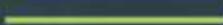




07
ANEXOS



REN 



07 ANEXOS

ANEXO 1
PADRÕES DE SEGURANÇA PARA
PLANEAMENTO DA RNT

REN 

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				Religação
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	
			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				Tempo morto (s)	Religação
		Tipo	Eliminação do defeito				
			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	Eliminação em tempo de		Religação
		Tipo de defeito		
		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:

$$I_{max}^2 \cdot R_t + A \cdot R \cdot D = 8,55 \cdot (T_p - T_a) \cdot (V \cdot D)^{0,448} + \pi \cdot E \cdot C \cdot D (T_p^4 - T_a^4)$$

em que:

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

R_t — resistência do condutor: Ω/m ;

A — coeficiente de absorção solar: 0,5;

R ;

Intensidade de radiação solar durante o dia: 1000 W/m²;

Intensidade de radiação solar durante a noite: 0 W/m²;

D — diâmetro do condutor: m;

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: $5,7 \cdot 10^{-8}$ W/m²/K⁴.

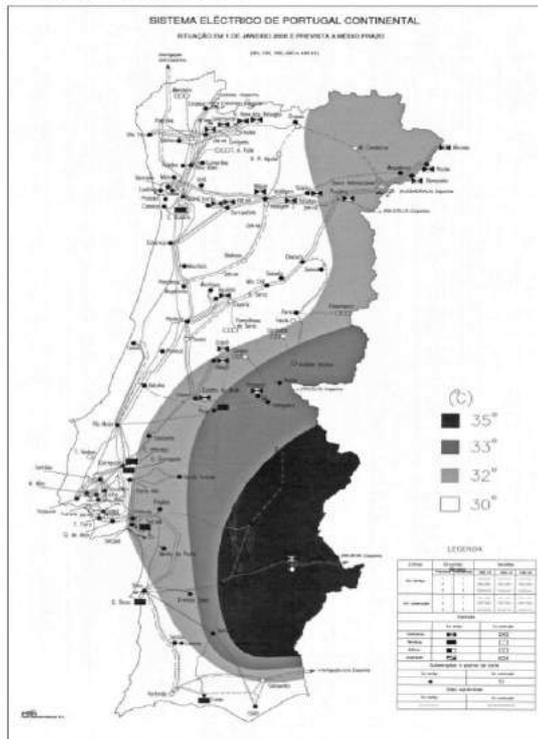
Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

a) Meses de Verão — de 30°C a 35°C;

b) Meses de Inverno — 15°C;

c) Restantes meses do ano — de 20°C a 25°C.

O mapa seguinte mostra as isotérmicas que definem a temperatura máxima de referência para a época sazonal de Verão, a utilizar nas instalações e linhas da RNT no âmbito deste documento.



9.5.4 — Planos de produção e de cargas:

9.5.4.1 — Na óptica do planeamento e análise da RNT, os casos de referência para simulação do SEN devem ter em conta, desde que relevante, as seguintes situações típicas de funcionamento, resultantes do cruzamento entre a época sazonal, o patamar de carga e o regime hidrológico:

Inverno — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido;

Verão — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, para o regime hidrológico seco;

Restantes épocas sazonais — cargas representativas da época, para os regimes hidrológicos seco e húmido.

9.5.4.2 — Colocação das instalações de produção. — Assumindo a assistência de mecanismos de mercado eficientes, as instalações de produção serão colocadas em serviço de acordo com a sua ordem de mérito, a qual será definida tendo em conta, por um lado, a prática do gestor do sistema e do agente comercial e, por outro, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazos nos estudos de expansão de instalações de produção do SEN e as características relevantes das centrais PRE.

9.5.4.3 — Reserva terciária. — A reserva terciária deve respeitar os critérios da UCTE. Em termos da sua quantificação prática para efeitos de simulação em planeamento, o valor desta reserva deve corresponder ao somatório da potência do maior grupo em serviço acrescida de 2% da carga da rede, distribuída de acordo com a prática do gestor do sistema.

9.5.4.4 — Indisponibilidades. — Para efeito de análise dos trânsitos máximos na RNT, deverá ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no SEN, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da RNT a ser ensaiada. Esta regra é aplicada *a 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, efectuam correctamente a eliminação dos defeitos que afectam a RNT.

Acrescenta-se que, os sistemas de protecção podem ser dotados de níveis diferenciados de fiabilidade no desempenho, consoante as necessidades. É o caso da possibilidade de duplicação de protecções para uma mesma função e o da existência de funções que, entre outros objectivos, funcionam como recurso perante falhas de outras protecções. Este facto, e admitindo uma correcta actuação a nível de

acompanhamento e manutenção destes sistemas, permite sustentar a posição expressa na secção anterior, por tornar bastante improvável uma falha em cascata do sistema de protecções que leve a disparos não selectivos envolvendo áreas alargadas da RNT.

Algumas situações de funcionamento em 2.º nível (maior tempo de actuação) destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas em análises particulares de contingências mais severas, referidas na secção 9.6.2.

9.6 — Casos especiais:

9.6.1 — Casos especiais das cargas mono-alimentadas. — As «antenas» e casos equivalentes de ligações em «T» para alimentação de cargas ou de transformadores únicos em subestações são aceitáveis temporariamente desde que qualquer falha de alimentação pela RNT possa ser compensada, mediante acordo prévio com o ORD, em tempo adequado, por recurso integral à RND, ou seja, desde que:

a) A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de AT da RND, o que, em princípio, é conseguido num curto intervalo de tempo;

b) A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta que se encontra fixado em 70 MW, sem prejuízo de eventuais excepções, limitadas no tempo, sustentadas por uma análise técnico-económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da RNT e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da RND.

Nas zonas da Grande Lisboa e do Grande Porto, na ausência de indisponibilidades, terá sempre de haver garantia «n-1» para os consumos abastecidos pela RNT. Entende-se que, para atingir este objectivo, se possa recorrer a configurações conjuntas malhadas envolvendo a RNT e a RND.

9.6.2 — Casos especiais de contingências mais severas:

9.6.2.1 — Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, a perda de todos os circuitos num determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado por funcionamento em 1.º nível do sistema de protecção.

9.6.2.2 — Devem ser verificadas as consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400 kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e do Grande Porto), situações estas que serão periodicamente simuladas, pelo menos de quatro em quatro anos.

9.6.2.3 — Em qualquer um destes casos deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão em zonas extensas ou importantes do sistema.

Admitem-se eventuais instabilidades limitadas espacialmente ou perdas de grupos que fiquem isolados em antena ou em pequenas «ilhas» do sistema. No que respeita a colapsos de tensão apenas se admitem perdas de zonas ou nós da rede geograficamente limitados no sistema.

9.6.2.4 — Não se pretende que, por regra, sejam tomadas medidas de investimento que eliminem na totalidade as consequências destas situações de contingência mais severa, o que seria proibitivo do ponto de vista económico. As conclusões que daqui se extraem deverão ser ponderadas no sentido de influenciar algumas decisões de planeamento com o objectivo de minorar as consequências, dentro do possível, ou de alertar a operação da rede para a necessidade de elaborar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

CAPÍTULO 10

Disposições finais e transitórias

10.1 — Elaboração do acordo de ligação à RNT. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a celebrar um acordo de ligação à RNT, cabendo ao ORT promover a celebração do mesmo. Exceptuam-se da secção anterior os casos em que, na data referida, já existam acordos ou contratos que as partes envolvidas, por consenso, decidam manter até ao seu termo.

10.2 — Actualização do Protocolo de Exploração. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a proceder às alterações necessárias no Protocolo de Exploração para o tornar conforme com as disposições naquele contidas.

10.3 — Aplicação do RRT a instalações de produção eólicas:

10.3.1 — O cumprimento das disposições da secção 3.7 é obrigatório para todos os promotores das instalações de produção eólicas que venham a obter licença de exploração após a data de entrada em vigor do presente Regulamento, devendo os mesmos apresentar à DGEG e ao ORT, previamente à emissão da licença de exploração, a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 3.7.7.

10.3.2 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.1 e que tenham obtido a licença de exploração até 18 meses após a data de entrada em vigor do presente Regulamento dispõem de um prazo máximo de 6 meses, contados a partir da data da obtenção da referida licença, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante. As instalações de produção eólicas que obtenham a licença de exploração depois de passados 18 meses após a data da entrada em vigor do presente Regulamento têm de cumprir as disposições da secção 3.7 a partir da data da obtenção da referida licença.

10.3.3 — As instalações de produção eólicas que tenham obtido a licença de exploração previamente à data de entrada em vigor do presente Regulamento são obrigadas a cumprir o disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, devendo realizar as modificações técnicas necessárias na sua instalação de produção e apresentar à DGEG a declaração do fabricante de acordo com a secção 3.7.7.

10.3.4 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 dispõem de um prazo máximo de 12 meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante.

10.3.5 — A DGEG, ouvida o ORT, poderá isentar do cumprimento das obrigações os promotores das instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 que demonstrem técnica ou economicamente, através da apresentação de uma memória descritiva e justificativa, a não viabilidade das modificações técnicas necessárias ao cumprimento do disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, não tendo estes promotores direito a benefícios atribuíveis pela legislação no âmbito do cumprimento das referidas obrigações. Os promotores nestas condições dispõem de um prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para apresentar à DGEG a referida demonstração.



