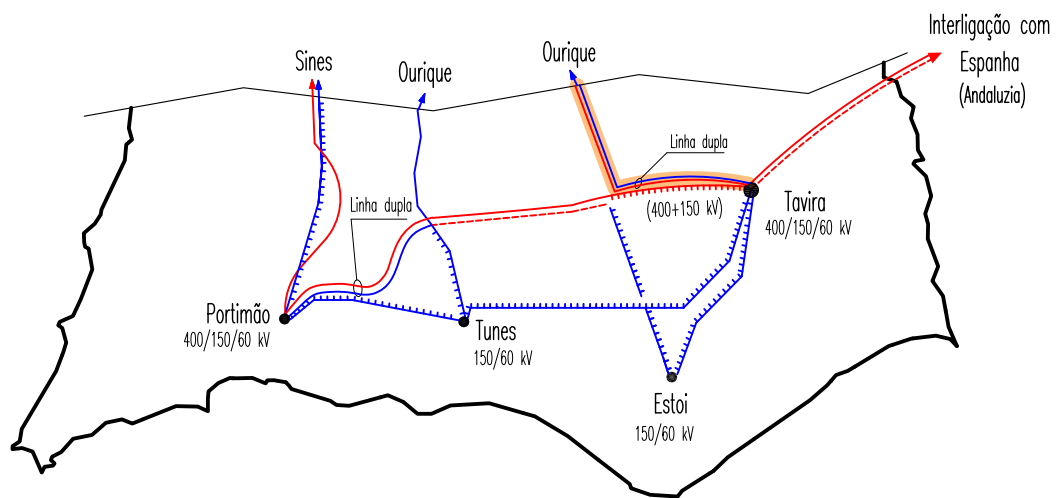
A concretização da segunda ligação a 400 kV entre Falagueira e o Pego constitui a solução mais vantajosa tendo em consideração as necessidades anteriormente identificadas, que no entanto e como referido, ainda necessitam de estudos adicionais para verificar o horizonte temporal mais adequado à sua concretização. Para esta ligação foi também equacionada a alternativa de construção de uma linha dupla de 400 kV, mas os fluxos identificados num horizonte de médio/longo prazo não justificaram esse maior investimento.

### Nova linha a 400kV Falagueira-Pego



**Página em Branco**

## ÁREA 8 - ALGARVE



### LEGENDA:

REFORÇOS NA RNT (Novas linhas e subestações)

Reforços a realizar entre 2016 - 2018

Reforços a realizar entre 2019 - 2025

REFORÇOS DE PRODUÇÃO (Entre 2016 - 2025)

Novas Centrais Hidricas

TENSÕES

150 kV

220 kV

400 kV

HORIZONTE 2025

ÁREA 8 - ALGARVE

SEGUNDO AUTOTRANSFORMADOR 400/150 kV DE TAVIRA (PR0958)

**ENQUADRAMENTO:**

A subestação de Tavira constitui no sotavento algarvio o único ponto de articulação entre as redes de 400 e 150 kV, presentemente assegurada por intermédio de um único autotransformador 400/150 kV. Nestas condições, a eventual falha desta unidade de autotransformação pode conduzir, nomeadamente nos períodos de verão, a uma situação de operação da rede com restrições, com impacto quer no que se refere ao abastecimento dos consumos quer no escoamento dos montantes de produção observados nomeadamente nas áreas de influência das subestações de Tavira e Estoi. Este facto motiva a instalação de um segundo autotransformador na subestação de Tavira, com o objetivo de assegurar a garantia 'n-1' na ligação entre as redes de 400 e 150 kV, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos e integração de produção na região do Algarve.

Rede a intervir: — 400 kV — 150 kV

Data objetivo: 2016

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede					Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede		
Projeto PR0958 - Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira	+	++				5,4	Ligação à RND, nas regiões do Alentejo e Algarve

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Aumento da segurança de abastecimento aos consumos no sotavento algarvio;
- Aumento dos valores de capacidade de receção de nova geração.

**DESCRIÇÃO:**

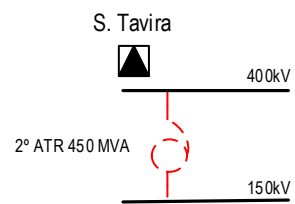
Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na subestação de Tavira.

**ALTERNATIVAS:**

De entre as várias alternativas estudadas, a solução proposta neste projeto constitui a opção técnico-económica mais vantajosa. Este projeto de desenvolvimento de rede, nomeadamente quando comparado com um eventual reforço dos eixos de 150 kV para continuar a assegurar os fluxos de energia provenientes do barlavento algarvio, consubstancia uma solução de menor custo, de menor ocupação territorial e fundamentalmente permite assegurar a continuidade da importante ligação entre as redes de 400 e 150 kV de uma forma robusta, quer em situações de contingência, quer em situações de indisponibilidades programadas.



*Segundo autotransformador 400/150 kV de Tavira*



ÁREA 8 - ALGARVE

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

**ENQUADRAMENTO:**

As regiões do Algarve e Baixo Alentejo são ancestralmente reconhecidas por apresentarem um conjunto de características climáticas bastante peculiares, entre as quais se destacam os elevados índices de radiação solar comparativamente com as restantes áreas do Continente. Este facto, confere a estas duas regiões um potencial disponível bastante considerável para aproveitamento da energia solar, tendo vindo a observar-se um interesse crescente no desenvolvimento de novos projetos de centros electroprodutores fotovoltaicos neste local. Assente neste enquadramento surge a necessidade de reforçar as atuais condições de receção de nova geração, encontrando-se previsto para o efeito, na atual proposta de PDIRT 2016-2025, o estabelecimento de uma nova ligação a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e de Tavira, passando pela instalação de Ourique, que será ampliada com o nível de 400 kV. Este projeto permitirá melhorar o balanceamento da capacidade de receção existente em toda a zona sul (Baixo Alentejo e Algarve), por forma a fazer face às inúmeras manifestações de interesse realizadas junto do operador da RNT, cujas solicitações sobre existência de capacidade de receção nesta vasta região correspondem já a valores de potência superiores a 2 000 MW. Com o equilíbrio dos fluxos de potência na RNT, na região do Baixo Alentejo e Algarve, ficam criadas as condições para que do montante global de potência que se encontra atualmente reservada na subestação de Sines, parte dela (cerca de 800 MW) possa ser transferida para a zona mais interior do Baixo Alentejo e Algarve.

Rede a intervir:  400 kV

Data objetivo: 2024 (PR1208) | 2025 (PR1209)

Repartição do Investimento na RNT por Vetor	Desenvolvimento Estratégico da Rede	Apoio à Rede de Distribuição	Interligações Internacionais	Gestão de Fim de Vida de Ativos	Otimização Territorial da Rede	Custo [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1208 - Ligação a 400 kV Ourique - Tavira						22,2	N/A
Projeto PR1209 - Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique						26,7	

Alocação do investimento por vetor:  +  ++  +++  ++++

**BENEFÍCIOS ESPERADOS:**

- Transferência de capacidades de receção entre zonas do Baixo Alentejo e Algarve;
- Aumento da segurança de abastecimento aos consumos no Algarve;

**DESCRIÇÃO:**

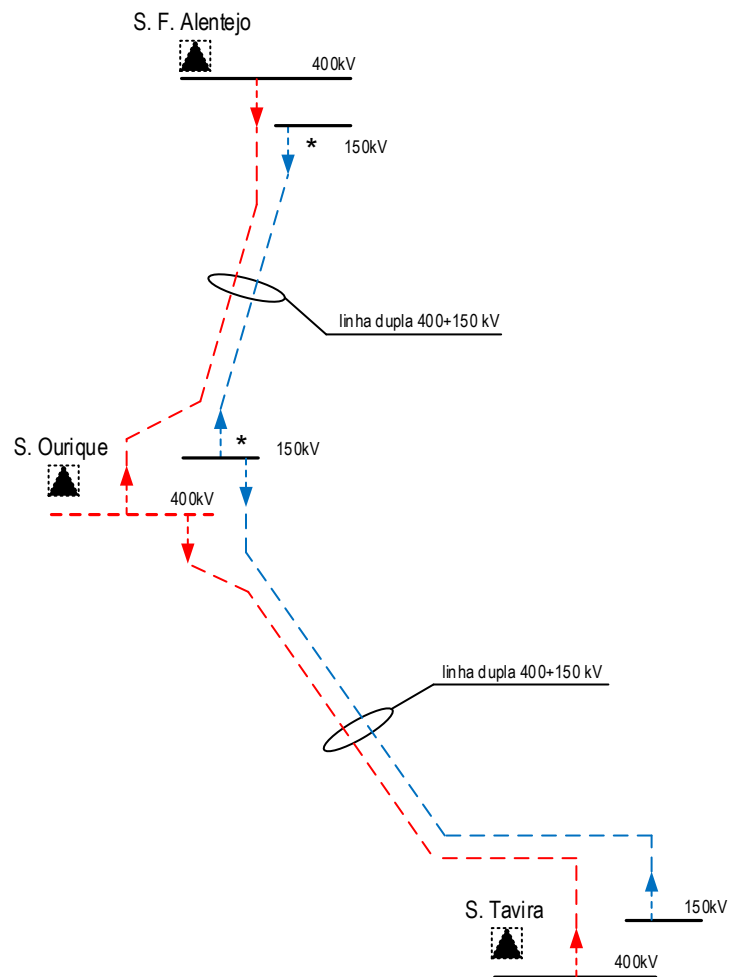
Este projeto prevê o estabelecimento de um novo eixo a 400 kV interligando as instalações de Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira. Para o efeito está ainda previsto a ampliação da instalação de Ourique com o nível de 400 kV, atualmente a operar a 150 kV.

---

*ALTERNATIVAS:*

De entre as várias opções analisadas a concretização de um novo eixo a 400 kV entre Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira constitui a melhor solução técnico-económica para fazer face às necessidades identificadas no enquadramento acima. Este projeto pode tirar partido, em grande parte do seu trajeto, de traçados de linhas existentes, o que face a alternativas que contemplem traçados independentes dos atuais, permite um ganho ao nível do impacto ambiental na região. A alternativa de reforço apenas ao nível do reforço da rede de 150 kV não gera grandes ganhos de capacidade, tornando-se mais cara (mais linhas) quando considerados volumes de capacidade equivalentes aos proporcionados por uma solução a 400 kV, mais consentânea com o elevado potencial solar neste local.

### Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira





# 07 ANEXOS

ANEXO 8

DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS  
DE DESENVOLVIMENTO  
E MODERNIZAÇÃO DA RNT

REN 

## Índice

Nota explicativa .....	1
Siglas, Abreviaturas e Definições.....	2
Área 1 - Faixa litoral a norte do Grande Porto.....	3
Área 2 - Trás-os-Montes e eixo do Douro.....	8
Área 3 - Grande Porto .....	11
Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa .....	13
Área 5 - Beira Interior .....	16
Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal .....	19
Área 7 - Alentejo.....	22
Área 8 - Algarve .....	26
Gestão de fim de vida de ativos .....	27

## **Nota explicativa:**

O presente anexo realiza uma discriminação pormenorizada, projeto a projeto, do equipamento/infraestruturas que permitem estabelecer as condições necessárias à concretização dos respetivos projetos de desenvolvimento de rede.

Os projetos de expansão da RNT aqui listados encontram-se agrupados por 8 grandes áreas do Continente, à semelhança da estrutura de apresentação adotada ao longo do documento.

Tendo em vista uma maior facilidade de identificação e visualização deste conjunto de informação, o equipamento associado ao plano de remodelação de ativos, encontra-se discriminado no final da presente listagem, num subgrupo denominado por 'gestão de fim de vida de ativos'.

## Siglas, Abreviaturas e Definições

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



Área 1 - Faixa Litoral a norte do Grande Porto

Projeto PR0257 *PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA FRIA	1	PN_LN	(S. Romão de Neiva 2)		60		2020

Projeto PR0632 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva	2x8	150		2022
PEDRALVA	2	PN_LN	(Fafe 1 e 2)		150		2022

Projeto PR0633 *Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	1	TR	Transformador		400/60	170	2019
V. N. FAMALIC	2	PN_LN	(Lousado e Requião)		60		2019
V. N. FAMALIC	1	PN_IB	Interbarras		60		2019

**Projeto** PR0709 *Nova interligação Minho-Galiza*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Desvio da linha Pedralva-zona de P. de Lima-V. N. de Famalicão para P. de Lima	2x5	400		2018
			Linha dupla a 400 kV P. de Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado)	2x72	400		2018
P. LIMA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2018
P. LIMA	3	PN_LN	(V. N. Famalicão, Espanha, Pedralva)		400		2018

**Projeto** PR0910 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Pedralva-V.Fria: Abertura em Ponte de Lima	2x2	150		2022
P. LIMA	1	AT	1º Autotransformador		400/150	450	2022
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria e Caniçada)		150		2022

**Projeto** PR0911 *Nova linha a 400 kV Pedralva-Zona do Porto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	1x47	400		2022
SOBRADO	1	PN_LN	(Pedralva)		400		2022
PEDRALVA	1	PN_LN	(Sobrado)		400		2022

**Projeto** PR0927 *Reforço de transformação em Fafe (2º Transformador)-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
GUIMARÃES	-1	InfrBase	Desativação de instalação		150/60		2017
GUIMARÃES	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	126	2017

**Projeto** PR0935 *Reforço de transformação em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	1	TR	2º Transformador		400/60	170	2021

**Projeto** PR1324 *Reatância Shunt em Pedralva*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEDRALVA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2016

**Projeto** PR1401 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Construção de troço de linha entre T.Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada	2x18	150		2019
CANIÇADA	0	PN_LN	(Fafe; utiliza painel existente)		150		2019

Projeto PR1402 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em Ponte de Lima	2x3	150		2023
P. LIMA	3	PN_LN	(Vila Fria 2 e 3 e Oleiros)		150		2023
OLEIROS	-1	PN_LN	(V. Fria 2)		150		2023

Projeto PR1412 *"Uprating" de linhas na zona do Minho*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha dupla Oleiros- V. Fria 1 e 2 no troço Viana do Castelo-V. Fria	2x10	150		2023

Projeto PR1501 *2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
V. N. FAMALIC	2	PN_LN	(Beiriz e V. do Conde)		60		2020

Projeto PR1515 *Recepção de energia off-shore ao largo de V. Castelo-1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PIRDT 2016-2025
			Cabo submarino de 150 kV ("off-shore") entre a zona de recolha de energia ("off-shore") e a costa (inicialmente explorado a 60 kV)	1x17	150		2017
			Cabo subterrâneo de 150 kV ("on-shore") entre a costa e a transição para linha aérea (inicialmente explorado a 60 kV)	1x4	150		2017
			Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x7	150		2017
VILA FRIA	1	PN_LN	Painel de linha de 60 kV em V. Fria (acordo a firmar com o promotor)		60		2017

Projeto PR1516 *Recepção de energia off-shore ao largo de V. Castelo-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PIRDT 2016-2025
			Passagem à exploração a 150 kV da ligação entre a zona de recolha de energia off-shore e a SE de V. Fria				2022
			Linha dupla de 150 kV entre as subestações de Vila Fria e de Ponte de Lima	2x15	150		2022
P.LIMA	1	PN_LN	Painel de linha de 150 kV em Ponte de Lima		150		2022
SE OFF-SHORE	1	InfrBase	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"		150/60		2022

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

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena	2x42	400		2020
CARRAPATELO	1	PN_LN	(V.P.de Aguiar)		220		2020
V.P. AGUIAR	1	PN_LN	(Carrapatelo)		220		2020

Projeto PR0914 *Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Feira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-R. Pena- Carrapatelo (troço R. Pena- Carrapatelo)	2x69	400		2020
			Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 1 e a SE Feira	1x16	400		2020
			Abertura da linha Recarei- Paraimo na SE de Feira	2x10	400		2021
			Linha Vieira do Minho-Ribeira de Pena (dupla 400 kV)	2x25	400		2021
R.PENA	1	PN_LN	(C. Daivões) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
FEIRA	1	PN_LN	(Fridão)		400		2020
R.PENA	1	PN_LN	(Fridão)		400		2020
FEIRA	2	PN_LN	(Recarei, Paraimo)		400		2021
FRIDÃO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2022
FRIDÃO	2	PN_LN	(Ribeira de Pena e Feira)		400		2022
R.PENA	3	PN_LN	(C. Gouvães 1, 2 e 3) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
R.PENA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2020
FRIDÃO	1	PN_LN	(C. Fridão) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2022
VIEIRA DO MIN	2	PN_LN	(Ribeira de Pena 1 e 2)		400		2021
R.PENA	2	PN_LN	(Vieira do Minho 1 e 2)		400		2021

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha simples zona de Macedo Cavaleiros-zona do Pocinho	1x60	400		2021-2025
			Passagem a 400 kV entre R. Pena e zona de M. Cavaleiros	2x72	400		2021-2025
			Linha zona do Pocinho-zona de Chafariz (dupla 400kV com 1 terno equipado)	2x60	400		2021-2025
GUARDA	1	PN_LN	(R. Pena)		400		2021-2025
R.PENA	1	PN_LN	(Guarda)		400		2021-2025

**Projeto** PR1404 *Reforço de transformação no Pocinho (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
POCINHO	1	TR	Transformador		220/60	126	2016

**Projeto** PR1431 *Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220		2019
			Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220		2019



Área 3 - Grande Porto

Projeto PR1006 *Compensação de reativa pós 2018-1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
A DEFINIR	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2019

Projeto PR1021 *Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400		2019
			Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. Nova Famalicão para a SE de Sobrado	2x1	400		2019
			Troço de linha simples a 220 kV entre a LVGVM e a SE de Sobrado	1x3	220		2019
			Troço de linha simples a 220 kV entre a LRRVM 2 e a SE de Sobrado	1x3	220		2019
SOBRADO	1	PN_IB	Interbarras		220		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Vermoim, Vila Nova Famalicão 2)		400		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Ermesinde 1 e 2)		220		2019
SOBRADO	2	AT	Autotransformadores		400/220	450	2019
SOBRADO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2019
SOBRADO	2	PN_LN	(Recarei, Vila Nova Famalicão 1)		400		2019

Projeto PR1210 *Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220		2021
			Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220		2022
			Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220		2020

Projeto PR1502 *Reforço de transformação em Recarei (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RECAEI	1	TR	3º transformador		220/60	170	2017

Área 4 - Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

**Projeto** PR0623 *Reforço de articulação 400/220 kV em Paraimo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PARAIMO	1	AT	2º Autotransformador		400/220	450	2019

**Projeto** PR0711 *Reforço de transformação em Rio Maior*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIO MAIOR	3	Xn	Instalação de reatâncias de neutro no novo transformador, assim como nos 2 transformadores existentes		60		2016
RIO MAIOR	1	TR	Transformador 220/60 kV		220/60	126	2016

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha dupla a 220 kV zona da Carvoeira-Carvoeira	2x10	220		2020
			Linha 400+220 kV R. Maior-zona da Carvoeira (1 terno instalado a operar a 220 kV)	2x32	220		2020
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Carvoeira 2)		220		2020
CARVOEIRA	1	PN_LN	(Rio Maior 2)		220		2020

**Projeto** PR1220 *PL (Gala) a 60 kV em Lavos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
LAVOS	1	PN_LN	(Gala)		60		2016

---

Projeto PR1224 *PL (Pontão) a 60 kV em Penela*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PENELA	1	PN_LN	(Pontão)		60		2018

---



---

Projeto PR1325 *Reatância Shunt em Feira*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FEIRA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2017

---



---

Projeto PR1410 *Reforço de transformação em Lavos (3º transformador)*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
LAVOS	1	TR	Transformador		400/60	170	2017
LAVOS	1	Xn	Instalação de reatância de neutro quando entra o 3º TR, com alteração dos valores em Ohm dos TRs já em serviço		60		2017

---

Projeto PR1504 *Reforço de alimentação a Santarém e Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Individualização de ternos na linha Carregado-Santarém	2x34,7	220		2017
			Individualização de ternos na linha Santarém-Zêzere	2x52,3	220		2017
			Individualização de ternos na linha Penela-Zêzere	2x49,3	220		2016
CARREGADO	1	PN_LN	(Santarém)		220		2017
ZEZERE	1	PN_LN	(Santarém)		220		2017
SANTARÉM	1	PN_LN	(Zêzere)		220		2017
ZEZERE	1	PN_LN	(Penela)		220		2016
SANTARÉM	1	PN_LN	(Carregado)		220		2017
PENELA	1	PN_LN	(Zêzere)		220		2016

Projeto PR1506 *"Uprating" de linhas na zona da Beira Litoral*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha R. Maior-Lavos	1x86,1	400		2022
RIO MAIOR	0	PN_LN	(Lavos)-Reforço de painel		400		2022
LAVOS	0	PN_LN	(R. Maior)-Reforço de painel		400		2022

Área 5 - Beira interior

Projeto PR0915 *Ligação a 400 kV Guarda-Fundão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Guarda-Fundão 400+220 kV (só o terno de 400 kV instalado)	2x35	400		2024
GUARDA	1	PN_IB	Interbarras		60		2024
GUARDA	2	PN_LN	(a definir)		60		2024
GUARDA	1	PN_LN	(Fundão)		400		2024
FUNDÃO	1	PN_LN	(Guarda)		400		2024
GUARDA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2024
GUARDA	1	TR	Transformador		400/60	170	2024

Projeto PR0917 *Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira	2x44	150		2017
			Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado)	2x55	400		2017
			Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão	2x8	220		2017
			Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira	2x44	400		2017
FUNDÃO	1	PN_IB	Interbarras		220		2017
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Fundão)		400		2017
FUNDÃO	2	PN_LN	(Penamacor e Ferro)		220		2017
FUNDÃO	1	PN_LN	(Falagueira)		400		2017
FUNDÃO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2017
FUNDÃO	1	AT	Autotransformador		400/220	450	2017

**Projeto** PR0947 *Reforço de transformação em Tábua*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TÁBUA	1	TR	Transformador (pólos monofásicos)		220/60	126	2016

**Projeto** PR0957 *PL (C.Branco-EDPD) a 60 kV em Castelo Branco*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
C. BRANCO	1	PN_LN	(C.Branco-EDPD)		60		2016

**Projeto** PR1016 *Ligação a 400 kV Penela-Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Penela-traçado LN Paraimo-Batalha (dupla 400 kV)	2x15	400		2019
			Linha Penela-Seia	1x108	400		2020
PENELA		InfrBase	Ampliação da instalação com 400 kV		400		2019
PENELA	2	PN_LN	(Paraimo, Batalha)		400		2019
PENELA	1	PN_LN	(Girabolhos/Seia) (dependente de acordo a firmar com o promotor)		400		2020
SEIA	1	InfrBase	Abertura de Instalação		400		2023
SEIA	1	PN_LN	(C. Girabolhos)		400		2023
SEIA	1	PN_LN	(Penela)		400		2023

**Projeto** PR1204 *Transformação 400/60 kV em Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SEIA	1	TR	Transformador		400/60	170	2023
SEIA	2	PN_LN	(a definir)		60		2023
SEIA	1	PN_IB	Interbarras		60		2023

**Projeto** PR1206 *Ligação a 400 kV Guarda - Seia*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Guarda-Seia	2x55	400		2021-2025
SEIA	1	PN_LN	(Guarda)		400		2021-2025
GUARDA	1	PN_LN	(Seia)		400		2021-2025

**Projeto** PR1511 *Compensação de reativa pós 2018-2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
A DEFINIR	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2019



Área 6 - Grande Lisboa e Península de Setúbal

Projeto PR0255 *Reforço de ligação à SE de Trafaria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito subterrâneo	2x6	150		2016
			Linha Fernão Ferro-Trafaria 2: troço circuito aéreo	2x10,6	150		2016
TRAFARIA	2	PN_LN	(F. Ferro 3 e 4)		150		2016

Projeto PR0404 *Criação do injetor Alcochete*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Desvio da linha Palmela- Fanhões para Alcochete (2 troços de 1 km cada de linha dupla c/ 1 terno equipado)	2x2	400		2016
ALCOCHETE	1	TR	1º Transformador		400/60	170	2016
ALCOCHETE	1	PN_IB	Interbarras		60		2016
ALCOCHETE	2	PN_LN	(Palmela e Fanhões)		400		2016
ALCOCHETE	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2016
ALCOCHETE	3	PN_LN	(S.Francisco, Montijo e Pinhal Novo)		60		2016

Projeto PR0720 *"Uprating" de linhas na zona de Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Uprating da linha Carregado- R.Maior 1	1x40,2	220		2019

Projeto PR0903 *Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha Carvoeira-Trajouce em Almargem do Bispo	2x3	220		2025
			Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo	2x14	400		2023
			Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno)	2x28	400		2023
			Montagem do 2º terno na linha Rio Maior--zona da Carvoeira	2x32	400		2023
ALM.BISPO	2	PN_LN	(Fanhões e Rio Maior)		400		2025
ALM.BISPO	1	AT	Autotransformador		400/220	450	2025
ALM.BISPO	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2025
ALM.BISPO	1	PN_IB	Interbarras		220		2025
ALM.BISPO	2	PN_LN	(Carvoeira e Trajouce)		220		2025
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Fanhões)		400		2023
FANHÕES	1	PN_LN	(R. Maior)		400		2023

Projeto PR0904 *Criação do injetor Almargem do Bispo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALM.BISPO	1	TR	Transformador		400/60	170	2025
ALM.BISPO	2	PN_LN	(EDPD)		60		2025
ALM.BISPO	1	PN_IB	Interbarras		60		2025

Projeto PR0924 *Substituição de transformador no Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	1	TR	2º Transformador (substituição de unidade com TR prov. de Ermesinde)		150/60	126	2016

**Projeto** PR0928 *Reforço de transformação no Zambujal*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZAMBUJAL	1	Xn	Instalação de reatância de neutro quando entra o 3º TR com alteração dos valores em Ohm dos TRs já em serviço		60		2017
ZAMBUJAL	1	TR	3º Transformador		220/60	170	2017

**Projeto** PR0933 *Reforço de transformação em Alcochete*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALCOCHETE	1	TR	2º Transformador		400/60	170	2019

**Projeto** PR1211 *Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2025
			1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2023
			2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2024
LOURES	1	InfrBase	Abertura de instalação		220		2023

**Projeto** PR1326 *Reatância Shunt em Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2018

Área 7 - Alentejo

Projeto PR0461 *Linha a 400 kV Estremoz-Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Linha Estremoz-Divor (expl. a 60 kV)	1x51	400		2016
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Divor)		60		2016

Projeto PR0639 *Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2022
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2022

Projeto PR0640 *Transformação 150/60 kV em Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
OURIQUE	1	PN_LN	(Porteirinhos)		60		2016
OURIQUE	1	TR	1º Transformador		150/60	126	2016

Projeto PR0807 *PL (Sousel) a 60 kV em Estremoz*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Sousel - pode vir a utilizar painel Divor)		60		2019

**Projeto** PR0905 *2ª linha a 400 kV Falagueira-Pego*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para 400 kV de troço da linha Falagueira-Zêzere entre Falagueira e a zona do Pego	1x40	400		2023
PEGO	1	PN_LN	(Falagueira)		400		2023
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Pego)		400		2023

**Projeto** PR0953 *Criação do injetor Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor	1x2	400		2021
DIVOR	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2021
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2021
DIVOR	1	PN_LN	(Pegões)		400		2021
DIVOR	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2021
DIVOR	2	PN_LN	(Évora e Arraiolos)		60		2021
DIVOR	1	PN_IB	Interbarras		60		2021
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2021

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEGÕES	1	PN_IB	Interbarras		60		2022
PEGÕES	1	TR	Transformador		400/60	170	2022
PEGÕES	2	PN_LN	(Vendas Novas e Pegões-EDPD)		60		2022

**Projeto** PR1209 *Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique	2x44	400		2025
OURIQUE	1	PN_LN	(F. Alentejo)		400		2025
OURIQUE	0	PN_LN	(F. Alentejo - reforço de painel de linha)		150		2025
F. ALENTEJO	0	PN_LN	(Ourique - reforço de painel de linha)		150		2025
F. ALENTEJO	1	PN_LN	(Ourique)		400		2025

**Projeto** PR1222 *PLs (Montemor 1 e 2) a 60 kV em Divor*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVOR	2	PN_LN	(Montemor 1 e 2)		60		2021

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SINES	1	PN_LN	(Sto. André)		60		2019

**Projeto** PR1408 *Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
OURIQUE	1	TR	Transformador em reserva parada (prov. de outra SE)		150/60	63	2018

Projeto PR1411 *Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor	1x50	400		2018
			Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz	1x93	400		2018
			Linha Divor-Pegões a 400 kV	1x70	400		2018
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2018
ESTREMOZ	2	TR	Substituição de 2 transformadores		400/60	170	2018
ESTREMOZ	-2	TR	Desativação de 2 transformadores		150/60	63	2018
FALAGUEIRA	-1	PN_LN	Desativação de painel de linha		150		2018
PEGÕES	2	PN_LN	(Palmela e Sines)		400		2018
PEGÕES	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/60		2018
PEGÕES	1	PN_LN	(Fanhões)		400		2018
PEGÕES	1	PN_LN	(Estremoz)		400		2018
ESTREMOZ	1	PN_LN	(Pegões)		400		2018

Projeto PR1503 *Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FALAGUEIRA	1	TR	3º transformador		150/60	126	2018

Projeto PR1505 *Reforço de transformação em Sines (3º transformador)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SINES	1	TR	3º transformador		150/60	126	2017

Área 8 - Algarve

Projeto PR0958 *Reforço da articulação 400/150 kV em Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TAVIRA	1	AT	2º Autotransformador		400/150	450	2016

Projeto PR1208 *Ligação a 400 kV Ourique - Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira	2x45	400		2024
			Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira	2x18	400		2024
TAVIRA	1	PN_LN	(Ourique)		400		2024
OURIQUE	1	InfrBase	Ampliação da instalação com 400 kV		400		2024
OURIQUE	1	PN_LN	(Tavira)		400		2024

Projeto PR1212 *PL (Conceição) a 60 kV em Tavira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TAVIRA	1	PN_LN	(Conceição)		60		2016



Gestão de fim de vida útil de ativos

Projeto PR0644 *Substituição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2017
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2017

Projeto PR0948 *Substituição de autotransformador na subestação do Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZEZERE	1	AT	Autotransformador de reserva (proveniente de outra instalação)		220/150	150	2016
ZEZERE	1	AT	Autotransformador		220/150	250	2016
ZEZERE	-1	AT	Desativação de autotransformador		220/150	120	2016

Projeto PR1214 *Reconstrução da subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1		Reconstrução da subestação do Carregado		220/60		2017

Projeto PR1306 *Substituição de transformador na subestação do Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	-2	TR	Desativação de transformadores		150/60	63	2016
PORTO ALTO	1	TR	Transformador		150/60	126	2016

**Projeto** PR1308 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Riba d'Ave*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIBA DE AVE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016-2018

**Projeto** PR1309 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Canelas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CANELAS			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016-2017

**Projeto** PR1311 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Torrão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
TORRÃO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

**Projeto** PR1312 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Évora*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ÉVORA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

**Projeto** PR1313 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Carriche*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARRICHE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017-2018

**Projeto** PR1316 *Remodelação dos Sistemas de Proteção de Estoi*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTOI			Remodelação dos Sistemas de Proteção				2017-2018

**Projeto** PR1333 *Reconstrução da subestação do Porto Alto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PORTO ALTO	1		Reconstrução da subestação do Porto Alto		150/60		2016

**Projeto** PR1403 *Substituição de transformador na subestação de Valdigem*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VALDIGEM	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2018
VALDIGEM	1	TR	Transformador		220/60	170	2018

**Projeto** PR1405 *Substituição de transformadores na subestação de Vila Chã*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA CHÃ	2	TR	Transformadores (provenientes de outras instalações)		220/60	63	2016
VILA CHÃ	-2	TR	Desativação de transformadores		220/60	63	2016

**Projeto** PR1414 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Mourisca*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
MOURISCA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

---

**Projeto** PR1415 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Fria*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA FRIA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2016

---



---

**Projeto** PR1416 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estarreja*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ESTARREJA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017-2018

---



---

**Projeto** PR1417 *Remodelação dos Sistemas de Comando da Falagueira*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
FALAGUEIRA			Remodelação dos Sistemas de Comando				2017

---



---

**Projeto** PR1418 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ERMIDAS/SADO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2017

---



---

**Projeto** PR1419 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra*

---

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
MONTE DA PED			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018

---

**Projeto** PR1421 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SACAVEM			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

**Projeto** PR1422 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Alto de Mira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ALTO MIRA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

**Projeto** PR1423 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vila Chã*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
VILA CHÃ			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2019

**Projeto** PR1424 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
ZEZERE			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2018-2020

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
RIBATEJO			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
SABÓIA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019

**Projeto** PR1427 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA			Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção				2019-2020

**Projeto** PR1428 *Remodelação dos Sistemas de Alimentação*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Remodelação dos sistemas de alimentação				2016-2020

**Projeto** PR1433 *Recondicionamento de Transformadores*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV)				2016-2020

**Projeto** PR1434 *Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220 e 60 kV)				2016-2020

**Projeto** PR1435 *Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil				2016-2020

**Projeto** PR1439 *Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
DIVERSAS INST			Substituição de disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. aux. (400, 220 150 e 60 kV)				2016-2020

**Projeto** PR1444 *Remodelação de Linhas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV)				2016-2020

**Projeto** PR1509 *2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2019
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2019

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2020
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2020

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PEREIRO	1	TR	Transformador		220/60	170	2019
PEREIRO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2019

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
PALMELA	-1	AT	Desativação de autotransformador		400/150	450	2019
PALMELA	1	AT	Autotransformador		400/150	450	2019

**Projeto** PR1514 *Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2021-2025*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2016-2025
			Gestão de fim de vida útil de ativos				2021-2025





# 07 ANEXOS

---

ANEXO 9

ESTUDOS E PROJETOS INOVADORES

REN 

## Estudos e Projetos Inovadores

- I. **Avaliação Ambiental Estratégica - PDIRT 2012 -2017 (2022)**
  - Relatório Ambiental - Resumo não Técnico
  - Declaração Ambiental
- II. **Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Recepção de Potência nos nós da Rede Nacional de Transporte**
- III. **Metodologia de previsão da evolução do consumo**
- IV. **Eficiência Energética e ‘Eco-Design’ de Transformadores**
- V. **Estudo de Estabilidade Transitória e de Controlo de Tensão da RNT no Horizonte 2014**
- VI. **Revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da RNT**

## **Avaliação Ambiental Estratégica - PDIRT 2012 -2017**

**Página em Branco**



Plano de Desenvolvimento e Investimento da  
Rede de Transporte de Electricidade  
PDIRT 2012-2017 (2022)

**Avaliação Ambiental Estratégica**  
**Relatório Ambiental – Resumo não Técnico**





# Ficha técnica

## Coordenação Geral



Maria do Rosário Partidário

## Apoio à Coordenação



Bernardo Rodrigues Augusto

David Lucas Nunes

Sofia Frade

## Energia



José Eduardo Barroso

Frederico Pisco

## Fauna



Rui Rufino

Susana Reis

## Ordenamento do Território



Isabel Castel - Branco

Ana Luísa Ferreira

Madalena Coutinho

### Direcção de Planeamento de Rede

José Medeiros Pinto

António Pitarma

Maria Rita Silva

### Direcção de Investimentos

José Peralta

### Direcção de Sustentabilidade

Pedro Fernandes







# Índice

1.Introdução .....	1
2.Objecto de avaliação: o que se avaliou? .....	3
3. Objectivos e Metodologia da AA: como se avaliou? .....	9
4.Factores Críticos para a Decisão e os Critérios de avaliação .....	11
5. O que se concluiu sobre o desempenho ambiental e de sustentabilidade do PDIRT? .....	13



# 1.Introdução

O presente documento constitui o Resumo Não Técnico do Relatório Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (PDIRT) para o período 2012 - 2017 (2022), adiante designado por PDIRT 2012-2017 (2022), plano da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional (REN). O PDIRT 2012-2017 (2022) encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA) de acordo com a legislação em vigor<sup>1</sup>. Esta legislação define como responsável pela AA o proponente do plano a avaliar, neste caso a REN. Essa responsabilidade estende-se à decisão de sujeitar ou não o plano a uma avaliação ambiental, determinação do âmbito e alcance da AA, ou seja do que vai ser avaliado e com que detalhe, consulta de entidades sobre o âmbito e alcance da AA, preparação do Relatório Ambiental e respectivas consultas públicas e institucionais, e apresentação da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

O PDIRT é um documento elaborado periodicamente pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (a Rede Eléctrica Nacional) que, de acordo com a legislação que enquadra o sector eléctrico<sup>2</sup>, corporiza e define os desenvolvimentos a efectuar por aquele operador tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), em particular a ligação entre geração e consumo, e a interacção da Rede Nacional de Transporte com a rede de Espanha e a restante rede europeia da ENTSO-E<sup>3</sup>.

A AA foi elaborada durante a preparação do PDIRT 2012-2017 (2022) e em estreita articulação com o desenvolvimento de propostas estratégicas para a expansão da RNT, que foram assim analisadas, justificadas e seleccionadas tendo por base factores de ordem ambiental, social e económica. A AA foi iniciada em Outubro de 2010, tendo o seu âmbito e alcance sido objecto de consulta institucional, nos termos da legislação em vigor<sup>4</sup>, através da discussão do Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, em Dezembro de 2010. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes de AA.

A alternativa de expansão - Estratégia F - proposta no PDIRT 2012-2017 (2022) resulta de um processo de identificação, avaliação e comparação de quatro opções estratégicas alternativas diferentes de expansão da Rede Nacional de Transporte para 2022. Como resultado da avaliação

---

<sup>1</sup> Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, uma vez que este plano se enquadra no sector da Energia abrangido pelo referido Decreto - Lei, e porque constitui enquadramento para a futura aprovação de projectos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental, de acordo com o Decreto - Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, com as alterações introduzidas pelo DL nº 197/2005 de 8 de Novembro.

<sup>2</sup> Decreto - Lei nº 172/06 de 23 de Agosto

<sup>3</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>4</sup> nº2 do artigo 3º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

inicial a essas quatro estratégias surgiu a Estratégia F que consiste numa quinta opção, resultante da agregação e adopção dos aspectos mais adequados contidos nas estratégias iniciais colocadas em análise constituindo, assim, a trajectória considerada mais favorável de evolução da RNT para o horizonte 2022, que melhor integra as considerações ambientais num quadro de sustentabilidade.

O presente Resumo Não Técnico acompanha o relatório ambiental referente à avaliação do PDIRT 2012-2017 (2022), e apresenta de uma forma acessível e sintética os objectivos, metodologia e principais resultados da avaliação ambiental do PDIRT, e destina-se a ser lido pelo público em geral.

Pretende-se que os resultados finais da AAE que agora se apresentam constituam uma constatação do esforço de integração das questões ambientais e de sustentabilidade no processo de planeamento, com vista à produção da versão final do PDIRT, salientando-se o papel de facilitador que a AAE desempenhou neste processo, através do alerta para situações de risco e de situações de oportunidade ambiental e de sustentabilidade.

## 2.Objecto de avaliação: o que se avaliou?

O PDIRT, elaborado periodicamente pela Rede Eléctrica Nacional, corporiza e define, de acordo com o Decreto-Lei nº 172/2006, os desenvolvimentos a efectuar na estrutura da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). No Quadro 1 apresentam-se as **questões estratégicas** subjacentes à concepção do PDIRT 2012-2017 (2022), e que resultam, por um lado da **obrigatoriedade de cumprimento das exigências legais** de garantia no fornecimento contínuo de electricidade, da forma mais eficiente possível e satisfazendo os critérios de qualidade e de segurança de abastecimento dos consumos e, por outro lado, para proporcionar capacidade de integração para a potência de energias renováveis tendo presente os cenários de evolução em linha com as metas estabelecidas, nacional e internacionalmente.

Neste enquadramento foram estabelecidas diferentes Estratégias de expansão da Rede Nacional de Transporte até ao horizonte temporal de 2022 para efeitos comparativos e da avaliação ambiental no âmbito de uma abordagem de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRT 2012-2017 (2022). Este processo de AAE dá seguimento à avaliação estratégica iniciada em 2008, com o ciclo de planeamento anterior, atendendo agora às novas estratégias de expansão da rede.

As quatro estratégias definidas (Figura 1) assentam, assim, nos seguintes critérios:

- Uma maior concentração da produção de energia solar no Alentejo e Algarve, o que gera a necessidade de construir novos reforços de rede nesta zona - Estratégias 1 e 2.
- Um aumento de capacidade da rede para receber e transportar a energia hídrica e eólica a ser produzida na zona Norte Interior e Centro Interior - Estratégias 1 e 2.
- Uma maior descentralização da produção com menores capacidades de recepção na zona Sul e na zona Norte País - Estratégias 3 e 4.

No Quadro 2 ilustra-se uma síntese das 4 Estratégias.