07 ANEXOS

ANEXO 2

RMSA-E 2020 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS;
PNEC 2021-2030 | OBJECTIVOS DE FER PARA
2030

REN 

Anexo 1
Pressupostos do RMSA-E 2020

(página em branco)

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2020, PERÍODO 2021-2040 (RMSA-E 2020)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2021-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como noutros definidos consoante os cenários da oferta e no ano 2040. De referir, ainda, que este estudo é relativo a Portugal Continental.

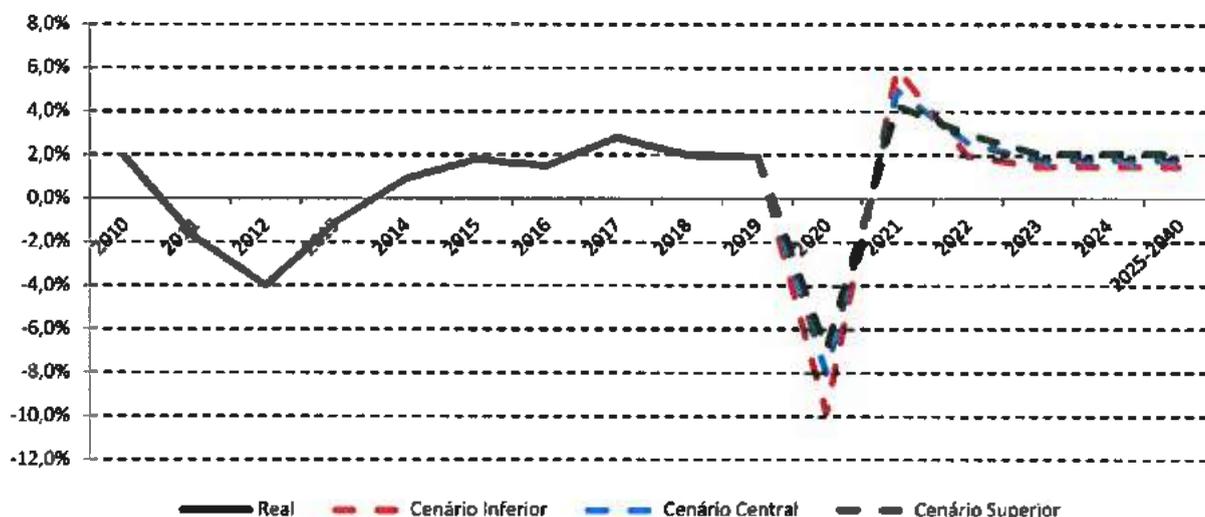
2. Cenários Macroeconómicos

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

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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Cenário Inferior	-9,8%	6,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,5%
Cenário Central	-8,0%	5,0%	2,6%	1,8%	1,8%	1,8%
Cenário Superior	-6,9%	4,3%	3,0%	2,1%	2,1%	2,1%

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



Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente o definido no Orçamento de Estado Suplementar de 2020, mas também as provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional e do Conselho das Finanças Públicas:

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

	2020	2021	2022	2023	2024
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2020) – Cenário Base	- 9,5%	5,2%	3,8%		
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2020) – Cenário Severo)	- 13,1%	1,7%	3,5%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Summer 2020, julho 2020</i>)	-9,8%	6,0%			
OCDE (<i>Economic Outlook - Volume 2020 Issue 1, junho 2020</i>) – Cenário 1 vaga	-9,4%	6,3%			
OCDE (<i>Economic Outlook - Volume 2020 Issue 1, junho 2020</i>) – Cenário 2 vagas	-11,3%	4,8%			
FMI (<i>World Economic Outlook, abril 2020</i>)	-8,0%	5,0%			
Conselho das Finanças Públicas (Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa, junho 2020) – Cenário Base	-7,5%	3,0%	2,6%		
Conselho das Finanças Públicas (Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa, junho 2020) – Cenário Severo	-11,8%	4,7%	3,2%		
Ministério das Finanças (Programa de Estabilização Económica e Social, junho 2020 e Orçamento de Estado suplementar, julho 2020)	-6,9%	4,3%			

3. Pressupostos de Oferta

Os cenários de oferta têm em consideração os seguintes pressupostos:

- Capacidade instalada, capacidade licenciada e em licenciamento a 31 de dezembro de 2019;
- No caso da cogeração, renovável e não-renovável, não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas em autoconsumo;
- Na componente da oferta da Grande Térmica, considera-se:
 - (i) no cenário Continuidade, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021;
 - (ii) no cenário Ambição, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no PNEC sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020;
 - (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, de acordo com



as perspetivas de exploração das centrais e com as datas de término dos contratos de aquisição de energia, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020.

Tabela 3 - Datas de descomissionamento de grandes centrais térmicas

Centro Electroprodutor	Cenário Continuidade	Cenário Ambição	Teste de Stress	Capacidade Instalada (MW)
Pego (Carvão)	2021	2021	2021	576
Sines (Carvão)	2021*	2020	2020	1 180
Tapada do Outeiro (CCGT)	2029	2029	2024	990

* É expectável que o descomissionamento da central a carvão de Sines ocorra até final do primeiro trimestre de 2021.

- No que respeita às Grandes Hídricas, considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações destas centrais à RNT, considera-se para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral dos centros electroprodutores de Gouvães e Daivões para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso).

Tabela 4 – Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas

Centro Electroprodutor	Promotor	Previsão de entrada em serviço	Capacidade Instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2023*	880
Daivões	Iberdrola	2023*	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2023	160

* A entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se poder explorar cerca de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que "afeta" não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas da RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Ribeira de Pena – Vieira do Minho a e Ribeira de Pena – Feira, ambas a 400 kV). Por princípio, uma linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

- No que respeita à produção a partir de fontes de energia renovável (FER) e cogeração, o cenário Continuidade teve em conta a informação mais recente disponível, até 31 de dezembro de 2019, relativamente à capacidade instalada, à capacidade licenciada e em licenciamento cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta nas tabelas 5 e 6. Teve também em conta os objetivos de capacidade instalada no PNEC com alguns ajustamentos.

No caso do cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, à capacidade licenciada e em licenciamento a 31 de dezembro de 2019, consideram-se os objetivos previstos no PNEC.

Em ambos os cenários, para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideram-se igualmente as capacidades atribuídas no âmbito do leilão realizado em junho de 2019, os títulos de reserva de capacidade de injeção na rede atribuídos e ainda as unidades de produção com capacidade até 1 MW aceites e em análise pelo Operador da Rede de Distribuição, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração licenciada - Previsão da data de entrada em produção (Potência de ligação em MW)

Tecnologia (MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Cogeração não renovável	10	1	2	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)*	0	1	1	0	0	0	0	0
Eólica onshore	20	0	25	31	0	0	0	0
Eólica offshore	25	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	45	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	5	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)*	367	379	1 189	37	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	471	381	1 217	68	0	0	0	0

* Inclui, em 2022, instalações com capacidade até 1 MW, destinadas à venda total de eletricidade à rede, sujeitas a registo prévio e a obtenção de certificado de exploração, no âmbito do DL n.º 76/2019, de 3 de Junho, que foram aceites após análise pelo Operador da Rede de Distribuição e pela DGEG.

Tabela 6 - Capacidade FER e cogeração em licenciamento - Previsão da data de entrada em produção (Potência de ligação em MW)

Tecnologia (MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)*	0	0	0	1	0	0	8	0
Eólica onshore**	0	0	0	139	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	25	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)***	1	0	0	1 539	1 292	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1	0	0	1 704	1 292	0	8	0

* Inclui, em 2023, instalações com capacidade até 1 MW, destinadas à venda total de eletricidade à rede, sujeitas a registo prévio e a obtenção de certificado de exploração, no âmbito do DL n.º 76/2019, de 3 de Junho, em análise pelo Operador da Rede de Distribuição.

** Inclui, em 2023, projectos aos quais foram atribuídos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público.

*** Inclui, em 2023, instalações com capacidade até 1 MW, destinadas à venda total de eletricidade à rede, sujeitas a registo prévio e a obtenção de certificado de exploração, no âmbito do DL n.º 76/2019, de 3 de Junho, em análise pelo Operador da Rede de Distribuição e projectos aos quais foram atribuídos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público e, em 2024, projectos com potência adjudicada no âmbito do leilão de Junho de 2019.



- Para a evolução da capacidade a instalar no período 2021-2030, para além da prevista no âmbito de processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, patamares intermédios de 18%, 43% e 65% em 2022, 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.
- Embora o procedimento concorrencial lançado em maio passado para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à RESP para electricidade a partir de energia solar preveja a possibilidade de instalação de capacidade de armazenamento nos novos centros produtores, ainda não é possível antecipar a adesão dos produtores, pelo que a consideração dessa capacidade será avaliada em próximos exercícios

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



3.1 Cenários de Oferta

No caso do cenário Continuidade, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2019-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2019-2040 - CENÁRIO CONTINUIDADE (MW)

Tecnologia (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	5 585	3 829	2 839	2 839	2 839							
Cogeração não renovável	792	802	803	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 303	1 304	1 306										
Grandes Hidricas**	6 388	6 388	6 394	6 394	7 548									
Gouvães	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)***	620	620	621	622	622	622	625	631						
Total Hidrica	7 008	7 008	7 015	7 016	8 170	8 170	8 173	8 179						
Eólica onshore***	5 352	5 372	5 372	5 397	5 567	5 591	5 615	5 639	5 663	5 687	5 710	5 734	5 854	6 045
Eólica offshore***	0	25	36	48	58	68	79	93	106	121	135	150	175	200
Total Eólica	5 352	5 397	5 408	5 445	5 625	5 659	5 694	5 731	5 769	5 807	5 846	5 884	6 029	6 245
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)***	194	238	242	246	250	254	258	263	268	274	279	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)***	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)***	548	916	1 295	2 484	4 060	5 352	5 460	5 568	5 676	5 784	5 892	6 000	6 500	7 000
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	17	17	33	50	68	87	106	125	144	162	181	200	250	300
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	250
Total Solar	565	983	1 328	2 534	4 129	5 439	5 566	5 693	5 820	5 946	6 073	6 200	6 950	7 550
Ondas***	0	0	0	9	13	17	22	27	33	38	44	50	79	107
Geotermia***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	364	563	658	754	842	930	1 000	1 100	1 198	1 294	1 387	1 478	1 902	2 295
Fotovoltaico (PV)***	360	553	648	743	831	919	990	1 090	1 188	1 283	1 377	1 468	1 892	2 284
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Biomassa***	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0



Biogás***	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 518	21 190	21 704	21 301	24 327	25 769	26 010	26 292	26 565	26 836	27 106	26 384	27 730	28 968	0,5
do qual Renovável	14 141	14 803	15 316	16 686	19 693	21 134	21 376	21 657	21 930	22 202	22 471	22 739	24 085	25 323	
do qual Não-Renovável	6 378	6 388	6 389	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	3 645	3 645	3 645	

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Camiçada

*** Potência de ligação

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

No caso do cenário Ambição, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2019-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2019-2040 - CENÁRIO AMBÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	4 405	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	4 405	3 829	2 839	2 839	2 839							
Cogeração não renovável	792	802	803	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 303	1 304	1 306	1 306									
Grandes Hídricas**	6 388	6 388	6 394	5 394	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	620	620	621	622	622	622	625	631	631	631	631	631	631	631
Total Hídrica	7 008	7 008	7 015	7 016	8 170	8 170	8 173	8 179	8 179					
Edifica onshore****	5 352	5 372	5 690	6 007	6 301	6 595	6 890	7 278	7 666	8 078	8 489	8 901	10 912	12 924
Edifica offshore****	0	25	46	67	87	106	126	152	178	205	233	260	394	528
Total Edifica	5 352	5 397	5 736	6 075	6 388	6 702	7 016	7 430	7 844	8 283	8 722	9 161	11 306	13 452
Resíduos Sólidos Urbanos****	77	77	77	77	79	80	81	81	81	81	81	81	81	81
Biomassa (s/ cogeração)****	194	238	244	249	260	270	280	284	288	292	296	300	300	300



	80	85	86	87	91	94	97	97	97	97	97	97
Biogás (s/ cogeração)***												
Fotovoltaico (PV)***	548	916	1 295	2 484	4 060	5 352	5 557	5 761	5 966	6 171	6 375	6 580
Fotovoltaico Concentrado (CPV)***	17	17	53	89	131	172	213	255	296	337	379	420
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	27	54	79	104	129	163	197	232	266	300
Total Solar	565	933	1 375	2 627	4 270	5 628	5 899	6 179	6 459	6 740	7 020	7 300
Ondas***	0	0	6	13	18	24	30	38	46	54	62	70
Geotermia***	0	0	5	11	16	21	26	32	39	46	53	60
Produção Distribuída****	364	563	658	754	842	930	1 018	1 138	1 259	1 379	1 500	1 620
Fotovoltaico (PV)***	360	553	648	743	831	919	1 007	1 128	1 248	1 369	1 489	1 610
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Biomassa***	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biogás***	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 518	21 190	20 913	22 045	25 269	27 055	27 755	28 594	29 428	30 287	31 145	31 014
do qual Renovável	14 141	14 803	15 704	17 410	20 634	22 420	23 120	23 960	24 793	25 652	26 511	27 369
do qual Não-Renovável	6 378	6 388	5 209	4 635	3 645							

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

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

Para além do estudo sobre os cenários indicados anteriormente, procede-se ainda a uma análise, designada por Teste de Stress, com o objetivo de avaliar até quando o Sistema Elétrico Nacional (SEN) consegue dar resposta, numa ótica da segurança de abastecimento. Neste cenário, considera-se que a oferta é constituída pelo sistema existente, deduzido da desclassificação da central de Sines em 2020 e das restantes grandes térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2020. No caso das grandes centrais hídricas, para além da capacidade instalada, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães e Daivões, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração em data não anterior ao início de 2023.



Tabela 9 – Previsão da evolução da capacidade no período 2019-2040 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	4 405	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	0	0	0	0	0	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	4 405	3 829	3 829	3 829	2 839							
Cogeração não renovável	792	802	803	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 303	1 304	1 306										
Grandes Hídricas**	6 388	6 388	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394
Gauvões	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daiões	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	620	620	621	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
Total Hídrica	7 008	7 008	7 015	7 016										
Eólica onshore***	5 352	5 372	5 372	5 397	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428
Eólica offshore***	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 352	5 397	5 397	5 422	5 453									
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)***	194	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238
Biogás (s/ cogeração)***	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)***	548	916	1 295	2 484	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521
Fotovoltaico Concentrado (CPV)***	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	565	933	1 312	2 501	2 538									
Ondas***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	364	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563
Fotovoltaico (PV)***	360	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Biomassa***	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biogás***	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 518	21 190	20 397	21 038	21 106	21 106	20 116							



Direção Geral
de Energia e Geologia

do qual Renovável	14 141	14 803	15 189	16 403	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471
do qual Não-Renovável	6 378	6 388	5 209	4 635	4 635	4 635	4 635	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

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



3.2 Evolução da Capacidade Instalada: RMSA-E 2020 vs. PNAER

Comparando a evolução da oferta de acordo com os cenários Continuidade e Ambição e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se, nesse ano, uma diferença de 991 MW. A grande diferença verifica-se ao nível das grandes centrais hídricas, tal como já assinalado em exercícios anteriores.

Tabela 10 – Estimativas de evolução da capacidade instalada renovável - RMSA-E 2020 vs. PNAER (MW)

Tecnologia	RMSA-E 2020	PNAER
Grandes hídricas	6 388	8 540
Pequenas hídricas	620	400
Eólica onshore	5 372	5 273
Eólica offshore	25	27
Cogeração renovável	501	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	238	305
Biogás (s/ cogeração)	85	52
Fotovoltaico	916	670
Fotovoltaico Concentração	17	-
Solar Térmico Concentrado	0	50
Ondas	0	6
Fotovoltaico - Produção Distribuída	553	-
Hídrica - Produção Distribuída	0,2	-
Eólica - Produção Distribuída	4	-
Biomassa - Produção Distribuída	6	-
Biogás - Produção Distribuída	0,5	-
TOTAL	14 803	15 794

4. Pressupostos de Procura

Para efeitos de construção dos cenários de procura, tem-se em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente as previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), para o horizonte 2020, na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, para o período 2021-2030, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in* e do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo e UPP Unidades de Pequena Produção).

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético, promovendo a sua introdução gradual enquanto pilar sustentável na transição para uma

economia descarbonizada. Os desafios decorrentes dos objetivos e metas associados à transição energética deverão levar em linha de conta uma visão integrada do sistema energético nacional, refletindo uma abordagem de integração de sectores, nomeadamente do SEN (Sistema Elétrico Nacional) e do SNGN (Sistema Nacional de Gás Natural), a designada *smart sector integration*.

As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica dedicada, embora interligada com o SEN, e como tal em futuros exercícios, após a publicação do documento final, será necessário avaliar os respetivos impactos. Admitindo a produção de hidrogénio por eletrólise com eletricidade consumida a partir do SEN haverá que considerar um conjunto de impactos, a saber: i) efeitos nos perfis de consumo eletricidade, ii) a possibilidade de participação no mercado de serviços de sistema do SEN, dado tratar-se de um consumidor de energia elétrica com elevada flexibilidade, iii) a possibilidade de os consumos de eletricidade no SEN, para produção de hidrogénio verde, não serem síncronos com os potenciais excedentes de FER, iv) aproveitamento dos potenciais excedentes de FER.

Deste modo, e pese embora a relevância que se perspetiva para o papel do hidrogénio no processo da descarbonização da economia, este vetor não foi ainda considerado no âmbito deste exercício. Em exercícios futuros, e visando uma perspetiva de *smart sector integration*, os pressupostos decorrentes da introdução do hidrogénio serão considerados para efeitos de consumo de energia elétrica e incorporados ao nível da monitorização da segurança do abastecimento do SEN, mediante a evolução da informação disponível para o efeito.