Quadro 1 - Questões Estratégicas do PDIRT 2012 - 2019 (2022) face às questões estratégicas definidas anteriormente para o PDIRT 2009-2014 (2019)

Questões estratégicas	Problemas críticos detectados no PDIRT 2009-2014 (2019)	Evolução das linhas de força face ao PDIRT 2009-2014 (2019)
Garantir o abastecimento dos consumos	Reforço de alimentação à distribuição e a outros consumidores directamente ligados à RNT	Os cenários de evolução da procura de electricidade (consumo) utilizam como ‘input’ as perspectivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal numa cenarização que tem em conta a evolução média esperada da economia. Os cenários agora considerados incluem os efeitos resultantes da implementação de medidas de eficiência energética (PNAEE <sup>5</sup> e PPEC <sup>6</sup> ) e de uma forte penetração do veículo eléctrico (VE) em Portugal. A partir destes pressupostos foi considerada uma taxa média de crescimento anual de 2,3%, a qual é inferior à considerada no anterior PDIRT. Em todo o caso, deve entender-se que uma revisão em baixa nas perspectivas de evolução das taxas de crescimento dos consumos não altera a natureza das soluções de reforço e evolução da RNT, mas no essencial traduz-se antes num adiamento das datas objectivo de parte desses reforços.
Assegurar condições adequadas para a recepção da produção	Ligação à rede de novos centros produtores, PRE e PO sem perda de capacidade para os existentes	<p><b>PRE<sup>7</sup> (excepto solar)</b> - Os objectivos presentemente traçados relativamente à PRE até 2020 não diferem muito dos que estavam traçados no anterior PDIRT para este mesmo horizonte.</p> <p><b>PRE proveniente de solar</b> - A Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte 2020 (ENE 2020) aponta para montantes da ordem dos 1500 MW para a produção de energia eléctrica com origem solar, sendo que, tendo em conta a distribuição espacial do potencial do recurso solar a nível nacional, a maioria desta produção poderá vir a ser concretizada na zona sul do País, com especial destaque para a região do Alentejo. O novo PDIRT terá que acomodar a necessidade de novos reforços nesta parte da</p>

<sup>5</sup> Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE)

<sup>6</sup> Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC)

<sup>7</sup> Produção em Regime Especial

		<p>rede, cuja extensão dependerá do rácio entre solar ‘distribuída’ e do complemento em grandes projectos que se irão situar no Alentejo.</p> <p><b>PRO<sup>8</sup>, Grande Hídrica</b> - Relativamente à grande hídrica a consideração do PNBEPH já estava vertida no anterior PDIRT. No entanto, verificou-se um aumento substancial no valor de potência instalada nesse conjunto de aproveitamentos e em outros promotores que entretanto solicitaram pedidos de ligação à rede.</p> <p>Estes novos acréscimos totalizam cerca de 2500 MW, de que resultou a necessidade de reforços de rede suplementares para além dos que já faziam parte do PDIRT 2009-2014 (2019). Alguns destes reforços tiveram que entretanto avançar em termos de projecto, de forma a que a sua construção seja finalizada a tempo de proporcionar a ligação desses aproveitamentos. Como tal, já estão assumidos neste PDIRT 2012-2017 (2022).</p>
Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)	Reforços e melhorias intrínsecas à própria RNT	Mantém-se o objectivo da existência de uma capacidade que possa ser livremente usada para fins comerciais de cerca de 3000 MW, a que corresponde uma capacidade técnica mínima de 3300 MW, tanto no sentido de exportação como no de importação.
Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço	Cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT e das obrigações regulamentares	Manutenção, face ao PDIRT anterior.
	Gestão de perdas na RNT	Manutenção da situação face ao PDIRT anterior

<sup>8</sup> Produção em Regime Ordinário

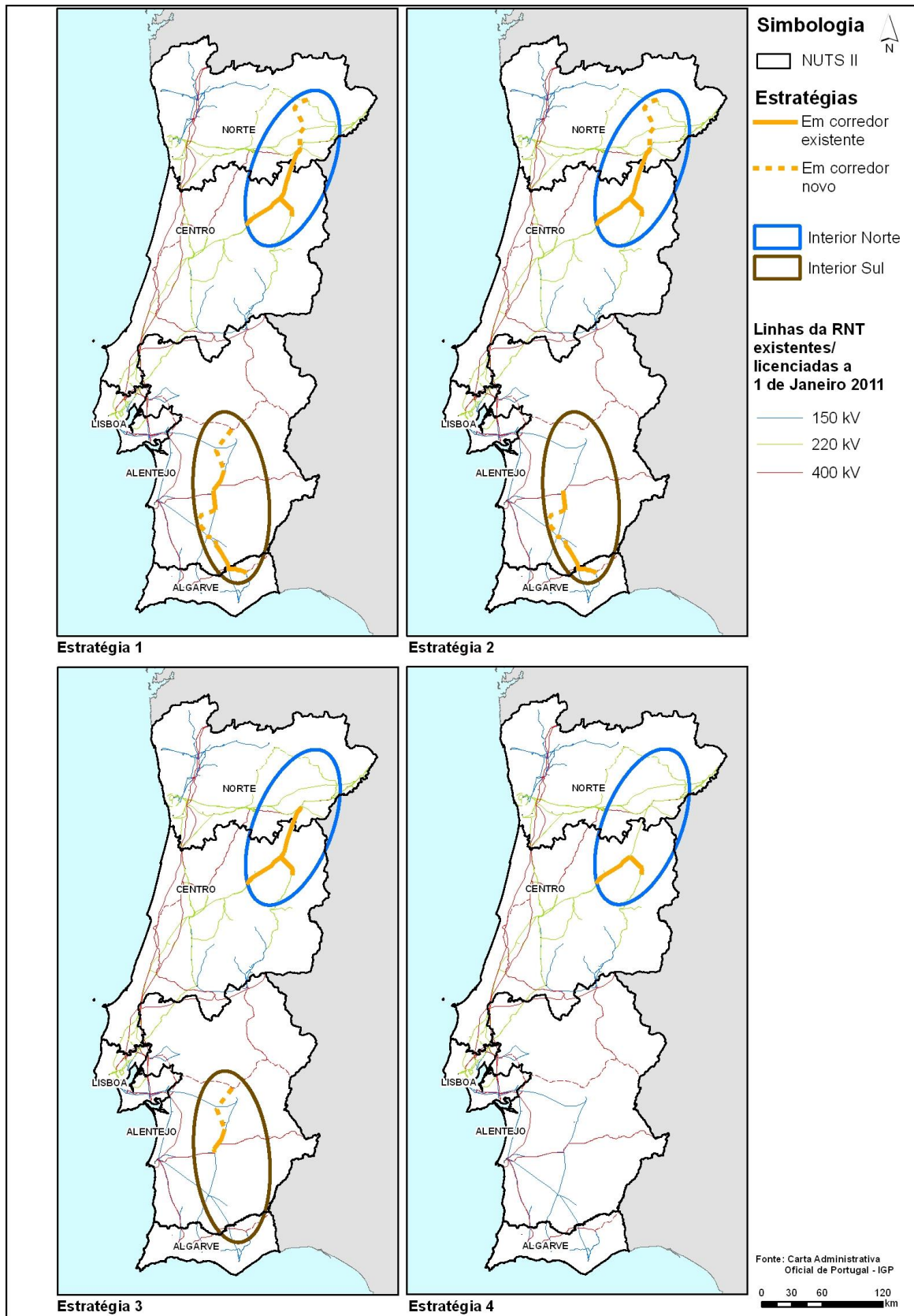


Figura 1 - Estratègias de expansào da RNT no horizonte de 2022



**Quadro 2- Síntese das características das estratégias de expansão da RNT na Zona Norte e na Zona Sul**

Zona Norte		
	Capacidade para Nova Produção	Flexibilidade
Estratégia 1	Elevada	Alta
Estratégia 2	Média/Elevada	Média/Alta
Estratégia 3	Média	Média
Estratégia 4	Baixa	Reduzida

Zona Sul		
	Concentração de Solar	Flexibilidade
Estratégia 1	Concentrada	Alta
Estratégia 2	Concentrada	Média/Alta
Estratégia 3	Descentralizada	Média
Estratégia 4	Descentralizada	Reduzida

A maior flexibilidade de cada estratégia mede-se pela capacidade da rede poder vir a receber, minimizando a necessidade de novos reforços (linhas e subestações), alterações no volume e na localização geográfica, de solicitações de utilizadores (novos consumos ou produções) relativamente às hipóteses dos cenários aqui consideradas.

Da análise e debate desenvolvidos relativamente às estratégias 1 a 4, e após uma avaliação estratégica dos respectivos riscos e oportunidades para o ambiente e sustentabilidade, tendo em conta os cenários referidos, foi seleccionada, a partir das quatro anteriores, uma Estratégia F (Figura 2), considerada como sendo a que melhor conjuga os objectivos em causa, visando a optimização global da expansão da RNT.

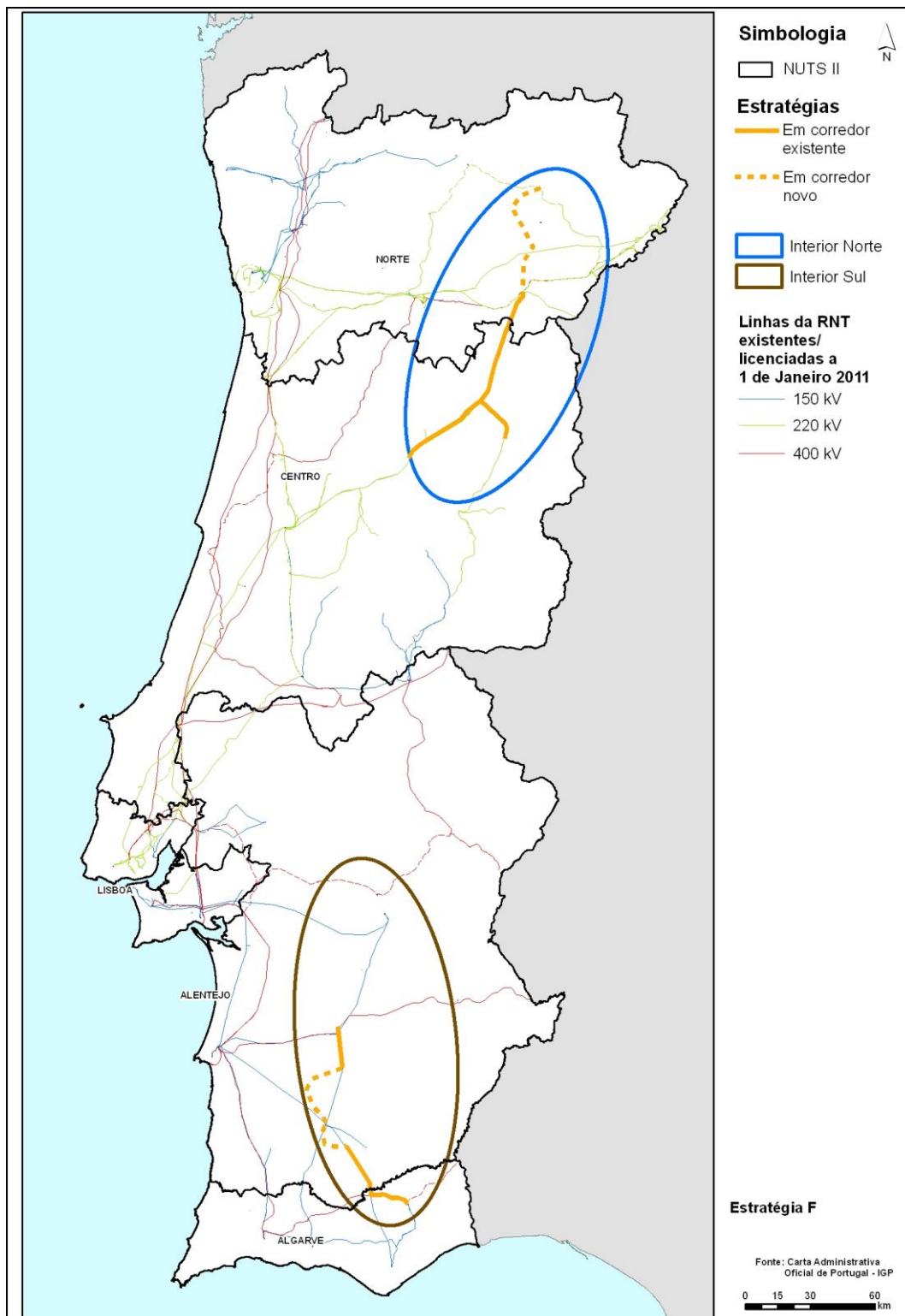


Figura 2 - Estratégia preferível para a expansão da RNT no horizonte de 2022, decorrente da 1ª fase da AAE

De referir que as quatro estratégias iniciais (Estratégias 1, 2, 3 e 4) e a estratégia preferível (Estratégia F) são constituídas por vários eixos que foram agrupados, para efeitos da presente análise, de acordo com a sua localização geográfica em duas zonas: Zona Interior Norte e Zona Interior Sul. Assim, a designação de Zona Interior Norte engloba territórios da Região Norte e Centro e a designação de Zona Interior Sul engloba territórios da Região Alentejo e Algarve. As descrições detalhadas dos eixos e linhas que fazem parte da Estratégia F são apresentadas nos Quadros 3 e 4 do Relatório Ambiental.

### 3. Objectivos e Metodologia da AA: como se avaliou?

O objectivo da AAE é avaliar de que forma as opções estratégicas do PDIRT irão atender aos problemas ambientais e de sustentabilidade críticos para a expansão da Rede Eléctrica Nacional, e quais os riscos e oportunidades que poderão representar no futuro. A metodologia seguida na AAE do PDIRT teve três fases principais (Figura 3):

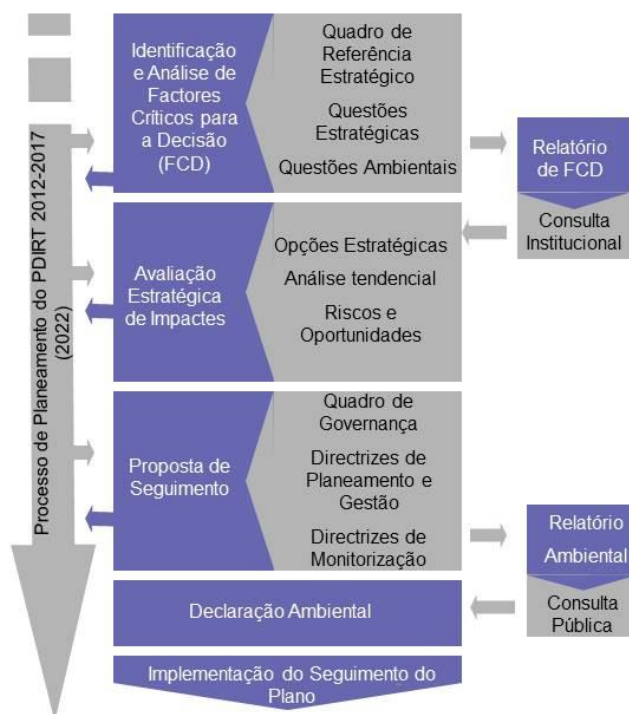


Figura 3 - Metodologia seguida na avaliação ambiental estratégica do PDIRT

1. **A focagem da AAE** através da identificação de Factores Críticos para a Decisão (FCD), que constituíram os principais pontos focais da AAE, uma vez que identificam os temas estratégicos críticos para a expansão da Rede Eléctrica Nacional que podem vir a reflectir o maior ou menor sucesso do PDIRT.

2. **Análise e avaliação estratégica das quatro estratégias alternativas iniciais de expansão da Rede Nacional de Transporte**, onde se procurou sobretudo avaliar os riscos e as oportunidades ambientais e para a sustentabilidade das quatro estratégias alternativas de expansão da Rede para 2022 definidas pela REN.

3. **Avaliação estratégica das oportunidades e riscos da estratégia preferível de expansão da RNT** - Esta fase decorre dos resultados da análise e avaliação anterior e foca-se na avaliação detalhada das oportunidades e riscos da estratégia preferível em termos de ambiente e sustentabilidade. Com base nos resultados desta avaliação serão elaboradas directrizes ambientais para o planeamento e monitorização, que constituirão medidas de controlo.

A AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foi desenvolvida de forma bastante integrada com o processo de planeamento. Teve início numa fase em que estavam estabelecidos sobretudo os objectivos estratégicos do Plano, pelo que a AAE teve a possibilidade de influenciar diversas decisões estratégicas de concepção de ligações da Rede Nacional de Transporte de Electricidade como alterações a introduzir na rede de transporte actual num horizonte de planeamento de cerca de 10 a 12 anos.

Sublinhe-se que falar de oportunidades e riscos em AAE não é o mesmo que falar de impactes positivos e negativos em avaliação de impacte ambiental (AIA) de projectos. A níveis estratégicos a subjectividade é bastante maior pois envolve mais actores e múltiplas perspectivas, aspectos de contexto e estratégias emergentes a prazo, determinando um nível de complexidade e de incerteza significativamente superiores aos que se tem em AIA de projectos. Assim, um risco numa AAE de um Plano não quer necessariamente dizer que o Plano vá determinar destruição, ou afectação negativa de valores ambientais. Um risco pode significar que, embora o Plano possa estar a adoptar as únicas estratégias possíveis, face ao posicionamento dos vários actores e às circunstâncias reais do território, existem fragilidades e a implementação do Plano, incluindo as decisões e projectos subsequentes, tem que estar mais atenta às indicações de risco expressas no Plano.

## 4. Factores Críticos para a Decisão e os Critérios de avaliação

Os Factores Críticos para a Decisão (FCD) constituem o esqueleto estruturante da AAE. O Quadro 3 identifica os FCD adoptados e os respectivos critérios de avaliação. Para cada FCD e critério(s) de avaliação foram igualmente definidos indicadores que permitiram concretizar a avaliação estratégica do PDIRT.

**Quadro 3 - Objectivos e critérios de avaliação dos FCD**

<b>FCD #1 ENERGIA</b>	
Avaliação da capacidade das estratégias de expansão da RNT para suportar o expectável aumento da potência instalada a partir de fontes de energia renovável e do seu contributo para a gestão e minimização das perdas na RNT.	
<b>Critérios</b>	
CE1. Integração da produção de energia eléctrica proveniente de fontes de energia renovável (FER).	Avaliação da capacidade da futura RNT para acomodar nova potência instalada a partir de fontes de energia renovável, em particular (i) no domínio da hídrica, nomeadamente, por via dos aproveitamentos que integram o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH); (ii) aumento de geração baseado em energia eólica; (iii) reforço substancial da produção de energia com base no solar, tendo em conta o objectivo de 1.500 MW no ano 2020, e assumindo que grande parte dos projectos serão concretizados na zona sul do País.
CE2. Eficiência energética	Avaliação do factor eficiência energética relacionado com a gestão e minimização das perdas de energia na RNT.
<b>FCD #2 FAUNA</b>	
Avaliação dos riscos e oportunidades das estratégias de expansão da RNT relativamente aos valores naturais e paisagísticos existentes em áreas com estatuto de protecção pertencentes ao Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a espécies da fauna, nomeadamente lobo, aves e quirópteros e à cumulatividade dos impactes da RNT em relação à fragmentação de habitats e à minimização do efeito barreira.	
CF1. Intersecção de Áreas Classificadas	Avaliação do grau de intercepção das diferentes estratégias de expansão da RNT com os valores naturais e paisagísticos significativos existentes nas Áreas Classificadas, compreendendo Áreas Protegidas (AP's), Sítios com Interesse Comunitário (SIC's) e Zonas de Protecção Especial (ZPE's)
CF2. Atravessamento de zonas críticas de espécies da fauna (excepto aves e quirópteros)	Avaliação do grau de afectação das diferentes estratégias de expansão da RNT relativamente à localização das áreas de maior importância sobretudo para a conservação do lobo, espécie mais relevante a considerar a esta escala.

CF3. Atravessamento de zonas críticas para as espécies de aves com estatuto de conservação desfavorável mais susceptíveis à colisão	Avaliação do grau de afectação das estratégias de expansão da RNT relativamente às áreas consideradas Muito Sensíveis pelo ICNB para as populações de espécies mais susceptíveis à colisão com infra-estruturas de transporte de energia (Aves de rapina; Aves estepárias; Zonas húmidas; Outras espécies muito sensíveis).
CF4. Proximidade a abrigos de quirópteros de importância nacional	Avaliação do grau de afectação das estratégias de expansão da RNT propostas em relação às zonas localizadas a menos de 5km dos abrigos de morcegos cavernícolas considerados importantes a nível nacional.
CF5. Minimização dos impactes cumulativos	Avaliação do contributo das diferentes estratégias de expansão da RNT para a minimização dos impactes cumulativos. Esta avaliação considera dois níveis: ao nível do território nacional e ao nível dos corredores.
<b>FCD #3 ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO</b>	
Avaliação do significado estratégico dos investimentos da RNT, enquanto rede infra-estrutural com implantação física, da sua distribuição espacial nacional em relação às questões territoriais, considerando o território enquanto obstáculos e enquanto espaço de consumo de energia eléctrica.	
<b>Critérios</b>	
COT1. Interferência com áreas sensíveis (incluindo paisagem) ou condicionadas por protecção natural e patrimonial	Identificação das áreas sensíveis ou condicionadas por protecção natural e/ou patrimonial (áreas de interesse paisagístico, patrimonial e ecológico) existentes na área de estudo, e sua análise, tendo em conta a sensibilidade dessas áreas e a sua capacidade de absorção de elementos que possam interferir com a respectiva importância e características naturais.
COT2. Interferência com áreas de forte presença humana e de actividades e infra-estruturas actuais e potenciais	Avaliação do grau de atravessamento de áreas de forte presença humana nomeadamente no que diz respeito à presença e proximidade física dos aglomerados, atendendo às potenciais implicações na saúde pública (emissão de ruído e campos eléctricos e magnéticos) e à presença de grandes infra-estruturas e de actividades económicas relevantes.
COT3. Potenciação territorial da RNT (incluindo efeitos sinérgicos e escoamento de produção)	Avaliação da adequação territorial das estratégias de expansão da RNT propostas no que concerne à cobertura de zonas de potencial aumento de produção de energia e de zonas, actuais e previsíveis, de concentração do consumo, sinergias em corredores existentes e minimização de impactes sobre as áreas atravessadas.

## 5. O que se concluiu sobre o desempenho ambiental e de sustentabilidade do PDIRT?

A AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foi desenvolvida de forma bastante integrada com o processo de planeamento. Teve início numa fase em que estavam estabelecidos sobretudo os objectivos estratégicos do Plano, pelo que a AAE teve a possibilidade de influenciar diversas decisões estratégicas de concepção de ligações da Rede Nacional de Transporte de Electricidade como alterações a introduzir na rede de transporte actual num horizonte de planeamento de cerca de 10 a 12 anos.

As alterações à rede de transporte começaram por ser analisadas adoptando quatro estratégias fundamentais: desde uma estratégia minimalista, que assegurava o cumprimento mínimo de requisitos de segurança de abastecimento e de transporte, até estratégias mais ambiciosas que permitem potenciar e elevar a capacidade futura da Rede, embora envolvendo uma maior extensão na construção de linhas e estabelecimento de novos corredores, por zonas que muitas vezes envolviam riscos significativos para determinados critérios de avaliação.

A AAE que teve por base três Factores Críticos para a Decisão (FCD) - Energia, Fauna e Ordenamento do Território - foi conduzida em frequente interacção entre a equipa de AAE e a equipa responsável pelo planeamento do PDIRT o que permitiu a afinação sistemática, e o esclarecimento sobre opções estratégicas avançadas pela equipa de planeamento. Deste modo possibilitou-se uma aproximação sistemática a uma estratégia concebida com a preocupação de satisfazer objectivos relevantes para todos os FCD em avaliação.

No Quadro 5 e 6 apresenta-se a comparação dos riscos e oportunidades das quatro estratégias avaliadas inicialmente e da Estratégia F resultante dessa avaliação inicial.

Quadro 5- Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente às 4 estratégias iniciais de expansão da Rede Nacional de Transporte, no que se refere aos FCD considerados.

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
Estratégia 1	Interior Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acomoda recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroelétricos que se encontram em fase de estudo (Paradela II e Carvão Ribeira).</li> <li>• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> <li>• O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica desenvolvimentos de novas infra-estruturas de transporte em Trás-os-Montes, atravessando zonas sensíveis para algumas espécies de aves planadoras, potenciando riscos adicionais para estas comunidades de aves.</li> <li>• Atravessamento de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.</li> </ul>
	Interior Sul	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatível com o Cenário C de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020.</li> <li>• Prevê linha dupla entre Évora - Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira o que permite: (i) aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve; (ii) assegurar o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar que possam vir a surgir na região Sul do país, no longo prazo; (iii) permitir a desactivação física da linha Ferreira do Alentejo-Ourique e da linha Ourique-Estoi, entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão-Tavira a 400 kV; (iv) induzir uma</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inclui o atravessamento de uma Important Bird Life Area - IBA (Évora) e a passagem entre duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial da planície de Évora e Sítio de Interesse Comunitário da Cabrela).</li> <li>• Implica a passagem na vizinhança de duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial de Castro Verde e Zona de Protecção Especial das Piçarras) podendo intersectar zonas utilizadas em deslocações</li> </ul>



Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
		<p>redução nas perdas de transporte de acordo com a análise prévia efectuada pela REN.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acréscimo de capacidade de 1.000 MW adicionais para a região do Alentejo e Algarve.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<p>por aves estepárias.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.</li> </ul>
Estratégia 2	Interior Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acomoda recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (Paradela II e Carvão Ribeira).</li> <li>• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> <li>• O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica desenvolvimentos de novas infra-estruturas de transporte em Trás-os-Montes, atravessando zonas sensíveis para algumas espécies de aves planadoras, potenciando riscos adicionais para estas comunidades de aves.</li> <li>• Atravessamento de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.</li> </ul>

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
	Interior Sul	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatível com o cenário de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C).</li> <li>• Prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira o que permite (i) aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve; (ii) assegurar o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar que possam vir a surgir na região Sul do país, no longo prazo; (iii) permitir a desactivação física da linha Ferreira do Alentejo-Ourique e da linha Ourique-Estoi, entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão-Tavira a 400 kV; (iv) induzir uma redução de perdas de transporte de acordo com a análise prévia efectuada pela REN.</li> <li>• Permite acomodar novos projectos de energia solar que possam vir a surgir, acréscimo de capacidade de 600 MW adicionais para a região do Alentejo e Algarve.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Dá resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica a passagem na vizinhança de duas Áreas Classificadas (Zona de Protecção Especial de Castro Verde e Zona de Protecção Especial das Piçarras) podendo intersectar zonas utilizadas em deslocações por aves estepárias.</li> <li>• Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.</li> </ul>
Estratégia 3	Interior Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior.</li> <li>• Implica a construção de infra-estruturas apenas nas Beiras, o que tem reflexos positivos do ponto de vista da avifauna.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não permite acomodar a recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (eg, Carvão Ribeira).</li> <li>• Inclui uma linha de ligação ao vale do Douro, que intersectará áreas de ocorrência de grandes planadoras</li> <li>• Atravessamento (em menor extensão comparativamente com as Estratégias 1 e 2) de valores de reconhecido interesse universal na zona do Douro, que incluem o Alto Douro Vinhateiro e Zona Especial de Protecção e o Parque Arqueológico do Côa.</li> </ul>

Estratégias	Zonas	Oportunidades	Riscos
	Interior Sul	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatível com o cenário de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C).</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo - Ourique e seus efeitos positivos</li> <li>• Inclui o atravessamento de uma IBA (Évora) e a passagem entre duas Áreas Classificadas (ZPE da planície de Évora e SIC da Cabrela)</li> <li>• Território atravessado alberga comunidades de aves associadas aos ambientes estepários, incluindo algumas espécies susceptíveis à colisão e com estatuto de conservação desfavorável.</li> </ul>
Estratégia 4	Interior Norte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite recepcionar futuros projectos de energia eólica previstos para Trás-os-Montes e Beira Interior.</li> <li>• Implica menores riscos em termos de conservação da natureza (apenas prevê a instalação de infra-estruturas em torno do maciço da serra da Estrela, em zonas menos sensíveis desse ponto de vista).</li> <li>• Não atravessa a zona do Douro, o que possibilita o não atravessamento do Alto Douro Vinhateiro, Zona Especial de Protecção e Parque Arqueológico do Côa.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não permite acomodar a recepção de energia proveniente de novos aproveitamentos hidroeléctricos que se encontram em fase de estudo (eg, Carvão Ribeira)</li> </ul>
	Interior Sul	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não interfere com áreas importantes em termos de património arqueológico.</li> <li>• Não apresenta condicionantes do ponto de vista da presença humana e sistemas urbanos.</li> <li>• Potencia a resposta às orientações para a energia associadas ao ordenamento territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não compatível com o cenário preferível de distribuição de potência instalada de energia solar previsto pela REN para o ano 2020 (Cenário C)</li> <li>• Não prevê linha dupla entre Ferreira do Alentejo - Ourique e seus efeitos positivos</li> </ul>

Quadro 6 - Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente à estratégia preferível de expansão da RNT - Estratégia F, no que se refere aos FCD considerados.

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
<p><b>Zona Interior Norte</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT.</li> <li>• Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar.</li> <li>• Capacidade para recepcionar os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional.</li> <li>• Não afectação directa de Áreas Classificadas.</li> <li>• O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves,</li> <li>• Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão nessas linhas,</li> <li>• Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina</li> <li>• Proximidade a áreas classificadas: Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e interferência com a ZEP do Alto Douro Vinhateiro. Efeitos negativos impossíveis de evitar e cumulativos com as infra-estruturas já existentes nesta zona.</li> <li>• Potencial para fragmentação das unidades paisagísticas do Alto Douro e de Cova de Celorico.</li> <li>• Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas habitadas dispersas em zonas de maior dinamismo demográfico.</li> <li>• Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas.</li> <li>• Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado.</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP2.</li> </ul>
<p><b>Zona Interior Sul</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT.</li> <li>• Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar.</li> </ul> <p>Assegura a capacidade para recepcionar 1.500 MW de energia solar no ano 2020, possuindo ainda a capacidade para 600 MW adicionais,</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves</li> <li>• Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão com aves nessas linhas,</li> <li>• Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas classificadas: SIC do Guadiana</li> </ul>

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
	<p>devida fundamentalmente à existência de uma linha a 400 kV entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve.</li> <li>• Não afectação directa de Áreas Classificadas,</li> <li>• Desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo - Ourique,</li> <li>• Instalação de uma linha dupla 400/150kV entre Ferreira do Alentejo e Ourique que não intersecte a ZPE de Castro Verde,</li> <li>• Desenvolvimento da linha Ourique - Estoi a poente da ZPE das Piçarras evitando o atravessamento de eventuais corredores de ligação entre esta ZPE e a ZPE de Castro Verde,</li> <li>• Desactivação física da linha Ourique - Estoi a 150kV entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão - Tavira a 400kV, removendo a linha de 150kV do eventual corredor de ligação entre as ZPE de Piçarras e Castro Verde.</li> <li>• Desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos</li> <li>• Desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, reduzindo o seu impacte sobre as mesmas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão (especialmente património arqueológico).</li> <li>• Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas.</li> <li>• Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP1.</li> </ul>

A síntese da AAE anteriormente apresentada no Quadro 5 reúne a comparação das quatro estratégias avaliadas inicialmente, demonstrando a ocorrência de riscos, bem como de oportunidades, relativamente a qualquer dos três FCD avaliados.

Em face dos resultados dessa 1ª fase de avaliação, concluiu-se que a Estratégia 2 é a única que permite responder de forma adequada à incerteza associada ao crescimento das energias renováveis, permitindo dotar a rede de uma margem de flexibilidade para receber novos projectos de FER (para além dos que são considerados nas directivas nacionais para a política energética), num montante de 800 MW na zona interior Norte e 600 MW na zona interior Sul, o que se considera adequado face à incerteza de desenvolvimento e localização das energias renováveis nestas regiões. É igualmente a única que permite reforçar a segurança e garantia de abastecimento à região do Algarve, garantindo de igual modo o aumento de capacidade de recepção para novos projectos de energia solar na zona Sul do País. De salientar que a Estratégia 2 permite recepcionar maiores montantes de energia hídrica na bacia do Douro Nacional e a que se encontra melhor posicionada para dar satisfação à quase totalidade das manifestações de interesse para a ligação de novas centrais hídricas nesta bacia.

Do ponto de vista do Ordenamento do Território e da Fauna a estratégia 4, que apenas contempla um pequeno sub-conjunto de reforços da RNT, também contemplados nas estratégias 1, 2 e 3, surge, naturalmente, como a que apresenta menor risco sob este ponto de vista. Na vertente exclusiva do FCD Ordenamento do Território as estratégias 3 e 4 são muito equivalentes.

Como consequência dos resultados obtidos numa primeira fase de avaliação da AAE foi necessário explorar opções que permitissem uma satisfação de objectivos ambientais e de sustentabilidade, conciliando os objectivos segundo os três FCD. Após algumas iterações chegou-se a uma Estratégia F, que se apresenta como a melhor combinação encontrada para conciliar os objectivos do PDIRT com as oportunidades e os riscos relevantes resultantes da análise e avaliação dos FCD considerados. Desses riscos e oportunidades dá-se conta no Quadro 6.

Da análise e avaliação realizada à Estratégia F conclui-se que a sua implementação configura-se como a melhor opção do ponto de vista da Energia decorrente dos resultados obtidos na 1ª Fase da AAE. Na perspectiva do FCD Fauna, salienta-se como oportunidade o facto de não afectar directamente Áreas Classificadas, ao incluir a desactivação da actual

linha entre Ferreira do Alentejo e Ourique, ao não intersectar a Zona de Protecção Especial de Castro Verde e ao prever a desactivação de linhas a 150 kV. Contudo apesar das oportunidades apontadas, a Estratégia F implicará sempre conflitos com os valores naturais identificados, nomeadamente a intersecção de zonas críticas para aves de rapina e outras espécies, que deverão ser devidamente acautelados em fase de AIA.

No que diz respeito ao Ordenamento do Território salientam-se as oportunidades relacionadas com a desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos e a desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, o que permitirá reduzir o impacte da Rede Nacional de Transporte sobre essas áreas.

Refira-se contudo os efeitos cumulativos com as infra-estruturas já existentes na zona do Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e a interferência com a Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro. Esta situação poderá ser encarada como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem. Na zona Interior Sul regista-se a possibilidade de interferência com o SIC do Guadiana, mas que poderá ser evitada em sede de AIA. Como resultado dos riscos e oportunidades identificados para a Estratégia F foram definidas directrizes de planeamento e gestão e de monitorização, que se destinam a prevenir e evitar ou reduzir os efeitos adversos da implementação do PDIRT. Essas directrizes podem ser consultadas no Capítulo 7 do Relatório Ambiental.

Este Relatório Final, que já pondera os contributos recebidos no âmbito da consulta do público e das instituições, juntamente com a versão final do PDIRT 2012-2017 (2022), será enviado à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e posteriormente, tendo em conta eventuais alterações decorrentes do parecer da DGEG, acompanhado da Declaração Ambiental, será enviado à Agência Portuguesa do Ambiente, nos termos do artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007 de 15 de Junho.

**Página em Branco**





REDE ELÉCTRICA NACIONAL, SA

## DECLARAÇÃO AMBIENTAL

**PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO  
DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE  
2012-2017 (2022)**



**8 Março 2013**

# Índice

<b>Nota Introdutória .....</b>	<b>1</b>
<b>i) Forma como as considerações ambientais e o Relatório Ambiental foram integrados no PDIRT 2012-2017 (2022).....</b>	<b>2</b>
Enquadramento .....	2
Consulta institucional e do público .....	6
Metodologia .....	7
Justificação - Principais resultados por FCD.....	8
<b>ii) Observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7º do Decreto-Lei nº 232/2007 e os resultados da respectiva ponderação .....</b>	<b>10</b>
<b>iii) Resultados das consultas realizada nos termos do artigo 8º do Decreto-Lei nº232/2007 .....</b>	<b>13</b>
<b>iv) Razões que fundaram a aprovação do PDIRT 2012-2017 (2022) à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração .....</b>	<b>14</b>
<b>v) Medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11º do Decreto-Lei nº 232/2007.....</b>	<b>15</b>
Directrizes de Planeamento e Gestão.....	16
Directrizes de Monitorização .....	18
<b>Anexo I – Relatório Ambiental do PDIRT 2012-2017 (2022)</b>	
<b>Anexo II – Relatório da Consulta do PDIRT 2012-2017 (2022) e respectiva Avaliação Ambiental</b>	

## Nota Introdutória

Atento ao parecer das Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas consultadas e aos comentários recebidos da consulta pública, relativos ao procedimento de Avaliação Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022) (adiante designado por PDIRT 2012-2017 (2022)) <sup>1</sup>, consultada a Direcção Geral de Energia e Geologia, que o submete a parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos nos termos do nº3, artigo 36º, do Decreto-lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, foi elaborada a presente Declaração Ambiental (DA) nos termos do artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, que transpõe para a ordem jurídica interna as Directivas n.ºs 2001/42/ CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Junho de 2001, e 2003/35/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Maio de 2003.

A Declaração Ambiental encontra-se estruturada de acordo com as subalíneas i) a v) da alínea b) do referido artigo 10º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº58/2011, de 4 de Maio. Constituem anexos a esta Declaração Ambiental o Relatório Ambiental (Anexo I) e o Relatório da Consulta do Plano e respectiva Avaliação Ambiental (Anexo II).

---

<sup>1</sup> Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022), Relatório Ambiental – Versão Final, REN- Rede Eléctrica Nacional/Instituto Superior Técnico, Julho de 2011.

## **i) Forma como as considerações ambientais e o Relatório Ambiental foram integrados no PDIRT 2012-2017 (2022).**

### ***Enquadramento***

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (PDIRT) para o período 2012 – 2017 (2022), cuja elaboração é da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA) nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, uma vez que se enquadra no sector da Energia abrangido pelo referido Decreto – Lei, e porque constitui enquadramento para a futura aprovação de projectos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental, de acordo com o Decreto – Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, com as alterações introduzidas pelo DL nº 197/2005, de 8 de Novembro.

O PDIRT é um documento elaborado periodicamente pela REN<sup>2</sup>, como operadora da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) que, de acordo com o Decreto – Lei nº 172/06 de 23 de Agosto, com as alterações introduzidas pelos Decreto – Lei nº 215 A e Decreto – Lei nº 215 B, de 8 de Outubro, corporiza e define os desenvolvimentos a efectuar por aquele operador tendo em vista garantir um funcionamento adequado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), em particular a ligação entre geração e consumo, e a ligação da RNT com a rede de Espanha e a restante rede europeia da ENTSO-E.

As questões estratégicas subjacentes à concepção do PDIRT 2012-2017 (2022) resultaram, por um lado da obrigatoriedade de cumprimento das exigências legais de garantia de abastecimento e qualidade de serviço a que a REN está sujeita enquanto concessionária da RNT, e por outro dos cenários de evolução de consumo existentes e das metas estabelecidas, nacional e internacionalmente, em matéria de energias renováveis e eficiência energética. De salientar que, na generalidade, as questões estratégicas que se encontravam subjacentes à elaboração do PDIRT 2009-2014 (2019) mantêm a sua actualidade no PDIRT 2012-2017 (2022). A maior alteração decorre da introdução de um montante significativo de geração solar nos objectivos da política energética nacional, e também da necessidade de criação de condições para acolher o aumento significativo das potências instaladas da maior parte dos empreendimentos do PNBEPH.

---

<sup>2</sup> De acordo com o DL nº 215 B/2012, de 8 de Outubro, o PDIRT passará a ser elaborado de dois em dois anos.

Acrescenta-se que, tendo presente as obrigações da REN a nível da sua concessão, todos os cenários que foram considerados para análise na AAE garantem o abastecimento futuro das redes de distribuição em todo o território do Continente, tendo em conta as previsões de evolução dos consumos nacionais, pelo que, sob o ponto de vista de capacidade de abastecimento, são equivalentes.

A AAE foi elaborada durante a preparação do PDIRT 2012-2017 (2022) e em estreita articulação com o desenvolvimento de propostas estratégicas para a expansão da RNT, que foram assim analisadas, justificadas e seleccionadas tendo por base factores de ordem ambiental, social e económica. A AAE foi iniciada em Outubro de 2010, tendo o âmbito e alcance da AAE sido objecto de consulta institucional, nos termos do nº2 do artigo 3º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, através da discussão do Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, em Dezembro de 2010. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes de AAE.

O PDIRT 2012-2017 (2022), acompanhado do seu Relatório Ambiental, foi objecto de consulta pública durante o mês de Abril de 2011. A alternativa de expansão da RNT proposta no PDIRT 2012-2017 (2022) resulta de um processo de identificação, avaliação e comparação de quatro opções estratégicas alternativas diferentes. A estratégia preconizada, designada por Estratégia F, consiste numa quinta opção, resultante da agregação e adopção dos aspectos mais adequados contidos nas 4 estratégias iniciais colocadas em análise, constituindo, assim, a trajectória considerada mais favorável de evolução da RNT para o horizonte 2022, que melhor integra as considerações ambientais num quadro de sustentabilidade.

Saliente-se que o PDIRT 2012-2017 (2022) corresponde a um novo ciclo de planeamento da Rede, e retoma, para os anos de 2012 em diante, a maior parte do previsto anteriormente no anterior PDIRT 2009-2014 (2019), no respeito dos compromissos públicos assumidos pela REN e já incluídos no Plano de Investimentos da REN. Os resultados da AAE revelam um sistema de integração conduzido ao longo do processo de planeamento. A AAE teve sobretudo o papel de facilitador deste processo, através da identificação de situações de risco e de situações de oportunidade ambiental e de sustentabilidade (Quadro 1).

A versão final do PDIRT 2012-2017 (2022), de Julho de 2011, adoptou, em termos gerais, as conclusões e recomendações do RA elaborado pelo Instituto Superior Técnico para a REN – Rede Eléctrica Nacional, SA - no âmbito do procedimento de AA do PDIRT 2012-2017 (2022), tendo sido ambos, PDIRT e RA, enviados à Direcção Geral de Energia e Geologia.

**Quadro 1- Síntese das principais oportunidades e riscos identificados relativamente à estratégia preferível de expansão da RNT – Estratégia F, no que se refere aos FCD considerados.**

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
<p><b>Zona Interior Norte</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT.</li> <li>• Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar.</li> <li>• Capacidade para receber os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional.</li> <li>• Não afectação directa de Áreas Classificadas.</li> <li>• O desenvolvimento de um corredor novo entre Macedo de Cavaleiros e Pocinho poderá surgir como uma oportunidade para que, através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas (utilização de compactação de linhas, recurso a condutores especiais, enterramento de troços terminais, etc.), no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na ZEP do Alto Douro Vinhateiro, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves,</li> <li>• Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão nessas linhas,</li> <li>• Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina</li> <li>• Proximidade a áreas classificadas: Alto Douro Vinhateiro e Parque Arqueológico do Côa e interferência com a ZEP do Alto Douro Vinhateiro. Efeitos negativos impossíveis de evitar e cumulativos com as infra-estruturas já existentes nesta zona.</li> <li>• Potencial para fragmentação das unidades paisagísticas do Alto Douro e de Cova de Celorico.</li> <li>• Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas habitadas dispersas em zonas de maior dinamismo demográfico.</li> <li>• Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas.</li> <li>• Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado.</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP2.</li> </ul>

Estratégia F	Oportunidades	Riscos
<p style="text-align: center;"><b>Zona Interior Sul</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenciação da ligação de futuros projectos, minimizando a necessidade de intervenções na RNT.</li> <li>• Acomoda adequadamente os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar. Assegura a capacidade para receber 1.500 MW de energia solar no ano 2020, possuindo ainda a capacidade para 600 MW adicionais, devida fundamentalmente à existência de uma linha a 400 kV entre Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira.</li> <li>• Aumentar a segurança e garantia no abastecimento de electricidade à Região do Algarve.</li> <li>• Não afectação directa de Áreas Classificadas,</li> <li>• Desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo - Ourique,</li> <li>• Instalação de uma linha dupla 400/150kV entre Ferreira do Alentejo e Ourique que não intersecte a ZPE de Castro Verde,</li> <li>• Desenvolvimento da linha Ourique - Estoi a poente da ZPE das Piçarras evitando o atravessamento de eventuais corredores de ligação entre esta ZPE e a ZPE de Castro Verde,</li> <li>• Desactivação física da linha Ourique - Estoi a 150kV entre Ourique e o cruzamento com a futura linha Portimão - Tavira a 400kV, removendo a linha de 150kV do eventual corredor de ligação entre as ZPE de Piçarras e Castro Verde.</li> <li>• Desactivação de linhas existentes possibilitando a libertação do espaço para outros usos</li> <li>• Desactivação de linhas existentes que se encontravam implantadas no interior de áreas classificadas, reduzindo o seu impacte sobre as mesmas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atravessamento de áreas críticas e muito críticas para a conservação das aves</li> <li>• Instalação de linhas duplas o que implica que o aumento do número de planos de colisão com aves nessas linhas,</li> <li>• Instalação de novos corredores, abrangendo em parte zonas críticas para as aves de rapina</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas classificadas: SIC do Guadiana</li> <li>• Possibilidade de interferência com elementos patrimoniais dispersos e de reduzida dimensão (especialmente património arqueológico).</li> <li>• Possibilidade de interferência com aproveitamentos hidroagrícolas.</li> <li>• Possibilidade de interferência com recursos geológicos, integrados ou não no domínio público do Estado</li> <li>• Possibilidade de interferência com áreas de servidão de aeródromos e helipistas e IP1.</li> </ul>

## ***Consulta institucional e do público***

Na componente de consulta institucional, foi solicitada a emissão de parecer sobre o Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, referente ao âmbito e alcance adoptados na AAE, bem como sobre o RA, às seguintes entidades com responsabilidades ambientais específicas: Agência Portuguesa de Ambiente (APA); Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ICNB); Instituto da Água, I.P. (INAG, I.P.) e Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR-Norte, CCDR Centro, CCDR-LVT, CCDR-Alentejo e CCDR-Algarve).

As entidades com responsabilidade ambiental específica consultadas pronunciaram-se, na generalidade, positivamente, concordando com os Factores Críticos para a Decisão, critérios e indicadores identificados para Avaliação Ambiental Estratégica (AAE). Concordaram igualmente quanto à análise de riscos e oportunidades como forma de identificação e descrição dos efeitos significativos no ambiente, e com as diretrizes propostas para mitigação e monitorização desses efeitos. Nalguns casos teceram recomendações sobre aspectos específicos, designadamente no que diz respeito à avaliação dos efeitos esperados sobre o Sistema Nacional de Áreas Classificadas e a necessidade de dar primazia ao princípio da precaução, sempre que exista incerteza que ponha em causa o cumprimento de objectivos de conservação; à necessidade de garantir o estudo de soluções alternativas para o desenvolvimento da rede de energia em alta tensão; à necessidade de ser clarificado em termos de rede, do que é determinado pelas necessidades da procura de electricidade e o que é consequência das políticas de aprovisionamento e da oferta.

A consulta institucional e pública e o estabelecimento de um programa de seguimento, previstos na metodologia, asseguraram a função de validação da AAE.

A AAE teve ainda em conta os resultados obtidos no âmbito dos processos de consulta de entidades e do público.