4.1 Eficiência Energética

No que diz respeito às poupanças de electricidade no período 2019-2020, consideram-se as previstas no âmbito do PNAEE. Para o período 2021-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética. Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de electricidade 2016-2018 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a electricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2016 e 2018.

A estimativa das poupanças de electricidade no período em análise podem ser consultadas na tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa das poupanças de electricidade (GWh/ano)

2019	2020	2021-2030	2031-2040
421	523	372	116

Fonte: PNAEE e estimativa DGEG

4.2 Mobilidade Elétrica

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas 12, 13 e 14.

À semelhança do que é considerado para a evolução do SEN, também para a evolução do número de veículos BEV e PHEV o Cenário Ambição corresponde às projeções consideradas no PNEC, que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050). A evolução das vendas de veículos BEV e PHEV no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. De acordo com as projeções consideradas no PNEC, o cenário Ambição assume um crescimento bastante pronunciado das vendas de veículos ligeiros de passageiros PHEV até 2025, ano a partir do qual se começa a registar uma retracção. Quanto aos BEV, é assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

Tabela 12 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Continuidade

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias BEV		Total
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo eléctrico)			
2019	16913	12479	15458	5000	916	11400	33287
2020	29800	8941	25500	5000	1800	8986	57100
2021	45500	10019	33000	5000	5000	9803	83500
2022	64000	10776	43000	5000	8500	10333	115500
2023	87000	11421	55000	5000	13000	10758	155000
2024	115500	11966	71000	5000	18000	11097	204500
2025	149000	12422	89000	5000	25000	11367	263000
2026	200000	12802	110000	5000	34000	11582	344000
2027	265000	13120	132500	5000	44000	11756	441500
2028	347000	13385	158000	5000	56500	11896	561500
2029	442000	13610	185000	5000	70500	12011	697500
2030	551000	13800	214000	5000	86000	12106	851000
2035	973000	14587	464500	5000	163500	12474	1601000
2040	1158700	15130	820500	5000	231000	12702	2210200



Tabela 13 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Ambição

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias BEV		Total
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	N.º
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo eléctrico)			
2019	16913	12479	15458	5000	916	11400	33287
2020	30000	8941	26040	5000	2400	8986	58440
2021	51000	10019	67558	5000	5500	9803	124058
2022	79500	10776	144750	5000	19000	10333	243250
2023	120900	11825	266164	5000	34500	10758	421564
2024	165800	12386	405029	5000	56500	11097	627329
2025	216150	12848	561922	5000	85000	11367	863072
2026	298885	13292	697805	5000	119500	11582	1116190
2027	414500	13675	812954	5000	160000	11756	1387454
2028	560400	13989	906903	5000	206000	11896	1673303
2029	736300	14246	979125	5000	257000	12011	1972425
2030	937000	14456	1029060	5000	313500	12106	2279560
2035	1629000	15686	888217	5000	550000	12474	3067217
2040	2109000	15892	340291	5000	728000	12702	3177291

Tabela 14 – Previsão de evolução do número de veículos pesados de passageiros BEV nos cenários Continuidade e Ambição

	Pesados de passageiros BEV		
	Continuidade	Ambição	km (média anual em modo eléctrico)
	N.º	N.º	
2019	66	66	31000
2020	83	115	29864
2021	103	196	30525
2022	126	309	30931
2023	153	451	31247
2024	181	621	31495
2025	213	816	31690
2026	246	1037	31847
2027	283	1282	31972
2028	321	1549	32075
2029	361	1838	32159
2030	403	2147	32229
2035	638	3898	32510
2040	900	5880	32696

4.3 Autoconsumo



As previsões do autoconsumo de grandes instalações partem do valor estimado para 2019 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2019 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1168 GWh¹. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as grandes térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1355 GWh.

Relativamente ao autoconsumo de unidades de pequena produção o procedimento é semelhante, tendo como referencial a evolução prevista da potência de ligação da produção distribuída para os três cenários de oferta. Para estas unidades a potência de ligação em 31 de dezembro de 2019, em Portugal Continental, era de cerca de 364 MW² e a produção estimada em 2019 de aproximadamente 506 GWh³.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.15**.

Tabela 15 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Continuidade			Cenário Ambição			Teste de Stress		
	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total
2020	1 236	331	1 567	1 479	331	1 810	1 236	331	1 567
2021	1 239	410	1 649	1 483	410	1 893	1 237	331	1 568
2022	1 243	490	1 733	1 489	490	1 979	1 239	331	1 570
2023	1 244	564	1 808	1 495	564	2 059	1 239	331	1 570
2024	1 246	637	1 883	1 502	637	2 139	1 239	331	1 570
2025	1 247	696	1 943	1 508	711	2 219	1 239	331	1 570
2026	1 249	779	2 029	1 509	811	2 320	1 239	331	1 570
2027	1 251	861	2 112	1 511	912	2 423	1 239	331	1 570
2028	1 254	941	2 195	1 513	1 012	2 525	1 239	331	1 570
2029	1 256	1 019	2 274	1 514	1 113	2 627	1 239	331	1 570
2030	1 258	1 095	2 352	1 516	1 213	2 729	1 239	331	1 570
2035	1 258	1 449	2 706	1 516	1 717	3 233	1 239	331	1 570
2040	1 258	1 777	3 035	1 516	2 220	3 736	1 239	331	1 570

¹ 621 GWh relativos a cogeração a gás natural, 396 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 150 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

² 44,8 MW relativos a UPP, 149,8 MW a UPAC c/ injeção e 169,9 MW a unidades de micro/mini produção.

³ 266 GWh relativos a micro/mini produção, com 1566 horas de utilização por ano, 63 GWh a UPP, com 1413 horas de utilização por ano e 177 GWh a UPAC c/ injeção, com 1179 horas de utilização por ano.



4.4 Cenários de Procura

Tabela 16 – Cenário Central Continuidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		twh ⁴	GWh	%	GWh
2020	523	106	44 910		1567	4 447	9,3%	47 790	
2021	895	158	46 205	2,9%	1649	4 555	9,3%	49 110	2,8%
2022	1 267	223	46 569	0,8%	1733	4 567	9,2%	49 403	0,6%
2023	1 639	308	46 833	0,6%	1808	4 569	9,2%	49 594	0,4%
2024	2 011	416	47 127	0,6%	1883	4 575	9,2%	49 819	0,5%
2025	2 383	550	47 453	0,7%	1943	4 585	9,2%	50 095	0,6%
2026	2 755	746	47 908	1,0%	2029	4 605	9,1%	50 485	0,8%
2027	3 127	991	48 420	1,1%	2112	4 631	9,1%	50 938	0,9%
2028	3 499	1 302	49 004	1,2%	2195	4 664	9,1%	51 473	1,0%
2029	3 871	1 665	49 647	1,3%	2274	4 703	9,0%	52 075	1,2%
2030	4 243	2 084	50 351	1,4%	2352	4 747	9,0%	52 746	1,3%
2035	4 823	3 908	55 057		2706	5 177	9,0%	57 528	
2040	5 403	5 036	59 213		3035	5 556	9,0%	61 735	

Tabela 17 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		twh ⁵	GWh	%	GWh
2020	523	109	45 157		1810	4 447	9,3%	47 794	
2021	895	212	46 503	3,0%	1893	4 560	9,3%	49 170	2,9%
2022	1 267	406	47 000	1,1%	1979	4 586	9,2%	49 607	0,9%
2023	1 639	697	47 473	1,0%	2059	4 609	9,2%	50 022	0,8%
2024	2 011	1 045	48 009	1,1%	2139	4 638	9,2%	50 509	1,0%
2025	2 383	1 456	48 615	1,3%	2219	4 674	9,2%	51 071	1,1%
2026	2 755	1 965	49 387	1,6%	2320	4 724	9,1%	51 791	1,4%
2027	3 127	2 579	50 271	1,8%	2423	4 785	9,1%	52 633	1,6%
2028	3 499	3 293	51 261	2,0%	2525	4 856	9,1%	53 592	1,8%
2029	3 871	4 105	52 357	2,1%	2627	4 937	9,0%	54 666	2,0%
2030	4 243	5 003	53 544	2,3%	2729	5 026	9,0%	55 840	2,1%
2035	4 823	7 971	59 411		3233	5 556	9,0%	61 734	
2040	5 403	9 568	64 056		3736	5 966	9,0%	66 285	