## ***Metodologia***

O objectivo da AA do PDIRT foi o de identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas que se colocavam à expansão da Rede Eléctrica Nacional. Nesse sentido, a AA considerou os factores ambientais e de sustentabilidade relevantes que permitem auxiliar o planeamento das necessidades de expansão da Rede, bem como os factores de contexto, não se limitando apenas a objectivos e critérios exclusivamente técnicos. Com este objectivo, a AA avaliou os eventuais efeitos significativos no ambiente resultantes da implementação do PDIRT 2012–2017 (2022), nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

Para cumprir o objectivo acima enunciado a AA utilizou uma metodologia que adopta como objecto de avaliação a discussão das estratégias de desenvolvimento que irão dar forma e conteúdo ao PDIRT 2012-2017 (2022) e focaliza a avaliação em poucos, mas prioritários, factores críticos para a decisão, que são estratégicos em relação à decisão de expansão da RNT a ser tomada.

Os FCD considerados na AAE do PDIRT 2012-2017 (2022) foram os seguintes: Fauna, Ordenamento do Território e Energia.

Para assegurar esta abordagem estratégica, a AAE foi simultânea e complementar à concepção do PDIRT, e utilizou, sempre que possível, os elementos de trabalho (cenários de evolução e opções técnicas (alternativas), bem como os resultados obtidos no âmbito do processo de consulta de entidades e do público do PDIRT.

A fase de plano em que a AAE se iniciou foi uma fase relativamente precoce do PDIRT (prévia ao desenvolvimento de cenários), o que constituiu uma oportunidade para influenciar o desenvolvimento deste Plano integrando contributos resultantes das análises desenvolvidas em sede de AAE, bem como o resultado da avaliação.

## ***Justificação - Principais resultados por FCD***

A AAE permitiu avaliar as oportunidades e riscos de um conjunto inicial de quatro opções estratégicas alternativas de expansão da RNT para o horizonte de 2022, as quais foram transcritas para este exercício através do quadro de referência estratégica (QRE) e da definição de cenarizações sobre a procura (consumos) e a oferta (fundamentalmente, produção hídrica, eólica e solar) e seus impactes a nível de ordenamento do território e de biodiversidade. Com base nos resultados dessa avaliação foi identificada uma estratégia de expansão preferível para a RNT no horizonte de 2022 - Estratégia F -, que foi alvo de uma avaliação detalhada de oportunidades e riscos numa segunda fase da AAE.

Esta nova Estratégia F permitirá, pelo facto de prever diversas linhas duplas de 400 kV, potenciar a ligação de futuros projectos minimizando a necessidade de intervenções futuras na RNT.

No que diz respeito ao FCD **Energia**, verifica-se que, para além de acomodar os objectivos de política energética já traçados, em particular no domínio da energia hídrica, eólica e solar, a Estratégia F terá ainda capacidade para recepcionar os novos projectos de grandes centrais hídricas que se perspectivam, designadamente na bacia do Cávado e do Douro Nacional, a maioria dos quais do tipo reversível e particularmente relevantes sob o ponto de vista de gestão de todo o sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, e no que diz respeito à energia solar a Estratégia F, que assegura capacidade para recepcionar 1500 MW de solar no ano de 2020, cria também capacidade para 600 MW adicionais na zona Sul, face à estrutura da rede de referência.,

No que diz respeito ao FCD **Fauna** a Estratégia F implica o atravessamento de duas zonas distintas no SIC do Guadiana, nos vales da Ribeiras do Vascão e de Oeiras, num corredor onde se desenvolve hoje uma linha de 150kV. De salientar, contudo, que estes atravessamentos do SIC do Guadiana são marginais, isto é, apenas afectam zonas situadas junto dos limites das Áreas Classificadas, não implicando por isso seccionamentos importantes destas Áreas. Considera-se por isso que o efeito de atravessamento é pouco significativo.

Adicionalmente é de referir que na zona Interior Sul esta estratégia implica a desactivação física da actual linha Ferreira do Alentejo / Ourique a 150kV e instalação de uma nova linha, fora dos limites da ZPE de Castro Verde, agora dupla a 400+150kV. No corredor entre Ourique e o cruzamento com linha Portimão / Tavira haverá igualmente a desactivação física da linha Ourique / Estoi a 150kV e a sua substituição por uma linha dupla 400+150kV. Esta desactivação permitirá reconsiderar o atravessamento do SIC de Guadiana em fase de EIA.

Esta estratégia implica igualmente a ampliação da SE de Ourique, que se situa fora dos limites de qualquer Área Classificada

Esta estratégia não implica o atravessamento de nenhuma das áreas identificadas como importantes para as alcateias de lobo a nível nacional.

No que diz respeito ao **Ordenamento do Território** procedeu-se a uma avaliação da Estratégia F. Da análise efectuada é na Zona Interior Norte que ocorrem os principais efeitos sensíveis da Estratégia F, salientando-se as interferências na Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro e na zona da Cova de Celorico como as mais negativas e a serem objecto de cuidados particulares que devem ser devidamente acautelados em sede de avaliação local, a nível de Projecto/Estudo de Impacte Ambiental. Nesta zona a Estratégia F não prevê a desactivação de linhas existentes, assentando na construção de linhas novas em corredores novos (cerca de 60 km) e no aproveitamento de corredores existentes para a construção de linhas novas (cerca de 125 km). Salienta-se que é na Zona Interior Norte que foram identificados os efeitos mais relevantes do PDIRT sobre o ordenamento do território, no que se refere, essencialmente, à interferência com áreas de importância paisagística e cultural, de forma cumulativa com as linhas existentes. A construção de novas linhas em corredores novos nestes locais e/ou a utilização de corredores existentes mantém os aspectos considerados.

Na Zona Interior Sul a Estratégia F prevê, a construção de linhas novas em corredores novos e o aproveitamento de corredores existentes para a construção de linhas novas, além da desactivação de linhas existentes. De uma forma geral nesta zona o balanço da desactivação de linhas versus a construção de novas linhas pode ser considerado como positivo, uma vez que se libertam os corredores anteriormente ocupados por estas estruturas em zonas sensíveis e que possibilita a construção de linhas em áreas não sensíveis de acordo com critérios de minimização dos impactes ambientais das mesmas.

## **ii) Observações apresentadas durante a consulta realizada nos termos do artigo 7º do Decreto-Lei nº 232/2007 e os resultados da respectiva ponderação**

A REN, SA, em linha com o que já tinha sido realizado relativamente ao PDIRT 2009-2014 (2019), assumiu como princípio metodológico na consulta pública do PDIRT e respectiva AAE o tratamento e resposta individualizada a todo e cada parecer recebido naquele âmbito. O 'Relatório da Consulta Pública do Plano e Respectiva Avaliação Ambiental Estratégica', e seus anexos documentam em pormenor os pareceres (incluindo os de entidades com responsabilidades na área do Ambiente e do sector eléctrico), a sua análise e respostas individuais.

Com ampla generalidade foi dado acolhimento às sugestões apresentadas nos pareceres, incluindo algumas de melhoria do próprio PDIRT e do Relatório Ambiental.

Em particular as entidades do sector do ambiente, conservação da natureza e ordenamento do território, tiveram um papel definidor do âmbito da análise determinante. A análise efectuada pela equipa de AAE para a identificação dos factores críticos de decisão, com a identificação dos *FCD Energia, Fauna e Ordenamento do Território*, foi confirmada na consulta pública. Igualmente um conjunto de regras e princípios foi previamente enunciado e explicado em sessões públicas, constituindo desde logo boas práticas e medidas de mitigação em fase de plano, eficazes enquanto princípios orientadores para a fase de projecto e para o seguimento da AAE na fase de implementação do PDIRT. Igualmente neste âmbito as entidades apresentaram pareceres muito completos e pormenorizados que se traduziram para o âmbito da análise e futuro seguimento da AAE.

Sendo demasiado extenso reproduzir aqui as respostas e posições que constam do conjunto de respostas da REN, SA, considera-se no entanto oportuno registar um conjunto de posições de carácter mais genérico e que constam de respostas a diversas entidades, já que também foram colocadas por várias dessas entidades.

- A REN está convicta que só a participação alargada das entidades, organismos e público em geral no processo de Consulta Pública do PDIRT e respectivo RA, poderá contribuir de forma decisiva para a obtenção de um adequado Plano de Desenvolvimento e Investimento das Infra-Estruturas Eléctricas de Muito Alta Tensão, processo que é conduzido ao abrigo do enquadramento legislativo do DL ° 232/22007 de 15 de Junho.

- A REN, enquanto concessionária de serviço público da RNT (Rede Nacional de Transporte de Electricidade) tem procurado e procurará sempre as soluções que melhor conciliem os

objectivos e interesses em jogo, em sintonia com uma política de responsabilidade social e ambiental que conduza a um crescimento sustentável e a uma minimização de encargos e custos para os clientes finais.

- A REN tem sempre assumido uma prática de optimização de soluções, optando pela compactação de linhas (transformar linhas simples em duplas), pela elevação da tensão de operação dos corredores (por exemplo a adopção pelos 400 kV que transportam, 4 a 5 vezes mais potência que os 220 kV) e pela substituição de alguns condutores por outros mais potenciados utilizando as mesmas estruturas. Tudo isto está plasmado no presente PDIRT.

- A REN enquanto concessionária da RNT, está vinculada pelo quadro legal aplicável à sua concessão e às autoridades locais e centrais que determinam a sua actividade. A concessionária adequa a sua actividade a este quadro com um elevado rigor, e reitera, não tendo autoridade em matéria de ordenamento do território, a importância de que os planos e acções de desenvolvimento municipal considerem os espaços canal para as infra-estruturas da RNT, afinal o pressuposto do acesso a um bem público de inegável valor como é a energia eléctrica. Neste sentido, a REN faz parte de várias Comissões de Acompanhamento de revisão dos PDM, de modo a articular em sede própria as necessidades de expansão da RNT com o ordenamento do território.

- A REN, no desenvolvimento de todos os seus projectos prevê mecanismos de intervenção das Autarquias, pelo que desenvolve contactos com as Câmaras Municipais, para que, de forma articulada, se consigam as soluções mais eficientes, com a minimização de impactos.

- A REN manifesta a sua total disponibilidade para articular as melhores soluções globais com as Câmaras Municipais, que constituem um parceiro privilegiado no processo de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) dos projectos. Estamos convictos de que o facto das infra-estruturas da REN serem objecto de processo de AIA, proporciona também, e nos termos da lei, instrumentos de prevenção e articulação como os atrás referidos.

- Face às necessidades a que o Plano tem de dar resposta torna-se inevitável a proximidade ou mesmo o cruzamento de alguns elementos patrimoniais importantes como seja a Zona Especial de Protecção do Alto Douro Vinhateiro e o parque arqueológico do Vale do Côa ou mesmo a zona da Cova de Celorico para além de outros mais pontuais. Cientes dos impactes negativos que as linhas poderão ter sobre o Património são explicitadas directrizes muito específicas, em que se propõe que através de um estudo específico de Integração Paisagística e Patrimonial se encontrem as melhores soluções de atravessamento, nomeadamente equacionando e analisando a possibilidade de utilização de soluções técnicas alternativas no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem, procurando, por

exemplo, não aumentar o comprimento total da extensão da rede aérea de MAT na região, tendo presente que se trata da preservação de um elemento classificado como património mundial, sem esquecer, no entanto, os aspectos do binómio custo-eficácia nas decisões, tal como consta nas condições da concessão de serviço público à REN.

- Em tempo de realização dos estudos ambientais e dos projectos é desejável continuar a manter canais de comunicação e de diálogo permanentes entre a REN e os seus consultores e as entidades com responsabilidades ambientais, de modo a que, numa fase tão prévia quanto possível, a escolha dos corredores tenha desde logo em conta, e de forma tão abrangente e completa quanto possível, a mais correcta caracterização e relevância de todos os elementos existentes no corredor, de forma a permitir a selecção de uma alternativa construtiva que seja a mais eficaz e minimizadora de impactes.

### **iii) Resultados das consultas realizada nos termos do artigo 8º do Decreto-Lei nº232/2007**

O Decreto – Lei nº 232/2007, de 15 de Junho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei nº58/2011, de 4 de Maio, prevê a consulta dos Estados Membros da União Europeia sempre que o plano ou programa em elaboração seja susceptível de produzir efeitos significativos no ambiente de outro Estado Membro.

Pela sua expressão territorial, exclusivamente nacional continental, e pelo facto de o PDIRT em nada alterar os acordos previamente estabelecidos entre Portugal e Espanha em matéria de interligações eléctricas, considerou-se que o PDIRT não é susceptível de vir a causar efeitos significativos no ambiente do Reino Espanhol, pelo que não foi realizada a consulta prevista no artigo 8º do Decreto – Lei nº 232/2007, de 15 de Junho.

## **iv) Razões que fundaram a aprovação do PDIRT 2012-2017 (2022) à luz de outras alternativas razoáveis abordadas durante a sua elaboração**

A REN, SA, ao elaborar o PDIRT 2012-2017 (2022), como qualquer dos planos de investimento da RNT anteriores, teve em conta, nos termos legais, em particular nos artigos 36º e 37º do Decreto Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, as necessidades conhecidas e previsíveis do sistema eléctrico, incluindo de todos os seus utilizadores.

Essas necessidades vêm referidas logo no início do texto do PDIRT, no sumário executivo, e são as seguintes:

- i) Garantir o adequado abastecimento dos consumos
- ii) Assegurar condições adequadas para a recepção da produção
- iii) Assegurar níveis adequados de capacidade de interligação (MIBEL)
- iv) Assegurar níveis adequados de qualidade de serviço

A REN, SA, enquanto Concessionária da RNT, tem, entre diversas outras missões, a de planear esta rede por forma a que estes objectivos sejam atingidos, sendo deste modo o desenvolvimento da RNT adequado ao correcto funcionamento do sistema eléctrico nacional e do mercado de electricidade.

Neste enquadramento, e também como já referido nesta Declaração Ambiental, procedeu-se a um trabalho comparativo sob o ponto de vista ambiental de cada uma destas alternativas, resultando desse trabalho a elaboração de uma alternativa final que a REN, SA considerou mais adequada e equilibrada tendo em conta o binómio impacto global – capacidade e flexibilidade futura para responder aos objectivos atrás enunciados.

A estratégia escolhida (Estratégia F) conjuga assim a garantia da obtenção dos objectivos técnicos e económicos para o sistema eléctrico e do melhor equilíbrio entre efeito ambiental global à escala da análise da AAE, e a capacidade e flexibilidade para alterações futuras na evolução do sistema eléctrico, tendo por isso sido escolhida pela REN, SA como base, neste exercício de planeamento, da evolução da RNT a adoptar.



## **v) Medidas de controlo previstas em conformidade com o disposto no artigo 11º do Decreto-Lei nº 232/2007**

De acordo com a alínea h) do nº 1 do Artigo 6º do Decreto-lei nº 232/2007, a Avaliação Ambiental do PDIRT deverá conter uma descrição das medidas de avaliação e controlo das implicações ambientais associadas à implementação do Plano, numa óptica de monitorização, em conformidade com o artigo 11º. No âmbito do presente processo admite-se como necessária a monitorização do PDIRT e dos efeitos decorrentes da concretização dos investimentos previstos.

De acordo com a natureza dos investimentos, e atentos à natureza do PDIRT em causa, a avaliação e controlo das condições de implementação do mesmo encontram-se estruturados em directrizes de planeamento e gestão e directrizes de monitorização, sendo que os aspectos mais relevantes a considerar dizem respeito aos riscos identificados.

No âmbito referido, a monitorização do PDIRT será desenvolvida em linha com as directrizes de avaliação e controlo já definidas e implementadas para o PDIRT 2009-2014 (2017), com os seguintes objectivos:

- Acompanhar e validar a avaliação dos efeitos significativos no ambiente identificados no decurso da avaliação ambiental do PDIRT, incluindo a avaliação sistemática de indicadores identificados para efeito de AAE do Plano;
- Validar os efeitos da implementação do PDIRT no desenvolvimento sustentável, tendo presente os indicadores de avaliação adoptados bem como a sua expressão ao nível regional/nacional;
- Avaliar a eficácia das medidas e recomendações propostas, tendo em vista a identificação e correcção atempada dos efeitos negativos imprevistos (artigo 11º do Decreto – Lei nº 232/2007) incluindo, se justificável, a revisão das mesmas;
- Contribuir para a avaliação do desempenho do PDIRT;
- Contribuir para a integração do PDIRT em outros planos, programas ou projectos, sejam de carácter sectorial, sejam territoriais;
- Valorizar a avaliação ambiental em geral e contribuir para a participação e envolvimento das partes interessadas nos processos de desenvolvimento e implementação de planos ou programas.

A avaliação e controlo do Plano assenta maioritariamente na verificação da respectiva implementação e aspectos críticos identificados.

O controlo da execução do PDIRT será efectuado através da avaliação dos projectos desenvolvidos no horizonte temporal definido.

Atendendo que os mesmos serão sujeitos a procedimento de AIA, sempre que legalmente requerido, os estudos e projectos a desenvolver deverão integrar uma componente de monitorização que dê resposta aos objectivos propostos.

Para melhor assegurar uma articulação com a avaliação ambiental efectuada considerou-se relevante estruturar as medidas e a correspondente monitorização em função dos factores críticos considerados.

## ***Directrizes de Planeamento e Gestão***

**Quadro 2 – Síntese das directrizes de planeamento e gestão para cada um dos FCD considerados na AAE do PDIRT**

FCD	Directriz
<b>Energia</b>	<p>Equipa de acompanhamento da implementação do PDIRT: Monitorizar a concretização do PDIRT, nomeadamente ao nível das novas orientações estratégicas, permitindo identificar atempadamente a necessidade de redefinir uma orientação anteriormente estabelecida, designadamente em matéria do que são os objectivos de potência instalada de FER previstos para o horizonte temporal do PDIRT.</p> <p>Manter activa a plataforma de relacionamento sistemático com as entidades e agentes relevantes em matéria de produção de energia eléctrica a partir de FER, nomeadamente a DGEG, APREN, ERSE, as unidades de investigação em tecnologia de aproveitamento de recursos renováveis, bem como as empresas do sector.</p>
<b>Fauna</b>	<p>Sempre que seja tecnicamente possível deverão ser evitados os atravessamentos de áreas identificadas como muito críticas pelo ICNB, ficando o seu atravessamento condicionado pela inexistência de alternativas e pela existência de razões imperativas de reconhecido interesse público, nos termos do Art. 6º da Directiva 92/43/CEE, transposta para o Direito Interno pelo D.L. nº 140/99, conforme revisto pelo D.L. nº 49/2005.</p> <p>Deverá ser minimizado o atravessamento de áreas classificadas como críticas, devendo esta minimização ser considerada em fase de AIA.</p> <p>Sempre que seja inevitável o atravessamento de Áreas Classificadas deverá ser considerada a implementação de medidas de minimização adequadas às afectações resultantes desta intersecção.</p> <p>Os impactes identificados em fase de AIA que resultem da fragmentação e do efeito de barreira, bem como os impactes cumulativos, deverão ser avaliados e deverá ser procurada uma solução que minimize de forma efectiva o acréscimo nos planos de colisão em áreas importantes para a fauna.</p>
<b>Ordenamento do Território</b>	<p>Assegurar a minimização dos efeitos da implantação das infra-estruturas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial.</p> <p>No caso dos atravessamentos do Vale do Douro e da zona da Cova de Celorico propõe-se que os Projectos das linhas eléctricas sejam precedidos da realização de um Estudo Específico de Integração Paisagística e Patrimonial. Pretende-se uma avaliação das bacias visuais para definição de corredores preferenciais de implantação das infra-estruturas, em termos de qualidade e sensibilidade/ fragilidade da paisagem para absorver os novos elementos, contribuindo para a salvaguarda e gestão da paisagem e do património, determinando as condições de implantação das novas infra-estruturas quando à cota de implantação e</p>

FCD	Directriz
	<p>características/silhuetas dos apoios. Especialmente na zona do Vale do Douro será relevante definir pontos e corredores preferenciais de atravessamento, de forma a que a implantação da RNT não comprometa os valores paisagísticos e culturais desta região.</p> <p>Assegurar que, em fase de AIA e projecto de linhas:</p> <p>As recomendações decorrentes da AAE são tidas em consideração nos projectos das infra-estruturas a desenvolver.</p> <p>São adoptadas soluções que minimizem os impactes sobre áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso e em áreas com forte presença humana, adoptando soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas.</p> <p>Assegurar a adopção de soluções técnicas e de traçado que potenciem a optimização futura da RNT, quer através da minimização do número de linhas, quer da adequação das respectivas tensões, abrindo oportunidades para a progressiva desactivação e/ou reconstrução de linhas da actual RNT.</p> <p>Monitorizar o desenvolvimento da rede de PRE, no sentido do ajustamento da RNT ao desenvolvimento efectivo da produção energética.</p> <p>Promover uma efectiva participação das populações interessadas, através de mecanismos de informação, divulgação e negociação, nomeadamente em sede de AIA.</p> <p>Assegurar que qualquer alteração à Estratégia F agora em avaliação seja avaliada de acordo com os critérios e indicadores considerados no presente Relatório Ambiental.</p>

## ***Directrizes de Monitorização***

De acordo com o artigo nº 11 do Decreto-Lei nº 232/2007, cabe à entidade que elabora o Plano avaliar e controlar os efeitos significativos sobre o ambiente e o território decorrentes da aplicação e execução do Plano, verificar em que medida as recomendações constantes da Declaração Ambiental estão a ser adoptadas e corrigir eventuais efeitos negativos imprevistos. Neste contexto foram propostas as seguintes directrizes de monitorização para cada um dos FCD considerados.

### Energia

Para efeitos de monitorização do PDIRT, sugere-se a manutenção de um conjunto de elementos, a actualizar e analisar, numa base anual:

- Sistematização dos objectivos de política energética, designadamente potência instalada de produção em regime especial e produção em regime ordinário;
- Acompanhamento e registo da potência instalada (PRE e PRO):
  - em funcionamento
  - em construção
  - já licenciada
  - em fase de licenciamento
  - prevista a médio-prazo

Nota: Particular destaque para a energia eólica, solar (produção centralizada e descentralizada) e hídrica reversível, por serem aquelas que no horizonte temporal do PDIRT assumirão a maior relevância.

Registo das perdas anuais da Rede de Transporte, expressas em GWh.

### Fauna

A instalação das linhas previstas neste Plano deverá ser objecto de Avaliação de Impacte Ambiental de modo a que os impactes resultantes da sua construção e exploração possam ser devidamente avaliados e que sejam implementadas as medidas de minimização e os Programas de Monitorização que sejam necessários.

Os processos de AIA deverão dirigir-se a cada um dos troços definidos no PDIRT e às novas subestações a eles associados, de modo a permitir a avaliação dos impactes à escala da região onde estas se inserem.

Para além dos Programas de Monitorização que venham a ser definidos no âmbito dos processos de AIA de cada uma das linhas será útil o desenvolvimento de um Programa de Monitorização da implementação do PDIRT que permita compreender os impactes que a sua implementação possa vir a gerar à escala nacional. Este programa deverá incidir sobre os efeitos da implementação do Plano nas populações das espécies mais sensíveis que sejam potencialmente afectadas e deverá integrar a informação recolhida no âmbito dos programas de monitorização das diferentes linhas.

O Programa de Monitorização procurará medir o acréscimo de mortalidade das espécies alvo que resulta da instalação das novas linhas no seu conjunto. A avaliação do impacte que este acréscimo de mortalidade tem sobre as populações daquelas espécies deverá ter como referência estimativas actualizadas das suas populações.

Este programa deverá ainda integrar a informação a recolher no âmbito dos Programas de Monitorização das diferentes linhas relativamente a efeitos de exclusão e/ou perturbação, nomeadamente no caso particular dos quirópteros e do lobo. Isto é, será necessário compreender que proporção das populações nacionais daquelas espécies será afectada pela implementação da estratégia aprovada.

Uma vez que este Programa de Monitorização se apoiará essencialmente em dados a recolher no âmbito de outros Programas sugere-se que a análise dos dados seja efectuada anualmente durante todo o período de implementação do PDIRT, tendo início no momento em que a primeira linha construída termine o primeiro ano de exploração.

A monitorização do PDIRT será da responsabilidade da REN e deverá ser acompanhado pelo ICNB, bem como pelas organizações não governamentais com experiência nesta problemática.

#### Ordenamento do Território

No Quadro 3 apresenta-se o programa de monitorização das directrizes de seguimento definidas para o FCD Ordenamento do Território.

**Quadro 3 - Programa de Monitorização - FCD Ordenamento do Território**

Diretrizes de monitorização	Indicadores
Apoiar as autoridades de saúde na realização e divulgação de estudos conducentes a aprofundar o conhecimento sobre os efeitos das infra-estruturas da RNT sobre a saúde humana	N.º de estudos realizados e custos
	- N.º de estudos divulgados
Monitorizar o grau de incorporação dos espaços canais ou corredores preferenciais necessários à concretização das estratégias da REN nos Planos Directores Municipais	- N.º de participações da REN em Comissões Mistas de Acompanhamento e comissões consultivas dos PDM
	- N.º de PDM com espaços canais para a RNT
Monitorizar ao nível dos processos de AIA os efeitos da implantação de infra-estruturas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial	- N.º de pedidos de informação prévia às entidades competentes antes da definição dos corredores base para o desenvolvimento de novas linhas
	- Extensão de linhas em áreas sensíveis e de valor paisagístico e patrimonial (km)
	- N.º de Estudos Específicos de Integração Paisagística e Patrimonial elaborados
Monitorizar os efeitos da implantação de infra-estruturas em áreas com forte presença humana, mantendo actualizada a informação respeitante a tipologias de soluções estruturais, construtivas e de implantação em função do tipo de zonas atravessadas.	- N.º de interferências com espaços urbanos e urbanizáveis legalmente definidos
	- N.º de instalações retiradas dos espaços urbanos
	- Extensão de linhas aéreas desactivadas em espaços urbanos (km)
	- Extensão de linhas enterradas em espaços urbanos (km)
Monitorizar no âmbito da pós-avaliação em AIA, a adopção de soluções minimizadoras dos impactes sobre áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso	- Extensão de linhas em áreas de aproveitamentos hidroagrícolas (km)
	- Extensão de linhas em áreas de protecção a elementos patrimoniais classificados, identificáveis fora dos espaços urbanos (km)
	- Extensão de linhas em áreas de recursos geológicos com servidões (concessões de águas minerais naturais ou concessões mineiras)(km).
	- Extensão de linhas em áreas de protecção e servidão a aeródromos ou outras infra-estruturas e equipamentos relevantes (km)
Monitorizar o grau de cumprimento nos projectos de linhas e subestações das recomendações feitas pela AAE para a fase de AIA	- Verificação e acompanhamento da metodologia de elaboração dos estudos ambientais.
Assegurar que a monitorização do PDIRT permita que qualquer alteração à Estratégia F em avaliação seja avaliada nos mesmos indicadores.	- Verificar a sua elaboração
Monitorizar o desenvolvimento da rede de PRE, no sentido do ajustamento da RNT ao desenvolvimento efectivo da produção energética	- Índice de utilização dos equipamentos em áreas fulcrais de geração de energia renovável
Monitorizar a participação das populações interessadas através dos mecanismos de informação, divulgação e negociação a criar, nomeadamente em sede de AIA.	- N.º de sessões de esclarecimento realizadas
	- N.º de participações recebidas
	- N.º de participações incorporadas no processo de AIA

De modo a ser assegurada a existência de condições institucionais e de responsabilidade que permitam um bom desempenho do PDIRT e um adequado desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, deverão as entidades e agentes que a seguir se mencionam (Quadro 4) desenvolver as seguintes acções, com vista a uma implementação efectiva do PDIRT e a uma melhor governança na sua implementação, tendo como referência a AAE.

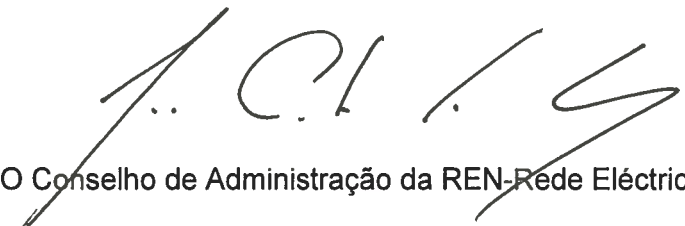
**Quadro 4- Quadro de Governança para Acção – Condições institucionais e de responsabilidade para um melhor desempenho do PDIRT**

Entidades	Acção
<b>REN</b>	<p>Manutenção de diálogo com entidades competentes no âmbito da utilização do território e do licenciamento da actividade de produção de energia eléctrica (DGEG Câmaras Municipais, CCDR, ICNB, APA, etc.), abrangendo a generalidade das fases dos projectos de infra-estruturas eléctricas: fase prévia de identificação de condicionantes, fase de estudos ambientais e fase de pós-avaliação/monitorização.</p> <p>Manutenção da avaliação permanente da evolução da potência instalada e da produção renovável. Antecipação das metas e objectivos para a produção, da avaliação dos recursos e a partir de fontes renováveis (junto da DGEG, APREN, ERSE, etc.)</p> <p>Desenvolver e implementar formas de comunicação e participação pública adequadas e eficazes na divulgação das suas políticas e dos resultados de estudos de monitorização e seguimento, evidenciando os principais aspectos conseguidos.</p> <p>Fomentar a realização e divulgação de estudos conducentes a aprofundar o conhecimento sobre os efeitos das infra-estruturas da RNT sobre a saúde humana.</p> <p>Fomentar estudos conducentes a avaliar e promover a adopção de soluções estruturais para a RNT minimizadoras dos seus impactes negativos, bem estudos de avaliação de zonas ou áreas de atravessamento preferenciais em zonas particularmente sensíveis</p>
<b>DGEG</b>	<p>Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento da produção com origem em fontes de energia renovável e das metas/objectivos a médio e longo prazo, que estão na base da política energética nacional.</p>
<b>APA</b>	<p>Manter actualizadas e disponíveis os objectivos de redução de emissões de gases com efeito de estufa no médio – longo prazo, em função da evolução das políticas europeias nesta matéria.</p>
<b>Comissão para as Alterações Climáticas (MAOTDR)</b>	<p>Disponibilizar os resultados da monitorização das medidas constantes do Programa Nacional para as Alterações Climáticas, designadamente (i) produção de electricidade a partir de FER (ii) melhoria da eficiência energética do sector electroprodutor, por via da redução de perdas no transporte e distribuição de energia.</p>
<b>ICNB</b>	<p>Manter actualizada a informação disponibilizada para a elaboração do PDIRT, nomeadamente no que se refere identificação de áreas críticas e muito críticas.</p> <p>Acompanhar a monitorização do PDIRT e de cada um dos eixos que o constituem.</p> <p>Apoiar os processos de participação do público.</p> <p>Fornecer informação sobre a Rede Nacional de Áreas Protegidas e Áreas da Rede Natura 2000 nomeadamente ao nível do estado de conservação das áreas classificadas e da existência de Planos de Ordenamento e/ou de outras figuras de gestão do território nessas áreas</p> <p>Articular com a REN, SA a estratégia de implantação da RNT nas áreas sob a sua jurisdição.</p>
<b>CCDR</b>	<p>Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento do território regional, incorporando e compatibilizando permanentemente as propostas / condicionantes de outros planos com incidência no seu território</p> <p>Fomentar e apoiar os processos de participação pública.</p> <p>Colaborar com a REN na identificação de soluções de implementação do PDIRT ajustadas aos interesses regionais mas conciliadoras com os objectivos do PDIRT</p>



Entidades	Acção
<b>Câmaras Municipais</b>	<p>Manter actualizadas as perspectivas de desenvolvimento do território municipal, incorporando e compatibilizando permanentemente as propostas / condicionantes de outros planos com incidência no seu território</p> <p>Articular e negociar com a REN, SA as propostas para a RNT e incluir nas propostas de desenvolvimento municipal os espaços canais ou corredores orientativos necessários à concretização das estratégias da REN, SA.</p> <p>Fomentar e apoiar os processos de participação pública.</p>
<b>ONGA's</b>	<p>Acompanhar a monitorização do PDIRT.</p> <p>Colaborar em parcerias com a REN para a apreciação de impactes e tomada de acções preventivas e de mitigação.</p> <p>Participar nos processos de consulta pública.</p>
<b>População em geral</b>	<p>Participar atempadamente nos processos de decisão, nomeadamente em sede própria, no decorrer dos processos de AIA.</p>

Lisboa, 8 de Março de 2013



O Conselho de Administração da REN-Rede Eléctrica Nacional, SA

**Página em Branco**

# **Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Receção de Potência nos nós da Rede Nacional de Transporte**

**Página em Branco**



**INESC TEC**  
TECNOLOGIA E CIÊNCIA  
LABORATÓRIO ASSOCIADO



# RECEP

Desenvolvimento, Teste de  
Metodologias e Cálculo para a  
Determinação da Capacidade de  
Receção de Potência nos Nós da Rede  
Nacional de Transporte

RELATÓRIO FINAL

---

INESC TEC  
Dezembro de 2014

# 1. Introdução

Este documento corresponde ao Relatório Final previsto no contrato estabelecido entre a REN e o INESC Porto relativo ao Desenvolvimento, Teste de Metodologias e Cálculo para a Capacidade de Receção de Potência nos Nós da Rede Nacional de Transporte. Neste relatório são descritas diversas metodologias para determinação das capacidades de receção de potência na Rede Nacional de Transporte. As metodologias referidas são baseadas na matriz de transferência de carga, em fatores de repartição da capacidade das linhas e em procedimentos de otimização.

Após esta introdução, a Secção 2 descreve um procedimento para calcular de forma sistemática os valores dos fatores de distribuição que permitem, em seguida, calcular as capacidades nodais de receção. A metodologia descrita nesta secção permite obter resultados que correspondem aos que são disponibilizados pela função SPIL do PSS/E.

Em seguida, na Secção 3 são apresentadas quatro metodologias baseadas em fatores de simultaneidade (designadas por S1, S2, S3 e S4), sendo qualquer delas apropriada para calcular o valor das capacidades nodais de receção.

Por sua vez, na Secção 4 são descritas três metodologias baseadas na resolução de problemas de otimização (designadas por O1, O2 e O3) que podem ser adotadas se se pretender maximizar a capacidade global de receção. A metodologia O1 introduz algumas alterações na metodologia base de modo a melhor aproveitar a capacidade dos ramos da rede tendo em vista o aumento da capacidade nodal de receção. No segundo caso, O2, o problema de determinação da capacidade de receção nodal de nova produção foi formulado como um problema de otimização linear que pretende sistematizar e generalizar a metodologia de cálculo das capacidades nodais de receção de potência. Por fim, a terceira metodologia, O3, introduz modificações na função objetivo do problema de otimização utilizado na metodologia O2, de modo a reduzir a possibilidade de obter capacidades nodais muito elevadas em alguns nós e reduzidas noutros.

Tendo em conta estas diferentes formulações, foi desenvolvida uma aplicação computacional que traduz estas diferentes metodologias. Em seguida, esta aplicação computacional foi utilizada para obter resultados para as capacidades nodais de receção de potência considerando condições previsionais de exploração da Rede Nacional de Transporte para um determinado horizonte temporal traduzidas em 21 cenários de exploração especificados pela REN. Os resultados obtidos são apresentados na Secção 5 deste documento.

## **Metodologia de previsão da evolução do consumo**

## 1 METODOLOGIA DE PREVISÃO

A previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida baseia-se, no longo prazo, na previsão do consumo final de eletricidade por sectores de consumo.

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida pelos diversos agentes em Portugal Continental e inclui, não só a eletricidade fornecida através da rede pública, como também os denominados autoconsumos - produção particular de eletricidade para abastecimento próprio.

No entanto, para efeitos de estudo da expansão do sistema electroprodutor, a informação que é realmente relevante é o consumo referido à produção líquida (ou emissão), sendo por isso necessário converter a previsão do consumo final de eletricidade em consumo de eletricidade referido à produção líquida, através da seguinte expressão:

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

A previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial.

Para todo o período de previsão, foram incluídos os efeitos previstos sobre o consumo final de eletricidade:

- da implementação de novas medidas de eficiência energética definidas pelo Governo no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) (RCM 20/2013, de 28 de fevereiro) e
- I. da penetração esperada de veículos elétricos (VE) no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros e comerciais ligeiros, autocarros e motociclos, definida no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) (RCM 20/2013, de 28 de fevereiro).

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



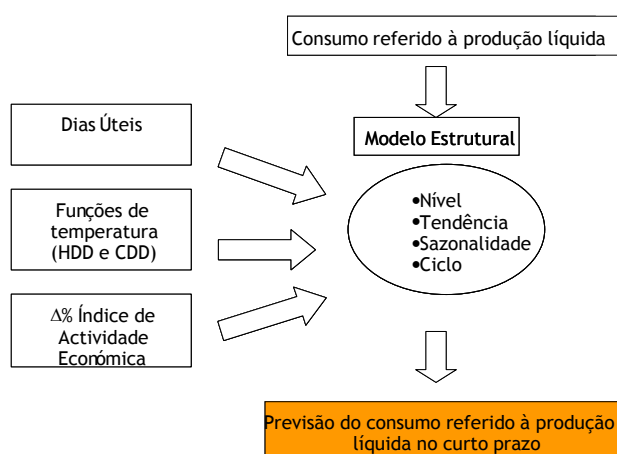
## PREVISÃO DE CURTO PRAZO

No curto prazo, o método de previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida assenta num modelo estrutural de base mensal, onde são introduzidas variáveis explicativas que determinam o efeito de calendário, o efeito da temperatura atmosférica e o efeito da atividade económica sobre o consumo de eletricidade.

Os modelos estruturais são modelos adaptativos que decompõem as variáveis a prever, nas suas principais componentes: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. Permitem avaliar a evolução de comportamento de cada uma destas componentes ao longo do período histórico e utilizar para previsão apenas a informação obtida nos períodos mais recentes.

Na Figura 1 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

FIGURA 1 - ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO



O conceito de consumo de eletricidade corrigido da temperatura e do número de dias úteis consiste na estimação do valor do consumo para uma situação sem desvios de temperatura e do número de dias úteis em relação aos respetivos valores médios. Esta correção resulta da verificação de que determinados desvios nestas duas variáveis, em relação ao que seria normal, dão origem a desvios no consumo de eletricidade. Por uma questão de precisão e coerência das previsões, optou-se por tomar como base o consumo corrigido do efeito de temperatura e do número de dias úteis.

O consumo final de eletricidade no curto prazo, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

## PREVISÃO DE LONGO PRAZO

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

Tal como na Previsão de Curto Prazo, também aqui a previsão do consumo final de eletricidade é dividida em três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Foram testadas outras abordagens, mais ou menos desagregadas, tendo-se concluído que a divisão do consumo nestes sectores apresenta resultados mais consistentes.

As previsões realizadas utilizam como ‘input’ as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta a evolução esperada da economia (ver Anexo 2). As previsões da procura de eletricidade são desenvolvidas, considerando, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, combinada com diferentes cenários de crescimento económico. Com as previsões resultantes deste estudo não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos.

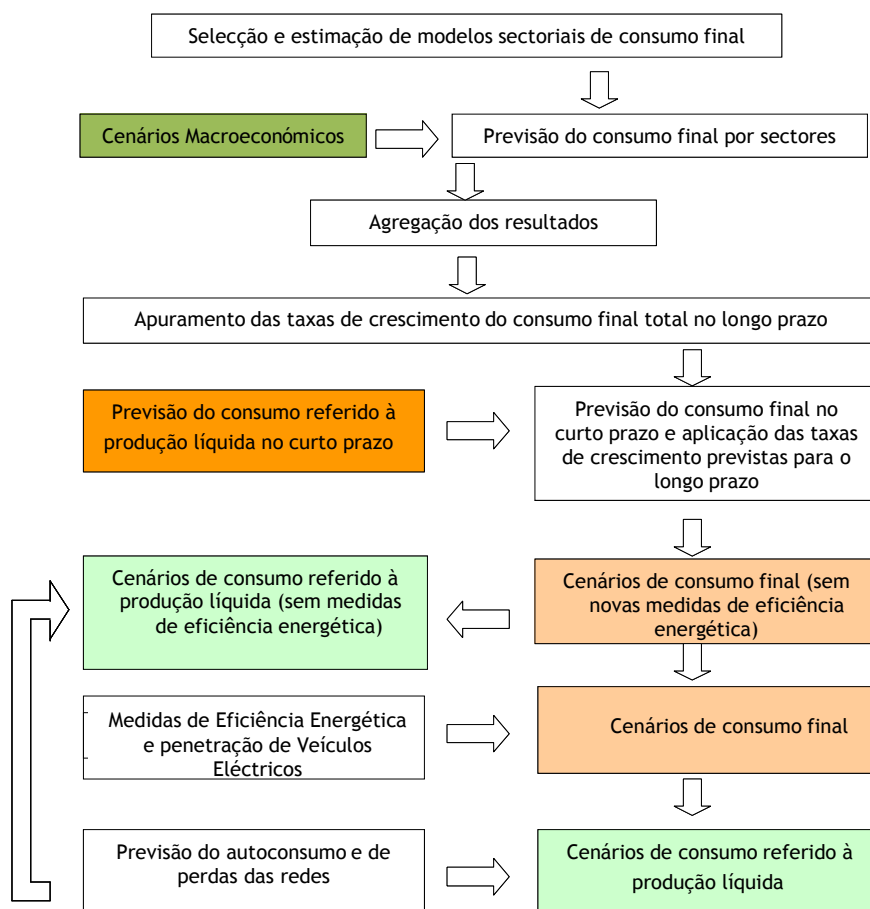
As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final, até à previsão do consumo referido à produção líquida sem e com medidas de eficiência energética, encontram-se sistematizadas na Figura 2.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão que resultaram no aprofundamento:

- das técnicas econométricas lineares - com a implementação de Modelos de Correção de Erros (MCE), estudo de cointegração e abordagem vetorial
- dos modelos econométricos com tendência não linear e
- dos modelos estruturais.

A metodologia que produziu melhores resultados foi a dos modelos estruturais.

FIGURA 2 - ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO



## MODELOS ESTRUTURAIS

### Modelos estruturais univariados

Neste tipo de modelos uma série temporal pode ser decomposta em diversas componentes tipificadas: nível, tendência e sazonalidade. À exceção da componente de nível, as restantes componentes podem ou não estar presentes. Generalizando, o modelo estrutural básico pode ser definido como:

$$Y_t = \mu_t + \gamma_t + \varepsilon_t \quad (2)$$

em que

$$\mu_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (3)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t \quad (4)$$

e

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

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.

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 variáveis ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS.

Outra vantagem face ao OLS é que não é necessário testar a ordem de integração das variáveis envolvidas. Se se partir de um modelo geral em que se admita a variabilidade temporal de todos os coeficientes e parâmetros não se corre o risco de obter regressões espúrias uma vez que tal só acontece quando se impõe ao modelo que alguns ou todos os componentes (nível, tendência, sazonalidade e coeficientes) sejam fixos ao longo da amostra quando a sua não imposição seria mais acertada.

## MODELOS ECONOMÉTRICOS SECTORIAIS ESTIMADOS

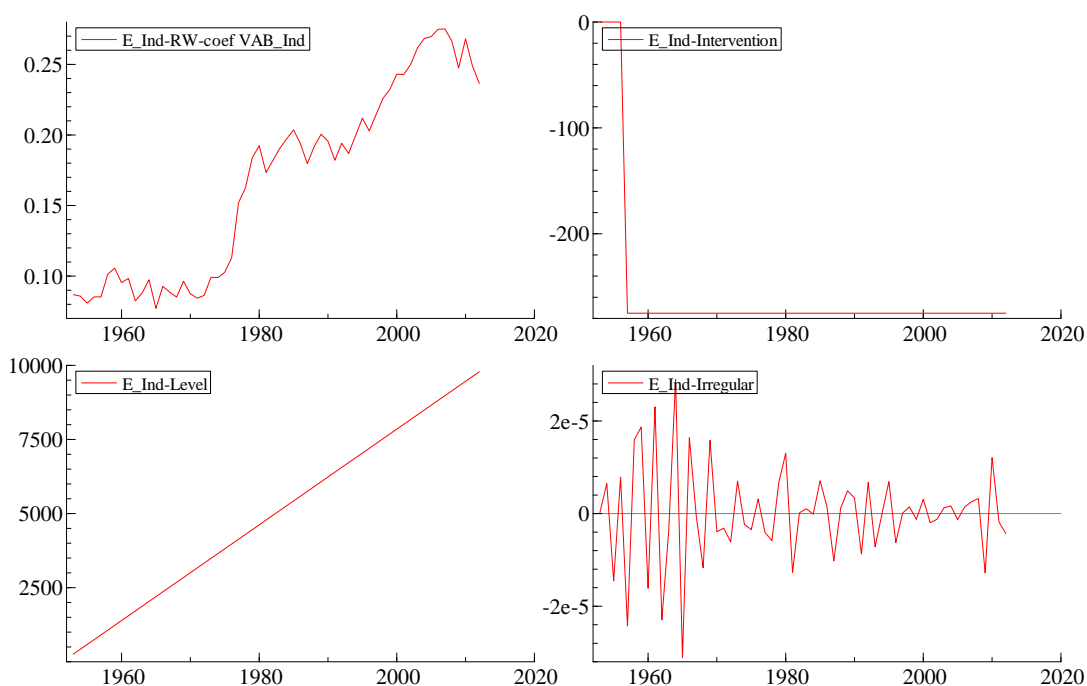
Após análise da performance preditiva dos diversos modelos estimados, concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais, cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

### SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

Para a previsão do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, procedeu-se à estimação do modelo estrutural com uma componente nível do tipo estocástico e uma componente declive do tipo determinístico, configurando o que na literatura se denomina de processo de nível local com declive fixo. Além destas componentes, considerou-se a variável explicativa VAB da Indústria para explicar a evolução da procura no sector da Indústria e Agricultura. Associada a esta variável assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Para além da variável VAB foram incluídas variáveis tipo *dummy* para descontar o efeito de quebras na série da procura não explicadas pelo VAB. Mais concretamente, detetaram-se alterações no nível da série em 1957 e 1977, bem como um *outlier* em 2009.

FIGURA 3 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

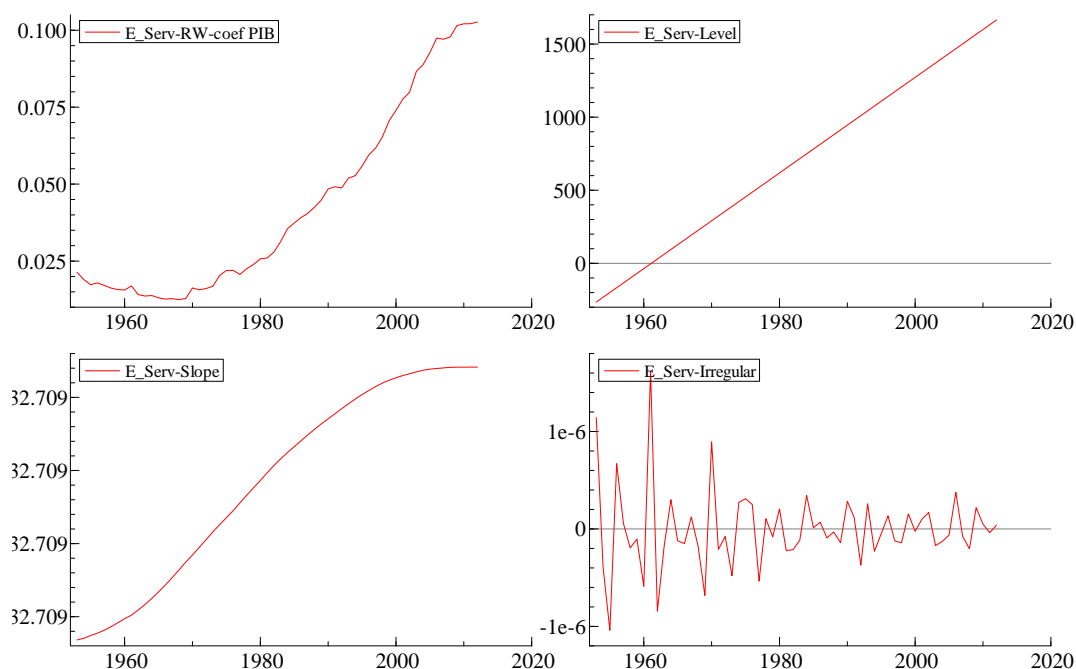


## SECTOR TERCIÁRIO

No sector Terciário procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo todas as componentes como sendo do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo localmente linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa PIB para explicar a evolução da procura no sector e, associada a esta variável, assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Detetaram-se alterações no nível da série em 1991 e 2003, pelo que foram introduzidas variáveis *dummy* do tipo degrau nestes anos. O coeficiente associado a PIB é do tipo estocástico e apresenta um valor uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95 %.

FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO



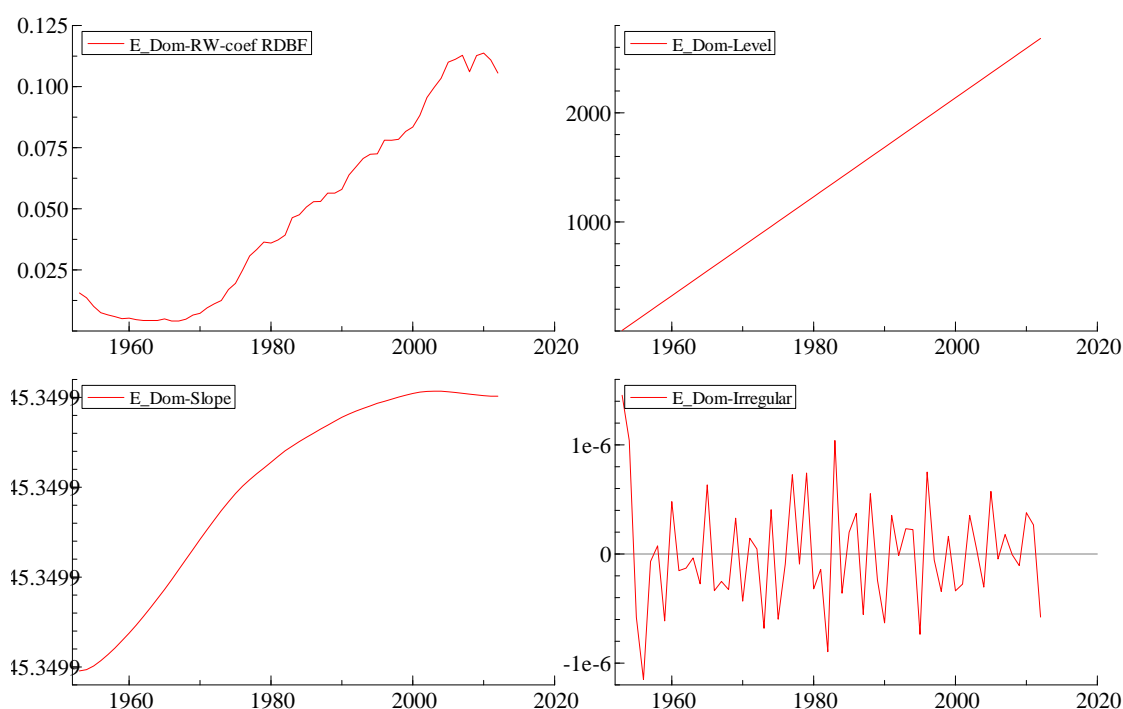
## SECTOR RESIDENCIAL

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo à semelhança do que aconteceu no sector Terciário, todas as componentes sejam do tipo estocástico. O coeficiente

associado a RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95 %.

Foi incluída uma variável *dummy* do tipo impulso para entrar em linha de conta com a observação anormal de 2008.

**FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL**



## MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2014 em diante.

O PNAEE é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. O plano é orientado para a gestão da procura energética, conforme resulta da Diretiva n.º 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos.

Não foi possível aferir as poupanças esperadas desagregadas por sectores de consumo, pelo que a quantificação do impacto das medidas de eficiência energética, sobre o consumo final de eletricidade, apenas se efetua em termos globais e não sectoriais.

Pressupondo o cumprimento na íntegra do objetivo do PNAEE para o sector elétrico, assume-se uma poupança anual de eletricidade resultante de novas medidas de eficiência<sup>12</sup> inseridas nesse plano, a implementar a partir de 2014 até ao horizonte 2020.

De 2020 em diante assumem-se as poupanças previstas nos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC) promovidos pela ERSE, à exceção do PPEC 2013-2014 para o qual não foi possível obter informação sobre o consumo anual evitado.

## PENETRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Para este estudo foi considerada a utilização do veículo elétrico (VE) no parque automóvel nos segmentos de ligeiros de passageiros e comerciais ligeiros, autocarros e motociclos de acordo com as seguintes hipóteses de base:

- Até 2020 assume-se, em cada segmento, o número de veículos elétricos previsto no PNAER, de acordo com informação disponibilizada pela DGEG;
- A partir de 2020 considera-se que a evolução do parque automóvel assenta numa taxa média de crescimento anual de 1 % no cenário Superior, 0,6 % no cenário Central e 0,35 % no cenário Inferior, em consonância com o respetivo cenário macroeconómico considerado;
- Assume-se que o consumo unitário em cada segmento evolui da seguinte forma:
  - Veículos ligeiros: 1 440 kWh/carro até 2020. De 2020 a 2030 assume-se uma evolução decrescente de 1 440 kWh/carro a 1 260 kWh/carro.
  - Motociclos: 480 kWh/motociclo até 2020. De 2020 a 2030 assume-se um decréscimo no consumo unitário de 480 kWh/motociclo a 360 kWh/motociclo.
  - Autocarros: 14 400 kWh/autocarro até 2020. De 2020 a 2030 assume-se um decréscimo no consumo unitário de 14 400 kWh/autocarro a 12 000 kWh/autocarro.

<sup>12</sup> Informação disponibilizada pela Direcção Geral de Energia e Geologia.



# **Eficiência Energética e ‘*Eco-Design*’ de Transformadores**

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

Com efeito, na persecução dos objetivos ambientais traçados e tendo em consideração que os produtos relacionados com o consumo de energia são responsáveis por uma grande parte do consumo de recursos naturais e de energia na Comunidade, foi aprovada a referida regulamentação.

Como base prévia à elaboração do documento, a Comissão realizou um estudo preparatório para analisar os aspetos ambientais e económicos relacionados com os transformadores. O estudo mostrou que a energia na fase de utilização é o aspeto ambiental mais significativo que pode ser abordado através da conceção dos produtos. Assim, o presente regulamento estabelece requisitos de conceção ecológica de transformadores de potência, com uma potência mínima de 1 kVA, utilizados em redes de transporte e distribuição de eletricidade de 50 Hz ou destinados a aplicações industriais, tendo em vista assegurar uma melhor eficiência energética, particularmente durante a utilização os equipamentos.

O Regulamento (EU) N° 548/2014 estabelece requisitos mínimos de eficiência para os transformadores tendo por base o Índice de Eficiência de Pico (IEP), uma medida que relaciona a potência aparente transmitida de um transformador menos as perdas elétricas e a potência aparente transmitida do transformador, refletindo portanto a eficiência energética do processo de transformação.

O Regulamento considera uma implementação em duas fases: Fase 1, com início em 1 de julho 2015 e Fase 2, com início em 1 de julho de 2021, com valores do IEP distintos e mais restritivos. Tomando como referência os transformadores de potência nominal superior a 100MVA, imersos em líquido - situação representativa da totalidade do parque de transformação da RNT - os valores do índice de eficiência a considerar são os seguintes: Fase 1: IEP > 99,737 % e Fase 2: IEP > 99,770 %.

Apesar de significativo na sua essência, prevê-se que a aplicação do presente Regulamento venha a ter um impacto muito reduzido em termos dos custos com o investimento em transformação na RNT, particularmente durante a Fase 1, uma vez que, tendo em consideração o histórico das mais recentes aquisições de unidades de transformação, os atuais índices de eficiência das máquinas dos fornecedores qualificados da RNT estão, na generalidade, dentro da gama dos novos valores regulamentares. Na Fase 2, dado o valor mais restritivo do IEP, admite-se que possa haver alguma afetação em termos dos custos de investimento, contudo, dado o evoluir do estado da arte e a melhoria dos processos, considera-se que o impacto deverá ter um carácter marginal.

# **Estudo de Estabilidade Transitória e de Controle de Tensão da RNT no Horizonte 2014**

**Página em Branco**



**INESCPORTO**<sup>®</sup>  
INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS  
E COMPUTADORES DO PORTO  
LABORATÓRIO ASSOCIADO

# ***ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014***

***– Relatório da Fase 1 –***

***(Recolha de Informação e decisão de continuidade)***

## **COORDENAÇÃO**

*João Abel Peças Lopes  
Carlos Monteiro Moreira*

## **AUTORES**

*Maria Helena Vasconcelos  
Luis Rouco Rodríguez  
Carlos Monteiro Moreira  
Bernardo Silva  
Yannick Phulpin  
Lukas Sigrist*

**PORTO, 5 DE DEZEMBRO DE 2011**



## SUMÁRIO EXECUTIVO

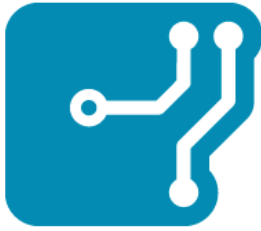
O problema de garantia de segurança e de estabilidade da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como a necessidade de proporcionar condições para a ligação de novos centros electroprodutores eólicos pode ser assegurado recorrendo à instalação de aerogeradores com requisitos especiais, que garantam a sua sobrevivência a cavas de tensão, podendo ser complementado recorrendo a soluções externas a esses centros electroprodutores, nomeadamente mediante a integração na RNT de equipamentos do tipo FACTS (*Flexible AC Transmission System*). Para além de outras aplicações, estes equipamentos são utilizados para efeitos de suporte de tensão na sequência de defeitos que possam ocorrer na RNT, contribuindo desta forma para a redução da potência eólica que pode ter que ser desligada por acção das protecções de mínimo de tensão, tendo como resultado uma melhoria das condições de estabilidade da rede.

Assim sendo, o presente documento começa por apresentar no Capítulo 2 uma breve caracterização tecnológica dos dispositivos FACTS com potencial aplicação no âmbito do problema anteriormente descrito, nomeadamente *Static Var Compensators* (SVC) e *Static Synchronous Compensators* (STATCOM). Seguidamente à caracterização tecnológica dos equipamentos apresenta-se uma breve caracterização das características operacionais deste tipo de dispositivos, tanto em regime normal (nomeadamente no que se refere à capacidade de controlo dinâmico de potência reactiva/controlo de tensão) como em regime dinâmico. Procedeu-se ainda a identificação e análise de exemplos de aplicações concretas com especial relevo para a identificação de factores de custo de instalação e de benefício a ter em consideração para avaliar as tecnologias identificadas.

O Capítulo 3 apresenta um levantamento exaustivo de modelos de simulação adequados à representação do comportamento das tecnologias FACTS consideradas, nomeadamente no que se refere à capacidade de suporte de tensão na sequência de perturbações na rede. Numa primeira etapa foram identificados modelos mais detalhados para representação do comportamento dinâmico deste tipo de dispositivos, procedendo-se à avaliação do seu comportamento em pequenas redes de teste em ambiente *Matlab/Simulink*. Seguidamente, e tendo em consideração os modelos de simulação deste tipo de dispositivos disponíveis no ambiente de simulação *PSS/E* procedeu-se a uma comparação detalhada das suas características de operação/controlo com as que são proporcionadas pelos modelos mais detalhados, tendo por base as referidas redes de teste em ambiente *Matlab/Simulink*. No âmbito do estudo de modelização das tecnologias foi dada especial atenção à parametrização dos modelos de simulação, bem como à compreensão e caracterização das suas características operacionais, tendo em conta o problema do suporte a cavas de tensão. O estudo de modelização permitiu determinar a adopção de modelos existentes nas bibliotecas do *PSS/E*, procedendo-se de seguida à avaliação das suas características de resposta mediante a integração de dispositivos em nós da RNT e simulação de defeitos que ilustram o seu contributo para a melhoria de comportamento da rede no que respeita ao suporte de tensão na sequência de curto-circuitos.

O Capítulo 4 apresenta as principais conclusões do estudo. De uma forma geral, o estudo apresentado neste documento permitiu identificar as tecnologias FACTS disponíveis no mercado que apresentam características adequadas para evitar a saída de serviço massiva de parques eólicos devido à actuação das suas protecções de mínimo de tensão e, desta forma, evitar a perda de estabilidade e o consequente colapso do sistema, na sequência de curto-circuitos ocorridos na rede. Paralelamente foi possível identificar e validar um conjunto alargado de modelos com características adequadas à simulação do comportamento dinâmico deste tipo de dispositivos. Perante os estudos preliminares desenvolvidos sobre a RNT, foi possível constatar que a instalação dos dispositivos FACTS terá especial contribuição para os parques eólicos que não estão equipados com aerogeradores com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, na medida em que irão contribuir para que os valores das tensões terminais dos aerogeradores fiquem acima do limiar de actuação dos relés de mínimo de tensão. Verificou-se dos estudos efectuados que os dispositivos do tipo STATCOM são os que apresentam a característica de resposta mais adequada, tendo em vista o suporte de tensão à rede na sequência de curto-circuitos.





**INESCTEC**

TECNOLOGIA E CIÊNCIA  
| LABORATÓRIO ASSOCIADO

COORDENADO POR  
**INESCPORTO**

# ***ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014***

***– Relatório da Fase 2 –***

***(Metodologia, Cenários e Critérios para as Simulações)***

## **COORDENAÇÃO**

*João Abel Peças Lopes  
Carlos Monteiro Moreira*

## **AUTORES**

*Carlos Monteiro Moreira  
Pedro Barbeiro  
Bernardo Silva*

**PORTO, 16 DE MARÇO DE 2012**



## SUMÁRIO EXECUTIVO

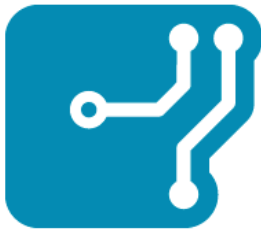
A integração progressiva de geração eólica nas redes elétricas tem vindo a exigir uma constante atualização dos requisitos técnicos requeridos aos centros electroprodutores eólicos por parte dos operadores do sistema de forma a garantir os elevados níveis de segurança que devem caracterizar o funcionamento do sistema de energia. De entre os requisitos técnicos que os centros electroprodutores eólicos têm de cumprir, destaca-se o que envolve a capacidade de os geradores eólicos sobreviverem a cavas de tensão resultantes de curto-circuitos na rede elétrica. Adicionalmente, os centros electroprodutores eólicos deverão ter capacidade para injetar corrente reativa na rede durante o período de defeito, tendo por objetivo proporcionar suporte de tensão à rede. Saliente-se, no entanto, que os centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas mais antigas não cumprem estes requisitos, tendendo a ser desligados na sequência de cavas de tensão não muito pronunciadas (tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,85 p.u.). Por outro lado, mesmo no caso de centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas adequadas aos requisitos impostos, a ocorrência de cavas de tensão muito pronunciadas (tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,20 p.u.) conduzirá à sua saída de serviço.

Em resumo, a ocorrência de um curto-circuito em determinados locais da Rede Nacional de Transporte (RNT) pode levar a que uma parte significativa da geração eólica possa ser desligada por não suportar o correspondente afundamento de tensão durante a permanência do defeito. Assim sendo, pretende-se, através do dimensionamento e localização criteriosos de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), proporcionar suporte de tensão à rede para que, durante a ocorrência de defeitos, uma parte da geração eólica que iria sair de serviço devido à atuação das proteções de mínimo de tensão, no limiar da sua capacidade de resistência às cavas de tensão, se mantenha ligada.

No sentido de se proceder ao correto dimensionamento e localização dos dispositivos FACTS a instalar na RNT, o presente documento apresenta no Capítulo 2 a conceptualização de uma metodologia que permitirá concretizar o objetivo referido. A metodologia que é proposta evidencia a preocupação com as vertentes técnica e económica inerentes à futura implementação da solução que venha a ser identificada, bem como com a garantia de robustez da mesma, quer ao nível da adequação do parque electroprodutor eólico, quer em relação às possíveis perturbações que possam ocorrer sobre a RNT. Neste contexto, a metodologia proposta consiste na identificação de um conjunto limitado de cenários de rede considerados como mais severos, para os quais se procede, individualmente, ao dimensionamento de soluções (uma para cada nível de adequação do parque electroprodutor eólico) que minimize o custo e seja satisfatória para um determinado conjunto de perturbações. Numa fase posterior, o estudo será alargado a um conjunto mais abrangente de cenários, tendo por objetivo a garantia de robustez da solução.

Depois de apresentada a metodologia de dimensionamento, o Capítulo 3 apresenta os cenários de rede e de injeção de potência eólica, perturbações a considerar e condições de aceitação das soluções a serem considerados no âmbito do estudo. No que respeita à produção eólica, é feita uma

caracterização exaustiva do respetivo parque electroprodutor, bem como dos níveis de adequação a considerar no estudo. Adicionalmente, os aspetos relativos à modelização da produção eólica para efeitos do estudo do comportamento em regime dinâmico da RNT são tidos em consideração e posteriormente detalhados no Anexo A. Neste Capítulo é ainda apresentado um estudo preliminar que permitiu caraterizar os diversos cenários de rede em termos de perda potencial de produção eólica para várias localizações de defeitos, bem como relativamente a alguns aspetos relativos à estabilidade de grupos síncronos. A partir desse estudo preliminar foi possível selecionar um conjunto de dois cenários de rede considerados mais severos tendo em vista um dimensionamento e localização inicial de FACTS a efetuar. Para cada um dos cenários mais severos, procedeu-se ainda à seleção de uma lista limitada de 10 locais para simulação de perturbações para efeitos de aferição da robustez da solução. Para o dimensionamento inicial da solução sobre cada um dos cenários de rede mais severos, foram ainda selecionadas duas listas reduzidas de 4 locais para simulação de perturbações (a partir das listas limitadas de 10 locais para simulação de perturbações).



**INESC TEC**  
TECNOLOGIA E CIÊNCIA  
| LABORATÓRIO ASSOCIADO

COORDENADO POR  
**INESC PORTO**

# ***ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA E DE CONTROLO DE TENSÃO DA RNT NO HORIZONTE 2014***

***– Relatório da Fase 3 –***

***(Simulações e dimensionamento da solução)***

## **COORDENAÇÃO**

*João Abel Peças Lopes  
Carlos Monteiro Moreira*

## **AUTORES**

*Pedro Barbeiro  
Henrique Teixeira  
Hrvoje Keko  
Carlos Monteiro Moreira  
Bernardo Silva*

**PORTO, 16 DE NOVEMBRO DE 2012**



## SUMÁRIO EXECUTIVO

A Rede Nacional de Transporte (RNT) tem vindo a ser confrontada nos últimos anos com uma integração progressiva de geração eólica, tendência que se prevê manter para o futuro próximo. Este crescimento motivou a definição de mecanismos regulamentares específicos que definem os requisitos técnicos que os novos centros electroprodutores eólicos devem cumprir para efeitos da sua ligação à rede. De entre os vários requisitos técnicos que os centros electroprodutores eólicos têm de cumprir, destaca-se o que envolve a capacidade de os geradores eólicos sobreviverem a cavas de tensão, bem como a capacidade de injetar corrente reativa com o objetivo de proporcionar suporte de tensão à rede durante as referidas cavas de tensão. Estas regras foram consignadas no concurso de atribuição de produção eólica lançado em 2005 e posteriormente no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e no Regulamento da Rede de Distribuição, cuja entrada em vigor ocorreu em meados de 2010. Do ponto de vista prático, o facto de o novo RRT ter entrado em vigor numa fase tardia conduziu a que quantidades significativas de geração eólica fossem ligadas à rede sem o cumprimento dessas exigências. Deste modo, a percentagem de geração eólica a não cumprir os requisitos técnicos de segurança e estabilidade apresenta atualmente uma preponderância significativa, pese embora o esforço contínuo para promover a adaptação de alguns centros electroprodutores eólicos às novas condições regulamentares.

No seguimento desta ordem de ideias, a ocorrência de defeitos em determinados locais da RNT pode conduzir a que uma parte significativa da geração eólica possa ser desligada por não suportar o correspondente afundamento de tensão durante a permanência do defeito. Em determinadas situações poderão efetivamente ocorrer violações de vários critérios de segurança estabelecidos no atual RRT, nomeadamente o que diz respeito ao disparo máximo simultâneo de geração na área de controlo relativa a Portugal, o qual nunca deverá ultrapassar 2000 MW. Assim sendo, pretende-se, através do dimensionamento e localização criteriosos de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System), proporcionar suporte de tensão à rede para que, durante a ocorrência de defeitos, uma parte da geração eólica que iria sair de serviço devido à atuação das proteções de mínimo de tensão, no limiar da sua capacidade de resistência às cavas de tensão, se mantenha ligada. Noutra vertente do funcionamento da RNT e sistema gerador, verifica-se a possibilidade da diminuição significativa da capacidade de compensação síncrona em regimes permanentes de funcionamento da rede. Nomeadamente quando estes regimes são caracterizados por uma produção do parque térmico e hídrico português com significativa importação de energia, existe a necessidade de recursos adicionais para controlar a tensão em determinados barramentos da RNT.

Dando sequência ao trabalho realizado nas fases anteriores do projeto, o presente documento aborda os estudos relativos à terceira e última fase e que correspondem, em traços gerais, à concretização da metodologia desenvolvida no âmbito da Fase 2, tendo em vista dar resposta aos objetivos preconizados para o projeto. Assim, no Capítulo 2 realiza-se a apresentação detalhada das principais etapas que compõem a metodologia seguida para o dimensionamento e localização de dispositivos FACTS na RNT, a qual foi objeto de ajuste relativamente ao que fora inicialmente previsto no âmbito da execução da Fase 2 do projeto. As alterações efetuadas permitiram identificar

dois mecanismos para efeitos de dimensionamento da solução e foram orientadas no sentido de aumentar a eficiência de todo o processo metodológico e de simultaneamente oferecer a possibilidade de definir um conjunto de soluções robustas que habilitem o Operador da Rede de Transporte (ORT) no contornamento de eventuais restrições físicas associadas à sua implementação no terreno. Desta forma, a metodologia proposta evidencia de forma clara preocupações com as vertentes técnicas e económicas inerentes à futura implementação das soluções identificadas, bem como com a garantia de robustez das mesmas.

Depois de detalhado o procedimento metodológico adotado, o Capítulo 3 apresenta os principais resultados alcançados. Neste sentido importa destacar a caracterização exaustiva do regime de comportamento dinâmico da RNT no seguimento de diversos tipos de falhas eliminadas em segundo nível de atuação das proteções, e tendo em conta as localizações de defeitos que foram identificadas no âmbito da segunda fase do projeto. Estes resultados permitiram identificar claramente as perturbações mais severas face aos critérios de segurança regulamentados, as quais foram utilizadas num processo subsequente para efeitos de dimensionamento das soluções, sendo as restantes perturbações utilizadas para efeitos de validação da solução. Relativamente a este aspeto, apresenta-se primeiramente uma avaliação das localizações com maior potencial para a instalação dos dispositivos FACTS de acordo com o conjunto de procedimentos metodológicos adotados. De seguida, procede-se à caracterização das soluções de dimensionamento e localização de dispositivos FACTS que foram obtidos mediante os dois mecanismos utilizados para o dimensionamento, tendo-se definido um conjunto de 5 soluções, robustas para todos os cenários de rede e perturbações definidos para estudo. As soluções encontram-se caracterizadas em termos de potência nominal e localização para os diferentes dispositivos dimensionados. A avaliação do impacto técnico das soluções sobre a RNT, especialmente no que respeita ao benefício resultante da sua utilização para efeitos da redução do volume de disparo de produção eólica, foi realizada posteriormente. Segue-se uma avaliação técnico-económica no sentido de apurar as soluções que apresentam viabilidade para serem implementadas no terreno. No que diz respeito ao controlo de tensão em regime permanente estudou-se, para pontos da RNT situados eletricamente próximos aos dispositivos previamente dimensionados, a banda adicional de controlo de tensão proporcionada pelas soluções consideradas técnicas e economicamente viáveis.

Por fim, apresentam-se resultados relativos a um conjunto de estudos complementares aos que inicialmente foram definidos nos termos de referência do projeto mas que se consideraram de extrema importância para atingir os objetivos propostos. De uma forma geral, os estudos realizados consistiram na estimação do volume de disparo de eólica com eliminação de defeitos em 1º nível, evidenciando que esse disparo ocorre nos momentos subsequentes ao defeito, e justificado por isso a necessidade das soluções dimensionadas mesmo neste tipo de eventos. Foram realizados estudos em moldes semelhantes aos realizados para os restantes cenários de exploração sobre um Cenário Vazio Seco de Verão com eólica a 80% e com exportação. Este estudo adicional pretendeu aferir o comportamento dinâmico da RNT em situação de falha, bem como a necessidade de ser dimensionada uma solução específica para este tipo de cenários. Finalmente, e no sentido de demonstrar a importância do grau de adequação do parque electroprodutor eólico, foi realizado um estudo em que se determinou o limite mínimo de adequação do parque electroprodutor eólico que



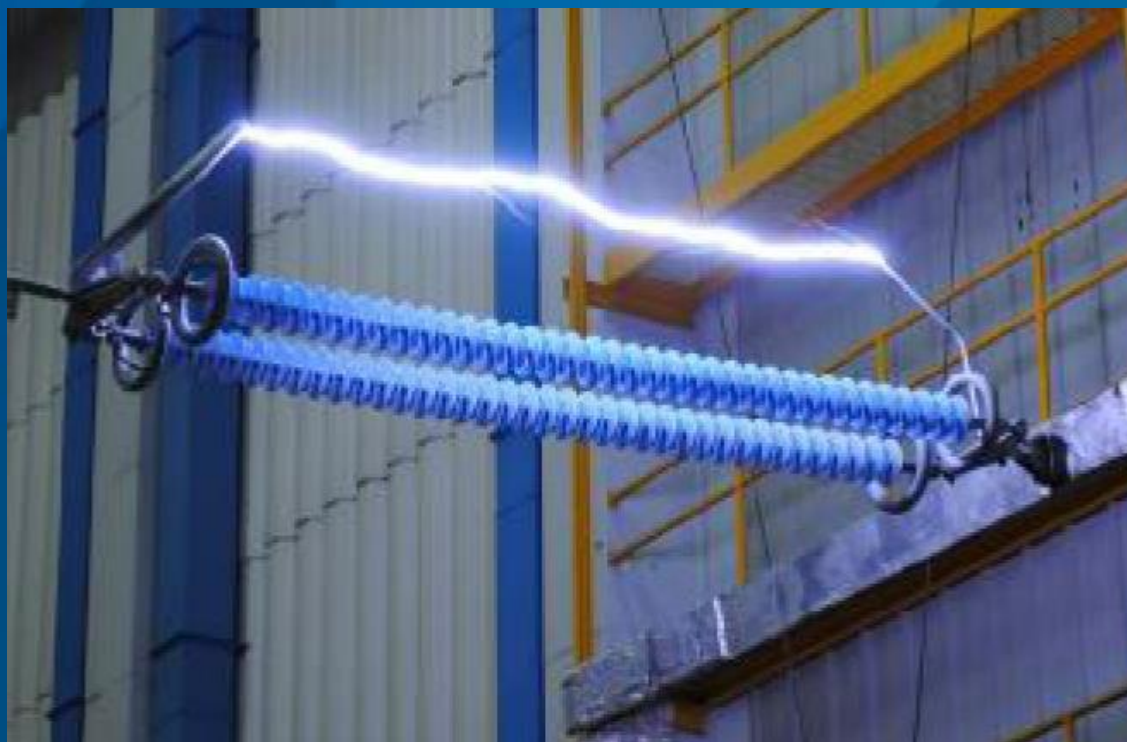
inviabiliza a necessidade de instalação de STATCOM para garantia de segurança da RNT, considerando todos os cenários de rede e perturbações estudadas ao longo do projeto.

**Página em Branco**

# Revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da RNT

**Página em Branco**

# GUIA DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DA RNT



ACTUALIZAÇÃO

2013



## Sumário Executivo

O presente documento resulta da revisão do “Guia de Coordenação de Isolamento para a Rede PTI – EDP”, editado pela então Direção de Produção e Transporte da EDP em 1985, num momento em que diversas das matérias abordadas se encontravam já em grande evolução, bem como dos critérios de coordenação de isolamento associados.

Dado o grande volume e complexidade das matérias e tarefas envolvidas neste trabalho, foi decidido adjudicar o mesmo à empresa LABELEC do Grupo EDP, tendo em conta o seu saber e experiência, para dar resposta à diversidade de matérias a tratar nesta revisão do guia. Para se proceder a esta revisão foi criado um grupo de trabalho interno à REN (GT-REN) bem como um Grupo de Acompanhamento.

À semelhança do documento anterior, o presente “Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) ” pretende estabelecer um conjunto de critérios orientadores do projeto e os requisitos dos equipamentos MAT e AT, no âmbito da coordenação de isolamento.

O trabalho de revisão do “Guia de Coordenação de Isolamento da RNT” contemplou três fases distintas:

- A primeira fase correspondeu ao levantamento do estado da arte;
- A segunda fase visou a integração das novas tecnologias utilizadas na RNT com a criação de critérios de coordenação de isolamento para as mesmas. A realização destas tarefas por parte da LABELEC conduziu à elaboração de 14 relatórios que fazem parte integrante deste Guia, estando mencionados na sua bibliografia e incluídos em CD em anexo.
- A terceira fase consistiu na atualização, com base em normas internacionais e nacionais e nas práticas atuais da RNT, de subcapítulos que não tinham sido revistos na fase 2.

Considera-se que este trabalho de revisão foi extremamente importante para manter o “Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT)” como instrumento normativo e orientador na aplicação, especificação técnica e instalação de equipamentos de MAT e AT, e assim continuar a cumprir o seu papel no bom desempenho da RNT.

Na sequência dos estudos elaborados durante a revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, a REN decidiu adotar novas práticas, com ganhos significativos em termos técnicos e económicos, e ainda com particular impacto na melhoria da



qualidade de serviço da RNT. De entre essas práticas destacam-se, seguidamente aquelas de carácter mais inovador relativamente à prática seguida pela REN até ao presente:

- A remoção das hastes de descarga das travessias dos transformadores de potência desde que devidamente protegidos por descarregadores de sobretensões;
- A instalação de descarregadores de sobretensões nos neutros dos autotransformadores e transformadores de potência sempre que estes não se encontrem diretamente ligados à terra;
- A instalação de descarregadores de sobretensões na entrada dos painéis de linha e a uma distância máxima do disjuntor de linha, em substituição das hastes de descarga na cadeia de amarração ao pórtico, sempre que os disjuntores sejam monocâmara e isolados a SF<sub>6</sub>;
- A instalação de descarregadores de sobretensões em ambos os extremos de um cabo subterrâneo, quando inserido entre troços de uma linha aérea, ou quando este seja inserido entre o troço aéreo da linha e a subestação, desde que o seu comprimento exceda um determinado valor;
- A adoção de uma solução de neutro à terra com filtro harmónico e fecho sincronizado na instalação de baterias de condensadores de MAT;
- A aferição e ajuste da composição das cadeias equipadas com isoladores compósitos para os diferentes níveis de tensão;
- Face aos critérios de dimensionamento propostos nas normas EN 60071-1, EN 60071-2 e EN 50341-1, as distâncias entre dispositivos de protecção para algumas cadeias de isoladores de 150 kV e 220 kV deverão ser objecto de revisão.

Dada a natureza deste documento considera-se que o mesmo deve ser sujeito a revisões periódicas de forma a mantê-lo actualizado face às práticas da REN e aos constantes avanços tecnológicos e normativos. Deste modo, propõe-se que a necessidade de revisão deste documento seja avaliada com uma periodicidade de 5 anos.



## 6. Principais resultados e recomendações

Na sequência dos estudos elaborados durante a revisão do Guia de Coordenação de Isolamento da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, estão criadas condições para que a REN adote novas práticas de coordenação de isolamento, com ganhos significativos em termos técnicos e económicos, e ainda com particular impacto na melhoria da qualidade de serviço da RNT. De entre essas práticas destacam-se seguidamente aquelas de carácter mais inovador relativamente às seguidas até ao presente na RNT:

- A remoção das hastes de descarga das travessias dos transformadores de potência desde que devidamente protegidos por descarregadores de sobretensões;
- A instalação de descarregadores de sobretensões nos neutros dos auto-transformadores e transformadores de potência sempre que estes não se encontrem directamente ligados à terra;
- A instalação de descarregadores de sobretensões na entrada dos painéis de linha e a uma distância máxima do disjuntor de linha, em substituição das hastes de descarga na cadeia de amarração ao pórtico, sempre que os disjuntores sejam monocâmara e isolados a SF<sub>6</sub>;
- A instalação de descarregadores de sobretensões em ambos os extremos de um cabo subterrâneo, quando inserido entre troços de uma linha aérea, ou quando este seja inserido entre o troço aéreo da linha e a subestação, desde que o seu comprimento exceda um determinado valor;
- A adoção de uma solução de neutro à terra com filtro harmónico e fecho sincronizado na instalação de baterias de condensadores de MAT;
- A aferição e ajuste da composição das cadeias equipadas com isoladores compósitos para os diferentes níveis de tensão;
- Face aos critérios de dimensionamento propostos nas normas EN 60071-1, EN 60071-2 e EN 60341-1, as distâncias entre dispositivos de protecção para algumas cadeias de isoladores de 150 kV e 220 kV deverão ser objecto de revisão

Existem ainda outros assuntos tratados ao longo deste Guia que merecem ser realçados como, por exemplo, as atualizações dos valores dos níveis de isolamento dos equipamentos MAT e AT, dos níveis de poluição usados nos projetos, a inclusão do novo tipo de tecnologia de isoladores (compósitos) e a protecção de reactâncias série e de neutro.





Recomenda-se também a realização do estudo que consiste na definição de uma referência para o desempenho de linhas aéreas MAT face a descargas atmosféricas, tendo em conta o binómio custo-benefício e a sua valorização sentida pelos utilizadores da rede, de forma a otimizar-se a coordenação de isolamento das linhas em função dos índices ceráunicos das zonas atravessadas pelas mesmas e das resistividades dos solos (inicialmente previsto na fase 3).

Dada a natureza deste documento considera-se que o mesmo deve ser sujeito a revisões periódicas de forma a mantê-lo actualizado face às práticas da REN e aos constantes avanços tecnológicos e normativos. Deste modo, propõe-se que a necessidade de revisão deste documento seja avaliada com uma periodicidade de 5 anos.

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

---

ANEXO 10

PROJETOS DA RNT NO TYNDP 2014

REN 

**Página em Branco**

A ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*) publica de dois em dois anos o Plano Decenal Europeu (TYNDP) com carácter não vinculativo, no qual apresenta a estratégia Europeia relativamente ao desenvolvimento e investimento nas redes de transporte de energia elétrica. Este documento é elaborado tendo como base um vasto número de estudos desenvolvidos de forma conjunta pelos diferentes TSOs envolvidos neste processo. Os investimentos incluídos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSOs e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados no documento como “*Third Party Projects*”.

O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009 de 13 de Julho de 2009, publicado em 14 de Agosto de 2009 e com aplicabilidade a partir de 3 Março de 2011, em que no seu artigo 8-3 define que a ENTSO-E deve aprovar “de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia”.

O regulamento estabelece que o TYNDP deve basear-se nos planos de investimento nacionais, sendo a sua consistência garantida pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), e, se necessário, de acordo com as orientações para as redes transeuropeias de energia. O plano deverá também explorar e identificar lacunas de investimento, nomeadamente relacionadas com as capacidades transfronteiriças.

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

- Desenvolvimento dos cenários/visões (procura e oferta) de longo prazo
- Estudos de Mercado
- Estudos de Rede
- Avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP (análise CBA/multicritério)

#### **Desenvolvimento dos cenários/visões de longo prazo. TYNDP 2014**

As análises do TYNDP 2014 assentam num conjunto de cenários que, não constituindo previsões do futuro, são “*Visões*” alternativas de longo prazo plausíveis e suficientemente contrastantes para delimitarem a futura trajetória de desenvolvimento dos sistemas elétricos europeus. De cada *Visão* resulta uma caracterização detalhada dos sistemas individuais ao nível da produção e do consumo de eletricidade, com uma abordagem comum a nível Europeu de forma a garantir coerência global. No TYNDP 2014 assumiu-se como horizonte de estudo o ano 2030, data considerada chave que intercala os objetivos energéticos europeus de 2020 e de 2050. De forma a atender às expectativas dos diferentes *stakeholders*, foi desenvolvido um conjunto composto por quatro *Visões* para 2030, o qual foi sujeito a um exaustivo processo de consulta pública.

Basicamente, estas *Visões* diferem entre si no que diz respeito a:

- **Alinhamento da trajetória com o *Energy Roadmap 2050*:** de forma a cumprir os objetivos da União Europeia de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 80-95% em 2050, face aos níveis de 1990, as *Visões* 3 e 4 apresentam um ritmo constante desde a situação atual até 2050. Por sua vez, as *Visões* 1 e 2 apresentam um ritmo mais lento nos primeiros anos e posteriormente uma aceleração a partir de 2030. Os preços dos combustíveis e das emissões CO<sub>2</sub> favorecem a produção de energia elétrica a partir do carvão nas *Visões* 1 e 2 e do gás natural nas *Visões* 3 e 4.
- **Coerência da estratégia de desenvolvimento do *mix* de produção:** as *Visões* 1 e 3 são elaboradas com base em políticas energéticas nacionais (cenários *bottom-up*), ainda que com uma abordagem harmonizada em toda a Europa. Estas *Visões* têm por base elementos fornecidos pelos TSOs. Já no caso das *Visões* 2 e 4, é assumida uma abordagem pan-europeia (cenários *top-down*), sendo o processo de construção desenvolvida internamente na ENTSO-E e amplamente discutida com os principais *stakeholders*.

### Estudos de Mercado

Para as quatro *Visões* de 2030 foram efetuadas simulações dos sistemas elétricos, tendo por objetivo responder à pergunta: "que produção (localização e tipo) irá satisfazer o consumo num horizonte futuro?".

Através da realização de simulações em ambiente de mercado, numa primeira fase a nível pan-europeu (para definição das condições fronteira da cada região) e posteriormente de âmbito regional (mais específicas), é desenvolvido um processo de otimização económica, para cada hora do ano, tendo em consideração diferentes restrições, tais como a flexibilidade e disponibilidade das centrais termoelétricas, a produção com origem em fontes de energia renováveis, os perfis da procura e as incertezas associadas, para além das capacidades de interligação entre os países.

Assim, com base nestas simulações são calculados os impactos económicos e ambientais dos projetos de investimento em novas interligações ao nível da redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, ao nível da variação global de emissões de CO<sub>2</sub> e dos volumes de energia renovável desaproveitada.

### Estudos de Rede

Também para cada um dos quatro cenários, os estudos de rede que se realizam visam responder à pergunta: "será que da geração e carga resultantes dos estudos de mercado poderão resultar fluxos de potência que possam colocar em perigo a segurança da operação do sistema (considerando os

critérios de segurança)?". Se sim, novos projetos de rede deverão ser identificados e estudados em conjunto pelos TSOs envolvidos, considerando para tal diferentes situações de operação futura da rede.

Para além disso, definição dos novos reforços de rede, os estudos de rede permitem ainda estimar um conjunto de indicadores técnicos fundamentais para a avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP, como sejam o cálculo da variação das perdas, bem como os níveis de flexibilidade e resiliência que cada projeto oferece à rede de transporte europeia.

### **Avaliação dos projetos**

A avaliação dos projetos considerados de relevância Europeia foi feita com base numa metodologia de análise custo-benefício (CBA) multi-critério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com o ACER, os diferentes Estados Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se numa análise multi-critério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, enquanto que outros são avaliados qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO<sub>2</sub> ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constituem uma base completa e sólida, tanto para avaliação de projetos dentro do TYNDP, como para o processo de seleção dos PIC (Projetos de Interesse Comum).