⁴ Taxa de variação homóloga

⁵ Taxa de variação homóloga



Tabela 18 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	tvh ⁶		GWh	%	GWh	tvh
2020	523	109	45 673		1810	4 500	9,3%	48 363	
2021	895	212	46 808	2,5%	1893	4 592	9,3%	49 506	2,4%
2022	1 267	406	47 421	1,3%	1979	4 629	9,2%	50 070	1,1%
2023	1 639	697	47 983	1,2%	2059	4 661	9,2%	50 584	1,0%
2024	2 011	1 045	48 611	1,3%	2139	4 699	9,2%	51 171	1,2%
2025	2 383	1 456	49 311	1,4%	2219	4 744	9,2%	51 837	1,3%
2026	2 755	1 965	50 180	1,8%	2320	4 804	9,1%	52 664	1,6%
2027	3 127	2 579	51 164	2,0%	2423	4 875	9,1%	53 616	1,8%
2028	3 499	3 293	52 257	2,1%	2525	4 955	9,1%	54 688	2,0%
2029	3 871	4 105	53 459	2,3%	2627	5 046	9,0%	55 877	2,2%
2030	4 243	5 003	54 754	2,4%	2729	5 145	9,0%	57 170	2,3%
2035	4 823	7 971	61 212		3233	5 734	9,0%	63 713	
2040	5 403	9 568	66 530		3736	6 210	9,0%	69 004	

Tabela 19 – Cenário Inferior Continuidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	tvh ⁷		GWh	%	GWh	tvh
2020	523	106	44 390		1567	4 394	9,3%	47 217	
2021	895	158	45 911	3,4%	1649	4 525	9,3%	48 787	3,3%
2022	1 267	223	46 109	0,4%	1733	4 520	9,2%	48 897	0,2%
2023	1 639	308	46 284	0,4%	1808	4 514	9,2%	48 989	0,2%
2024	2 011	416	46 487	0,4%	1883	4 510	9,2%	49 114	0,3%
2025	2 383	550	46 721	0,5%	1943	4 511	9,2%	49 289	0,4%
2026	2 755	746	47 080	0,8%	2029	4 522	9,1%	49 574	0,6%
2027	3 127	991	47 494	0,9%	2112	4 539	9,1%	49 920	0,7%
2028	3 499	1 302	47 978	1,0%	2195	4 562	9,1%	50 345	0,9%
2029	3 871	1 665	48 519	1,1%	2274	4 591	9,0%	50 835	1,0%
2030	4 243	2 084	49 119	1,2%	2352	4 625	9,0%	51 392	1,1%
2035	4 823	3 908	53 264		2706	5 000	9,0%	55 557	
2040	5 403	5 036	56 796		3035	5 317	9,0%	59 079	

⁶ Taxa de variação homóloga

⁷ Taxa de variação homóloga



Tabela 20 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh ^a	GWh	GWh	%
2020	523	109	45 673		1567	4 525	9,3%	48 631	
2021	895	212	46 808	2,5%	1568	4 625	9,3%	49 865	2,5%
2022	1 267	406	47 421	1,3%	1570	4 670	9,2%	50 521	1,3%
2023	1 639	697	47 983	1,2%	1570	4 710	9,2%	51 123	1,2%
2024	2 011	1 045	48 611	1,3%	1570	4 757	9,2%	51 797	1,3%
2025	2 383	1 456	49 311	1,4%	1570	4 810	9,2%	52 551	1,5%
2026	2 755	1 965	50 180	1,8%	1570	4 879	9,1%	53 489	1,8%
2027	3 127	2 579	51 164	2,0%	1570	4 960	9,1%	54 554	2,0%
2028	3 499	3 293	52 257	2,1%	1570	5 050	9,1%	55 738	2,2%
2029	3 871	4 105	53 459	2,3%	1570	5 151	9,0%	57 039	2,3%
2030	4 243	5 003	54 754	2,4%	1570	5 260	9,0%	58 444	2,5%
2035	4 823	7 971	61 212		1570	5 899	9,0%	65 540	
2040	5 403	9 568	66 530		1570	6 425	9,0%	71 385	

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6), em que se assume o sistema existente e entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2020, tem por base um cenário de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, tem implícito um cenário de autoconsumo distinto.

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos directamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à AIE. Quanto aos preços do CO₂, a DGEG, para validação, consulta as previsões apontadas pela COM.

^a Taxa de variação homóloga



5.1 - Preços dos combustíveis

Tabela 21 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ⁹ USD ₂₀₁₉ /bbl	CARVÃO ¹⁰ CIF Sines USD ₂₀₁₉ /t	GÁS NATURAL ¹¹ CIF RNTIAT USD ₂₀₁₉ /MBtu
2020	41	54,6	2,8
2021	42	55,3	4,0
2022	52	61,8	4,8
2023	62	68,0	5,7
2024	71	73,9	6,4
2025	81	79,6	7,2
2026	83	79,6	7,2
2027	84	79,5	7,3
2028	85	79,4	7,3
2029	87	79,4	7,4
2030	88	79,4	7,4
	90	79,4	7,5
2035	91	79,6	7,6
	93	79,7	7,6
2040	95	79,9	7,7

Nota: No ano de 2020 considerou-se a média dos preços spot verificados até à data com a média dos futuros para maturidades posteriores a julho. No ano de 2021 os preços resultam da média de cotações de futuros. (Crude Brent; Carvão CIF ARA, GN TTF e NBP)

5.2 - Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2020-2026 foram calculados com base nas cotações do ECX ICE EUA Emissions Futures, valores para Dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 13/07/2020 e apresentados na Tabela 22).

Tabela 22 – Preço das licenças de CO₂ – Cotação do ECX ICE EUA Emissions Futures

	Unid.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Preço	€/t	29,09	29,43	29,90	30,35	31,08	31,59	32,10

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do cenário Stated Policies Scenario - European Union da IEA – International Energy Agency, World Energy Outlook 2019, de 43 USD₂₀₁₈/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2018.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2019 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

⁹Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2019. Preços revistos para preços de 2019 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹⁰ Carvão com PCI = 6.000 kcal/Kg; 1%S

¹¹ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

Tabela 23 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO₂

	Unid.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040
Preço	€/2019/t	28,8	28,9	29,0	29,1	29,5	29,6	29,8	31,9	34,4	37,0

5.3 - Tributação do carvão e gás natural utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao Relatório de Monitorização da Segurança do Abatecimento do Sistema Elétrico Nacional, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de ISP e CO₂ aplicadas ao carvão e gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 24. No caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros eletroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

Tabela 24 – Taxas de ISP e CO₂ a aplicar ao carvão para produção de eletricidade

	ISP 2020 (€/ton)	Adicionamento Taxa CO ₂ 2020 (*) (€/ton)	Incidência aplicável ao ISP e CO ₂	Incidência ISP (€/ton)	Incidência Taxa CO ₂ 2020 (**) (€/ton)	Total (€/ton)
2020	4,26	1,381	50%	2,13	1,56	3,69
2021	4,26	1,381	75%	3,20	2,35	5,54
≥ 2022	4,26	1,381	100%	4,26	3,13	7,39

[*] De acordo com a Lei n.º 2/2020, correspondente à diferença entre o preço de referência para o CO₂ estabelecido em 25 €/tCO₂ e o preço resultante da aplicação do n.º 2 do artigo 92.º -A do Código dos IEC, de 23,619 €/tCO₂, com o limite máximo de 5 €/tCO₂

[**] Assumido o fator de adicionamento de 2,265670 para o carvão, tal como definido na Portaria n.º 42/2020

Tabela 25 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP 2020 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2020	0,307	10%	0,03
2021	0,307	20%	0,06
2022	0,307	30%	0,09
≥ 2023	0,307	40%	0,12

6. Análises e Indicadores

Para este estudo, relativo a Portugal Continental, está prevista a análise de 3 trajetórias, duas delas com uma análise de sensibilidade à procura:

- Trajetória Continuidade - assumindo o cenário central Continuidade da procura e o cenário Continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da

central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; é efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior Continuidade;

- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; e é efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário superior Ambição;
- Teste de Stress – assumindo o cenário superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro até final de 2021 e de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2020;

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

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

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

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

- ICP - Índice de Cobertura Probabilístico:
 - Metodologia probabilística – utilização do modelo Reservas;
 - Nível de risco associado ao ICP – nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos);
- LOLE \leq 5 horas (LOLE – *Loss of Load Expectation*)

Nas simulações considera-se 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*) (representa a capacidade comercial de troca nas interligações) (10% da NTC para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do MIBEL - O Mercado Ibérico da Energia Eléctrica).

**Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a
produção de eletricidade por tecnologia em Portugal
no horizonte 2030**

Fonte: Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 -- PNEC 2030 (pág. 140)

ii. Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Face ao cenário prospetivado para evolução do setor electroprodutor em Portugal, ilustra-se na tabela seguinte a evolução da capacidade instalada esperada, desagregada por tecnologia, para o horizonte 2030 para efeitos de cumprimento dos objetivos estabelecidos para este setor e com impactos noutros setores.