A metodologia de avaliação CBA multi-critério proposta pela ENTSO-E foi enviada para o ACER, Comissão Europeia e Estados Membros em 16 novembro de 2013 com o intuito de informar e recolher opinião sobre a mesma. O ACER e a Comissão Europeia emitiram a sua opinião em janeiro e julho de 2014, respetivamente. O documento foi posteriormente revisto pela ENTSO-E e submetido à Comissão Europeia que o aprovou em 4 de Fevereiro de 2015.

Apresentam-se em seguida os projetos da REN que estão considerados de relevância Europeia, incluindo a sua avaliação, conforme se encontra documentado no TYNDP 2014.

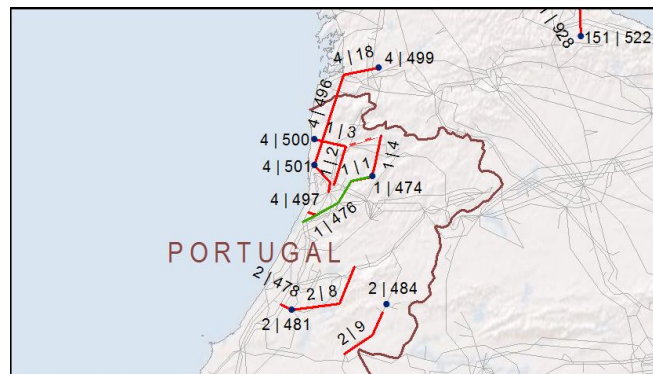
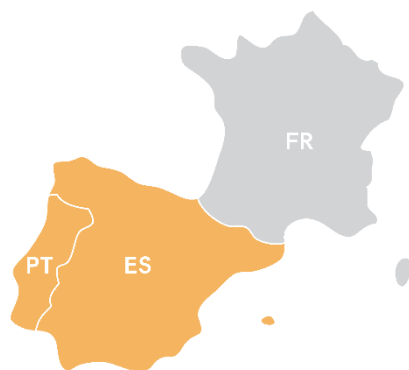
## Project 4: Interconnection Portugal-Spain

### Description of the project

This project increases the interconnection capacity between Portugal and Spain. Larger and more volatile flows are expected between both countries due to the huge increase of volatile sources and the market interchanges. The project includes two 400kV interconnection routes, besides the 400kV internal reinforcements required, one in the North (Fontefría - V.Conde) and other in the South (P.Guzman – Tavira that will be commissioned in 2014), due to the important loop flows between the two countries. Only with these both new 400kV interconnections is possible to reach the interconnection capacity of 3200 MW agreed between Portugal and Spain. This project will also have a benefit in reducing the spilled energy in the Iberian Peninsula.

PCI

2.17



Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
18	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	New northern interconnection. New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefria (ES).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in authorization process due to a change on the route and on the location of substations, induced by environmental concerns
496	Fontefria (ES)	Vila do Conde (PT) (By Viana do Castelo)	New northern interconnection. New 400kV OHL Fontefria (ES) - Viana do Castelo (PT) - Vila do Conde (PT).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in authorization process due to a change on the route and on the location of substations were induced by environmental concerns
497	Vila do Conde (PT)	Recarei/Vermoim (PT)	New double circuit 400kV OHL between Vila do Conde (PT) - Recarei/Vermoim (PT).	1000	Design & Permitting	2015	Delayed	Partial sections from the line found environmental problems in his original route. The problems are being solved with the identification of new routes, prompting a delay in the commissioning date.
498	Fontefria (ES)		New northern interconnection. New 400kV substation	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of



			Fontefria (ES), previously O Covelo.					location of the substation. Timing correlated to investment 18
499	Beariz (ES)		New northern interconnection. New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 18
500	V. Castelo (PT)		New 400/150kV substation V.Castelo (PT).	1000	Design & Permitting	2016	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 496.
501	Vila do Conde (PT)		New 400kV substation Vila do Conde (PT).	1000	Design & Permitting	2015	Delayed	Delays in the authorization process, due to a change of location of the substation. Timing correlated to investment 497.

## CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

### CBA results non scenario specific

GTC direction 1 (MW)	GTC direction 2 (MW)	B6 Technical Resilience	B7 Flexibility	S1 - protected areas	S2 - urban areas	C1 Estimated cost (Meuros)
PT=>ES: 400	ES=>PT: 1000	3	4	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	130-160

Scenario	CBA results for each scenario					
	B1 SoS (MWh/year)	B2 (MEuros/year)	SEW	B3 RES integration	B4 Losses (MWh)	B5 CO2 Emissions (kT/year)
Scenario Vision 1 - 2030	-	[4;30]	[7200;8800] MWh	[-14000;-12000]	[180;220]	
Scenario Vision 2 - 2030	-	[3;33]	[7900;9600] MWh	[-13000;-11000]	[160;200]	
Scenario Vision 3 - 2030	-	[20;50]	[160000;200000] MWh	[3600;4400]	[-110;-90]	
Scenario Vision 4 - 2030	-	[64;130]	[630000;770000] MWh	[8100;9900]	[-330;-270]	

## Additional comments

*Comment on the security of supply:* Increasing the interconnection capacity between Portugal and Spain allows to better accommodate the volatility associated to the RES generation which is predicted for these two countries of the Iberia Peninsula in 2030 increasing in this sense the overall security of supply of the electrical systems. The project increases the interconnection ratio of Spain in 0,2 - 0,3% in 2030, depending on the scenario.

---

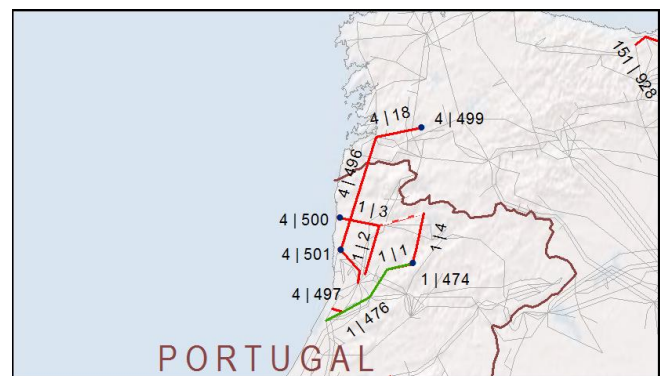
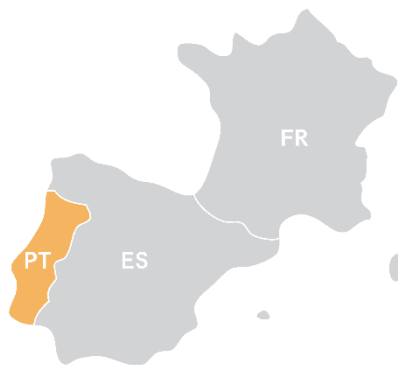
*Comment on the RES integration:* This project facilitates the integration of new RES generation, mainly in the North of Portugal and in the Galiza (Spain), by increasing the interconnection capacity between Portugal and Spain and as a consequence take advantage of the complementarity of the both Iberian electrical systems. This project will also reduce the spilled energy in the Iberian Peninsula.

## Project 1: RES in north of Portugal

### Description of the project

This project integrates new amounts of Hydro Power Plants in the Northern region of Portugal and creates better conditions to evacuate Wind Power already existent and new with authorization for connection (with the reinforcement of the local 220kV network). These new amounts of power will increase the flows in the region, and it is expected that the flows could reach 3800 MW, which must be evacuated to the littoral strip and south Portugal through three new 400kV independent routes. Part of these flows will interfere and accumulate with the already existent flows entering in Portugal through the international interconnections with Spain on the North, the 400kV Alto Lindoso-Riba de Ave-Recarei and Lagoaça-Aldeadávila axis, which induces additional needs for reinforcement of this axis in a coordinated way.

PCI 2.16.1, 2.16.2 and 2.16.3



Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
1	V.Minho (PT)	Pedralva (PT)	Connection of the new 400kV substation V.Minho to Pedralva substation by means of two new 400kV lines (2x43) km. The realization of this two connections can take advantage of some already existing 150kV single lines, which will be reconstructed as double circuit lines 400+150kV line and partially sharing towers with those 400kV circuits.	1650	Under Construction	2015	Delayed	Although the investment is already under construction some constraints regarding environmental issues led the commissioning date to delay
2	Pedralva (PT)	Sobrado (PT)	New 47km double circuit Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV OHL, (only one circuit installed in a first step).	830	Planning	2020	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new RES generation in North of Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed
3	Pedralva (PT)	V. Castelo (PT)	New 57,5km double circuit Pedralva - V. Castelo 400kV OHL (one circuit installed).	680	Design & Permitting	2015	Investment on time	Progress as planned.
4	V.Minho (by Ribeira de	Feira de Ribeira de	New 129km double-circuit 400kV OHL V.Minho (PT) -	890	Design & Permitting	2018	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new

	Pena and Fridão)	Pena and Fridão)	Ribeira de Pena (PT) - Fridão (PT) - Feira (PT) (one circuit operated at 220kV between V.P. Aguiar and Estarreja) with a new 400/60kV substation in Rib. Pena. In a first step, only the 139km section Rib. de Pena (PT) - Feira (PT) will be constructed and operated at 220kV as Vila Pouca Aguiar (PT) - Carrapatelo (PT) - Estarreja (PT). In a second step, one circuit of this line will be operated at 400kV.					hydro power plants, the commissioning date of this investment item was delayed.
474	Ribeira de Pena (PT)		New 400/60kV substation in Rib. Pena.	890	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new hydro power plants, the commissioning date of this investment item was delayed.
476	V. P. Aguiar (by Carrapatelo)	Estarreja (by Carrapatelo)	New 400+220kV double circuit OHL (initially only used at 220kV) Vila Pouca Aguiar - (Rib. Pena) - Carrapatelo - Estarreja . Total length of line: 2x (96+49) km. 220kV circuit.	600	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay of the connection of new RES generation in Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed
941	Fridão		New substation to connect a new hydro power plant.	890	Planning	2017	New Investment	No changes expected

## CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	GTC direction 2 (MW)	B6 Technical Resilience	B7 Flexibility	S1 - protected areas	S2 - urban areas	C1 Estimated cost (Meuros)
inside=>outside: 3700-5100	outside=>inside: 0-0	1	3	Negligible or less than 15km	15-25km	230-300

CBA results	for each scenario				
	B1 SoS (MWh/year)	B2 SEW (MEuros/year)	B3 RES integration	B4 Losses (MWh)	B5 CO2 Emissions (kT/year)
Scenario Vision 1 - 2030	-	[110;130]	2432 MW	[46000;56000]	[-410;-340]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[110;130]	2432 MW	[50000;61000]	[-410;-340]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[120;150]	2900 MW	[55000;68000]	[-500;-410]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[92;110]	3000 MW	[4100;5100]	[-390;-320]

---

**Additional comments**

*Comment on the clustering:* the project also takes advantage of investment item n°472 depicted in the Regional investment plan.

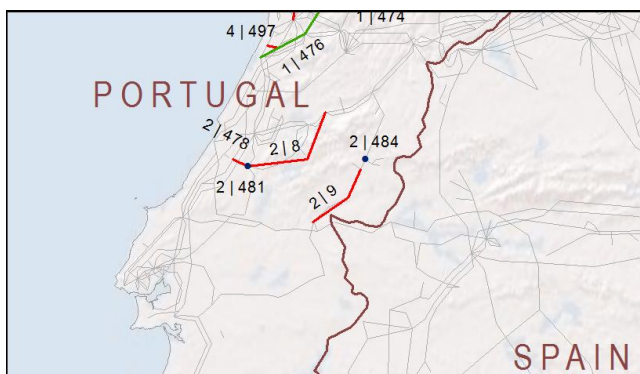
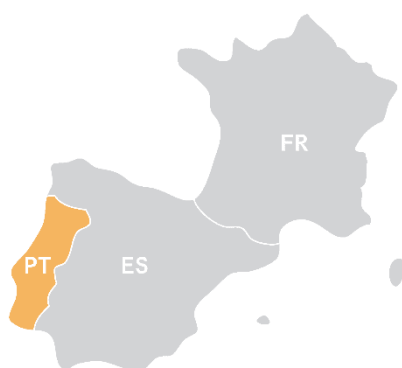
*Comment on the RES integration:* This project directly connect connects around 2700MW of new hydro generation (part of them with pumping) in the North of Portugal (Cávado and Tâmega rivers)

*Comment on the S1 and S2 indicators:* In order to minimize the social and environmental impacts, part of this project is implemented taking advantage of some already existing 150kV single lines, which will be reconstructed as double circuit lines 400+150kV and partially sharing towers with those 400kV circuits.

## Project 2: RES in centre of Portugal

### Description of the project

This project integrates new hydro power plants (some of them with pumping) and evacuates the existent and new wind generation in the inner central region of Portugal (the wind target in this region overcomes surmounts of more than 2000 MW). The existing network of 220 kV and 150kV is no more adequate to integrate these new amounts of power, and a new 400kV axis should be launched in this region in two major routes: one to the littoral strip (Penela/Paraimo/Batalha) and another by the interior, establishing a connection to Falagueira substation, where there is an interconnection with Spain (Falagueira-Cedillo).



Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
8	Seia	Penela	New single circuit 400kV OHL Seia-Penela (90km).	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	Project on time
9	Fundão (PT)	Falagueira (PT)	New 400kV double circuit OHL Fundão (PT) -Castelo Branco zone'-Falagueira (PT)	450	Design & Permitting	2017	Delayed	Adjustments resulting from the new date of renewables projects.
478	Penela (PT)	Paraimo / Batalha (PT)	New double circuit 400kV OHL (15km) to connect Penela substation to Paraimo-Batalha line.	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	design & permitting
481	Penela (PT)		Expansion of the existing Penela substation to include 400kV facilities.	1780	Design & Permitting	2016	Investment on time	Design & Permitting
484	Fundão (PT)		New 400/220kV substations in Fundão.	450	Design & Permitting	2017	Delayed	Due to the expected delay on the connection of new RES generation in the centre of Portugal, the commissioning date of this investment item is delayed

### CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	GTC direction 2 (MW)	B6 Technical Resilience	B7 Flexibility	S1 - protected areas	S2 - urban areas	C1 Estimated cost (Meuros)
upstream=>downstream: 1200-1600	downstream=>upstream: 0-0	1	3	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	90-120

CBA results Scenario	for each scenario					
	B1 SoS (MWh/year)	B2 (MEuros/year)	SEW	B3 RES integration	B4 Losses (MWh)	B5 CO2 Emissions (kT/year)
Scenario Vision 1 - 2030	-		[29;36]	576 MW	[9200;11000]	[-110;-90]
Scenario Vision 2 - 2030	-		[29;36]	576 MW	[10000;12000]	[-110;-90]
Scenario Vision 3 - 2030	-		[76;93]	1000 MW	[17000;21000]	[-320;-260]
Scenario Vision 4 - 2030	-		[63;77]	1050 MW	[1400;1700]	[-260;-210]

### Additional comments

*Comment on the clustering:*

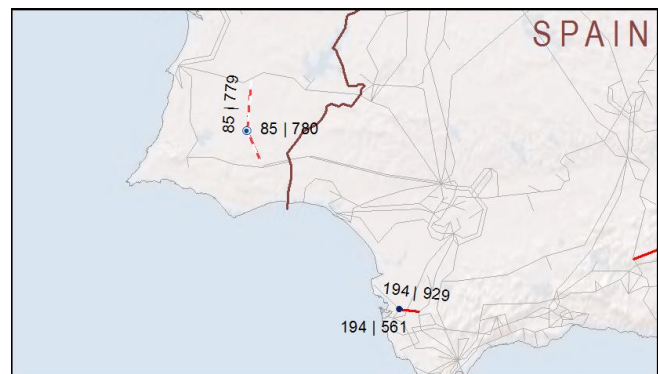
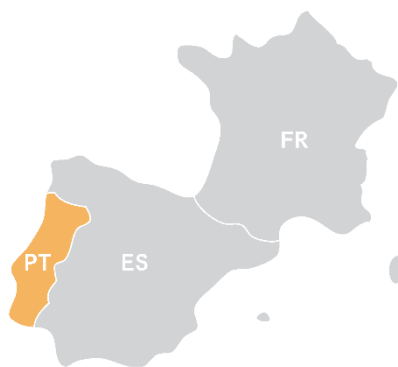
the project also takes advantage of investment item n°10 now commissioned, and depicted in the Regional investment plan.

*Comment on the RES integration:* This project directly connects around 700MW of new hydro generation (part of them with pumping) in the Centre of Portugal (Mondego and Ocreza rivers)

## Project 85: Integration of RES in Alentejo

### Description of the project

This project integrates new amounts of solar (and also some wind) generation in the south of Portugal. The existing network of 150 kV is not sufficient to integrate these amounts of power and a new 400 kV axis should be launched in this region, establishing a connection between the two Southern interconnections between Portugal and Spain, the Ferreira do Alentejo-Alqueva-Brovaes and Tavira-Puebla de Gusman. This axis will also close a ring of 400 kV in the Southern part of Portugal that will guarantee the load growth in the region (Algarve is one of the regions that presents the biggest growth rate in Portugal) in a safe, secure and quality way.



Investment index	Substation 1	Substation 2	Description	GTC contribution (MW)	Present status	Expected date of commissioning	Evolution since TYNDP 2012	Evolution driver
779	F. Alentejo (by Ourique)	Tavira (by Ourique)	New 122km double-circuit 400+150 kV OHL F. Alentejo-Ourique-Tavira. The realization of this connection can take advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV, investments needs the investment which consist of the extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.	1400	Planning	2025	Rescheduled	Due to the expected delay on the connection of new RES in Portugal, the commissioning date of this project is delayed
780	Ourique (PT)		Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.	1400	Planning	2025	Rescheduled	Due to the expected delay on the connection of new RES in Portugal, the commissioning date of this project is delayed



## CBA results

The tables below summarize the Cost Benefits Analysis results of this project.

CBA results non scenario specific						
GTC direction 1 (MW)	GTC direction 2 (MW)	B6 Technical Resilience	B7 Flexibility	S1 - protected areas	S2 - urban areas	C1 Estimated cost (Meuros)
inside=>outside: 1400	outside=>inside: 0	1	2	Negligible or less than 15km	Negligible or less than 15km	50-100

CBA results	for each scenario				
	B1 SoS (MWh/year)	B2 SEW (MEuros/year)	B3 RES integration	B4 Losses (MWh)	B5 CO2 Emissions (kT/year)
Scenario Vision 1 - 2030	-	[22;27]	150 MW	[-9800;-8000]	[-89;-72]
Scenario Vision 2 - 2030	-	[22;27]	150 MW	[-11000;-8800]	[-89;-72]
Scenario Vision 3 - 2030	-	[37;46]	350 MW	[-15000;-13000]	[-150;-120]
Scenario Vision 4 - 2030	-	[120;150]	1350 MW	[41000;50000]	[-490;-400]

## Additional comments

*Comment on the RES integration:* This project directly connect more than 1000MW of new solar generation in the South of Portugal, namely on the Ourique, Ferreira do Alentejo and Tavira area in Vision 4.

*Comment on the S1 and S2 indicators:* In order to minimize the social and environmental impacts, this project takes advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

---

## ANEXO 11

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA  
SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS  
HORIZONTES 2016, 2018, 2020 E 2025

REN

**Página em Branco**

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2016													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Inverno		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	233.7	39.3	185.7	33.6	137.7	34.7
Alqueva	35.5	5.9	22.3	3.5	13.8	2.5	Sines	102.0	13.9	78.4	9.8	56.5	8.0
Alto de Mira	235.1	36.6	157.1	19.2	87.0	11.8	Tábua	30.5	5.4	22.2	4.0	12.5	2.0
Batalha	239.9	61.8	157.7	33.8	104.9	13.3	Tavira	29.7	2.2	20.5	1.6	13.9	3.6
Bodiosa	104.2	13.4	74.4	3.1	47.6	8.4	Torrão	85.7	16.4	58.5	8.2	33.1	10.9
Canelas	256.6	59.0	174.4	34.3	98.5	15.8	Trafaria	116.1	15.7	81.5	10.4	49.9	9.9
Carrapateiro	31.1	7.4	22.5	6.2	12.9	6.8	Trajouce	240.8	44.8	189.6	32.2	123.5	24.5
Carregado	173.1	31.3	122.1	24.5	67.4	15.3	Tunes	126.2	13.6	89.1	9.1	60.1	15.4
Carriche	146.9	21.4	100.6	12.8	56.8	6.4	V. P. Aguiar	28.5	6.5	14.9	3.2	10.4	2.9
Carvoeira	93.0	13.0	47.4	7.6	26.8	5.2	Valdigem	103.8	28.5	71.9	17.1	46.3	11.7
Castelo Branco	50.0	5.0	35.1	1.4	19.7	2.0	Valpaços	43.9	10.0	31.8	6.9	23.2	6.4
Chafariz	70.8	13.8	50.0	11.8	33.5	12.2	Vermoim	339.8	78.2	232.7	45.7	134.8	21.6
Custóias	241.1	52.3	167.9	28.9	92.3	11.8	Vila Chã	101.3	18.0	77.0	13.7	37.8	6.0
Ermesinde	182.2	33.5	129.3	15.6	74.6	7.9	Vila Fria	217.2	49.3	142.9	31.7	90.5	33.5
Estarreja	242.2	56.6	149.7	33.7	89.0	21.7	Zambujal	176.2	27.7	121.6	15.2	78.7	11.0
Estoi	136.7	9.8	96.1	7.3	64.7	16.8	Zêzere	222.0	34.2	155.6	23.1	84.8	18.7
Estremoz	58.2	2.1	35.3	1.3	19.3	4.3	Previstos						
Évora	93.9	17.0	67.2	10.9	38.7	6.7	Alcochete	62.1	10.4	49.4	8.9	36.6	9.2
Fafe	88.3	23.4	58.2	13.8	30.5	8.3	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	60.8	7.1	41.1	5.1	26.1	3.8	Alto São João	80.1	10.8	55.8	6.9	32.7	4.2
Fanhões	224.3	47.6	160.2	39.6	121.4	48.5	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	145.3	33.7	92.9	19.9	54.2	11.6	Ourique	13.6	2.3	8.3	1.3	4.3	0.8
Fernão Ferro	184.2	29.9	124.3	17.2	74.5	7.6	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	86.9	14.5	52.9	8.4	27.5	5.1	V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferro	80.2	7.4	51.5	8.3	29.2	6.3	Cientes MAT existentes						
Frades	12.5	2.6	7.7	1.3	4.0	0.7	Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Guimarães	78.1	20.5	47.3	11.2	19.3	5.4	Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Lavos	163.8	36.7	130.7	28.5	113.4	19.5	Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Macedo de Cavaleiros	57.9	13.2	35.1	7.6	25.4	7.0	Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Mogadouro	12.7	2.9	8.7	1.9	5.9	1.6	Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	209.1	37.8	147.9	28.1	79.8	17.7	Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Oleiros	201.9	64.3	140.7	41.1	73.5	24.8	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Paraimo	91.7	21.9	69.0	16.7	43.8	14.2	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	21.1	4.3	15.2	2.2	6.6	0.5	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	32.7	9.8	17.9	6.5	6.8	3.1	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	214.5	31.0	152.6	16.2	98.7	19.1	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	39.6	9.0	23.2	5.0	15.1	4.2	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	84.7	19.0	51.7	11.3	27.5	4.7	Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Portimão	82.3	1.9	61.5	1.4	44.4	7.9	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	55.9	5.3	36.4	3.0	20.9	3.9	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	107.9	24.8	77.6	15.2	45.6	7.3	Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Recarei	140.4	22.3	89.5	13.1	43.3	13.2	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	342.6	88.5	225.1	52.1	109.9	30.0	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	159.3	26.8	107.8	16.9	68.8	5.7	Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
Sacavém	178.2	19.8	126.2	13.3	77.9	11.8							
Santarém	93.3	13.3	64.5	9.2	37.4	10.5							
Sete Rios	197.7	30.6	142.9	22.7	83.8	11.3							
							TOTAL	8518	1614	5861	1024	3464	727

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2016													
Época Sazonal 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							Setúbal	191.5	42.1	164.9	39.3	132.6	40.9
Alqueva	32.2	9.1	31.2	1.8	9.5	0.3	Sines	84.8	18.4	77.7	16.6	73.3	14.0
Alto de Mira	165.3	37.4	136.0	21.8	74.4	13.8	Tábua	24.3	6.9	16.1	4.6	9.9	3.3
Batalha	183.1	62.2	141.9	36.0	112.1	29.1	Tavira	31.7	8.0	24.1	5.2	15.3	5.8
Bodiosa	85.8	16.1	60.2	6.1	36.6	2.6	Torrão	74.8	19.3	49.6	8.3	30.1	7.9
Canelas	195.5	55.9	132.2	29.5	84.9	16.8	Trafaria	81.9	16.6	65.0	14.4	42.0	13.7
Carrapateiro	20.5	5.7	15.9	4.4	6.6	4.0	Trajouce	183.9	32.7	143.2	17.4	96.6	20.4
Carregado	147.8	37.4	105.9	30.1	67.0	17.2	Tunes	156.9	43.1	115.6	32.0	75.8	34.6
Carriche	133.2	29.9	86.2	16.9	55.1	12.1	V. P. Aguiar	25.0	9.4	12.5	4.7	7.2	2.5
Carvoeira	47.4	11.5	35.3	10.0	14.1	4.4	Valdigem	75.4	31.4	62.2	24.1	36.8	12.6
Castelo Branco	42.9	9.9	29.6	5.6	21.3	3.2	Valpaços	27.2	10.2	19.9	7.5	11.4	4.0
Chafariz	35.5	5.0	32.8	9.1	21.0	6.8	Vermoim	290.7	83.1	212.4	47.4	139.9	27.6
Custóias	193.1	55.8	134.0	27.6	84.6	14.4	Vila Chã	97.6	27.7	66.9	19.1	43.4	14.5
Ermesinde	142.5	39.2	101.9	13.4	68.4	5.3	Vila Fria	161.7	50.1	124.2	38.4	87.6	40.1
Estarreja	217.2	63.9	120.3	30.3	87.5	22.7	Zambujal	153.2	34.3	99.8	15.7	65.9	12.3
Estoi	145.3	36.6	113.1	24.1	70.9	26.5	Zêzere	189.0	67.6	142.0	54.5	105.0	54.1
Estremoz	40.5	7.1	26.3	3.2	16.6	1.0	Previstos						
Évora	76.0	26.2	58.7	17.5	36.7	12.1	Alcochete	50.9	11.2	43.8	10.4	35.3	10.9
Fafe	75.0	28.5	47.5	15.5	27.4	9.3	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	55.0	12.3	39.7	4.2	25.7	1.3	Alto São João	72.2	15.0	46.3	7.7	31.3	5.8
Fanhões	161.0	46.3	141.6	47.6	120.6	55.2	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	123.4	36.0	73.1	17.7	50.9	12.2	Ourique	10.8	2.5	8.2	2.3	5.8	1.7
Fernão Ferro	121.8	22.5	105.8	19.8	64.3	10.5	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	69.2	16.2	52.4	14.6	36.9	11.2	V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferro	58.0	15.1	42.9	12.1	26.2	7.5	Clientes MAT existentes						
Frades	12.4	4.0	6.2	1.8	3.1	0.5	Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Guimarães	67.6	25.2	37.9	11.6	19.0	6.4	Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Lavos	155.4	51.3	132.0	38.7	89.4	20.6	Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Macedo de Cavaleiros	33.5	12.5	26.5	10.1	16.1	5.6	Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Mogadouro	7.3	2.7	5.9	2.2	4.6	1.6	Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	176.0	47.4	120.6	28.1	82.2	19.2	Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Oleiros	158.1	62.3	101.3	41.8	54.8	23.9	Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Paraimo	79.0	28.9	63.9	20.9	43.1	17.2	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	15.5	4.8	12.1	3.2	7.9	0.7	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	18.3	7.2	13.9	4.6	8.0	4.4	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	160.2	41.5	124.0	27.0	92.6	21.1	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	21.8	8.2	17.4	6.6	10.9	3.8	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	77.6	25.6	43.1	12.6	24.3	5.6	Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Portimão	85.6	15.5	74.8	11.3	47.2	13.1	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	50.8	14.3	38.0	11.1	19.1	7.2	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	78.9	22.6	56.6	12.6	38.5	7.6	Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Recarei	128.0	32.7	66.8	9.9	41.0	13.0	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	307.8	112.6	180.3	53.9	104.2	34.4	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	110.2	26.5	92.4	23.9	58.3	12.3	Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
Sacavém	154.1	24.7	99.1	12.1	72.5	10.8							
Santarém	87.0	19.1	67.0	23.5	43.7	18.6							
Sete Rios	195.0	49.0	119.1	18.1	82.5	12.2							
							TOTAL	7059	1924	5067	1220	3263	893

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2018													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	233.8	39.3	185.8	33.6	137.8	34.7
Alqueva	36.5	6.1	22.9	3.6	14.1	2.6	Sines	104.4	14.2	80.3	10.1	57.9	8.2
Alto de Mira	237.9	37.0	159.0	19.5	88.1	11.9	Tábua	31.0	5.5	22.5	4.0	12.7	2.0
Batalha	242.8	62.5	159.6	34.2	106.1	13.5	Tavira	30.4	2.2	20.9	1.6	14.2	3.7
Bodiosa	107.3	13.8	76.6	3.2	49.0	8.7	Torrão	88.0	16.9	60.1	8.4	34.0	11.2
Canelas	260.0	59.8	176.7	34.7	99.8	16.0	Trafaria	115.8	15.6	81.3	10.4	49.8	9.9
Carrapateiro	32.1	7.6	23.2	6.4	13.3	7.0	Trajouce	243.3	45.2	191.5	32.5	124.8	24.8
Carregado	175.4	31.7	123.6	24.8	68.3	15.5	Tunes	128.9	13.9	91.0	9.3	61.4	15.7
Carriche	148.4	21.7	101.6	12.9	57.4	6.4	V. P. Aguiar	29.2	6.6	15.2	3.3	10.7	2.9
Carvoeira	90.7	12.7	46.2	7.4	26.1	5.1	Valdigem	104.8	28.8	72.6	17.2	46.7	11.8
Castelo Branco	51.5	5.1	36.1	1.4	20.3	2.1	Valpaços	45.0	10.2	32.6	7.0	23.8	6.5
Chafariz	73.4	14.3	51.9	12.3	34.7	12.6	Vermoim	349.3	80.3	239.2	47.0	138.5	22.2
Custóias	244.6	53.1	170.4	29.4	93.6	12.0	Vila Chã	103.4	18.4	78.7	14.0	38.6	6.1
Ermesinde	183.0	33.7	129.9	15.7	74.9	7.9	Vila Fria	222.4	50.5	146.2	32.4	92.6	34.3
Estarreja	245.5	57.3	151.7	34.1	90.2	22.0	Zambujal	178.6	28.1	123.2	15.4	79.8	11.1
Estoi	139.6	10.0	98.1	7.4	66.1	17.2	Zêzere	225.7	34.8	158.2	23.4	86.2	19.0
Estremoz	58.6	2.1	35.5	1.3	19.4	4.3	Previstos						
Évora	94.4	17.1	67.6	10.9	38.9	6.8	Alcochete	62.2	10.4	49.4	8.9	36.6	9.2
Fafe	89.9	23.8	59.2	14.0	31.0	8.5	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	61.9	7.2	41.9	5.2	26.6	3.9	Alto São João	80.9	10.9	56.4	7.0	33.0	4.3
Fanhões	226.6	48.0	161.8	40.0	122.6	49.0	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	147.2	34.2	94.2	20.2	54.9	11.7	Ourique	14.0	2.3	8.5	1.4	4.4	0.8
Fernão Ferro	184.3	30.0	124.3	17.3	74.6	7.6	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	89.9	15.0	54.7	8.7	28.4	5.3	V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferro	82.3	7.6	52.9	8.5	29.9	6.4	Cientes MAT existentes						
Frades	12.8	2.7	7.8	1.3	4.1	0.7	Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Guimarães	79.7	20.9	48.3	11.4	19.7	5.5	Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Lavos	165.8	37.1	132.3	28.8	114.8	19.7	Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Macedo de Cavaleiros	59.8	13.6	36.2	7.8	26.2	7.2	Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Mogadouro	12.7	2.9	8.7	1.9	6.0	1.6	Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	213.5	38.6	151.0	28.7	81.5	18.1	Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Oleiros	204.3	65.1	142.3	41.6	74.3	25.1	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Paraimo	93.0	22.2	70.0	17.0	44.5	14.4	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	21.6	4.4	15.5	2.2	6.8	0.5	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	33.0	9.9	18.0	6.6	6.8	3.1	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	216.6	31.3	154.1	16.4	99.6	19.3	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	40.6	9.2	23.8	5.1	15.5	4.3	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	85.7	19.2	52.4	11.4	27.8	4.8	Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Portimão	84.9	2.0	63.5	1.5	45.7	8.1	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	56.5	5.3	36.8	3.0	21.2	4.0	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	110.9	25.5	79.8	15.7	46.9	7.5	Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Recarei	143.7	22.8	91.6	13.4	44.3	13.5	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	349.8	90.3	229.8	53.1	112.1	30.6	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	161.8	27.2	109.5	17.2	69.8	5.8	Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
Sacavém	180.1	20.0	127.5	13.4	78.7	12.0							
Santarém	92.9	13.3	64.2	9.2	37.3	10.4							
Sete Rios	199.8	30.9	144.4	23.0	84.6	11.4							
							TOTAL	8641	1637	5945	1039	3514	738

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2018													
Época Sazonal 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							Setúbal	191.5	42.1	164.8	39.3	132.6	40.9
Alqueva	33.0	9.3	32.0	1.8	9.8	0.3	Sines	86.8	18.9	79.5	16.9	75.0	14.3
Alto de Mira	174.5	39.1	143.2	22.7	79.1	14.8	Tábua	24.6	7.0	16.3	4.7	10.1	3.4
Batalha	185.1	62.9	143.4	36.4	113.3	29.5	Tavira	32.4	8.2	24.6	5.3	15.6	5.9
Bodiosa	88.3	16.6	62.0	6.3	37.7	2.7	Torrão	76.7	19.8	50.9	8.5	30.9	8.1
Canelas	198.0	56.6	133.8	29.8	86.0	17.0	Trafaria	81.6	16.5	64.8	14.3	41.9	13.7
Carrapateiro	21.1	5.9	16.4	4.5	6.9	4.1	Trajouce	178.3	31.7	138.9	16.8	93.7	19.8
Carregado	149.6	37.8	107.2	30.5	67.8	17.5	Tunes	160.1	44.0	118.0	32.6	77.3	35.3
Carriche	134.4	30.2	87.0	17.1	55.7	12.2	V. P. Aguiar	25.6	9.6	12.8	4.8	7.4	2.6
Carvoeira	46.3	11.2	34.4	9.8	13.7	4.2	Valdigem	76.0	31.7	62.8	24.3	37.1	12.7
Castelo Branco	44.1	10.1	30.4	5.7	21.9	3.3	Valpaços	27.9	10.4	20.3	7.7	11.7	4.0
Chafariz	36.8	5.2	34.0	9.5	21.8	7.0	Vermoim	298.6	85.4	218.2	48.7	143.7	28.4
Custóias	195.8	56.6	135.9	28.0	85.8	14.6	Vila Chã	99.6	28.3	68.2	19.5	44.3	14.8
Ermesinde	143.0	39.3	102.3	13.5	68.7	5.4	Vila Fria	165.4	51.3	127.0	39.3	89.6	41.0
Estarreja	219.9	64.7	121.8	30.7	88.6	23.0	Zambujal	155.2	34.7	101.1	16.0	66.8	12.5
Estoi	148.3	37.4	115.4	24.6	72.4	27.0	Zêzere	192.0	68.6	144.3	55.4	106.7	54.9
Estremoz	40.7	7.2	26.5	3.2	16.7	1.0	Previstos						
Évora	76.4	26.4	59.0	17.6	36.9	12.2	Alcochete	50.9	11.2	43.8	10.4	35.2	10.9
Fafe	76.3	29.0	48.3	15.8	27.9	9.4	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	56.0	12.5	40.5	4.3	26.2	1.4	Alto São João	72.9	15.1	46.7	7.8	31.6	5.9
Fanhões	162.6	46.7	142.9	48.1	121.7	55.7	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	124.9	36.4	74.0	17.9	51.6	12.3	Ourique	11.2	2.6	8.4	2.4	6.0	1.8
Fernão Ferro	121.7	22.5	105.7	19.8	64.3	10.5	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	71.6	16.7	54.1	15.1	38.1	11.6	V.N. Famalicão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferro	59.5	15.5	44.0	12.4	26.8	7.6	Clientes MAT existentes						
Frades	12.7	4.1	6.3	1.8	3.2	0.5	Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Guimarães	69.0	25.7	38.7	11.9	19.4	6.5	Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Lavos	157.3	51.9	133.5	39.2	90.4	20.8	Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Macedo de Cavaleiros	34.6	12.9	27.4	10.4	16.6	5.8	Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Mogadouro	7.3	2.7	5.9	2.2	4.6	1.6	Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	179.6	48.4	123.0	28.7	83.8	19.6	Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Oleiros	159.9	63.0	102.4	42.3	55.4	24.2	Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Paraimo	80.1	29.3	64.7	21.2	43.7	17.4	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	15.9	4.9	12.4	3.3	8.0	0.7	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	18.5	7.3	14.0	4.7	8.1	4.4	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	161.6	41.9	125.1	27.2	93.4	21.3	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	22.3	8.4	17.8	6.8	11.1	3.9	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	78.5	25.9	43.6	12.8	24.6	5.7	Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Portimão	88.2	16.0	77.1	11.6	48.6	13.5	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	51.3	14.4	38.4	11.2	19.3	7.3	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	81.1	23.2	58.1	13.0	39.6	7.8	Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Recarei	131.0	33.4	68.3	10.2	42.0	13.3	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	314.0	114.9	184.0	55.0	106.3	35.1	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	111.9	26.9	93.8	24.2	59.2	12.5	Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
Sacavém	155.6	25.0	100.1	12.3	73.2	10.9							
Santarém	86.6	19.0	66.7	23.4	43.5	18.5							
Sete Rios	196.9	49.4	120.2	18.3	83.2	12.4							
							TOTAL	7158	1951	5136	1237	3308	906



VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2020													
Época Sazonal 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							Setúbal	232.9	39.1	185.1	33.5	137.3	34.6
Alqueva	37.3	6.2	23.4	3.7	14.4	2.7	Sines	106.5	14.5	81.9	10.2	59.0	8.3
Alto de Mira	249.1	39.0	167.6	20.9	93.6	13.0	Tábua	31.3	5.6	22.8	4.1	12.8	2.0
Batalha	244.2	62.9	160.5	34.4	106.8	13.6	Tavira	40.3	2.9	27.9	2.1	18.9	4.9
Bodiosa	110.1	14.2	78.6	3.3	50.3	8.9	Torrão	90.6	17.3	61.8	8.7	35.0	11.6
Canelas	262.9	60.5	178.7	35.1	100.9	16.1	Trafaria	115.1	15.5	80.8	10.4	49.5	9.8
Carrapateiro	33.1	7.8	24.0	6.6	13.7	7.2	Trajouce	234.9	43.7	185.0	31.4	120.5	23.9
Carregado	177.3	32.1	125.0	25.1	69.0	15.7	Tunes	131.1	14.2	92.5	9.4	62.4	15.9
Carriche	149.2	21.8	102.2	13.0	57.7	6.5	V. P. Aguiar	29.9	6.8	15.6	3.4	11.0	3.0
Carvoeira	88.7	12.4	45.2	7.2	25.5	5.0	Valdigem	105.6	29.0	73.1	17.4	47.1	11.9
Castelo Branco	52.8	5.3	37.0	1.4	20.8	2.1	Valpaços	45.9	10.4	33.3	7.2	24.3	6.7
Chafariz	75.2	14.7	53.1	12.6	35.6	12.9	Vermoim	286.1	65.8	195.8	38.5	113.4	18.1
Custóias	247.7	53.7	172.5	29.7	94.8	12.1	Vila Chã	105.2	18.7	80.0	14.3	39.2	6.2
Ermesinde	183.2	33.7	130.0	15.7	75.0	7.9	Vila Fria	226.1	51.3	148.7	33.0	94.2	34.9
Estarreja	248.2	58.0	153.4	34.5	91.2	22.2	Zambujal	180.0	28.3	124.2	15.6	80.4	11.2
Estoi	132.6	9.5	93.2	7.0	62.8	16.3	Zêzere	228.5	35.2	160.2	23.7	87.3	19.2
Estremoz	58.9	2.1	35.7	1.3	19.5	4.3	Previstos						
Évora	94.9	17.2	68.0	11.0	39.1	6.8	Alcochete	61.9	10.4	49.2	8.9	36.5	9.2
Fafe	133.3	35.2	85.6	20.3	41.8	11.5	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	62.9	7.4	42.5	5.3	27.0	4.0	Alto São João	81.3	11.0	56.7	7.0	33.2	4.3
Fanhões	227.9	48.3	162.7	40.2	123.2	49.2	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	148.9	34.6	95.2	20.4	55.5	11.9	Ourique	14.5	2.4	8.8	1.4	4.6	0.8
Fernão Ferro	183.6	29.8	123.8	17.2	74.3	7.6	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	93.1	15.5	56.7	9.0	29.4	5.4	V.N. Famalicão	150.5	37.1	100.3	21.7	53.4	11.6
Ferro	84.1	7.7	54.0	8.7	30.6	6.6	Cientes MAT existentes						
Frades	13.1	2.8	8.0	1.3	4.2	0.7	Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Lavos	168.9	37.8	134.8	29.3	116.9	20.0	Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Macedo de Cavaleiros	62.0	14.1	37.5	8.1	27.1	7.5	Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Mogadouro	12.8	2.9	8.8	1.9	6.0	1.6	Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	217.7	39.4	154.0	29.2	83.1	18.4	Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Oleiros	207.0	65.9	144.3	42.1	75.3	25.5	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Paraimo	94.0	22.4	70.7	17.2	45.0	14.6	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	22.2	4.5	15.9	2.3	6.9	0.5	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	33.2	10.0	18.1	6.6	6.9	3.1	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	217.9	31.5	155.0	16.5	100.2	19.4	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	41.6	9.5	24.3	5.3	15.9	4.4	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	87.3	19.5	53.3	11.6	28.3	4.9	Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Portimão	87.3	2.0	65.2	1.5	47.0	8.4	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	57.1	5.4	37.1	3.1	21.4	4.0	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	113.7	26.2	81.8	16.1	48.1	7.7	Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Recarei	146.9	23.3	93.7	13.7	45.3	13.8	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	318.9	82.2	208.0	48.0	99.5	27.0	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	164.0	27.5	110.9	17.4	70.8	5.8	Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
Sacavém	181.0	20.1	128.2	13.5	79.1	12.0							
Santarém	92.8	13.2	64.1	9.1	37.2	10.4							
Sete Rios	200.9	31.0	145.2	23.1	85.1	11.4							
							TOTAL	8744	1658	6016	1051	3556	747