Tabela 27 – Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030

(GW)	2020	2025	2030
Hídrica	7,0	8,2	8,2 - 8,7
da qual em bombagem	2,7	3,6	3,6 - 4,1
Eólica	5,4	6,8	9,3
Eólica onshore	5,4	6,7	9,0
Eólica offshore	0,03	0,1	0,3
Solar Fotovoltaico	2,0	6,6	9,0
do qual centralizado	1,5	5,8	7,0
do qual descentralizado	0,5	0,8	2,0
Solar Térmico Concentrado	0	0,1	0,3
Biomassa	0,4	0,4	0,5
Outros renováveis	0,03	0,06	0,1
Geotermia	0,03	0,03	0,06
Ondas	0,001	0,03	0,07
Carvão	1,8	0	0
Gás Natural	3,8	3,8	2,8 - 3,8
Fuel/Gasóleo	0,4	0,3	0,3
TOTAL	20,8	26,3	30,5 - 32,0

NOTA: Não inclui Cogeração

4.5. Dimensão Mercado Interno da Energia

4.5.1. Interligações elétricas

i. Nível atual de interligação e principais interligações

No que diz respeito às interligações de eletricidade da Rede Nacional de Transporte (RNT), Portugal conta atualmente com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV que interligam Portugal e Espanha. A capacidade de interligação elétrica entre os dois países tem evoluído favoravelmente nos últimos anos de forma a dar resposta às solicitações do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que se traduz numa maior capacidade de interligação disponível para fins comerciais. Em 2017 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na



07 ANEXOS

ANEXO 3

LISTA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

REN

Projetos Base

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço	Âmbito	Decisão final de investimento	Ponto de situação dos projetos (*)		Transferências para exploração [M€]								
						Licenciamento (*)	Estado dos trabalhos	2022	2023	2024	2025	2026	2027-31			
	PR2102	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Recarei	2022-2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	1.8	3.4	4.6	0.9					
	PR1614	Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem Processo	Iniciado		1.7							
	PR1510	3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem Processo	Iniciado		1.7							
	PR2103	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca de Aguiar	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado		1.1	1.3						
	PR1915	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado		1.7	1.8						
	PR2101	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Custóias	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado		1.9	3.3						
	PR2104	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco	2023-2024	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado		1.7	1.0						
	PR2117	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios	2024-2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado			1.0	0.4					
	PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado									1.1
	PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado									3.1
	PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem Processo	Não Inicializado									1.7
	PR1615	Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2025	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	Sem Processo	Não Inicializado									3.6
	PR2118	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada	2025-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado									0.8
	PR1920	Monitorização de Ativos	2022-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5			
	PR2121	Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2023-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado		1.0	1.1	1.1	1.1	1.1			
	PR2122	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., sec. e tr. serv. Aux.)	2022-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	2.8	5.0	4.3	5.6	3.1				
	PR1922	Recondicionamento de Transformadores	2022-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0				
	PR1923	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2023-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Não Inicializado		0.9	0.9	0.9	0.9				
	PR2105	Remodelação de Linhas	2022-2026	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	1.1	0.8	2.7	0.7	1.1				
	PR2123	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura	2023-2026	Resiliência Adapt. às Alt. Climáticas	Sim	N/A	Não Inicializado		0.6	3.4	4.9	3.5				
	PR2119	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação	2022-2026	Resiliência Adapt. às Alt. Climáticas	Sim	N/A	Iniciado	10.6	6.7	6.4	6.4	6.4				
		Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2027-2031	2027-2031	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	-	N/A	-									
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PRO910	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	2024	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado			8.1						
	PR1912	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	2025	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado				4.8					
	PR1402	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	2025	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado				2.9					
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1913	Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2029	Ligação à RND	Não	Sem processo	Não Inicializado									1.9
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR1006	Compensação de reativa - 1ª fase	2025	Operacionalidade Global do SEN	Condicional(3)	N/A	Não Inicializado								2.8	
	PR1041	Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2027	Ligação à RND	Não	Sem processo	Não Inicializado									4.6
Beira interior	PR1511	Compensação de reativa - 2ª fase	2026	Operacionalidade Global do SEN	Não	N/A	Não Inicializado								2.9	
	PR1906	Passagem a 400 kV da linha Armamar - Paraíso 2 a 220 kV	2027	Ligação à RND	Não	Sem processo	Não Inicializado									5.0
Aleentejo	PRO639	Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	2024	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado			4.3						
	PR1223	PL (Sto André) a 60 kV em Sines	2025	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado					0.5				
	PR2106	2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2026	Ligação à RND	Não	Sem processo	Não Inicializado						0.9			
Capacitação da RNT para ligação de pequena produção atribuída na RND	PR2111	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 1		Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado				15.1	9.8				
	PR2112	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 2	2024-2026	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Inicializado									78.4
	PR2113	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3		Ligação à RND	Não	Sem processo	Não Inicializado									3.0
RNT	GG5+RTS-Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios	2022-2031	Operacionalidade Global do SEN	Sim 2022 a 2024	-	-				4,9 ⁽⁴⁾					7.7
RNT		Investimento corrente urgente	2022-2031	Investimento corrente urgente	Sim 2022 a 2024	-	-				8,0 ⁽⁴⁾					40.0
RNT		Investimento não específico	2022-2031	Investimento não específico	Sim 2022 a 2024	-	-				9,0 ⁽⁴⁾					44.8
Total de transferências para exploração (TEE-GG5)								39.6	51.4	82.5	75.1	125.5	244.5			

(*) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) mais abaixo nesta página.
 (†) Ponto de situação dos projetos atualizado a março de 2021.
 (‡) Condicionada à experiência que o Gestor Global do SEN recolha ao longo de 2022 na componente do controlo de tensões com a entrada em operação de novos centros eletroprodutores fotovoltaicos.
 (¶) Valor médio anual no período 2022-2026.

Tem-se assistido nos últimos tempos a um aumento nos custos das matérias primas e de fornecimentos externos, agravado com a situação de pandemia que se tem verificado. Estas incertezas traduzem-se em variações dos custos finais efetivos dos projetos, que na sua globalidade podem refletir um valor de desvio absoluto de ca. 10% do valor total estimado.

Projetos Complementares

Código Projeto	Designação dos projetos	Datas indicativas	Indutor de desenvolvimento da RNT				Decisão final de investimento (*)	Ponto de situação dos projetos (†)		Transferências para exploração [M€]
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade		Licenciamento (‡)	Estado dos trabalhos	
PR2107	Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	2025-2026	X		X		*	Sem processo	Não Inicializado	10.0
PR2115	Otimização ocupação territorial Infraestruturas da RNT - Bloco 1	2025-2027				X	*	Sem processo	Não Inicializado	36.5
PR2116	Otimização ocupação territorial Infraestruturas da RNT - Bloco 2	2026				X	*	Sem processo	Não Inicializado	3.8
PR2109	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2	2026-2027			X		*	Sem processo	Não Inicializado	15.9
PRO913	Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapateiro	2026-2028			X		*	Sem processo	Não Inicializado	17.8
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2027-2028			X		*	N/A	Não Inicializado	2.9
PR1207	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2027-2029			X		*	Sem processo	Não Inicializado	25.8
PRO911	Nova linha 400 kV Pedraiva - Sobrado	2028-2030	X		X		*	Sem processo	Iniciado	26.4
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2028-2030				X	*	Sem processo	Não Inicializado	10.3
PRO968	Criação do injetor Pegões	2029-2030		X			*	Sem processo	Não Inicializado	5.7
PR2110	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3	2029-2030			X		*	Sem processo	Não Inicializado	51.3
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	*	Sem processo	Não Inicializado	12.0
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2	2029-2031				X	*	Sem processo	Não Inicializado	22.1
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	*	Sem processo	Não Inicializado	18.7
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	*	Sem processo	Não Inicializado	16.2
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2	2029-2031				X	*	Sem processo	Não Inicializado	14.6
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	*	Sem processo	Não Inicializado	14.6

(*) Sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acatado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro, se incluírem linhas aéreas ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselham), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

(†) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) mais abaixo nesta página.

(‡) Ponto de situação dos projetos atualizado a março de 2021.

(¶) Nota explicativa - Ponto de Situação do Licenciamento:

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

Tem-se assistido nos últimos tempos a um aumento nos custos das matérias primas e de fornecimentos externos, agravado com a situação de pandemia que se tem verificado. Estas incertezas traduzem-se em variações dos custos finais efetivos dos projetos, que na sua globalidade podem refletir um valor de desvio absoluto de ca. 10% do valor total estimado.

Projetos Complementares ainda em Fase de Estudos

Código Projeto	Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT				Prazo estimado de colocação em serviço após decisão [anos]	Estimativa de investimento [M€] CDE
		Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade		
	Abertura de nova instalação da RNT na zona de Sines		X	X		Em avaliação	Em avaliação
	Potenciação na RNT de novas zonas de receção de energias renováveis de origem ou localização oceânica			X		Em avaliação	Em avaliação
	Injeção de potência adicional em pontos da RNT onde se localizam lotes de capacidade utilizados nos procedimentos concorrenciais de 2019 e 2020			X		Em avaliação	Em avaliação
	Leilões de capacidade para centros eletroprodutores instalados em espelhos de água de albufeiras			X		Em avaliação	Em avaliação

(*) Para este caso foram já realizados estudos sobre algumas das potenciais albufeiras envolvidas, sendo que e no caso de algumas delas a disponibilidade de capacidade de rede poderia ser imediata.