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2020													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Verão Intermédio		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Verão Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	190.8	42.0	164.2	39.2	132.1	40.8
Alqueva	33.8	9.6	32.8	1.9	10.0	0.3	Sines	88.5	19.3	81.1	17.3	76.5	14.6
Alto de Mira	175.5	39.3	144.1	22.8	79.6	14.9	Tábua	24.9	7.1	16.5	4.7	10.2	3.4
Batalha	185.9	63.2	144.1	36.6	113.8	29.6	Tavira	42.9	10.9	32.8	7.1	20.8	7.8
Bodiosa	90.7	17.1	63.7	6.5	38.7	2.8	Torrão	79.5	20.5	52.7	8.8	32.1	8.4
Canelas	200.8	57.4	135.8	30.3	87.2	17.2	Trafaria	81.2	16.4	64.5	14.3	41.7	13.6
Carrapateiro	21.9	6.1	17.1	4.7	7.1	4.3	Trajouce	179.3	31.9	139.7	16.9	94.2	19.9
Carregado	151.7	38.4	108.8	30.9	68.8	17.7	Tunes	162.9	44.8	120.1	33.2	78.7	35.9
Carriche	135.2	30.4	87.5	17.2	56.0	12.3	V. P. Aguiar	26.4	9.9	13.2	5.0	7.6	2.6
Carvoeira	45.5	11.0	33.9	9.6	13.5	4.2	Valdigem	76.9	32.1	63.5	24.5	37.5	12.9
Castelo Branco	45.2	10.4	31.2	5.9	22.5	3.4	Valpaços	28.5	10.7	20.8	7.9	12.0	4.1
Chafariz	37.5	5.2	34.6	9.6	22.2	7.1	Vermoim	244.7	70.0	178.8	39.9	117.8	23.3
Custóias	198.8	57.4	138.0	28.5	87.1	14.8	Vila Chã	101.4	28.8	69.5	19.9	45.1	15.0
Ermesinde	143.5	39.4	102.6	13.5	68.9	5.4	Vila Fria	168.0	52.1	129.0	39.9	91.0	41.7
Estarreja	223.1	65.6	123.5	31.1	89.8	23.4	Zambujal	156.2	34.9	101.8	16.1	67.2	12.6
Estoi	140.8	35.5	109.6	23.4	68.8	25.6	Zêzere	194.6	69.6	146.2	56.1	108.1	55.7
Estremoz	41.0	7.2	26.7	3.2	16.8	1.0	Previstos						
Évora	77.1	26.6	59.6	17.7	37.2	12.3	Alcochete	50.7	11.2	43.7	10.4	35.1	10.8
Fafe	114.6	43.3	69.9	22.4	38.8	13.1	Almargem do Bispo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Falagueira	56.9	12.7	41.2	4.3	26.6	1.4	Alto São João	73.3	15.2	47.0	7.9	31.8	5.9
Fanhões	163.5	47.0	143.7	48.4	122.4	56.1	Divor	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Feira	126.7	36.9	75.1	18.1	52.3	12.5	Ourique	11.7	2.7	8.8	2.5	6.2	1.9
Fernão Ferro	121.3	22.4	105.4	19.8	64.1	10.5	Pegões AT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ferreira do Alentejo	74.7	17.5	56.5	15.8	39.8	12.1	V.N. Famalicão	131.3	43.6	86.2	22.7	53.2	13.8
Ferro	60.9	15.9	45.0	12.7	27.5	7.8	Cientes MAT existentes						
Frades	13.0	4.2	6.5	1.9	3.2	0.5	Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Lavos	161.9	53.4	137.4	40.3	93.1	21.4	Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Macedo de Cavaleiros	36.1	13.5	28.6	10.9	17.4	6.0	Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Mogadouro	7.4	2.8	5.9	2.3	4.7	1.6	Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	183.8	49.5	125.9	29.3	85.8	20.0	Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Oleiros	163.1	64.3	104.5	43.1	56.5	24.7	Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Paraimo	81.0	29.6	65.5	21.5	44.2	17.6	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	16.4	5.1	12.8	3.4	8.3	0.7	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	18.6	7.4	14.1	4.7	8.1	4.4	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	162.8	42.2	126.0	27.4	94.1	21.5	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	23.0	8.6	18.4	7.0	11.5	4.0	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	80.8	26.7	44.9	13.2	25.3	5.8	Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Portimão	90.8	16.4	79.4	12.0	50.0	13.9	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	52.0	14.6	38.8	11.3	19.6	7.4	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	83.3	23.8	59.7	13.3	40.7	8.0	Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Recarei	134.4	34.3	70.1	10.4	43.1	13.7	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	288.2	105.2	167.6	49.9	95.6	31.4	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	113.7	27.3	95.3	24.6	60.2	12.7	Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
Sacavém	156.4	25.1	100.6	12.3	73.6	11.0							
Santarém	87.2	19.1	67.1	23.6	43.8	18.6							
Sete Rios	198.0	49.7	120.9	18.4	83.7	12.4	TOTAL	7261	1981	5209	1255	3356	919

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2025													
Época Sazonal 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							Setúbal	214.5	36.0	170.4	30.8	126.4	31.8
Alqueva	40.2	6.7	25.2	4.0	15.6	2.9	Sines	114.1	15.5	87.8	11.0	63.3	8.9
Alto de Mira	208.7	32.8	140.6	17.6	78.7	11.0	Tábua	32.9	5.8	23.9	4.3	13.4	2.1
Batalha	251.8	64.8	165.5	35.5	110.0	14.0	Tavira	42.9	3.1	29.7	2.3	20.1	5.2
Bodiosa	120.2	15.5	85.8	3.5	54.9	9.7	Torrão	100.9	19.3	68.8	9.7	39.0	12.9
Canelas	277.7	63.9	188.7	37.1	106.6	17.1	Trafaria	115.9	15.6	81.4	10.4	49.8	9.9
Carrapateiro	37.3	8.8	27.0	7.4	15.5	8.1	Trajouce	243.0	45.2	191.3	32.5	124.6	24.7
Carregado	187.4	33.9	132.0	26.5	72.9	16.6	Tunes	139.6	15.1	98.5	10.0	66.4	17.0
Carriche	154.3	22.5	105.7	13.4	59.6	6.7	V. P. Aguiar	33.1	7.5	17.3	3.7	12.1	3.3
Carvoeira	65.9	9.2	33.6	5.4	19.0	3.7	Valdigem	110.8	30.4	76.8	18.2	49.4	12.5
Castelo Branco	57.4	5.7	40.2	1.6	22.6	2.3	Valpaços	49.8	11.3	36.1	7.8	26.3	7.2
Chafariz	80.2	15.7	56.7	13.4	37.9	13.8	Vermoim	309.8	71.3	212.1	41.7	122.8	19.7
Custóias	262.2	56.9	182.6	31.5	100.3	12.8	Vila Chã	112.1	19.9	85.2	15.2	41.8	6.6
Ermesinde	188.1	34.6	133.5	16.1	77.0	8.2	Vila Fria	239.8	54.4	157.6	34.9	99.9	37.0
Estarreja	262.2	61.2	162.0	36.4	96.3	23.5	Zambujal	186.6	29.3	128.7	16.1	83.4	11.6
Estoi	141.2	10.1	99.2	7.5	66.8	17.4	Zêzere	240.8	37.1	168.8	25.0	92.0	20.2
Estremoz	61.4	2.2	37.2	1.3	20.3	4.5	Previstos						
Évora	28.3	5.1	20.3	3.3	11.7	2.0	Alcochete	62.6	10.5	49.7	9.0	36.9	9.3
Fafe	145.6	38.4	93.4	22.1	45.5	12.6	Almargem do Bispo	90.4	13.7	57.1	7.4	31.7	4.7
Falagueira	66.8	7.8	45.2	5.6	28.7	4.2	Alto São João	84.1	11.4	58.6	7.2	34.3	4.4
Fanhões	215.0	46.7	154.5	39.9	119.8	49.9	Divor	61.9	11.2	44.3	7.2	25.5	4.4
Feira	157.3	36.5	100.6	21.6	58.7	12.5	Ourique	16.5	2.7	10.0	1.6	5.2	1.0
Fernão Ferro	185.5	30.1	125.1	17.4	75.0	7.7	Pegões AT	29.8	5.1	23.0	4.0	16.0	3.7
Ferreira do Alentejo	105.7	17.6	64.4	10.2	33.4	6.2	V.N. Famalicão	164.3	40.6	109.4	23.7	58.2	12.7
Ferro	90.9	8.4	58.4	9.4	33.1	7.1	Cientes MAT existentes						
Frades	14.2	3.0	8.7	1.5	4.6	0.8	Artlant	14.4	11.2	10.0	7.8	1.2	0.9
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Lusosider	6.0	0.5	3.5	0.3	1.5	0.1
Lavos	185.1	41.5	147.7	32.2	128.1	22.0	Maia	90.0	15.4	67.5	11.6	5.0	0.9
Macedo de Cavaleiros	70.6	16.1	42.7	9.2	30.9	8.5	Neves Corvo	19.0	6.6	11.0	3.8	3.0	1.1
Mogadouro	13.4	3.0	9.2	2.0	6.3	1.7	Petrogal	26.0	9.1	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	235.4	42.6	166.4	31.6	89.8	19.9	Quinta do Anjo	16.0	3.4	8.0	1.7	4.0	0.7
Oleiros	221.9	70.7	154.6	45.2	80.7	27.3	Refer - Ermidas-Sado	4.0	0.3	2.1	0.2	0.2	0.0
Paraimo	98.9	23.6	74.3	18.0	47.2	15.3	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	24.5	5.0	17.6	2.5	7.7	0.6	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	34.5	10.3	18.8	6.9	7.1	3.3	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	226.4	32.7	161.0	17.1	104.1	20.2	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	45.5	10.3	26.6	5.8	17.4	4.8	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	95.7	21.4	58.5	12.7	31.1	5.3	Refer - Pegões	3.5	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Portimão	95.8	2.2	71.6	1.7	51.6	9.2	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	60.0	5.7	39.1	3.2	22.5	4.2	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	124.1	28.5	89.2	17.5	52.4	8.4	Refer - Saboia	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Recarei	160.0	25.4	101.9	14.9	49.3	15.1	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	350.3	90.3	228.4	52.7	109.3	29.7	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	174.2	29.3	117.8	18.5	75.1	6.2	Seixal-Longos	120.0	28.0	65.0	15.2	10.0	2.2
Sacavém	187.2	20.8	132.5	13.9	81.8	12.4							
Santarém	96.1	13.7	66.4	9.5	38.6	10.8							
Sete Rios	207.7	32.1	150.1	23.9	88.0	11.8							
							TOTAL	9236	1753	6351	1111	3755	791

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
2025													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Verão Intermédio		Vazio		Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Ponta		Verão Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	176.0	38.7	151.5	36.1	121.9	37.6
Alqueva	36.5	10.3	35.4	2.0	10.8	0.3	Sines	95.1	20.7	87.1	18.6	82.1	15.6
Alto de Mira	147.4	32.9	121.0	19.1	66.9	12.5	Tábua	26.2	7.4	17.3	5.0	10.7	3.6
Batalha	192.0	65.3	148.8	37.8	117.6	30.6	Tavira	45.8	11.6	35.0	7.5	22.1	8.3
Bodiosa	99.2	18.6	69.6	7.1	42.3	3.0	Torrão	88.7	22.8	58.8	9.8	35.8	9.4
Canelas	212.4	60.8	143.6	32.0	92.3	18.2	Trafaria	81.9	16.6	65.0	14.4	42.0	13.7
Carrapatelo	24.8	6.9	19.3	5.3	8.0	4.8	Trajouce	185.7	33.1	144.7	17.5	97.6	20.6
Carregado	160.5	40.6	115.1	32.7	72.8	18.7	Tunes	173.7	47.8	128.1	35.4	83.9	38.3
Carriche	140.0	31.4	90.6	17.8	58.0	12.8	V. P. Aguiar	29.2	10.9	14.6	5.5	8.4	2.9
Carvoeira	33.9	8.2	25.2	7.2	10.1	3.1	Valdigem	80.9	33.7	66.7	25.8	39.4	13.6
Castelo Branco	49.3	11.3	34.0	6.4	24.5	3.7	Valpaços	31.0	11.6	22.6	8.6	13.0	4.5
Chafariz	40.0	5.6	37.0	10.3	23.7	7.6	Vermoim	265.4	75.9	194.0	43.3	127.8	25.2
Custóias	210.8	60.9	146.3	30.2	92.3	15.7	Vila Chã	108.2	30.7	74.2	21.2	48.1	16.0
Ermesinde	147.6	40.6	105.5	13.9	70.9	5.5	Vila Fria	178.3	55.3	137.0	42.4	96.7	44.3
Estarreja	236.0	69.4	130.7	33.0	95.1	24.7	Zambujal	162.2	36.3	105.7	16.7	69.8	13.1
Estoi	150.2	37.8	116.9	24.9	73.3	27.4	Zêzere	205.4	73.4	154.4	59.3	114.1	58.8
Estremoz	42.9	7.6	27.9	3.4	17.6	1.0	Previstos						
Évora	23.0	7.9	17.8	5.3	11.1	3.7	Alcochete	51.3	11.3	44.2	10.5	35.6	11.0
Fafe	125.5	47.4	76.4	24.4	42.3	14.3	Almargem do Bispo	59.6	13.6	48.2	8.7	25.2	5.1
Falagueira	60.6	13.5	43.8	4.6	28.4	1.5	Alto São João	75.9	15.7	48.7	8.1	32.9	6.1
Fanhões	154.8	45.4	137.0	48.2	120.3	56.9	Divor	50.3	17.4	38.9	11.6	24.3	8.0
Feira	134.1	39.1	79.4	19.2	55.3	13.2	Ourique	13.3	3.1	10.0	2.8	7.1	2.1
Fernão Ferro	122.8	22.6	106.6	20.0	64.8	10.6	Pegões AT	24.4	6.3	20.3	5.2	15.4	4.8
Ferreira do Alentejo	84.9	19.9	64.2	18.0	45.3	13.7	V.N. Famalicão	143.6	47.7	94.1	24.8	58.1	15.1
Ferro	65.9	17.2	48.7	13.7	29.7	8.5	Clientes MAT existentes						
Frades	14.1	4.5	7.0	2.1	3.5	0.5	Artlant	14.4	2.9	10.0	2.0	1.2	0.2
Guimarães	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Lusosider	6.0	0.5	4.0	0.4	2.0	0.1
Lavos	177.7	58.7	150.9	44.3	102.2	23.5	Maia	90.0	20.0	67.5	15.0	5.0	1.1
Macedo de Cavaleiros	41.2	15.4	32.6	12.4	19.8	6.9	Neves Corvo	19.0	6.7	11.0	3.9	3.0	1.0
Mogadouro	7.8	2.9	6.2	2.4	4.9	1.7	Petrogal	25.0	8.8	20.0	7.0	6.0	2.1
Mourisca	199.1	53.6	136.4	31.8	92.9	21.7	Quinta do Anjo	20.0	4.8	12.5	3.0	5.0	0.9
Oleiros	175.0	69.0	112.2	46.3	60.7	26.5	Refer - Ermidas-Sado	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Paraimo	85.3	31.2	69.0	22.6	46.6	18.5	Refer - Fatela	0.8	0.0	0.5	0.0	0.2	0.0
Pedralva	18.1	5.6	14.1	3.7	9.2	0.8	Refer - Fogueteiro	7.0	2.2	3.7	1.1	0.4	0.1
Penela	19.4	7.6	14.7	4.9	8.5	4.6	Refer - Gouveia	3.0	0.0	1.8	0.0	0.5	0.0
Pereiros	169.4	43.9	131.1	28.5	97.9	22.3	Refer - Monte Da Pedra	3.0	0.2	1.6	0.1	0.2	0.0
Pocinho	25.2	9.4	20.1	7.6	12.6	4.3	Refer - Mortágua	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Pombal	88.7	29.3	49.3	14.5	27.8	6.4	Refer - Pegões	3.0	0.1	1.6	0.0	0.2	0.0
Portimão	99.9	18.1	87.3	13.2	55.0	15.2	Refer - Quinta Grande	3.5	0.3	1.9	0.2	0.2	0.0
Porto Alto	54.8	15.4	40.9	11.9	20.6	7.8	Refer - Rodão	2.0	0.0	1.4	0.0	0.2	0.0
Prelada	91.0	26.0	65.3	14.6	44.4	8.8	Refer - Saboia	2.5	0.1	1.4	0.1	0.2	0.0
Recarei	146.4	37.4	76.4	11.4	46.9	14.9	Refer - Sobral	2.5	0.0	1.6	0.0	0.2	0.0
Riba d'Ave	316.9	115.8	184.4	55.0	105.1	34.6	Refer - Urrô	2.0	0.0	1.1	0.0	0.2	0.0
Rio Maior	121.0	29.1	101.4	26.2	64.0	13.5	Seixal-Longos	120.0	22.7	65.0	12.3	10.0	1.8
Sacavém	162.0	26.0	104.2	12.8	76.3	11.4							
Santarém	90.5	19.9	69.6	24.5	45.4	19.3							
Sete Rios	205.1	51.5	125.2	19.1	86.7	12.9							
							TOTAL	7684	2103	5510	1330	3552	973

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)									
2016									
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
<b>Existentes</b>					<b>Pocinho</b>	43.8	10.0	31.6	11.8
					<b>Pombal</b>	93.7	21.0	90.4	29.8
<b>Alqueva</b>	39.3	6.5	58.3	16.5	<b>Portimão</b>	91.1	2.1	118.5	21.5
<b>Alto de Mira</b>	260.1	40.4	207.4	46.9	<b>Porto Alto</b>	61.8	5.8	59.2	16.7
<b>Batalha</b>	265.4	68.3	213.3	72.5	<b>Prelada</b>	119.4	27.5	91.2	26.1
<b>Bodiosa</b>	115.3	14.9	99.1	18.6	<b>Recarei</b>	162.3	25.8	148.3	37.9
<b>Canelas</b>	298.0	68.6	227.6	65.1	<b>Riba d'Ave</b>	399.2	103.1	357.0	130.7
<b>Carrapatelo</b>	36.1	8.5	23.6	6.6	<b>Rio Maior</b>	176.2	29.6	146.6	35.3
<b>Carregado</b>	191.6	34.7	172.1	43.5	<b>Sacavém</b>	197.2	21.9	179.7	28.8
<b>Carriche</b>	162.5	23.7	155.3	34.9	<b>Santarém</b>	103.2	14.7	102.2	22.4
<b>Carvoeira</b>	108.4	15.2	58.3	14.1	<b>Sete Rios</b>	236.7	36.6	227.4	57.1
<b>Castelo Branco</b>	55.3	5.5	49.5	11.4	<b>Setúbal</b>	258.6	43.4	284.1	62.5
<b>Chafariz</b>	78.3	15.3	45.2	6.3	<b>Sines</b>	112.8	15.3	104.3	22.7
<b>Custóias</b>	266.7	57.9	224.6	64.9	<b>Tábua</b>	33.8	6.0	30.9	8.8
<b>Ermesinde</b>	201.6	37.1	166.7	45.8	<b>Tavira</b>	32.9	2.4	14.7	3.5
<b>Estarreja</b>	268.0	62.6	252.9	74.4	<b>Torrão</b>	120.2	23.0	86.5	22.3
<b>Estoi</b>	151.3	10.8	213.1	53.7	<b>Trafaria</b>	128.4	17.3	96.1	19.5
<b>Estremoz</b>	64.4	2.3	47.3	8.3	<b>Trajouce</b>	266.4	49.6	214.4	38.2
<b>Évora</b>	103.9	18.8	98.1	33.9	<b>Tunes</b>	139.7	15.1	193.9	53.3
<b>Fafe</b>	103.0	27.3	88.2	33.6	<b>V. P. Aguiar</b>	31.5	7.2	29.0	10.8
<b>Falagueira</b>	67.2	7.9	70.7	15.8	<b>Valdigem</b>	120.7	33.1	94.2	39.3
<b>Fanhões</b>	248.2	52.6	201.1	57.8	<b>Valpaços</b>	48.6	11.1	34.6	13.0
<b>Feira</b>	163.6	38.0	143.7	41.9	<b>Vermoim</b>	376.0	86.5	336.0	96.1
<b>Fernão Ferro</b>	203.8	33.1	142.7	26.3	<b>Vila Chã</b>	112.1	19.9	113.2	32.2
<b>Ferreira do Alentejo</b>	96.1	16.0	79.8	18.7	<b>Vila Fria</b>	240.4	54.6	187.3	58.1
<b>Ferro</b>	88.7	8.2	67.1	17.5	<b>Zambujal</b>	194.9	30.6	178.9	40.0
<b>Frades</b>	13.9	2.9	14.7	4.7	<b>Zêzere</b>	245.6	37.8	219.7	78.5
<b>Guimarães</b>	86.4	22.6	78.4	29.2	<b>Previstos</b>				
<b>Lavos</b>	181.2	40.6	181.1	59.8	<b>Alcochete</b>	68.7	11.5	0.0	0.0
<b>Macedo de Cavaleiros</b>	64.1	14.6	44.3	16.6	<b>Almargem do Bispo</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Mogadouro</b>	15.2	3.4	10.7	4.0	<b>Alto São João</b>	89.5	12.1	84.2	17.5
<b>Mourisca</b>	231.4	41.9	204.2	55.0	<b>Divor</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Oleiros</b>	223.4	71.2	193.5	76.2	<b>Ourique</b>	15.0	2.5	0.0	0.0
<b>Paraimo</b>	101.5	24.2	91.9	33.6	<b>Pegões AT</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Pedralva</b>	23.4	4.8	22.1	6.9	<b>V.N. Famalicão</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Penela</b>	36.2	10.8	21.4	8.4					
<b>Pereiros</b>	237.3	34.3	186.8	48.4					

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)									
2018									
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
<b>Existentes</b>					<b>Pocinho</b>	46.3	10.5	33.5	12.5
					<b>Pombal</b>	97.8	21.9	94.4	31.2
<b>Alqueva</b>	41.6	6.9	61.7	17.5	<b>Portimão</b>	96.9	2.3	126.0	22.8
<b>Alto de Mira</b>	271.5	42.2	216.5	48.9	<b>Porto Alto</b>	64.5	6.1	61.7	17.4
<b>Batalha</b>	277.1	71.3	222.6	75.7	<b>Prelada</b>	126.6	29.1	96.7	27.7
<b>Bodiosa</b>	122.5	15.8	105.3	19.8	<b>Recarei</b>	171.3	27.2	156.6	40.0
<b>Canelas</b>	311.5	71.7	237.9	68.0	<b>Riba d'Ave</b>	420.4	108.6	376.0	137.6
<b>Carrapatelo</b>	38.4	9.1	25.1	7.0	<b>Rio Maior</b>	184.6	31.0	153.6	36.9
<b>Carregado</b>	200.2	36.2	179.8	45.5	<b>Sacavém</b>	205.5	22.8	187.3	30.1
<b>Carriche</b>	169.3	24.7	161.8	36.3	<b>Santarém</b>	106.1	15.1	105.0	23.1
<b>Carvoeira</b>	109.1	15.3	58.7	14.2	<b>Sete Rios</b>	246.7	38.1	237.0	59.5
<b>Castelo Branco</b>	58.7	5.9	52.6	12.1	<b>Setúbal</b>	266.9	44.8	231.6	51.0
<b>Chafariz</b>	83.7	16.4	48.3	6.8	<b>Sines</b>	119.2	16.2	110.2	24.0
<b>Custóias</b>	279.2	60.6	235.2	68.0	<b>Tábua</b>	35.4	6.3	32.4	9.2
<b>Ermesinde</b>	208.8	38.4	172.7	47.5	<b>Tavira</b>	34.6	2.6	40.6	10.3
<b>Estarreja</b>	280.1	65.4	264.4	77.7	<b>Torrão</b>	127.4	24.4	91.6	23.6
<b>Estoi</b>	159.4	11.4	186.4	47.0	<b>Trafaria</b>	132.2	17.8	98.9	20.0
<b>Estremoz</b>	66.8	2.4	49.1	8.6	<b>Trajouce</b>	277.6	51.6	223.4	39.8
<b>Évora</b>	107.8	19.5	101.8	35.1	<b>Tunes</b>	147.1	15.9	204.2	56.2
<b>Fafe</b>	108.2	28.6	92.6	35.3	<b>V. P. Aguiar</b>	33.3	7.6	30.6	11.4
<b>Falagueira</b>	70.7	8.3	74.3	16.6	<b>Valdigem</b>	125.7	34.5	98.1	40.9
<b>Fanhões</b>	258.6	54.8	209.6	60.3	<b>Valpaços</b>	51.3	11.7	36.6	13.7
<b>Feira</b>	171.0	39.7	150.2	43.8	<b>Vermoim</b>	398.7	91.7	356.3	101.9
<b>Fernão Ferro</b>	210.4	34.2	147.3	27.2	<b>Vila Chã</b>	118.0	21.0	119.3	33.9
<b>Ferreira do Alentejo</b>	102.6	17.1	85.1	19.9	<b>Vila Fria</b>	253.8	57.6	197.8	61.3
<b>Ferro</b>	93.9	8.6	71.0	18.5	<b>Zambujal</b>	203.8	32.0	187.1	41.9
<b>Frades</b>	14.6	3.1	15.5	5.0	<b>Zêzere</b>	257.6	39.7	230.4	82.4
<b>Guimarães</b>	91.0	23.8	82.6	30.8	<b>Previstos</b>				
<b>Lavos</b>	189.3	42.4	189.1	62.4	<b>Alcochete</b>	70.9	11.9	61.6	13.5
<b>Macedo de Cavaleiros</b>	68.3	15.5	47.2	17.6	<b>Almargem do Bispo</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Mogadouro</b>	15.7	3.6	11.1	4.1	<b>Alto São João</b>	93.2	12.6	87.8	18.2
<b>Mourisca</b>	243.6	44.1	215.0	58.0	<b>Divor</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Oleiros</b>	233.1	74.3	201.9	79.6	<b>Ourique</b>	16.0	2.7	13.3	3.1
<b>Paraimo</b>	106.2	25.3	96.2	35.1	<b>Pegões AT</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Pedralva</b>	24.7	5.0	23.4	7.3	<b>V.N. Famalicão</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Penela</b>	37.7	11.3	22.3	8.8					
<b>Pereiros</b>	247.2	35.7	194.6	50.4					

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	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
<b>Existentes</b>					<b>Pocinho</b>	48.8	11.1	35.3	13.2
					<b>Pombal</b>	102.5	23.0	98.9	32.6
<b>Alqueva</b>	43.8	7.3	64.9	18.4	<b>Portimão</b>	102.5	2.4	133.4	24.1
<b>Alto de Mira</b>	292.5	45.8	233.3	52.3	<b>Porto Alto</b>	67.0	6.3	64.1	18.1
<b>Batalha</b>	286.8	73.8	230.5	78.4	<b>Prelada</b>	133.6	30.7	102.0	29.2
<b>Bodiosa</b>	129.4	16.7	111.2	20.9	<b>Recarei</b>	180.3	28.6	164.8	42.1
<b>Canelas</b>	324.2	74.6	247.6	70.8	<b>Riba d'Ave</b>	391.7	101.0	352.7	128.8
<b>Carrapatelo</b>	40.9	9.7	26.7	7.5	<b>Rio Maior</b>	192.6	32.4	160.2	38.5
<b>Carregado</b>	208.3	37.7	187.1	47.3	<b>Sacavém</b>	212.6	23.6	193.8	31.1
<b>Carriche</b>	175.2	25.6	167.5	37.6	<b>Santarém</b>	109.0	15.5	107.9	23.7
<b>Carvoeira</b>	109.7	15.4	59.0	14.3	<b>Sete Rios</b>	255.3	39.4	245.3	61.6
<b>Castelo Branco</b>	62.0	6.2	55.5	12.8	<b>Setúbal</b>	273.6	46.0	237.4	52.2
<b>Chafariz</b>	88.3	17.3	50.9	7.1	<b>Sines</b>	125.1	17.0	115.6	25.1
<b>Custóias</b>	290.9	63.1	245.0	70.8	<b>Tábua</b>	36.8	6.5	33.6	9.6
<b>Ermesinde</b>	215.2	39.6	177.9	48.9	<b>Tavira</b>	47.3	3.5	55.4	14.0
<b>Estarreja</b>	291.6	68.1	275.1	80.9	<b>Torrão</b>	134.9	25.8	97.0	25.0
<b>Estoi</b>	155.7	11.1	182.1	45.9	<b>Trafaria</b>	135.2	18.2	101.1	20.5
<b>Estremoz</b>	69.1	2.5	50.7	8.9	<b>Trajouce</b>	275.9	51.3	222.1	39.5
<b>Évora</b>	111.5	20.2	105.3	36.3	<b>Tunes</b>	154.0	16.6	213.7	58.8
<b>Fafe</b>	162.4	42.8	141.6	53.5	<b>V. P. Aguiar</b>	35.1	8.0	32.3	12.1
<b>Falagueira</b>	73.9	8.6	77.7	17.3	<b>Valdigem</b>	130.3	35.8	101.7	42.4
<b>Fanhões</b>	267.6	56.7	216.9	62.4	<b>Valpaços</b>	53.9	12.3	38.5	14.4
<b>Feira</b>	177.9	41.3	156.3	45.6	<b>Vermoim</b>	336.0	77.3	375.3	107.3
<b>Fernão Ferro</b>	215.7	35.0	150.9	27.8	<b>Vila Chã</b>	123.6	21.9	124.8	35.5
<b>Ferreira do Alentejo</b>	109.4	18.2	90.8	21.2	<b>Vila Fria</b>	265.6	60.3	207.0	64.2
<b>Ferro</b>	98.8	9.1	74.7	19.5	<b>Zambujal</b>	211.4	33.2	194.0	43.4
<b>Frades</b>	15.4	3.2	16.3	5.2	<b>Zêzere</b>	268.4	41.3	240.1	85.8
<b>Guimarães</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>Previstos</b>				
<b>Lavos</b>	198.3	44.4	198.2	65.4	<b>Alcochete</b>	72.7	12.2	63.1	13.9
<b>Macedo de Cavaleiros</b>	72.8	16.6	50.3	18.8	<b>Almargem do Bispo</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Mogadouro</b>	16.2	3.7	11.4	4.3	<b>Alto São João</b>	96.5	13.0	90.8	18.8
<b>Mourisca</b>	255.7	46.3	225.7	60.8	<b>Divor</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Oleiros</b>	243.2	77.4	210.6	83.0	<b>Ourique</b>	17.1	2.8	14.2	3.3
<b>Paraimo</b>	110.5	26.3	100.0	36.6	<b>Pegões AT</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Pedralva</b>	26.0	5.3	24.6	7.7	<b>V.N. Famalicão</b>	181.9	44.9	85.8	32.0
<b>Penela</b>	39.0	11.7	23.1	9.1					
<b>Pereiros</b>	256.0	37.0	201.5	52.2					

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT									
(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)									
2025									
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão	
Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar
<b>Existentes</b>					<b>Pocinho</b>	55.3	12.6	39.9	14.9
					<b>Pombal</b>	116.3	26.0	112.2	37.0
<b>Alqueva</b>	48.9	8.1	72.5	20.5	<b>Portimão</b>	116.4	2.7	151.5	27.4
<b>Alto de Mira</b>	253.6	39.8	249.8	55.9	<b>Porto Alto</b>	73.0	6.9	69.8	19.7
<b>Batalha</b>	306.0	78.8	245.9	83.6	<b>Prelada</b>	150.8	34.7	115.2	32.9
<b>Bodiosa</b>	146.1	18.8	125.6	23.6	<b>Recarei</b>	203.1	32.3	185.4	47.3
<b>Canelas</b>	354.4	81.5	270.7	77.4	<b>Riba d'Ave</b>	445.3	114.8	400.8	146.4
<b>Carrapatelo</b>	47.6	11.3	31.1	8.7	<b>Rio Maior</b>	211.7	35.6	176.1	42.4
<b>Carregado</b>	227.7	41.2	204.6	51.8	<b>Sacavém</b>	227.5	25.3	207.4	33.3
<b>Carriche</b>	187.5	27.4	179.2	40.2	<b>Santarém</b>	116.8	16.7	115.7	25.4
<b>Carvoeira</b>	84.4	11.8	59.8	14.4	<b>Sete Rios</b>	273.2	42.2	262.5	65.9
<b>Castelo Branco</b>	69.7	7.0	62.4	14.4	<b>Setúbal</b>	260.7	43.8	226.3	49.8
<b>Chafariz</b>	97.5	19.1	56.2	7.9	<b>Sines</b>	138.7	18.9	128.2	27.9
<b>Custóias</b>	318.7	69.2	268.5	77.6	<b>Tábua</b>	39.9	7.1	36.5	10.4
<b>Ermesinde</b>	228.7	42.1	189.1	52.0	<b>Tavira</b>	52.1	3.8	61.0	15.4
<b>Estarreja</b>	318.7	74.4	300.8	88.4	<b>Torrão</b>	155.5	29.8	111.8	28.8
<b>Estoi</b>	171.6	12.3	200.6	50.6	<b>Trafaria</b>	140.8	19.0	105.3	21.3
<b>Estremoz</b>	74.7	2.7	54.8	9.6	<b>Trajouce</b>	295.3	54.9	237.7	42.3
<b>Évora</b>	34.4	6.2	32.5	11.2	<b>Tunes</b>	169.7	18.3	235.5	64.8
<b>Fafe</b>	183.6	48.4	160.2	60.5	<b>V. P. Aguiar</b>	40.2	9.1	36.9	13.8
<b>Falagueira</b>	81.2	9.5	85.4	19.0	<b>Valdigem</b>	141.6	38.9	110.5	46.1
<b>Fanhões</b>	261.3	56.8	232.1	66.7	<b>Valpaços</b>	60.5	13.8	43.1	16.1
<b>Feira</b>	194.5	45.2	170.8	49.8	<b>Vermoim</b>	376.6	86.6	336.5	96.2
<b>Fernão Ferro</b>	225.5	36.6	157.8	29.1	<b>Vila Chã</b>	136.2	24.2	137.7	39.1
<b>Ferreira do Alentejo</b>	128.5	21.4	106.7	25.0	<b>Vila Fria</b>	291.4	66.2	227.1	70.4
<b>Ferro</b>	110.5	10.2	83.6	21.8	<b>Zambujal</b>	226.8	35.6	208.2	46.6
<b>Frades</b>	17.3	3.6	18.3	5.9	<b>Zêzere</b>	292.7	45.1	261.8	93.6
<b>Guimarães</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>Previstos</b>				
<b>Lavos</b>	225.0	50.4	224.8	74.2	<b>Alcochete</b>	76.0	12.8	66.0	14.5
<b>Macedo de Cavaleiros</b>	85.8	19.5	59.3	22.2	<b>Almargem do Bispo</b>	111.2	16.9	0.0	0.0
<b>Mogadouro</b>	17.6	4.0	12.4	4.6	<b>Alto São João</b>	103.2	14.0	97.2	20.1
<b>Mourisca</b>	286.1	51.8	252.5	68.0	<b>Divor</b>	75.2	13.6	71.0	24.5
<b>Oleiros</b>	269.7	85.9	233.5	92.0	<b>Ourique</b>	20.1	3.3	16.6	3.9
<b>Paraimo</b>	120.1	28.7	108.8	39.8	<b>Pegões AT</b>	36.2	6.2	32.2	8.3
<b>Pedralva</b>	29.8	6.1	28.2	8.8	<b>V.N. Famalicão</b>	205.5	50.7	181.7	60.4
<b>Penela</b>	41.9	12.6	24.8	9.8					
<b>Pereiros</b>	275.2	39.8	216.6	56.1					





# 07 ANEXOS

ANEXO 12

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO  
(EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA  
E GRANDE TÉRMICA)

REN

**Página em Branco**

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA)									
(Valores em MW)									
Subestação	Eólica			Pequena Hídrica ( $\leq 10\text{MW}$ )			Pequena Hídrica ( $10\text{MW} < P \leq 30\text{MW}$ )		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025	2016	2020	2025
Alcochete	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almargem do Bispo	-	-	53	-	-	-	-	-	-
Alqueva	-	-	-	12	12	12	-	-	-
Alto Mira	32	32	-	-	-	-	-	-	-
Armamar	-	128	124	-	-	-	-	-	-
Batalha	118	142	171	-	-	-	-	-	-
Bodiosa	178	178	186	39	42	51	-	-	-
Canelas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carrapatelo	193	195	205	9	9	9	-	-	-
Carregado	27	43	47	-	-	-	-	-	-
Carriche	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	148	148	154	-	-	-	-	-	-
Castelo Branco	157	168	169	-	-	-	-	-	-
Chafariz	197	222	256	18	18	18	-	-	-
Custoias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estarreja	41	41	43	11	14	21	-	-	-
Estoi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Évora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fafe	79	79	82	24	24	24	-	-	-
Falagueira	221	221	224	-	-	-	-	-	-
Fanhões	102	102	87	-	-	-	-	-	-
Feira	37	37	38	-	-	-	-	-	-
Fernão Ferro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ferreira do Alentejo	-	-	-	12	12	13	-	-	-
Ferro	88	88	92	25	28	36	24	24	24
Frades	201	201	201	-	-	-	-	-	-
Fundão	253	309	343	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	80	-	-	-	-	-	-
Guimarães	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lavos	8	8	8	-	-	-	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	62	62	65	30	36	51	-	-	-
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mourisca	32	32	33	23	23	23	-	-	-
Oleiros	-	-	-	9	10	12	-	-	-
Ourique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Paraimo	13	20	28	-	-	-	-	-	-
Pedralva	264	283	304	-	-	-	15	15	15
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penela	167	176	180	-	-	-	-	-	-
Pereiros	120	120	125	13	15	23	24	24	24
Pocinho	25	58	92	9	9	9	-	-	-
Pombal	20	20	21	-	-	-	-	-	-
Portimão	139	144	154	-	-	-	-	-	-
Porto Alto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recarei	-	-	-	6	6	6	-	-	-
Riba d'Ave	122	122	123	39	44	54	-	-	-
Rio Maior	217	221	235	-	-	-	-	-	-
Sacavém	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seia	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Setúbal	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sines	19	19	19	-	-	-	-	-	-
Tábua	396	409	412	-	-	-	-	-	-
Tavira	138	144	144	-	-	-	-	-	-
Torrão	103	103	107	-	-	-	-	-	-
Trafaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tunes	6	6	6	-	-	-	-	-	-
Valdígem	547	547	559	48	50	56	25	25	25
Valpaços	50	50	90	22	25	33	-	-	-
Vermoim	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Chã	-	-	-	22	22	23	70	70	70
Vila Fria	89	89	93	16	19	27	22	22	22
Vila Nova de Famalicão	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	275	276	336	31	31	33	-	-	-
Zêzere	58	58	60	14	21	39	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4942</b>	<b>5300</b>	<b>5820</b>	<b>434</b>	<b>470</b>	<b>570</b>	<b>180</b>	<b>180</b>	<b>180</b>

POTÊNCIA INSTALADA DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA)									
(Valores em MW)									
Subestação	Cogeração			RSU + Biomassa + Biogás			Solar		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025	2016	2020	2025
Alcochete	16	17	18	-	-	-	5	5	5
Almargem do Bispo	-	-	-	-	-	5	-	-	-
Alqueva	-	-	-	-	-	-	51	66	94
Alto Mira	11	13	16	-	-	-	6	6	-
Armamar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batalha	9	10	11	5	7	8	8	8	8
Bodiosa	-	-	8	-	-	-	5	5	5
Canelas	-	-	7	8	10	10	-	-	-
Carrapatelo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carregado	8	10	14	-	-	-	5	5	5
Carriche	8	9	11	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	27	31	38	-	-	-	5	5	5
Castelo Branco	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chafariz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custoias	196	198	201	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-	56
Ermesinde	11	11	12	-	-	-	-	-	-
Estarreja	37	37	37	-	-	-	16	16	12
Estoi	-	-	-	-	-	16	19	20	30
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	8	23
Évora	-	-	-	-	-	-	31	33	17
Fafe	7	21	22	-	-	-	-	-	-
Falagueira	9	9	9	44	44	44	-	15	23
Fanhões	13	15	18	61	73	70	26	26	23
Feira	14	14	14	11	11	11	-	-	-
Fernão Ferro	39	42	48	-	-	-	37	37	24
Ferreira do Alentejo	-	-	-	-	-	-	61	86	89
Ferro	-	-	-	-	-	-	5	5	5
Frades	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundão	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guimarães	31	-	-	-	-	-	6	-	-
Lavos	276	276	276	35	35	35	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Mourisca	57	58	61	19	20	20	-	-	-
Oleiros	25	26	27	-	-	-	7	7	7
Ourique	-	-	-	-	-	-	16	96	95
Paraimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pedralva	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-	37
Penela	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pereiros	6	7	9	17	31	32	8	8	8
Pocinho	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pombal	32	36	42	-	-	-	-	-	-
Portimão	-	-	7	-	-	-	5	5	28
Porto Alto	12	12	13	-	-	-	18	18	19
Recarei	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riba d'Ave	152	149	150	-	-	-	11	11	10
Rio Maior	-	-	-	-	16	18	5	5	5
Sacavém	26	26	27	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	13	6	6	6
Seia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Setúbal	162	162	162	16	16	17	40	40	-
Sines	258	265	328	-	-	-	5	16	17
Tábua	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tavira	-	-	-	-	-	-	12	102	90
Torrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trafaria	11	11	11	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	9	9	10
Tunes	-	-	-	-	-	-	20	29	32
Valdigem	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valpaços	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermoim	29	24	25	27	58	60	6	-	-
Vila Chã	29	30	32	-	-	-	-	-	-
Vila Fria	112	112	112	-	-	-	-	5	5
Vila Nova de Famalicção	-	27	27	-	-	0	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zêzere	36	40	47	34	35	35	8	8	9
TOTAL	1660	1700	1840	277	357	392	460	720	810



# 07 ANEXOS

ANEXO 13

PLANOS DE PRODUÇÃO E MAPAS  
DE TRÂNSITOS DE POTÊNCIA NA RNT  
NO HORIZONTE 2025

REN 

## Índice

Planos de produção.....	1
Mapa da RNT - Situação prevista para 2025 .....	5
Mapas de trânsitos de potência na RNT - Horizonte 2025	
Ponta Úmida de Inverno eólica 70 % - Exportação .....	6
Ponta Úmida de Inverno eólica 30 %.....	7
Vazio Úmido de Inverno eólica 5 %.....	8
Ponta Seca de Verão eólica 5 % - Importação .....	9
Ponta Seca de Verão eólica 30 %.....	10
Vazio Seco de Verão eólica 50 % .....	11

PLANOS DE PRODUÇÃO - ANO DE 2025											
GRANDE HÍDRICA (>30MW)											
Sistema	Central	Tipo	Época Sazonal			INVERNO			VERÃO		
			Num. Gr.	Pmax/gr. (MW)	Pmax (MW)	Ponta Húmida		Vazio Húmido	Ponta Seca		Vazio Seco
						Exportação	Troca nula	Troca nula	Importação	Troca nula	Troca nula
Regime de Carga			Regime hidrológico			Eol 70 %	Eol 30 %	Eol 5 %	Eol 5 %	Eol 30 %	Eol 50 %
Saldo de trocas comerciais											
Lima	Alto Lindoso	Alb.	2	315	630	399	599	0	0	0	0
Douro Int.	Miranda	F.A.	3	60	180	171	171	114	0	0	0
		F.A.	1	189	189	180	180	120	0	0	0
	Picote	F.A.	3	65	195	185	185	124	0	0	0
	Picote II	F.A.	1	245	245	233	233	155	0	0	0
	Bemposta	F.A.	3	80	240	228	228	152	0	0	0
	Bemposta II	F.A.	1	191	191	181	181	121	0	0	0
Douro Nac.	Pocinho	F.A.	3	62	186	177	177	118	0	0	0
	B. Sabor - Mont	Alb./B	2	70	140	133	44	0	0	30	-140
	B. Sabor - Jus	Alb./B	2	16	31	29	10	0	0	8	0
	Valeira	F.A.	3	80	240	228	228	152	0	0	0
	Régua	F.A.	3	60	180	171	171	114	0	0	0
	Carrapatelo	F.A.	3	67	201	191	191	127	0	0	0
	Crestuma	F.A.	3	39	117	111	111	74	0	0	0
Tavora	Tabuaço (a)	Alb.	2	29	58	37	18	0	0	0	0
Tua	Foz Tua	Alb./B	2	126	251	238	79	0	0	58	-251
Vouga	Ribeiradio	Alb.	1	71	71	45	33	0	0	0	0
Tamega	Fridão	Alb.	1	238	238	226	226	109	0	0	0
	Alto Tâmega	Alb.	2	80	160	152	152	51	0	0	0
	Gouvães	Alb./B	4	220	880	557	279	0	0	101	-880
	Daiões	Alb.	2	57	114	72	108	36	0	0	0
	Torrão	F.A./B	2	70	140	133	133	89	0	0	0
Cavado	Alto Rabagão(b)	Alb./B	2	34	68	43	22	0	0	20	-64
	Vila Nova (c)	Alb.	3	30	90	57	86	29	0	0	0
		Alb.	1	54	54	34	51	0	0	0	0
	Venda Nova III	Alb./B	2	390	780	494	247	0	0	175	-780
	Frades	Alb./B	2	96	191	121	60	0	0	50	-191
	Salamonde (d)	Alb.	2	21	42	27	13	0	0	0	0
	Salamonde II	Alb./B	1	207	207	131	131	0	0	95	-207
	Cançada (e)	Alb.	2	31	62	40	59	20	0	0	0
Homem	V. Furnas (f)	Alb.	1	72	125	63	63	0	0	0	0
		Alb./B	1	71	125	62	35	0	0	35	0
Mond.	Girabolhos	Alb./B	2	182	364	346	231	0	0	95	-364
	Bogueira	Alb.	3	14	31	9	9	0	0	0	0
	Aguieira	Alb./B	3	112	336	213	106	0	0	73	-278
	Caldeirão	Alb.	1	40	40	38	38	0	0	0	0
Tejo	Fratel	F.A.	3	44	132	125	125	84	0	0	0
	Belver	F.A.	6	13	81	77	77	51	0	0	0
Zezere	Cabril	Alb.	2	54	108	68	103	0	0	0	0
	Bouça	Alb.	2	22	44	28	42	14	0	0	0
	Castelo de Bode	Alb.	3	53	159	101	151	50	0	0	0
Ocreza	Pracana	Alb.	2	8	16	10	15	0	0	0	0
		Alb.	1	25	25	16	15	0	0	0	0
Guadiana	Alqueva	Alb./B	2	120	240	152	76	0	0	55	-240
	Alqueva II	Alb./B	2	128	256	162	81	0	0	59	-256
<b>Total Hidráulica</b>					<b>8328</b>	<b>6494</b>	<b>5572</b>	<b>1903</b>	<b>0</b>	<b>854</b>	<b>-3651</b>
Total Albufeiras					5811	4103	3181	309	0	854	-3651
Total Fios de Água					2517	2391	2391	1594	0	0	0
<b>Total Bombagem</b>					<b>3955</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3651</b>

PLANOS DE PRODUÇÃO - ANO DE 2025										
GRANDE TÉRMICA										
		Época Sazonal			INVERNO			VERÃO		
		Regime de Carga			Ponta		Vazio	Ponta		Vazio
		Regime hidrológico			Húmida	Troca nula	Húmido	Seca	Troca nula	Seco
		Saldo de trocas comerciais			Exportação	Troca nula	Troca nula	Importação	Troca nula	Troca nula
Central	Tipo	Num. Gr.	Pmax/gr. (MW)	Pmax (MW)	Eol 70 %	Eol 30 %	Eol 5 %	Eol 5 %	Eol 30 %	Eol 50 %
Pego	Carv	2	288	576	0	0	0	576	576	576
Sines	Carv	4	295	1180	250	253	218	1180	1180	1180
Elecgás	Gas	2	419	837	0	0	0	390	603	837
Lares	Gas	2	413	826	0	0	0	160	413	520
Ribatejo	Gas	3	392	1176	0	0	0	0	392	392
T. Outeiro	Gas	3	330	990	0	0	0	0	0	0
<b>Total térmica</b>				<b>5585</b>	<b>250</b>	<b>253</b>	<b>218</b>	<b>2306</b>	<b>3164</b>	<b>3505</b>
TOTAIS										
Grande Térmica + Grande Hídrica					6744	5826	2121	2306	4018	-146
Interligação (Imp - ; Exp +)					3200	0	0	-3200	0	0
<b>Produção (excluindo Grande Hid. e Grande Térm.)</b>					<b>9612</b>	<b>5940</b>	<b>3612</b>	<b>1718</b>	<b>2302</b>	<b>3757</b>
Cogeração					1840	920	920	736	920	736
Térmica					392	196	196	196	196	196
Fotovoltaico					810	0	0	0	648	0
Pequena hídrica (≤ 10 MW)					570	570	570	376	188	0
Pequena hídrica (10 MW < P ≤ 30 MW)					180	180	180	119	59	0
Eólica					5820	4074	1746	291	1746	2910
Grande Térm. + Grande Hid. + Interligação						3544	5826	2121	5506	4018
Total produção referida à emissão + Interligação						9484	9437	3839	7808	7776
<b>Consumo</b>						<b>9236</b>	<b>9236</b>	<b>3755</b>	<b>7684</b>	<b>3552</b>
Bombagem						0	0	0	0	-3651
Estimativa de perdas						248	202	83	124	92

Legenda: F.A.- Fio de água Alb.- Albufeira B- Centrais com bombagem

NOTAS:

Pmax refere-se à potência líquida máxima de cada central

Para efeitos de simulação considera-se a central do Torrão como de fio de água atendendo à sua pequena capacidade de regularização de caudais afluentes.

Considerou-se como Pmax./gr = Pmax.tot / n°gr. , no entanto algumas centrais hídricas a funcionarem com apenas 1gr. a Pmax./gr pode ter um valor mais elevado que o indicado na tabela.

- 58/35 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos
- 68/38 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos
- 90/64/34 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 3/2/1Grupos
- 42/22 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos
- 62/32 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos
- 125 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo os 2Grupos (cada grupo com 62.5MW)



PLANOS DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA) - ANO DE 2025

(Valores em MW)

Subestação	EÓLICA				PEQUENA-HÍDRICA (≤30MW)			
	Cenários de produção				Inverno		Verão	
	70 %	50 %	30 %	5 %	Ponta Húmida	Vazio Húmido	Ponta	Vazio
Alcochete	-	-	-	-	-	-	-	-
Almargem do Bispo	36.9	26.4	15.8	2.6	-	-	-	-
Alqueva	-	-	-	-	118	7.8	3.9	0.0
Alto Mira	-	-	-	-	-	-	-	-
Armamar	86.7	619	37.1	6.2	-	-	-	-
Batalha	120.0	85.7	51.4	8.6	-	-	-	-
Bodiosa	129.9	92.8	55.7	9.3	511	33.7	16.9	0.0
Canelas	-	-	-	-	-	-	-	-
Carrapatelo	143.5	102.5	61.5	10.3	8.7	5.7	2.9	0.0
Carregado	33.0	23.6	14.2	2.4	-	-	-	-
Carriche	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvoeira	107.8	77.0	46.2	7.7	-	-	-	-
Castelo Branco	18.0	84.3	50.6	8.4	-	-	-	-
Chafariz	179.5	128.2	76.9	12.8	18.4	12.1	6.1	0.0
Custoias	-	-	-	-	-	-	-	-
Divor	-	-	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	-	-	-	-	-	-	-	-
Estarreja	29.8	213	12.8	2.1	20.8	13.7	6.9	0.0
Estoi	-	-	-	-	-	-	-	-
Estremoz	-	-	-	-	-	-	-	-
Évora	-	-	-	-	-	-	-	-
Fafe	57.7	412	24.7	4.1	24.4	16.1	8.1	0.0
Falagueira	156.5	1118	67.1	11.2	-	-	-	-
Fanhões	60.9	43.5	26.1	4.3	-	-	-	-
Feira	26.8	19.2	11.5	1.9	-	-	-	-
Fernão Ferro	-	-	-	-	-	-	-	-
Ferreira do Alentejo	-	-	-	-	12.8	8.5	4.2	0.0
Ferro	64.3	45.9	27.6	4.6	60.0	39.6	19.8	0.0
Frades	140.7	100.5	60.3	10.1	-	-	-	-
Fundão	239.8	171.3	102.8	17.1	-	-	-	-
Guarda	56.0	40.0	24.0	4.0	-	-	-	-
Lavos	5.8	4.2	2.5	0.4	-	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	45.2	32.3	19.4	3.2	50.7	33.4	16.7	0.0
Mogadouro	-	-	-	-	-	-	-	-
Mourisca	23.3	16.7	10.0	1.7	22.7	15.0	7.5	0.0
Oleiros	-	-	-	-	116	7.7	3.8	0.0
Ourique	-	-	-	-	-	-	-	-
Paraimo	19.7	14.1	8.4	1.4	-	-	-	-
Pedralva	212.7	151.9	91.2	15.2	14.7	9.7	4.9	0.0
Pegões	-	-	-	-	-	-	-	-
Penela	126.1	90.1	54.1	9.0	-	-	-	-
Pereiros	87.7	62.6	37.6	6.3	46.7	30.8	15.4	0.0
Pocinho	64.6	46.1	27.7	4.6	9.1	6.0	3.0	0.0
Pombal	14.6	10.4	6.3	1.0	-	-	-	-
Portimão	107.9	77.1	46.2	7.7	-	-	-	-
Porto Alto	-	-	-	-	-	-	-	-
Recarei	-	-	-	-	5.8	3.8	1.9	0.0
Riba d'Ave	85.9	61.3	36.8	6.1	53.6	35.3	17.7	0.0
Rio Maior	164.2	117.3	70.4	11.7	-	-	-	-
Sacavém	-	-	-	-	-	-	-	-
Santarém	-	-	-	-	-	-	-	-
Seia	49.0	35.0	21.0	3.5	-	-	-	-
Setúbal	-	-	-	-	-	-	-	-
Sines	13.6	9.7	5.8	1.0	-	-	-	-
Tábua	288.7	206.2	123.7	20.6	-	-	-	-
Tavira	101.1	72.2	43.3	7.2	-	-	-	-
Torrão	75.2	53.7	32.2	5.4	-	-	-	-
Trafaria	-	-	-	-	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	-	-	-	-	-
Tunes	4.4	3.1	1.9	0.3	-	-	-	-
Valdigem	391.5	279.6	167.8	28.0	80.9	53.4	26.7	0.0
Valpaços	63.1	45.1	27.1	4.5	32.8	21.7	10.8	0.0
Vermoim	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Chã	-	-	-	-	92.3	60.9	30.5	0.0
Vila Fria	65.0	46.4	27.8	4.6	49.3	32.5	16.3	0.0
Vila Nova de Famalicção	-	-	-	-	-	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	234.9	167.8	100.7	16.8	32.8	21.7	10.8	0.0
Zêzere	41.9	30.0	18.0	3.0	38.9	25.6	12.8	0
<b>TOTAL</b>	<b>4074</b>	<b>2910</b>	<b>1746</b>	<b>291</b>	<b>750</b>	<b>495</b>	<b>247</b>	<b>0</b>

PLANOS DE PRODUÇÃO (EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA) - ANO DE 2025

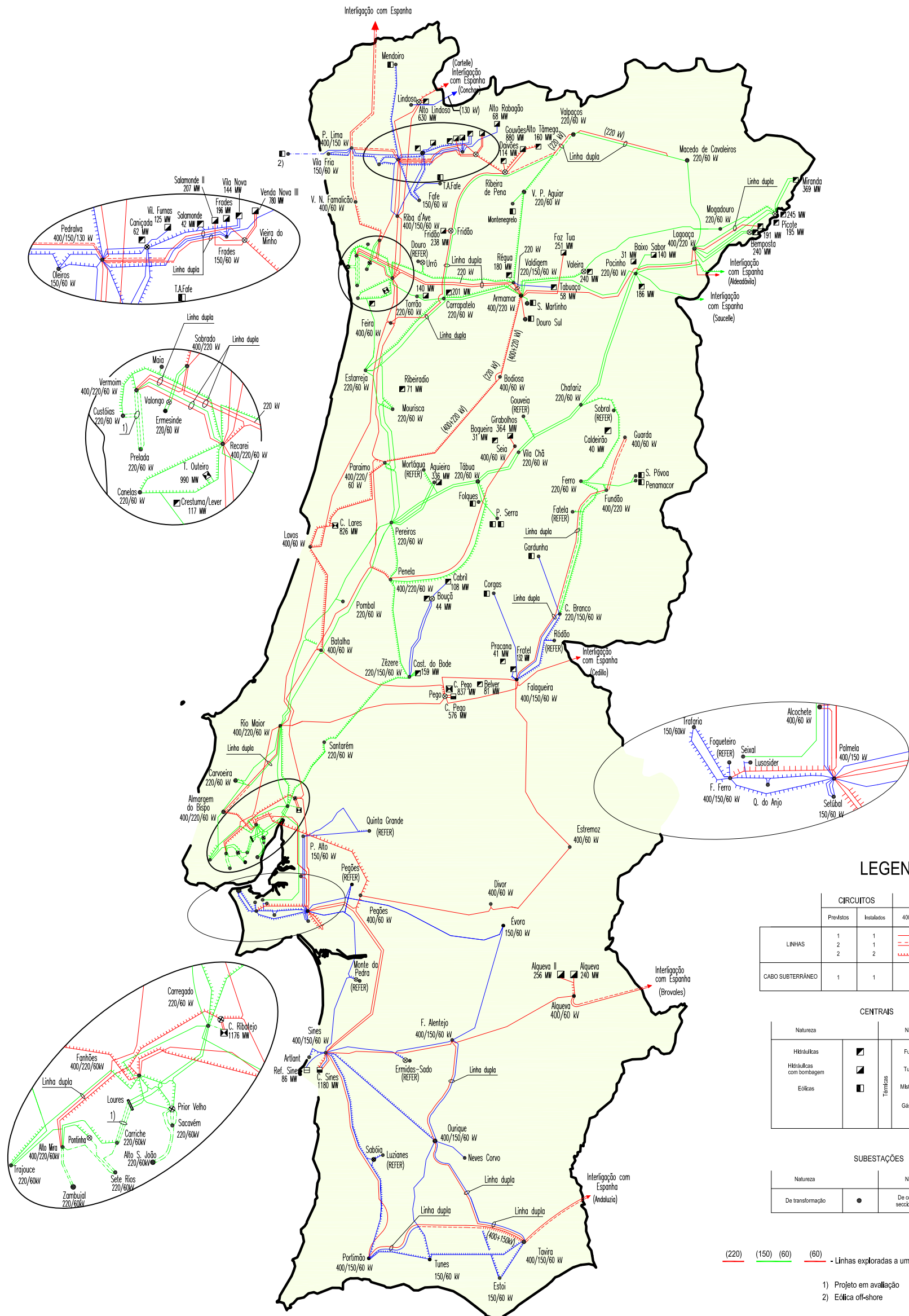
(Valores em MW)

Subestação	COGERAÇÃO		RSU + BIOMASSA + BIOGÁS	SOLAR		Vazio
	Ponta	Vazio		Ponta		
				Inverno	Verão	
Alcochete	8.8	7.0	-	0.0	4.1	0.0
Almargem do Bispo	-	-	2.5	-	-	-
Alqueva	-	-	-	0.0	75.3	0.0
Alto Mira	8.1	6.5	-	-	-	-
Armamar	-	-	-	-	-	-
Batalha	5.5	4.4	3.8	0.0	6.6	0.0
Bodiosa	4.2	3.3	-	0.0	4.1	0.0
Canelas	3.3	2.6	4.9	-	-	-
Carrapateiro	-	-	-	-	-	-
Carregado	6.9	5.5	-	0.0	4.1	0.0
Carriche	5.3	4.2	-	-	-	-
Carvoeira	18.9	15.1	-	0.0	4.1	0.0
Castelo Branco	-	-	-	-	-	-
Chafariz	-	-	-	-	-	-
Custoias	100.7	80.5	-	-	-	-
Divor	-	-	-	0.0	45.0	0.0
Ermesinde	6.0	4.8	-	-	-	-
Estarreja	18.5	14.8	-	0.0	9.9	0.0
Estoi	-	-	8.2	0.0	24.1	0.0
Estremoz	-	-	-	0.0	18.2	0.0
Évora	-	-	-	0.0	13.2	0.0
Fafe	10.9	8.7	-	-	-	-
Falagueira	4.7	3.7	22.0	0.0	18.1	0.0
Fanhões	9.0	7.2	34.9	0.0	18.4	0.0
Feira	7.1	5.7	5.6	-	-	-
Fernão Ferro	23.9	19.1	-	0.0	19.1	0.0
Ferreira do Alentejo	-	-	-	0.0	71.4	0.0
Ferro	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Frades	-	-	-	-	-	-
Fundão	-	-	-	-	-	-
Guarda	-	-	-	-	-	-
Lavos	138.2	110.6	17.6	-	-	-
Macedo de Cavaleiros	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Mogadouro	-	-	-	0.0	4.1	0.0
Mourisca	30.7	24.6	10.0	-	-	-
Oleiros	13.5	10.8	-	0.0	5.4	0.0
Ourique	-	-	-	0.0	75.7	0.0
Paraimo	-	-	-	-	-	-
Pedralva	-	-	-	-	-	-
Pegões	-	-	-	0.0	29.5	0.0
Penela	-	-	-	-	-	-
Pereiros	4.6	3.7	15.9	0.0	6.4	0.0
Pocinho	-	-	-	-	-	-
Pombal	211	16.9	-	-	-	-
Portimão	3.3	2.6	-	0.0	22.2	0.0
Porto Alto	6.5	5.2	-	0.0	15.0	0.0
Recarei	-	-	-	-	-	-
Riba d'Ave	75.0	60.0	-	0.0	8.0	0.0
Rio Maior	-	-	8.8	0.0	4.1	0.0
Sacavém	13.6	10.9	-	-	-	-
Santarém	-	-	6.5	0.0	4.5	0.0
Seia	-	-	-	-	-	-
Setúbal	81.2	64.9	8.3	-	-	-
Sines	163.8	131.1	-	0.0	13.2	0.0
Tábua	-	-	-	-	-	-
Tavira	-	-	-	0.0	72.0	0.0
Torrão	-	-	-	-	-	-
Trafaria	5.7	4.5	-	-	-	-
Trajouce	-	-	-	0.0	7.8	0.0
Tunes	-	-	-	0.0	25.2	0.0
Valdígem	-	-	-	-	-	-
Valpaços	-	-	-	-	-	-
Vermoim	12.4	9.9	29.9	-	-	-
Vila Chã	16.0	12.8	-	-	-	-
Vila Fria	56.2	45.0	-	0.0	4.1	0.0
Vila Nova de Famalicção	13.4	10.7	0.0	-	-	-
Vila Pouca de Aguiar	-	-	-	-	-	-
Zêzere	23.3	18.6	17.4	0	6.9	0
<b>TOTAL</b>	<b>920</b>	<b>736</b>	<b>196</b>	<b>0</b>	<b>648</b>	<b>0</b>

# MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

## PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2016-2025

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2025



### LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previsos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1	1			
	2	1			
	2	2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

### CENTRAIS

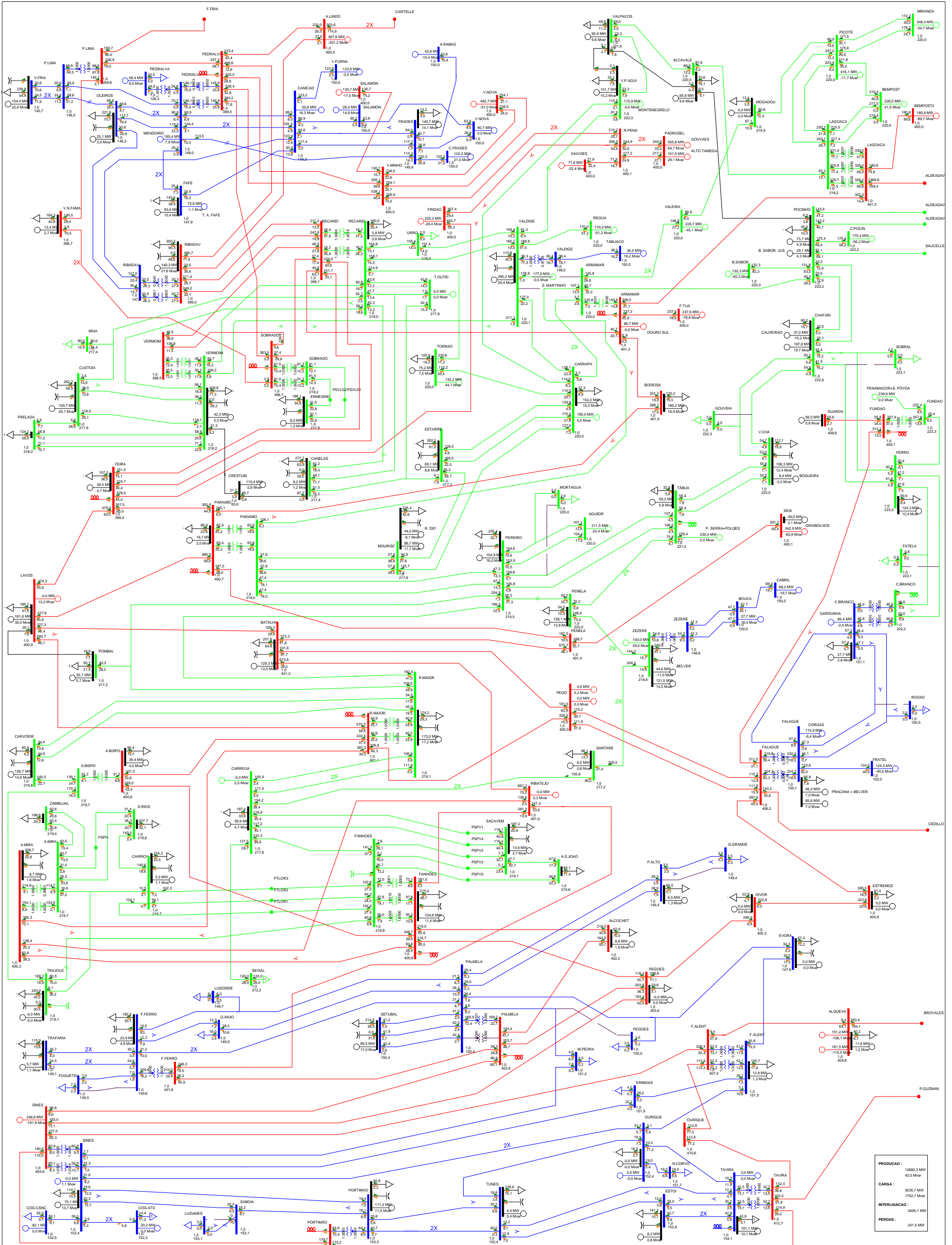
Natureza	Natureza	
Hídricas	<input checked="" type="checkbox"/>	Fuel ou Carvão
Hídricas com bombagem	<input checked="" type="checkbox"/>	Turbinas a gás
Eólicas	<input type="checkbox"/>	Mista (eletricidade e vapor)
		Gás natural (ciclo combinado)

### SUBESTAÇÕES

Natureza	Natureza	
De transformação	<input type="checkbox"/>	De corte e de secionamento

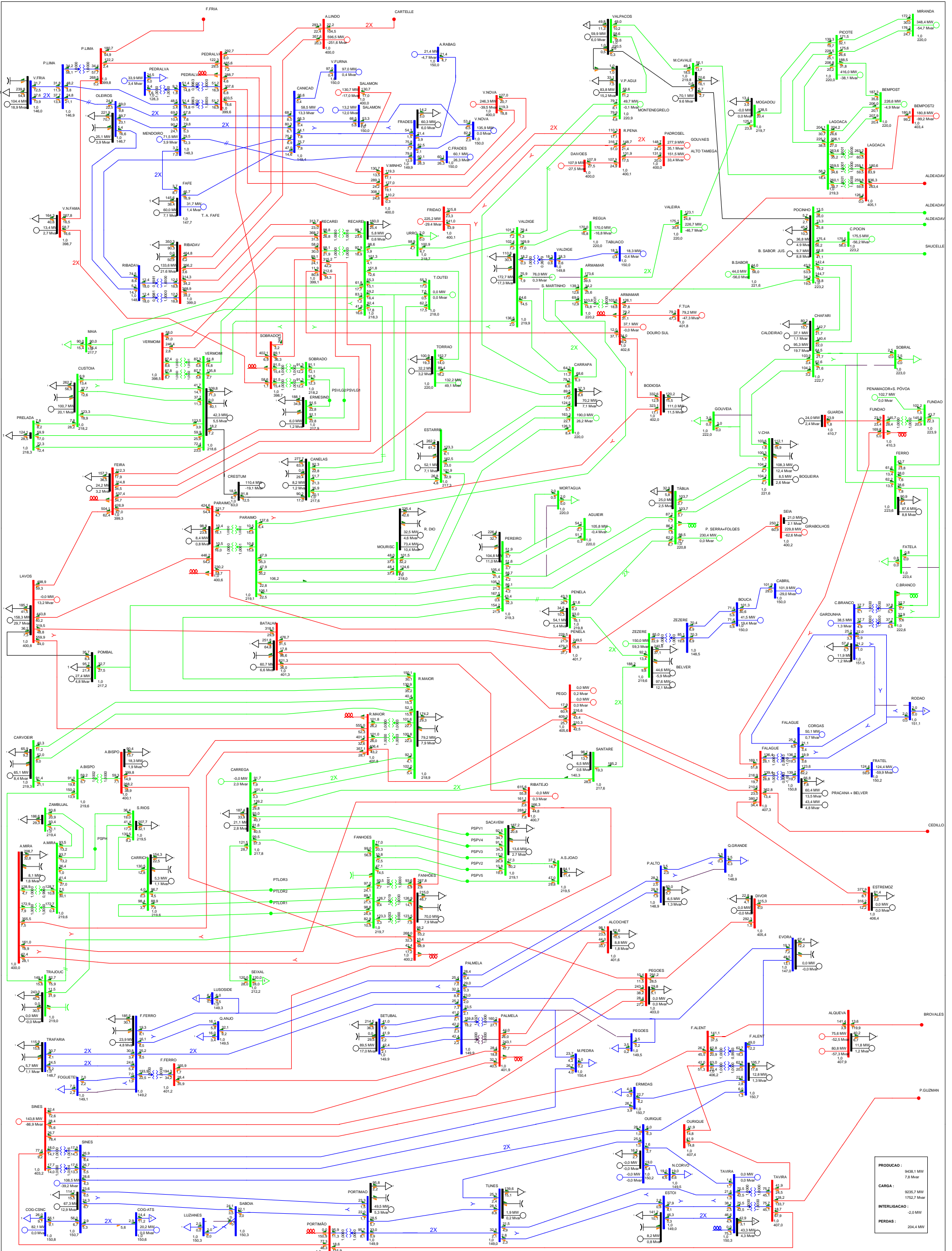
(220) (150) (60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

- 1) Projeto em avaliação
- 2) Eólica off-shore



PRODUÇÃO:	12883.3 MW
CARGA:	9035.7 MW
INTERLIGACAO:	3205.1 MW
PERDAS:	241.5 MW

PDIRT 2016/2025 INVERNO PONTA HUMIDA EDUCA 70% EXP - 2025  
 MON\_AJUN 22 2015 9:25  
 2X - LIM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA  
 // - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
 Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO  
 Bus - VOLTAGE (PU) 100.0 PARATA  
 Branch - MW/Mvar 1.0000/0.9500V  
 Equipment - MW/Mvar Kv: <=100.000>-200.000<-300.000<-400.000  
 63 KV 150 KV  
 220 KV 400 KV



PDIRT 2016/2025 INVERNO PONTA HUMIDA EDUCA 30% - 2025  
MON\_AJN\_22 2015\_923

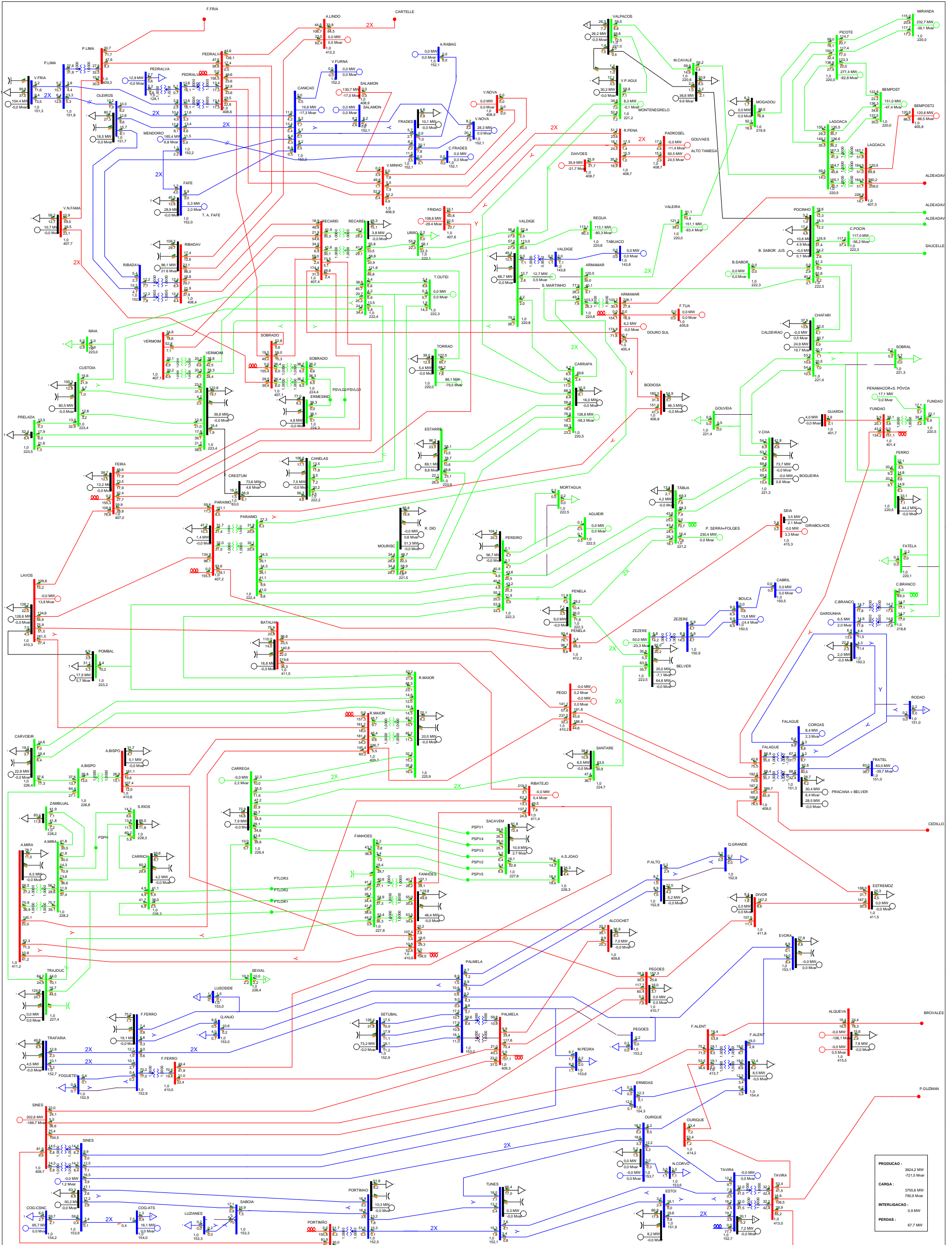
2X - LIM DOS TERMOIS DE UMA LINHA DUPLA  
// - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar

1000 PARATELA  
1.0000V/0.9500V  
KV: <=100.000>=200.000<-300.000<=300.000

63 KV  
220 KV

150 KV  
400 KV

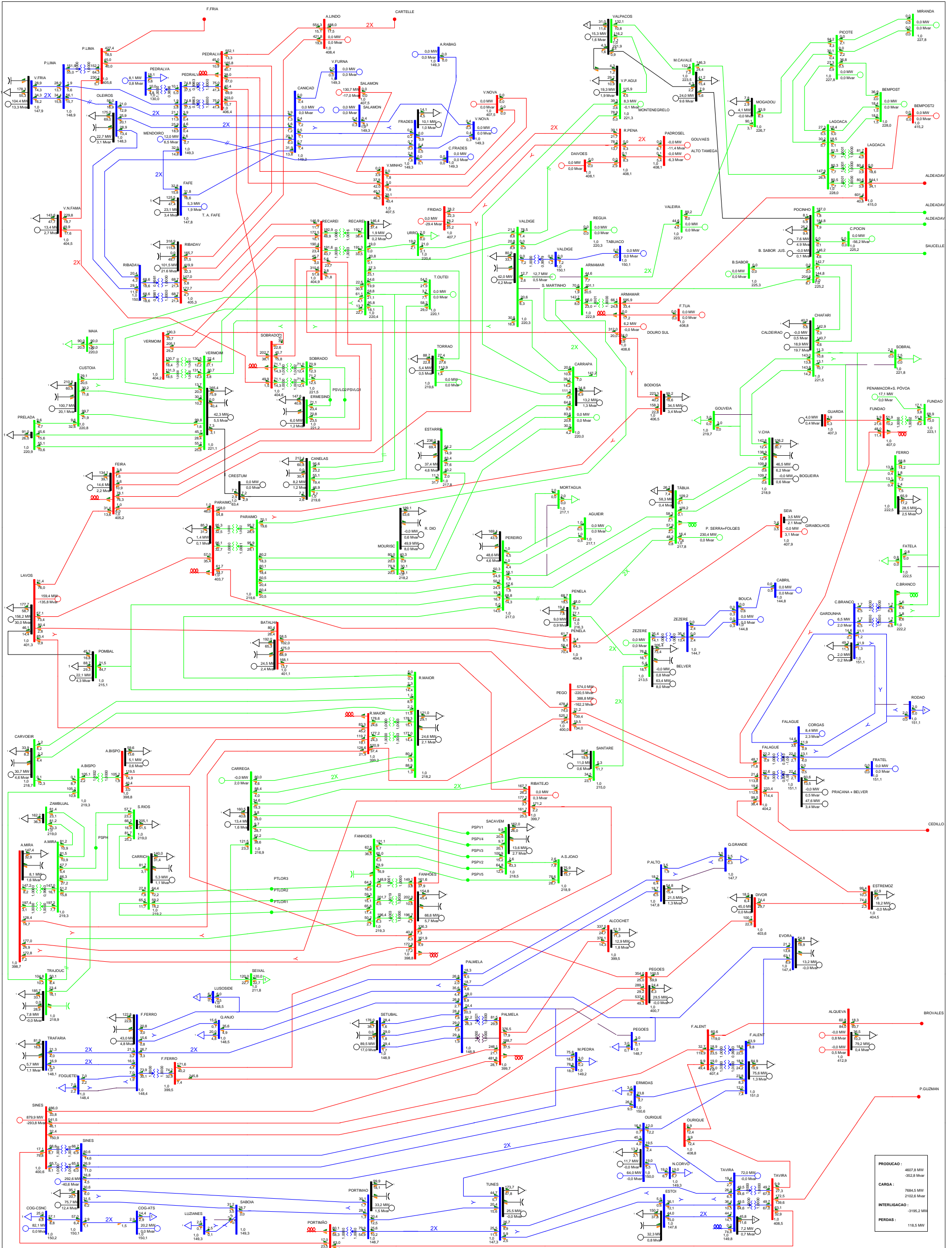


PORT 2016/2025 INVERNO VAZIO HUMIDO EOLICA 6% - 2025  
MON\_Abr\_22 2016 9:27

2X - LIM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA  
// - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (PU) 100.00 (BASE)  
Branch - MW/Mvar 1.0000 (BASE)  
Equipment - MW/Mvar KVA<100.000=200.000<300.000<400.000

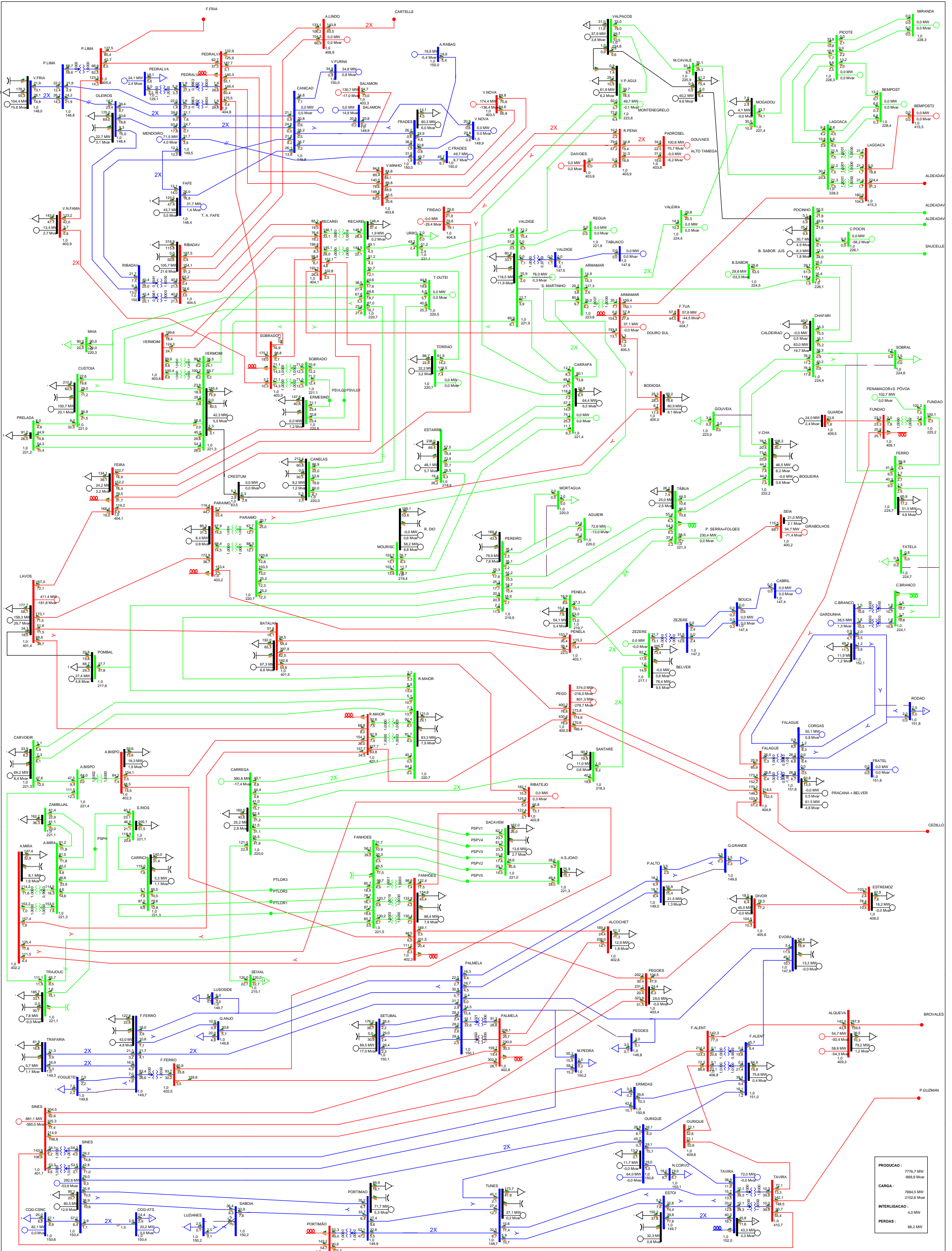
63 KV 150 KV  
220 KV 400 KV



PDIRT 2016/2025 VERAIO PONTA SECA EDUCICA 5% IMP - 2025  
MON. JUN 22 2015 9:29

2X - UM DOS TERMOIS DE UMA LINHA DUPLA  
// - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

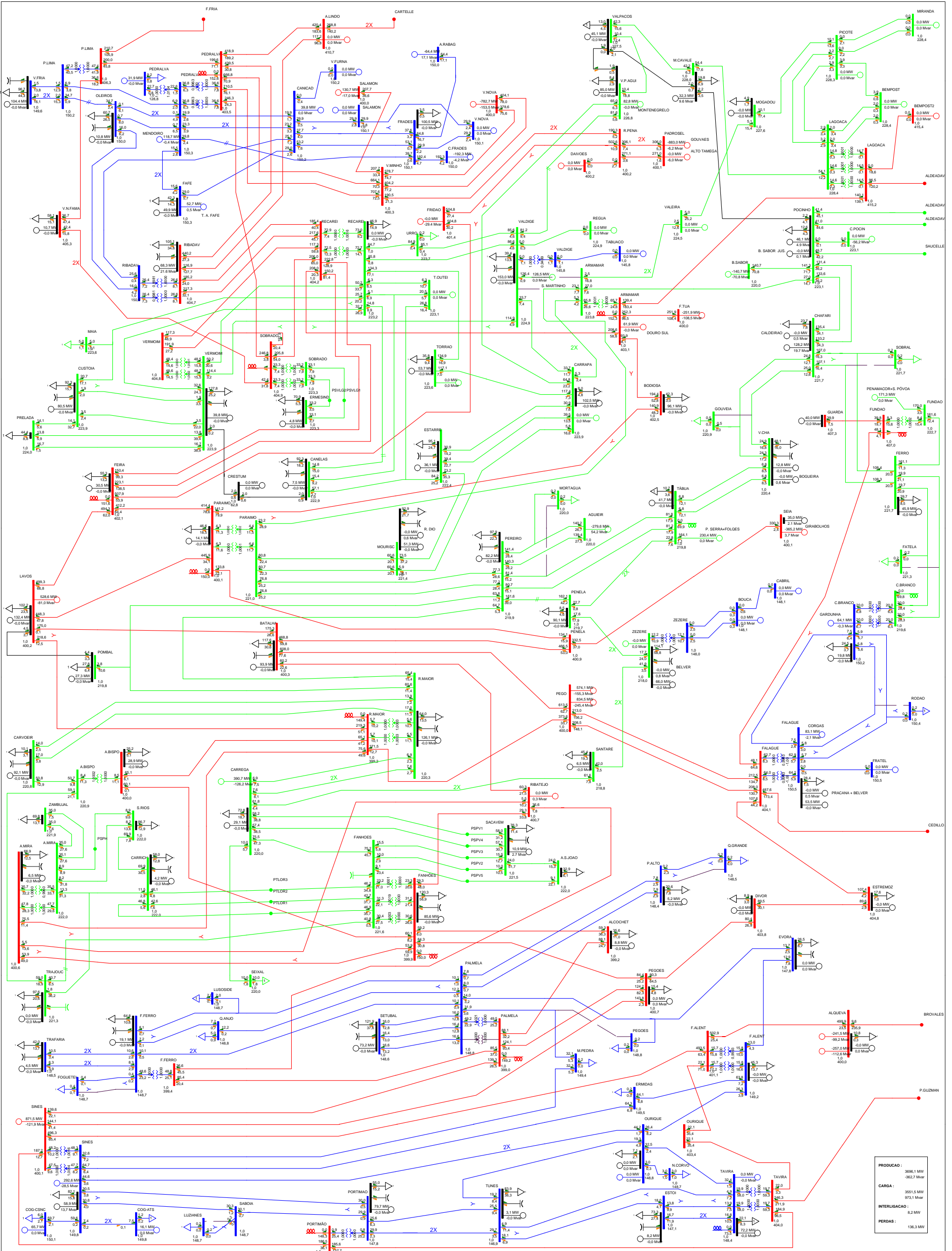
Bus - VOLTAGE (PU) 100.000000  
Branch - MW/MVar 1.000000/0.950000  
Equipment - MW/MVar KV: <=100.000000>-200.000000<-300.000000>



PRODUÇÃO:	7776.7 MW
CARGA:	7864.5 MW
INTERLIGACAO:	2102.6 MW
PERDAS:	88.2 MW

PDIRT 2016/2025 VERAO PONTA SECA EOLICA 30% - 2025  
 2X - UM DOS TERMOIS DE UMA LINHA DUPLA  
 // - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
 Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO  
 Bus - VOLTAGE (PU)  
 Branch - MW/Mvar  
 Equipment - MW/Mvar  
 1000 PARATEA  
 1.0000V/0.9500V  
 KV: <=100.000>-200.000<-300.000<-300.000  
 63 KV 150 KV  
 220 KV 400 KV





PRODUÇÃO:	3696.1 MW
CARGA:	3551.5 MW
INTERLIGACAO:	973.1 MW
PERDAS:	136.3 MW

PORT 2016-2025: VARIACAO VAZAO SECO EQUICA 50% - 2025  
MON. JUN 22 2015 9:32

2X - UM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA  
// - LINHA DUPLA COM PAINEL COMUM  
Y - DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

Bus - VOLTAGE (PU)  
Branch - MW/Mvar  
Equipment - MW/Mvar

1000/PARATEA  
1.0000/0.9500/V  
KV: <=100.000>-200.000<-300.000<-300.000

63 KV  
150 KV  
220 KV  
400 KV

**Página em Branco**



# 07 ANEXOS

ANEXO 14

INDICADORES EVOLUTIVOS  
DOS EQUIPAMENTOS DA REDE

REN 

**Página em Branco**

EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km]						
Situação em 31 Dez.	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV	TOTAL	Total equiv. a 400 kV
1987	837	2266	2243	409	5754	1988
1988	837	2286	2237	409	5768	1994
1989	849	2324	2238	368	5778	2017
1990	1072	2155	2238	368	5833	2184
1991	1072	2178	2280	149	5679	2186
1992	1138	2178	2367	149	5832	2267
1993	1172	2182	2367	149	5870	2302
1994	1172	2251	2443	149	6015	2338
1995	1173	2258	2286		5716	2306
1996	1173	2296	2217		5686	2308
1997	1234	2347	2347		5927	2407
1998	1234	2409	2340		5982	2427
1999	1234	2357	2400		5990	2419
2000	1235	2418	2361		6014	2435
2001	1235	2599	2361		6195	2495
2002	1301	2717	2420		6438	2610
2003	1403	2704	2438		6544	2710
2004	1454	2838	2198		6489	2766
2005	1500	2874	2283		6657	2839
2006	1507	3080	2431		7018	2939
2007	1588	3177	2661		7426	3090
2008	1589	3257	2667		7513	3119
2009	1609	3290	2671		7569	3150
2010	1973	3467	2609		8049	3564
2011	2236	3492	2643		8371	3841
2012	2333	3521	2680		8534	3953
2013	2434	3565	2734		8733	4078
2014	2467	3601	2561		8630	4095
PDIRT 2016-2025: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020						
2015	2510	3521	2653		8684	4126
2016	2563	3570	2686		8819	4201
2017	2662	3673	2664		8999	4331
2018	2907	3673	2575		9155	4561
2019	3049	3679	2575		9303	4705
2020	3134	3836	2611		9581	4848

**Notas:**

A partir de 31 de Dezembro de 1994, a REN, S.A. deixou de possuir linhas de 60 kV.