Situação dos projetos do PDIRT ao longo das anteriores propostas de Plano ⁽¹⁾ Projetos Base

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029
PR2102	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Recarei				
PR1614	Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar			X	X
PR1510	3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado		X	X	X
PR2103	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar				
PR1915	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão				X
PR2101	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Custóias				
PR2104	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco				
PR2107	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios				
PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	X (PR1434)	X (PR1434)	X (PR1434)	X
PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela		X	X	X
PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	X (PR1406)	X	X	X
PR1615	Substituição do 1º transformador de Rio Maior			X	X
PR2118	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada				
PR1920	Monitorização de Ativos	X (PR1438)		X (PR1616)	X
PR2121	Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	X (PR1428)	X (PR1428)	X (PR1428)	X (PR1921)
PR2122	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	X (PR1439)	X (PR1439)	X (PR1439)	X (PR1924)
PR1922	Recondicionamento de Transformadores	X (PR1433)	X (PR1433)	X (PR1433)	X
PR1923	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	X (PR1435)	X (PR1435)	X (PR1435)	X
PR2105	Remodelação de Linhas	X (PR1444)	X (PR1444)	X (PR1444)	X (PR1918)
PR2123	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura				
PR2119	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação				
	Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2027-2031		X	X	X
PR0910	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase		X	X	X
PR1401	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase		X	X	X
PR1912	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase				X
PR1913	Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros				X
PR1006	Compensação de reativa - 1ª fase	X	X	X	X
PR1041	Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	X	X	X	X
PR1511	Compensação de reativa - 2ª fase		X	X	X
PR1906	Passagem a 400 kV da linha Armamar – Paraimo 2 a 220 kV				X
PR0639	Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	X	X	X	X
PR1223	PL (Sto André) a 60 kV em Sines	X	X	X	X
PR2106	2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique				
PR2111	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 1				
PR2112	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 2				
PR2113	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3				
GGs+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Edifícios		X	X	X

Projetos Complementares

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029
PR2107	Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho				
PR2115	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1				
PR2116	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2				
PR2109	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2		X	X	X
PR0913	Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo	X	X		X
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT				X
PR1207	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X
PR0911	Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	X	X	X	X
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	X	X	X	X
PR0968	Criação do injetor Pegões	X	X	X	X
PR2110	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3			X	X
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	X	X	X	X
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2	X	X	X	X
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3	X	X	X	X
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	X	X	X	X
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2	X	X	X	X
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3	X	X	X	X

(1) - A análise aqui apresentada tomou como ponto de partida o PDIRT 2014-2023, o primeiro a ser realizado ao abrigo das alterações ao DL 172/2006 introduzidas pelo DL 215-B/2012, de 8 de outubro. Não obstante, uma pequena parte dos projetos aqui listados já faziam parte de anteriores proposta de Plano.



07 ANEXOS

ANEXO 4

PROPOSTAS ANTERIORES DE PDIRT

REN 

Propostas Anteriores de PDIRT e Outros Projetos em Curso

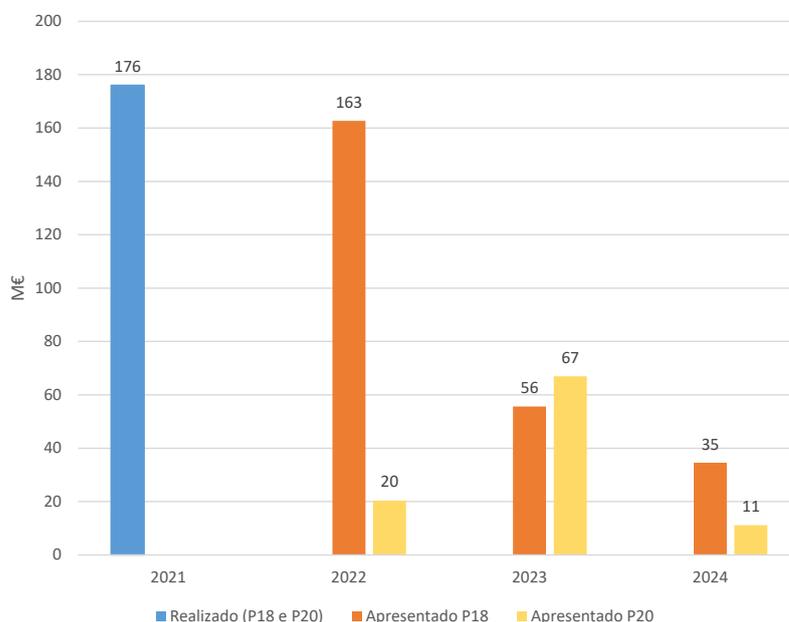
As propostas anteriores do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte ("PDIRT"), especificamente os relativos aos períodos 2018-2027 e 2020-2029, continham projetos de desenvolvimento e de modernização da Rede Nacional de Transporte de eletricidade ("RNT") com um calendário de execução que coincide em parte com o da atual proposta de PDIRT para o período 2022-2031.

À semelhança da proposta de PDIRT 2020-2029, apresenta-se, neste anexo, a síntese do ponto de situação da execução dos principais projetos de investimento já apreciados nas referidas edições do Plano e cujo desencadeamento se mostrou premente, quer face às obrigações do operador da RNT para continuar a assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade, segurança e qualidade de serviço, quer ao contexto subjacente ao quadro de aprovação do PDIRT 2018-2027 e de aprovação dos necessários projetos específicos de expansão da RNT ou incremento da sua capacidade de transporte, para dotar a Rede Elétrica de Serviço Público das condições inerentes à atribuição de capacidade na sequência dos procedimentos concorrenciais para a ligação de centrais solares fotovoltaicas e à cessação da produção da central termoelétrica a carvão de Sines.

Este anexo inclui também projetos que à data da elaboração do PDIRT 2018-2027 se previa a sua conclusão até ao final de 2017 e que, não tendo sido possível essa concretização, à data do presente PDIRT se prevê ficarem concluídos em 2021 ('pré PDIRT 2018-27'). Adicionalmente, são ainda apresentados investimentos no âmbito do programa de *Investimento corrente urgente* e de *Investimento não específico* previstos realizar até ao final de 2021.

De acordo com os valores baseados na estimativa realizada em maio de 2021, os projetos apreciados em sede de PDIRT 2018-2027 e PDIRT 2020-2029 já realizados ou com previsão de conclusão em 2021 totalizam, a custos diretos externos, ca. de 176 M€. Para os projetos apreciados em sede de PDIRT 2018-2027 e PDIRT 2020-2029 com data de previsão de conclusão de 2022 a 2024, estima-se um montante de investimento de ca. de 351 M€, também a custos diretos externos.

**Investimento realizado / a realizar de projetos apresentados em PDIRT anteriores
(valores a custos diretos externos)¹**



A conclusão de alguns dos referidos investimentos tem sido atrasada devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, a necessária coordenação das indisponibilidades dos elementos da RNT e de instalações a esta ligadas, coordenação com os operadores da rede de transporte espanhola e da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade e, com maior relevância para os projetos de desenvolvimento da RNT, atrasos na obtenção das respetivas licenças de estabelecimento, face às estimativas previstas aquando da elaboração das propostas de PDIRT 2018-2027 e PDIRT 2020-2029, agravada, mais recentemente e de forma muito significativa, a partir do primeiro trimestre de 2020, pelas condicionantes decorrentes da pandemia COVID-19, como por exemplo a primeira fase da ligação à RNT das centrais da cascata do Tâmega.

Não obstante e ainda que com a ressalva dos impactos dos fatores mencionados *supra*, nomeadamente a incerteza quanto à evolução das condições impostas pelo flagelo mundial da COVID-19, estima-se que o conjunto daqueles investimentos possa vir a estar concluído até ao final de 2024, incluindo o *Eixo do Baixo Alentejo-Algarve (Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira)* com data-objetivo antecipada para 2022, face à data indicativa 2024-2026, apresentada na proposta de PDIRT 2018-2027, tendo em conta, entre outras, a antecipação da cessação da produção da central termoelétrica a carvão de Sines.

O ponto de situação da realização de cada projeto encontra-se expresso na tabela seguinte.

¹ Os valores do gráfico estão baseados na estimativa realizada em maio de 2021 e traduzem as transferências para exploração previstas para 2021, 2022, 2023 e 2024, no âmbito dos projetos apreciados em sede de PDIRT 2018-2027 ('P18') e PDIRT 2020-2029 ('P20').