O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com exceção dos circuitos MAT explorados a 60 kV que são contabilizados na respetiva tensão de construção e da linha Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão '150 kV'.

Na determinação do 'Total equivalente a 400 kV' considerou-se a tensão de exploração.

<b>EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE FAIXAS DE LINHAS AÉREAS DA RNT [km]</b>				
<b>situação em 31 Dez</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>	<b>150 kV</b>	<b>TOTAL</b>
1995	1148	1968	2049	<b>5165</b>
1996	1148	1992	1976	<b>5117</b>
1997	1207	2024	2008	<b>5239</b>
1998	1207	2046	1997	<b>5250</b>
1999	1207	2087	2014	<b>5307</b>
2000	1208	2051	2016	<b>5275</b>
2001	1208	2178	2016	<b>5402</b>
2002	1270	2295	1917	<b>5482</b>
2003	1356	2283	1926	<b>5565</b>
2004	1401	2410	1765	<b>5577</b>
2005	1425	2445	1825	<b>5695</b>
2006	1428	2588	1940	<b>5955</b>
2007	1508	2666	2091	<b>6265</b>
2008	1508	2746	2104	<b>6358</b>
2009	1520	2753	2097	<b>6370</b>
2010	1885	2696	2040	<b>6621</b>
2011	2089	2756	1982	<b>6827</b>
2012	2185	2753	1985	<b>6922</b>
2013	2288	2635	2052	<b>6957</b>
2014	2329	2706	1852	<b>6887</b>
<b>PDIRT 2016-2025 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020</b>				
2015	2480	2706	1866	<b>7052</b>
2016	2533	2706	1877	<b>7116</b>
2017	2632	2721	1830	<b>7183</b>
2018	2872	2721	1742	<b>7335</b>
2019	2997	2727	1742	<b>7466</b>
2020	3082	2808	1760	<b>7650</b>

**Notas:**

O comprimento dos corredores de linhas aéreas é contabilizado segundo a tensão a que são explorados com exceção de linhas exploradas a 60 kV que são integradas na classe de tensão MAT da respetiva tensão de construção e do corredor de linha simples Lindoso - Conchas, explorado a 130 kV, mas incluído na classe '150 kV'.

Nos casos em que uma linha dupla aérea tenha dois circuitos explorados a tensões diferentes, o comprimento do respetivo corredor é contabilizado de acordo com a tensão de exploração mais elevada.

No caso em que uma linha seja dupla (apoios) mas tenha apenas um só circuito instalado conta como corredor de linha dupla (contabilizado pela tensão de exploração desse único circuito instalado, se for MAT)

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT [MVA]													
Situação em 31 Dez.	Transformação (TR)							Autotransformação (AT)					TR+AT TOTAL
	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/ AT	
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
<b>PDIRT 2016-2025 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2020</b>													
2015	0	6 054	140	320	12 272	3 910	22 696	0	700	5 990	7 200	13 890	36 586
2016	0	6 306	140	320	12 650	4 080	23 496	0	830	6 440	7 200	14 470	37 966
2017	0	6 186	140	320	13 040	4 250	23 936	0	830	6 440	7 650	14 920	38 856
2018	0	6 060	140	320	13 084	4 590	24 194	0	830	6 440	7 650	14 920	39 114
2019	0	6 060	140	320	13 178	4 930	24 628	0	830	6 440	9 000	16 270	40 898
2020	0	6 060	140	320	13 228	4 930	24 678	0	830	6 440	9 000	16 270	40 948

Notas:

Neste Quadro são apresentados os totais de transformação, em exploração, afetos à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado. As três máquinas 220/(60)/30kV, com respectivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, no total de 320 MVA, estão em serviço em instalação de utilizador da rede.

**Página em Branco**





# 07 ANEXOS

ANEXO 15

EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN 

**Página em Branco**

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alcochete	400	14.4	15.4	16.8	13.9	14.8	11.5	12.5	11.8	12.8
Almargem do Bispo	400	-	-	19.8	-	-	-	-	-	-
Alqueva	400	12.7	12.9	14.1	13.1	13.2	9.9	10.0	8.6	8.7
Alto de Mira	400	18.8	19.4	21.1	18.6	19.1	13.4	14.1	14.3	14.9
Alto Lindoso	400	25.3	27.3	30.0	24.7	25.9	18.3	19.9	16.2	17.0
Armamar	400	19.1	20.2	21.0	16.2	17.8	16.9	18.0	13.6	15.1
Batalha	400	20.1	20.8	22.3	17.7	18.1	14.7	15.2	13.5	13.7
Bodiosa	400	13.3	13.9	14.5	9.9	10.2	11.9	12.6	9.2	9.7
C. Alqueva 1	400	12.5	12.6	13.8	12.8	12.9	9.8	9.9	8.4	8.5
C. Alqueva 2	400	12.5	12.7	13.9	12.8	13.0	9.8	9.9	8.5	8.5
C. Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	-	19.0	-	-	-	-	-	-
C. Bemposta II	400	14.2	14.6	15.0	11.1	11.3	10.7	12.1	7.7	8.6
C. Daivões	400	-	7.2	19.3	-	7.4	-	5.6	-	3.3
C. Fridão	400	-	-	15.7	-	-	-	-	-	-
C. Gouvães Gr 1,2,3 e 4	400	-	7.2	18.8	-	7.5	-	5.5	-	3.3
C. Lares (TGCC) Gr 1 ou 2	400	18.1	18.8	20.2	16.5	17.1	12.8	13.4	10.1	10.7
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	14.6	11.2	13.1
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	13.6	11.2	12.2
C. Ribatejo (TGCC) Gr 2 ou 3	400	20.2	20.7	22.9	20.7	21.0	13.4	14.1	13.1	13.6
C. Sines (Carvão) Gr 2, 3 ou 4	400	13.9	14.4	15.5	13.6	14.1	11.0	11.8	10.0	11.9
Divor	400	-	9.5	10.1	-	7.9	-	8.5	-	7.4
Douro Sul*	400	-	17.7	20.5	-	15.6	-	16.0	-	13.5
Estremoz	400	-	9.3	9.9	-	8.1	-	8.3	-	7.4
Falagueira	400	15.1	18.8	22.7	14.8	18.2	11.0	14.2	10.3	13.4
Fanhões	400	19.9	20.7	24.0	20.5	21.2	13.9	14.9	15.3	16.2
Feira	400	17.5	26.4	29.7	15.3	23.6	14.9	20.8	13.7	19.2
Fernão Ferro	400	13.1	13.8	14.9	11.5	12.0	10.6	11.3	10.0	10.5
Ferreira do Alentejo	400	11.9	12.2	15.2	11.3	11.4	10.1	10.4	9.5	9.7
Foz-Tua	400	11.1	11.4	11.9	10.3	10.6	9.8	10.2	7.6	8.0
Fridão	400	-	8.8	17.4	-	5.4	-	8.3	-	5.2
Fundão	400	-	7.1	7.7	-	5.8	-	6.5	-	5.5
Girabolhos	400	-	5.5	5.9	-	6.2	-	4.0	-	3.0
Guarda	400	-	-	5.8	-	-	-	-	-	-
Lagoaça	400	30.8	30.9	31.7	28.8	28.9	22.8	22.8	22.7	22.7
Lavos	400	22.6	23.8	25.8	21.4	22.6	15.5	16.5	13.5	14.5
Ourique	400	-	-	11.2	-	-	-	-	-	-
P. Corte Gouvães *	400	-	7.5	21.4	-	7.9	-	5.8	-	3.4
Palmela	400	16.2	17.7	19.3	16.2	17.7	12.6	14.0	13.4	14.8
Paraimo	400	20.1	22.2	23.8	17.2	18.9	16.4	18.0	14.8	16.1
Pedralva	400	22.8	27.1	34.3	23.4	26.7	17.8	21.2	17.4	19.8
Pego	400	20.0	21.4	24.6	21.7	22.9	12.4	13.6	11.2	12.2
Pegões	400	-	17.1	18.5	-	15.7	-	13.7	-	13.4
Penela	400	-	13.7	14.5	-	11.3	-	10.9	-	8.7
Ponte de Lima	400	-	20.6	23.3	-	15.8	-	17.9	-	14.0
Portimão	400	9.2	9.5	10.4	8.4	8.5	8.2	8.3	7.6	7.7
Recarei	400	27.9	33.1	36.1	27.2	31.7	22.0	25.5	22.5	25.6
Riba d'Ave	400	24.9	28.9	31.5	24.6	27.7	19.9	23.0	20.2	22.6
Ribatejo	400	20.2	20.7	22.9	20.7	21.0	13.4	14.1	13.1	13.6
Ribeira de Pena	400	-	7.6	22.2	-	7.9	-	5.8	-	3.4
Rio Maior	400	17.9	18.3	21.9	16.3	16.7	13.4	13.9	12.9	13.4
Salamonde II	400	14.8	16.3	21.6	15.0	16.0	12.3	13.6	9.6	10.2
Seia	400	-	5.6	6.0	-	6.1	-	4.1	-	3.1
Sines	400	17.0	17.9	19.5	18.7	19.5	13.1	13.9	14.1	14.9
Sobrado	400	-	24.8	29.8	-	21.5	-	20.7	-	19.1
Tavira	400	9.9	10.2	13.6	9.1	9.3	8.1	8.3	7.8	8.0
Venda Nova III	400	16.4	18.3	25.1	17.4	18.8	13.3	15.0	10.7	11.4
Vermoim	400	20.6	24.8	28.1	18.0	21.7	17.1	20.6	16.0	19.2
Vieira do Minho	400	16.9	18.9	26.3	17.8	19.3	13.7	15.5	11.0	11.9
Vila Nova Famalicão	400	17.6	20.6	23.3	13.6	16.1	15.0	17.8	12.4	14.7

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Agueira	220	11.7	12.4	12.4	12.0	12.5	9.4	9.8	7.6	7.9
Almargem do Bispo	220	-	-	20.0	-	-	-	-	-	-
Alto de Mira	220	23.1	23.1	25.0	26.3	26.4	18.4	18.6	21.9	22.2
Alto de São João	220	15.4	15.6	16.5	15.9	16.1	13.1	13.4	14.2	14.5
Armamar	220	22.3	23.0	23.9	20.9	21.4	19.9	20.4	18.6	18.7
Baixo Sabor	220	11.5	11.6	12.2	10.4	10.4	10.2	10.3	8.1	8.1
Bemposta	220	16.7	16.8	17.6	16.9	16.9	12.0	12.0	11.2	11.1
C. Pocinho	220	25.8	26.3	27.2	23.9	24.2	22.4	22.7	20.0	20.1
C. Ribatejo (TGCC) Gr1	220	23.5	24.1	25.7	22.7	23.2	18.0	18.2	18.3	18.7
C. Tapada do Outeiro	220	32.7	34.3	34.5	34.4	35.7	22.6	23.6	21.4	21.8
Canelas	220	26.4	27.6	27.8	23.2	24.1	20.3	21.1	18.7	18.9
Carrapatelo	220	24.9	27.1	28.5	24.5	26.3	21.1	22.9	19.8	21.1
Carregado	220	23.9	24.5	26.1	23.0	23.6	18.2	18.5	18.6	19.0
Carriche	220	22.7	23.1	25.2	25.0	25.7	18.2	18.6	21.0	21.8
Carvoeira	220	10.1	13.9	15.3	9.3	12.6	9.3	12.4	8.8	11.8
Castelo Branco	220	8.2	9.1	9.7	8.7	9.2	7.9	8.8	8.4	9.0
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	12.7	13.2	13.7	13.3	13.6	10.4	10.7	10.2	10.6
Chafariz	220	15.8	17.3	17.9	14.1	14.7	14.8	16.1	13.3	14.1
Custóias	220	25.0	27.5	28.2	24.0	27.9	20.8	22.9	21.4	24.5
Ermesinde	220	24.4	10.2	10.8	23.4	11.5	20.4	9.9	20.8	11.2
Estarreja	220	18.4	19.8	20.0	16.2	17.2	16.7	17.6	15.1	15.8
Fanhões	220	26.6	26.9	28.9	30.6	31.0	20.5	20.9	24.6	25.2
Fatela *	220	-	-	-	6.7	7.3	-	-	6.4	7.1
Ferro	220	9.7	12.6	13.3	9.7	11.8	9.3	12.1	9.3	11.4
Folques *	220	10.6	10.9	11.3	11.4	11.6	10.0	10.3	10.8	11.1
Fundão	220	-	11.2	11.7	-	11.5	-	10.7	-	11.1
Gouveia *	220	-	-	-	8.3	8.4	-	-	7.9	8.1
Lagoaça	220	24.3	24.5	26.3	26.7	26.8	18.1	18.2	20.4	20.4
Macedo de Cavaleiros	220	8.5	8.9	9.4	7.8	8.1	8.0	8.5	7.6	7.9
Maia *	220	17.2	17.8	18.1	13.6	14.0	15.0	15.6	12.5	12.9
Miranda	220	14.1	14.1	14.8	14.3	14.3	9.2	9.1	7.9	7.9
Mogadouro	220	9.8	9.8	10.3	8.0	8.0	8.1	8.1	6.7	6.6
Montenegro *	220	8.5	11.3	12.0	10.1	12.6	8.3	10.8	9.8	12.2
Mortágua *	220	-	-	-	8.3	8.5	-	-	5.9	6.1
Mourisca	220	18.2	20.5	20.9	16.9	18.5	16.8	18.4	15.8	17.2
Pampilhosa da Serra *	220	7.5	7.6	7.9	8.4	8.5	7.2	7.3	8.1	8.2
Paraimo	220	20.9	25.6	26.5	20.4	25.4	19.3	22.7	19.2	23.3
Penamacor *	220	6.1	6.3	6.6	7.2	7.5	5.8	6.2	6.8	7.4
Penela	220	16.6	17.8	18.5	14.9	15.5	14.7	15.5	13.4	13.9
Pereiros	220	20.9	22.9	23.9	20.8	22.5	18.3	19.4	18.0	19.0
Picote	220	18.7	18.8	19.8	19.7	19.7	11.8	11.8	10.7	10.7
Pocinho	220	28.1	28.7	29.7	26.3	26.7	24.4	24.6	22.2	22.4
Pombal	220	8.9	9.2	9.4	7.5	7.6	8.3	8.6	7.0	7.3
Pontinha	220	20.6	21.0	22.7	22.1	22.7	16.8	17.2	18.9	19.6
Prelada	220	24.5	26.2	26.8	24.5	26.8	20.5	22.0	21.8	23.5
Prior Velho 1	220	20.4	20.7	22.0	20.4	20.7	16.6	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 2	220	20.4	20.6	22.0	20.3	20.6	16.5	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 3	220	20.6	20.9	22.2	20.5	20.8	16.7	16.9	17.6	18.0
Prior Velho 4	220	20.4	20.6	22.0	20.3	20.6	16.5	16.8	17.5	17.9
Prior Velho 5	220	16.3	16.5	17.5	16.3	16.5	13.8	14.1	14.5	14.9
Recarei	220	36.4	38.9	39.5	39.9	42.2	26.8	28.3	30.7	31.6
Régua	220	17.8	18.2	19.2	17.8	18.2	15.5	15.9	15.3	15.4
Rio Maior	220	24.0	25.0	26.8	25.0	26.1	19.7	20.1	21.5	22.1
S. Martinho *	220	11.3	11.5	12.0	12.0	12.1	10.6	10.7	11.3	11.4
S. Póvoa *	220	6.1	6.3	6.6	7.2	7.5	5.8	6.2	6.8	7.4
Sacavém	220	20.9	21.1	22.5	20.9	21.2	16.8	17.1	17.9	18.3
Santarém	220	13.2	14.0	14.7	10.7	11.3	11.6	11.9	9.9	10.2
Seixal	220	4.3	4.4	4.6	3.5	3.5	4.1	4.2	3.3	3.3
Sete Rios	220	21.6	22.1	23.9	24.0	24.7	17.5	17.9	20.3	21.1
Sobrado	220	-	11.2	11.9	-	13.1	-	10.8	-	12.6
Sobral *	220	-	-	-	7.5	7.7	-	-	7.2	7.6
Tábua	220	16.2	17.2	17.9	16.5	17.2	14.9	15.7	15.4	16.0
Torrão	220	19.3	20.4	21.2	19.5	20.2	16.6	17.4	15.9	16.3
Trajouce	220	18.7	19.1	21.1	18.7	19.3	15.6	16.0	16.6	17.1
Urró	220	15.5	16.1	16.2	11.3	11.6	13.8	14.1	10.5	10.7
Valdigem	220	20.0	20.7	21.6	20.5	20.9	17.4	17.9	17.7	18.0
Valeira	220	13.9	14.2	14.8	12.4	12.6	11.8	12.1	9.0	9.1
Valpaços	220	7.5	8.7	9.2	7.5	8.1	7.3	8.4	7.3	8.0
Valongo	220	25.2	10.3	10.9	23.9	11.5	20.9	9.9	21.2	11.2
Vermoim	220	29.0	30.6	31.5	30.4	31.6	23.4	25.0	26.0	27.3
Vila Chã	220	14.3	15.3	15.8	13.7	14.1	13.5	14.2	12.9	13.4
Vila Pouca de Aguiar	220	8.6	11.5	12.2	10.2	12.8	8.4	11.0	9.9	12.4
Zambujal	220	20.1	20.1	21.7	22.6	22.8	16.5	16.7	19.4	19.7
Zêzere	220	13.0	13.6	14.1	13.8	14.1	10.7	11.0	10.6	10.9

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alto Rabagão	150	8.9	8.9	9.5	8.4	8.4	6.6	6.5	5.5	5.4
Artlant *	150	19.9	20.2	21.4	19.8	20.0	18.7	18.8	18.9	19.1
Bouçã	150	5.9	6.0	6.3	6.3	6.3	4.2	4.3	3.7	3.7
C. Frades	150	19.2	18.9	20.8	20.2	20.0	13.4	12.9	12.5	12.1
C. Sines (Carvão) Gr1	150	14.6	14.7	15.5	15.2	15.3	13.9	13.9	14.7	14.7
Cabril	150	4.9	4.9	5.2	5.4	5.4	3.4	3.5	2.8	2.9
Cançada	150	25.5	24.5	28.6	26.2	25.4	18.5	17.5	18.2	17.3
Castelo Branco	150	13.0	13.9	14.4	13.6	13.9	12.4	13.2	13.0	13.4
Corgas *	150	5.4	5.4	5.5	6.4	6.3	5.1	5.2	6.0	6.2
Ermidas-Sado	150	9.5	9.5	10.0	8.2	8.2	9.2	9.3	8.0	8.1
Estoi	150	10.3	10.4	11.1	9.6	9.6	9.7	9.7	9.1	9.1
Estremoz	150	2.7	-	-	2.4	-	2.5	-	2.3	-
Évora	150	4.6	4.7	4.8	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5
Fafe	150	12.4	13.6	16.1	12.0	12.8	11.6	11.9	11.3	11.6
Falagueira	150	18.4	19.7	21.6	21.3	22.9	16.6	17.7	19.3	20.6
Fernão Ferro	150	19.7	20.2	21.0	18.3	18.7	17.5	18.3	17.3	17.8
Ferreira do Alentejo	150	16.1	16.2	17.5	16.5	16.5	15.4	15.2	15.8	15.6
Fogueteiro *	150	-	-	-	11.7	11.8	-	-	11.2	11.5
Frades	150	20.5	20.2	22.3	21.8	21.6	14.2	13.7	13.4	13.1
Fratel	150	11.6	12.1	12.8	10.7	11.0	10.1	10.5	8.3	8.5
Gardunha *	150	5.1	5.1	5.3	5.8	5.8	4.8	5.0	5.5	5.7
Guimarães	150	13.2	-	-	11.1	-	12.5	-	10.6	-
Lusosider *	150	11.4	11.6	12.1	9.2	9.3	10.9	11.1	8.9	9.1
Luzianes *	150	-	-	-	3.7	3.7	-	-	3.5	3.5
Mendoiro *	150	7.0	7.0	7.6	8.2	8.2	6.6	6.6	7.8	7.8
Monte da Pedra	150	7.2	7.2	7.5	5.8	5.8	6.9	7.1	5.7	5.7
Neves Corvo *	150	5.5	5.5	5.5	4.2	4.2	5.3	5.3	4.1	4.1
Oleiros	150	19.7	20.2	26.5	18.8	19.1	17.0	17.3	17.0	17.2
Ourique	150	13.3	13.3	13.5	10.4	10.6	12.6	12.7	10.1	10.4
Palmela	150	24.0	24.7	25.9	22.5	23.1	20.8	22.1	20.8	21.6
Pedralva	150	28.4	28.8	34.8	31.8	32.2	22.2	22.3	25.7	25.6
Pegões *	150	6.9	6.9	7.2	5.7	5.6	6.6	6.8	5.4	5.5
Petrogal *	150	15.9	16.1	16.9	16.9	17.1	15.2	15.3	16.4	16.5
Ponte de Lima	150	-	-	24.4	-	-	-	-	-	-
Portimão	150	14.5	14.4	15.3	15.9	15.7	13.6	13.5	15.0	15.0
Porto Alto	150	7.5	7.6	7.9	6.8	6.9	7.3	7.4	6.6	6.7
Quinta do Anjo	150	14.4	14.8	15.4	11.1	11.2	13.5	13.9	10.7	11.0
Quinta Grande *	150	-	-	-	2.5	2.5	-	-	2.4	2.4
Riba d'Ave	150	24.1	22.0	24.0	22.2	19.2	21.6	20.3	20.8	18.2
Rodão *	150	-	-	-	7.1	7.1	-	-	6.7	6.9
Sabóia	150	6.7	6.7	6.9	4.7	4.7	6.5	6.6	4.5	4.5
Salamonde	150	15.5	15.3	16.7	13.8	13.6	11.6	11.2	9.7	9.4
Setúbal	150	21.0	21.6	22.6	19.7	20.2	18.7	19.6	18.6	19.1
Sines	150	26.2	26.7	28.3	31.5	32.1	23.9	24.2	28.7	29.4
T.A. Fafe *	150	4.9	5.0	5.5	5.4	5.4	4.7	4.7	5.2	5.2
Tabuaço	150	3.7	3.5	3.8	4.1	3.9	2.7	2.8	2.6	2.7
Tavira	150	17.0	17.1	19.0	19.4	19.5	15.4	15.4	17.8	17.8
Trafaria	150	14.5	14.8	15.4	12.7	12.8	13.5	13.9	12.2	12.5
Tunes	150	12.4	12.5	13.2	12.3	12.3	11.8	11.8	11.8	11.8
Valdigem	150	4.8	4.5	4.9	5.4	5.0	3.8	3.8	4.1	4.1
Vila Fria	150	12.6	12.8	16.7	11.6	11.6	11.6	11.7	10.9	11.0
Vila Nova	150	18.1	17.9	19.5	18.5	18.3	12.7	12.3	11.5	11.2
Vilarinho das Furnas	150	14.4	14.2	15.7	14.0	13.9	10.9	10.6	9.1	8.8
Zêzere	150	8.8	9.0	9.4	9.7	9.9	7.0	7.2	7.5	7.7
Pedralva	130	4.0	4.0	4.3	4.2	4.3	3.8	3.9	4.1	4.2

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kA]										
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2016	2020	2025	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Alcochete	63	9.4	16.8	17.3	10.6	19.0	9.1	16.3	10.2	18.5
Almargem do Bispo	63	-	-	9.9	-	-	-	-	-	-
Alqueva	63	16.7	16.6	17.1	20.1	19.9	15.8	15.8	18.9	18.9
Alto de Mira	63	25.2	25.4	25.6	10.1	10.4	23.2	23.5	9.8	10.1
Alto de São João	63	14.0	14.3	14.6	14.0	14.2	13.4	13.6	13.5	13.7
Baixo Sabor	63	8.5	8.6	8.8	7.7	7.7	7.4	7.4	5.3	5.3
Batalha	63	26.2	26.6	27.6	17.9	18.2	24.3	24.9	17.2	17.7
Bodiosa	63	19.0	19.1	19.8	21.0	20.9	18.4	18.6	20.2	20.4
Canelas <sup>1</sup>	63	22.4	23.2	24.1	22.6	22.9	20.7	21.2	20.8	21.0
Carrapateiro	63	17.7	18.0	18.6	18.0	18.2	17.2	17.5	17.2	17.6
Carregado <sup>5</sup>	63	18.0	18.5	18.9	13.4	14.0	16.7	17.2	12.8	13.2
Carriche	63	27.3	27.8	28.9	9.4	9.5	25.2	25.8	9.1	9.2
Carvoeira	63	14.3	15.7	16.2	15.7	17.0	13.7	15.1	15.0	16.6
Castelo Branco	63	10.8	10.8	11.0	11.1	11.1	10.3	10.5	10.7	10.8
Chafariz	63	23.6	24.2	25.1	12.4	12.6	21.6	22.5	9.9	10.3
Crestuma <sup>1</sup>	63	13.4	13.6	14.1	13.1	13.2	11.2	11.3	6.1	6.1
Custóias	63	26.0	26.4	26.7	13.4	13.5	24.6	25.2	12.9	13.1
Divor	63	-	-	15.3	-	-	-	-	-	-
Ermesinde	63	20.7	15.7	16.2	9.3	8.4	19.7	15.5	9.0	8.2
Estarreja	63	25.7	26.6	27.2	26.7	27.0	24.5	25.4	25.3	26.1
Estoi	63	13.6	13.7	14.3	14.6	14.4	12.9	12.9	13.6	13.6
Estremoz	63	4.2	14.8	15.3	4.1	16.7	3.9	14.4	3.8	16.2
Évora	63	6.7	6.6	3.9	7.8	7.6	6.4	6.4	7.1	7.1
Fafe	63	12.9	13.7	14.8	12.8	13.4	12.4	13.0	12.3	12.8
Falagueira	63	12.8	18.0	18.5	16.1	22.1	10.6	15.7	13.4	19.3
Fanhões	63	27.1	27.4	28.2	29.5	29.9	25.2	25.9	28.0	28.8
Feira	63	18.0	18.8	19.1	20.1	20.8	17.4	18.2	19.6	20.4
Fernão Ferro	63	21.7	22.2	23.1	7.4	7.7	20.9	21.4	7.2	7.5
Ferreira do Alentejo	63	13.2	13.2	13.7	14.5	14.5	12.8	12.9	14.1	14.1
Ferro	63	16.4	17.9	18.5	15.6	16.7	15.7	17.6	14.9	16.3
Frades	63	15.7	15.8	16.4	15.8	15.8	14.0	13.9	13.4	13.4
Guarda	63	-	-	8.7	-	-	-	-	-	-
Guimarães <sup>2</sup>	63	16.7	-	-	15.9	-	16.1	-	15.2	-
Lavos <sup>3</sup>	63	28.4	35.6*	36.7*)	23.1	24.9	27.2	33.6	22.4	24.3
Macedo de Cavaleiros <sup>4</sup>	63	14.7	15.0	15.8	14.5	14.7	14.3	14.7	14.1	14.4
Mogadouro	63	7.7	7.7	8.0	7.9	7.9	7.4	7.4	7.6	7.6
Mourisca	63	24.2	24.9	25.4	24.7	25.0	21.7	22.6	22.3	23.3
Oleiros	63	18.4	18.8	21.1	19.7	19.7	17.4	17.7	18.6	18.8
Ourique	63	7.5	10.4	10.5	7.7	10.4	7.3	10.2	7.5	10.1
Paraimo	63	17.4	17.6	18.0	19.5	19.5	16.7	17.1	18.8	19.1
Pegões	63	-	-	9.3	-	-	-	0.0	-	0.0
Penela	63	16.0	16.3	16.6	16.8	16.9	15.3	15.7	15.9	16.3
Pereiros	63	23.5	24.6	25.2	18.0	18.9	22.3	23.2	17.2	17.9
Pocinho <sup>4</sup>	63	23.6	24.1	25.0	27.3	27.7	22.1	22.4	25.6	26.0
Pombal <sup>3</sup>	63	13.9	14.3	14.6	12.6	12.8	13.4	13.9	12.1	12.4
Portimão	63	13.9	14.1	14.6	15.7	15.8	13.6	13.6	15.1	15.1
Porto Alto	63	9.7	9.7	9.8	10.2	10.2	9.3	9.3	9.6	9.7
Prelada	63	14.2	14.5	14.6	8.0	8.1	13.7	13.9	7.8	7.8
Recarei	63	16.6	23.6	23.8	17.1	24.2	15.8	22.2	16.4	23.0
Riba d'Ave <sup>2</sup>	63	28.1	24.9	25.7	27.1	24.3	26.7	23.7	26.0	23.4
Rio Maior	63	23.9	24.7	25.6	14.9	15.6	22.6	23.4	14.3	15.1
Sacavém	63	21.7	22.0	22.6	10.2	10.3	20.3	20.6	9.9	10.0
Santarém	63	13.9	14.2	14.8	8.0	8.0	13.2	13.4	7.6	7.7
Seia	63	-	-	8.6	-	-	-	-	-	-
Sete Rios	63	22.2	22.6	23.3	8.8	9.0	20.7	21.1	8.6	8.7
Setúbal	63	24.8	25.3	26.1	14.4	14.5	24.0	24.4	14.0	14.1
Sines	63	16.1	21.3	23.2	19.0	24.9	15.7	20.8	18.6	24.5
Tábua	63	15.2	15.4	15.7	15.0	15.2	14.5	15.0	14.5	14.8
Tavira	63	14.4	14.5	14.9	14.8	15.0	13.8	13.9	14.3	14.3
Torrão	63	15.6	15.9	16.4	8.0	8.0	15.1	15.3	7.8	7.8
Trafaria	63	12.8	12.8	13.2	13.9	13.9	12.4	12.5	13.3	13.4
Trajouce	63	21.1	21.5	22.3	23.1	23.5	19.8	20.3	22.0	22.6
Tunes	63	16.7	16.8	17.3	18.1	18.0	16.1	16.0	17.1	17.0
Valdigem	63	25.6	25.4	26.3	27.6	25.8	24.6	24.5	26.4	24.9
Valpaços <sup>4</sup>	63	13.4	14.1	15.2	13.3	13.8	13.0	13.9	12.8	13.4
Vermóim <sup>1</sup>	63	28.8	29.6	30.2	14.4	15.3	27.0	28.1	13.9	14.7
Vila Chã	63	21.8	22.7	23.4	22.0	22.4	20.8	21.4	21.1	21.5
Vila Nova Famalicão	63	-	10.1	18.4	-	10.9	-	9.7	-	10.7
Vila Fria	63	18.2	18.3	21.1	20.6	20.6	17.3	17.4	19.7	19.7
Vila Pouca de Aguiar <sup>4</sup>	63	18.2	20.4	22.0	14.9	15.8	17.5	20.0	14.4	15.5
Zambujal	63	14.1	19.8	20.3	8.2	8.3	13.3	18.6	7.9	8.0
Zêzere	63	20.7	21.2	22.3	22.1	22.5	17.6	18.2	18.4	18.9

Notas:

<sup>1</sup> - Inclui fecho de malha Vermóim - Crestuma - Canelas a 60 kV

<sup>2</sup> - Inclui fecho de malha Guimarães - Riba d'Ave a 60 kV para o horizonte temporal de 2016

<sup>3</sup> - Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60 kV

<sup>4</sup> - Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços - Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60 kV

<sup>5</sup> - Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 63 kV

<sup>\*)</sup> - Instalações com medidas de controlo das correntes de defeito ainda em análise

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo		Mínimo	
		2016	2020	2016	2020
Alcochete	400	7.7	8.0	4.3	4.5
Almargem do Bispo	400	-	-	-	-
Alqueva	400	13.7	13.7	10.0	9.8
Alto de Mira	400	6.9	7.2	3.6	3.7
Alto Lindoso	400	15.1	15.5	11.7	11.3
Armamar	400	10.3	10.6	8.4	8.3
Batalha	400	9.2	9.4	5.4	5.4
Bodiosa	400	9.3	9.4	7.4	7.3
C. Alqueva 1	400	13.7	13.8	10.0	9.8
C. Alqueva 2	400	13.6	13.7	10.0	9.7
C. Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	-	-	-
C. Bemposta II	400	11.6	14.1	9.8	9.9
C. Daivões	400	-	10.3	-	7.8
C. Fridão	400	-	-	-	-
C. Gouvães Gr 1,2,3 e 4	400	-	10.4	-	7.8
C. Lares (TGCC) Gr 1 ou 2	400	10.5	10.7	6.4	6.4
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	12.4	12.0	7.1	7.3
C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2	400	12.4	12.0	7.1	7.3
C. Ribatejo (TGCC) Gr 2 ou 3	400	7.3	7.6	3.9	4.0
C. Sines (Carvão) Gr 2, 3 ou 4	400	10.6	11.0	6.5	6.8
Divor	400	-	10.1	-	7.0
Estremoz	400	-	10.6	-	7.5
Falagueira	400	14.5	13.4	10.6	8.8
Fanhões	400	6.8	7.1	3.5	3.6
Feira	400	9.8	9.9	6.8	6.3
Fernão Ferro	400	7.8	8.0	4.4	4.7
Ferreira do Alentejo	400	10.5	10.7	7.3	7.5
Foz Tua	400	11.3	11.5	9.6	9.5
Fridão	400	-	9.0	-	7.5
Fundão	400	-	11.7	-	9.8
Girabolhos	400	-	13.8	-	9.2
Guarda	400	-	-	-	-
Lagoaça	400	11.7	21.5	9.1	9.3
Lavos	400	9.9	10.2	5.8	5.8
Ourique	400	-	-	-	-
P. Corte Gouvães *	400	-	10.3	-	7.7
Palmela	400	7.6	7.9	4.2	4.4
Paraimo	400	9.5	9.8	6.3	6.1
Pedralva	400	12.2	12.9	8.3	8.0
Pego	400	12.4	12.0	7.1	6.6
Pegões	400	-	8.5	-	4.8
Penela	400	-	10.7	-	6.9
Ponte de Lima	400	-	12.3	-	9.0
Portimão	400	9.9	10.2	7.5	7.6
Recarei	400	9.4	9.8	6.0	5.9
Riba d'Ave	400	10.8	11.3	7.1	7.0
Ribatejo	400	7.3	7.6	3.9	4.0
Ribeira de Pena	400	-	10.3	-	7.7
Rio maior	400	8.9	9.1	4.9	4.9
Salamonde II	400	12.0	12.3	8.8	8.6
Seia	400	-	13.7	-	9.1
Sines	400	10.4	10.9	6.0	6.2
Sobrado	400	-	9.7	-	6.2
Tavira	400	11.0	11.1	8.8	8.8
Venda Nova III	400	12.0	12.3	8.6	8.4
Vermoim	400	9.4	9.6	6.3	6.2
Vieira do Minho	400	12.0	12.4	8.6	8.4
Vila Nova Famalicão	400	11.6	10.1	9.8	6.8

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Aguieira	220	6.8	6.9	4.9	4.9
Almargem do Bispo	220	-	-	-	-
Alto de Mira	220	6.3	6.3	3.3	3.3
Alto de São João	220	5.5	5.6	3.5	3.5
Armamar	220	7.8	8.0	7.0	6.8
Baixo Sabor	220	7.9	7.8	7.1	7.0
Bemposta	220	10.0	10.0	8.6	8.7
C. Pocinho	220	7.1	7.1	6.6	6.5
C. Ribatejo (TGCC) Gr1	220	6.4	6.5	3.4	3.4
C. Tapada do Outeiro	220	8.4	8.9	5.4	5.6
Canelas	220	7.6	7.9	5.1	5.2
Carrapatelo	220	6.8	7.2	5.5	5.3
Carregado	220	6.4	6.5	3.4	3.4
Carriche	220	6.1	6.0	3.2	3.2
Carvoeira	220	6.2	7.2	4.3	4.6
Castelo Branco	220	8.4	8.5	7.3	7.3
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	5.5	5.5	4.3	4.1
Chafariz	220	6.6	6.7	5.6	5.6
Custóias	220	7.1	7.5	4.7	4.9
Ermesinde	220	7.5	15.4	5.0	9.4
Estarreja	220	6.3	6.5	4.8	4.8
Fanhões	220	6.6	6.7	3.3	3.3
Ferro	220	7.6	8.4	6.3	7.0
Folques *	220	6.5	6.5	5.5	5.5
Fundão	220	-	9.6	-	8.1
Lagoaça	220	16.2	17.8	13.4	13.6
Macedo de Cavaleiros	220	7.0	7.3	6.1	6.3
Maia *	220	6.5	6.7	4.7	4.9
Miranda	220	9.9	9.9	7.6	7.7
Mogadouro	220	6.6	6.6	6.3	6.3
Montenegro *	220	7.3	8.0	6.4	6.8
Mourisca	220	6.4	6.6	5.0	5.0
Pampilhosa da Serra *	220	6.5	6.5	5.8	5.8
Paraimo	220	7.6	8.4	5.7	5.9
Penamacor *	220	7.3	8.2	6.6	7.6
Penela	220	6.1	6.2	4.6	4.6
Pereiros	220	6.5	6.6	4.5	4.5
Picote	220	11.1	11.1	8.2	8.3
Pocinho	220	7.3	7.2	6.7	6.6
Pombal	220	6.0	6.0	5.0	5.0
Pontinha	220	5.8	5.8	3.2	3.3
Prelada	220	7.1	6.7	4.7	4.6
Prior Velho 1	220	5.8	5.9	3.3	3.4
Prior Velho 2	220	5.8	5.9	3.3	3.3
Prior Velho 3	220	5.9	6.0	3.3	3.4
Prior Velho 4	220	5.8	5.9	3.3	3.3
Prior Velho 5	220	5.8	5.8	3.6	3.6
Recarei	220	8.2	8.8	5.0	5.2
Régua	220	7.2	7.4	6.0	5.8
Rio Maior	220	7.5	7.7	4.1	4.1
S. Martinho *	220	8.4	8.5	7.3	7.1
S. Póvoa *	220	7.3	8.2	6.6	7.6
Sacavém	220	5.9	6.0	3.3	3.4
Santarém	220	5.6	5.6	3.9	3.8
Seixal	220	5.4	5.4	3.5	3.5

Notas:

- Instalação de utilizador da rede



RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Sete Rios	220	5.8	5.8	3.2	3.2
Sobrado	220	-	19.6	-	10.9
Tábua	220	6.5	6.5	5.1	5.1
Torrão	220	6.5	6.7	5.2	5.0
Trajouce	220	6.2	6.3	3.4	3.5
Urrô	220	6.4	6.5	5.2	5.2
Valdigem	220	7.5	7.6	6.0	5.8
Valeira	220	6.7	6.8	6.1	6.0
Valpaços	220	7.6	8.2	6.6	7.1
Valongo	220	8.1	16.4	5.3	9.8
Vermoim	220	8.2	9.2	5.1	5.5
Vila Chã	220	6.3	6.3	5.2	5.2
Vila Pouca de Aguiar	220	7.3	8.1	6.4	6.8
Zambujal	220	5.5	5.5	3.1	3.2
Zêzere	220	5.5	5.5	4.3	4.1

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA					
INSTALAÇÃO	Tensão [kV]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2016	2020	2016	2020
Alto Rabagão	150	5.5	5.6	4.6	4.6
Artlant *	150	8.7	8.7	6.5	6.6
Bouçã	150	6.7	6.9	5.2	5.1
C. Frades	150	9.7	10.1	7.3	6.9
C. Sines (Carvão) Gr1	150	11.9	12.0	9.4	9.5
Cabril	150	6.2	6.3	4.8	4.7
Caniçada	150	8.2	8.5	6.2	5.9
Castelo Branco	150	9.4	9.8	7.7	7.9
Corgas *	150	7.7	7.6	7.2	7.2
Ermidas-Sado	150	7.1	7.1	6.1	6.1
Estoi	150	5.7	5.7	4.6	4.6
Estremoz	150	9.0	-	5.6	-
Évora	150	4.1	4.1	3.2	3.3
Fafe	150	6.4	6.2	5.2	4.9
Falagueira	150	15.6	16.9	11.4	12.4
Fernão Ferro	150	7.5	7.8	4.4	4.6
Ferreira do Alentejo	150	8.7	8.8	6.4	6.4
Frades	150	9.8	10.2	7.3	6.9
Fratel	150	6.9	6.8	6.0	6.1
Gardunha *	150	7.1	7.1	6.7	6.7
Guimarães	150	5.8	-	4.7	-
Lusosider *	150	6.3	6.4	4.6	4.8
Mendoiro *	150	7.6	7.8	7.0	7.1
Monte da Pedra	150	4.0	3.9	3.6	3.7
Neves Corvo *	150	4.0	4.0	3.7	3.7
Oleiros	150	6.9	7.1	4.8	4.8
Ourique	150	5.5	5.5	4.6	4.7
Palmela	150	8.0	8.3	4.5	4.8
Pedralva	150	11.4	12.7	7.5	7.4
Pegões *	150	4.0	4.0	3.6	3.6
Petrogal *	150	7.1	7.1	5.9	5.9
Ponte de Lima	150	-	-	-	-
Portimão	150	6.8	6.7	5.3	5.3
Porto Alto	150	4.2	4.2	3.5	3.5
Quinta do Anjo	150	6.6	6.7	4.5	4.7
Riba d'Ave	150	10.8	12.7	7.3	8.9
Sabóia	150	4.0	4.0	3.7	3.7
Salamonde	150	8.1	8.3	6.7	6.5
Setúbal	150	7.4	7.6	4.5	4.7
Sines	150	10.6	10.8	7.0	7.1
T.A. Fafe *	150	6.2	6.1	5.7	5.6
Tabuaço	150	13.0	13.2	10.6	10.5
Tavira	150	8.9	8.8	6.9	6.9
Trafaria	150	6.0	6.1	4.1	4.2
Tunes	150	5.4	5.4	4.2	4.2
Valdigem	150	25.6	26.0	23.5	22.3
Vila Fria	150	5.1	5.1	3.8	3.9
Vila Nova	150	9.0	9.2	7.1	6.8
Vilarinho das Furnas	150	5.5	5.6	4.6	4.6
Zêzere	150	10.8	10.7	8.3	7.8

Notas:

\* - Instalação de utilizador da rede

**Página em Branco**

# CONTACTOS

---

**REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.**

Avenida dos Estados Unidos da América, 55  
1749-061 Lisboa - Portugal  
Telefone: (+351) 210 013 500

[www.ren.pt](http://www.ren.pt)

**REN** 