Projetos Base

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS BASE		Ponto de Situação do Projeto ⁽¹⁾	Valor transferido (CDE) (2)	Estimativa (MC) (3) (4)	Notas
			Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2018-2027	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2020-2029				
Remodelação e Modernização de Ativos da RNT	PR1403	Substituição de transformador na subestação de Valdigem	2018	-	Em execução	-	1.5	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de operacionais e de projeto/administrativas.
	PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Canelas	2018	-	Transferido	3.9	-	
	PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere	2018	-	Transferido	0.4	-	Projecto parcialmente transferido antes de 2018.
	PR1518	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém	2018	-	Transferido	0.8	-	
	PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Carriche	2018	-	Transferido	1.4	-	
	PR1418	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado	2018	-	Transferido	-	-	Projecto transferido em 2017.
	PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2018	-	Transferido	2.2	-	
	PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/ BT de Riba d' Ave	2018-2019	-	Transferido	7.8	-	
	PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja	2018-2020	-	Transferido	7.1	-	
	PR1417	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira	2018-2019	-	Transferido	5.0	-	
	PR1616	Monitorização de Ativos	2018-2020	-	Em execução	1.0	7.4	Revista a data de conclusão para 2023, devido a condicionantes operacionais.
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2018-2022	-	Em execução	0.6	2.3	Parcialmente transferido.
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores	2018-2022	-	Em execução	1.7	2.5	
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2018-2022	-	Em execução	1.8	4.7	Valor inscrito no PDIRT, não atualizado em Maio.
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobre, secc. e tr. serv. Aux.)	2018-2022	-	Em execução	6.4	5.2	Valor inscrito no PDIRT, não atualizado em Maio.
	PR1617	Substituição equipamentos SCC e SPT	2018-2022	-	Em execução	0.5	1.5	
	PR1444	Remodelação de Linhas	2018-2022	-	Em execução	33.4	13.0	Revista a data de conclusão para 2023.
	PR1419	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra	2019	-	Transferido	1.1	-	
	PR1316	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi	2019	-	Em execução	-	8.3	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes operacionais e de projecto.
	PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BTde Vila Chã	2019-2020	-	Em execução	3.2	1.9	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes operacionais.
	PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém	2019-2020	-	Transferido	2.6	-	
	PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca	2019-2021	-	Atrasado	-	6.9	Revista a data de conclusão para 2023, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
	PR1422	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Alto de Mira	2019-2021	-	Em execução	-	8.2	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes operacionais.
	PR1509	2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	2020	-	Em execução	-	1.8	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes operacionais.
	PR1612	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho	2020-2021	-	Atrasado	-	3.0	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projecto.
	PR1611	Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem	2020-2021	-	Atrasado	-	3.8	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projecto.
	PR1610	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros	2020-2021	-	Atrasado	-	5.1	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projecto.
	PR1613	Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo	2020-2021	-	Iniciado	-	6.0	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
	PR1609	Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes	2020-2021	-	Iniciado	-	3.6	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projecto.
	PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	2021-2022	2020-2022	Em execução	-	10.4	
PR1425	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	2022	2022	Em execução	-	1.6		
PR1924	Substituição de Aparelhagem MAT	-	2022	Em execução	-	0.3		
PR1426	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	2022	2022	Em execução	-	1.0		
PR1917	Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões	-	2024	Recalendarizado	-	3.6	Antecipada para 2022 por avaria grave.	
PR1914	Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo	-	2022	Iniciado	-	1.8		
PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	-	2023	Em execução	-	0.6	Projecto plurianual.	
PR1916	Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT	-	2020	Em execução	-	3.0		
PR1918	Remodelação de Linhas	-	2021-2024	Em execução	-	37.2		
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PR1605	Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada	2018	-	Em execução	-	2.5	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
	PR0633	Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	2019	-	Em execução	-	5.4	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
	PR1401	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	2019	-	Em fase de licenciamento	-	4.9	Revista a data de conclusão para 2022, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
	PR0257	PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V. Fria	2020	-	Em execução	-	0.4	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes operacionais.
	PR1501	2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	2021	-	Em execução	-	1.0	
	PR0935	Reforço de transformação em V. N. de Famalicão	2021	-	Em execução	-	3.9	
	PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	2022	-	Em fase de licenciamento	-	3.8	
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1517	PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho	2018	-	Transferido	0.5	-	
	PR1604	Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar	2020	-	Em execução	-	0.5	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes operacionais.
	PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	2021	-	Atrasado	-	24.7	Revista a data de conclusão para 2023, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR1607	Segurança de alimentação à SE de Carvoeira	2020	-	Em fase de licenciamento	-	2.1	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
Beira Interior	PR1602	PL (Talagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco	2019	-	Em execução	-	0.4	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto/administrativos e operacionais.
Grande Lisboa e Península de Setúbal	PR1326	Reatância Shunt em Palmela	2019	-	Em execução	-	1.5	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto e operacionais.
	PR0933	Reforço de transformação em Alcochete	2020	-	Em execução	-	2.9	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes operacionais.
Alentejo	PR1408	Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada	2018	-	Transferido	0.3	-	
	PR1503	Reforço de transformação na Falagueira (3ª transformador)	2018	-	Em execução	-	1.7	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projeto/administrativos e operacionais.
	PR1608	Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique	2024	2024	Recalendarizado	-	1.1	Antecipado para 2023.
RNT	GGs+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifício do DN	2018-2021	-	Em execução	-	29.9	Revista a data de conclusão para 2023, devido a condicionantes de projeto/operacionais.

(1) Ponto de Situação do projeto: Ponto de situação do projeto a Dezembro de 2020.

(2) Valores transferidos até Dezembro de 2020.

(3) Valores baseados na estimativa realizada em Maio de 2021.

(4) Tem-se assistido nos últimos tempos a um aumento nos custos das matérias primas e de fornecimentos externos, agravado com a situação de pandemia que se tem verificado. Estas incertezas traduzem-se em variações dos custos finais efetivos dos projetos, que na sua globalidade podem refletir um valor de desvio absoluto de ca. 10% do valor total estimado total.

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projecto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentado no PDIRT.

Projetos Base (Continuação)

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS BASE		Ponto de Situação do Projecto ⁽¹⁾	Valor transferido (CDE) (2)	Estimativa (M€) (3) (4)	Notas
			Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2018-2027	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRT 2020-2029				
Projetos que à data da elaboração do PDIRT 2018-27 se previa a sua conclusão até ao final de 2017 e que à data do presente PDIRT se prevê estarem concluídos em 2021 (pré PDIRT 2018-27)	PR0255	Reforço de ligação à SE de Trafaria	-	-	Em execução	-	24.9	
	PR0608	Novo Eixo a 400kV entre Z. Porto e Z. Minho (V. Castelo/Pedralva)	-	-	Em execução	-	21.1	
	-	Sistemas monitorização	-	-	Em execução	-	0.1	
Investimento Superveniente suportado pelos Requerentes	-	STBA-PN 60KV - CF Tábua	-	-	Iniciado	-	0.4	
	PR2124	SACT-1 PL 60 kV CF, ACT e CF Pinhal Novo	-	-	Iniciado	-	0.4	
	PR2125	(IP Subestação de tração de Runa) a 220kV na Carvoeira	-	-	Iniciado	-	2.5	
Investimento não específico	-	Investimento não específico	-	-	Em execução	-	8.0	
Investimento corrente urgente	-	SE Carvoeira – Intervenção de Construção Civil	-	-	Em execução	-	3.0	
	-	Beneficiação de Sistemas de Alimentação	-	-	Em execução	-	0.1	
	-	Transferência de TR de SETM	-	-	Em execução	-	0.4	
	-	Sistemas Tratamento Água	-	-	Em execução	-	0.3	
	-	Remodelação da LBC.ZR1	-	-	Em execução	-	4.6	
	-	RPM.SN3-FN - substituição P243	-	-	Em execução	-	0.4	
	-	LLV-RM – aumento resiliência	-	-	Em execução	-	0.4	
	-	LFR-LV – aumento resiliência	-	-	Em execução	-	0.4	
	-	Incêndios reforço segurança instalações	-	-	Em execução	-	0.5	
	-	Reforço de Painel em Rio Maior	-	-	Iniciado	-	0.8	
-	Compatibilização Infraestrutura Parque Verde Urbano	-	-	Em execução	-	0.1		
-	Pilotos de Inovação	-	-	Em execução	-	0.1		

(1) Ponto de Situação do projecto: Ponto de situação do projecto a Dezembro de 2020.

(2) Valores transferidos até Dezembro de 2020.

(3) Valores baseados na estimativa realizada em Maio de 2021.

(4) Tem-se assistido nos últimos tempos a um aumento nos custos das matérias primas e de fornecimentos externos, agravado com a situação de pandemia que se tem verificado. Estas incertezas traduzem-se em variações dos custos finais efetivos dos projetos, que na sua globalidade podem refletir um valor de desvio absoluto de ca. 10% do valor total estimado.

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projecto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentado no PDIRT.

Projetos Complementares

Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS COMPLEMENTARES		Ponto de Situação do Projecto (1)	valor transferido (CDE)	Estimativa (M€)	Notas
		Data Indicativa no PDIRT 2018-2027	Data Indicativa no PDIRT 2020-2029				
PR0709	Nova interligação Minho-Galiza	2021	-	Atrasado	-	35.3	Revista a data de conclusão para 2024, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
PR0917	Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	-	Atrasado	-	39.3	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projecto/administrativas e operacionais.
PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 1	2021	-	Em execução	-	34.9	
PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 2						
PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 3						
PR1901	Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	-	2023-2024	Iniciado	-	20.0	
PR0953	Criação do injetor de Divor	2021	-	Em execução	-	12.3	
PR1222	PLs (Évora/Montemor 1 e Évora/Montemor 2) a 60 kV em Divor	2021	-	Em execução	-	0.8	
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 1	2020	-	Atrasado	-	82.1	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 2	2021	-	Em fase de licenciamento	-		
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 3	2022-2024	-	Iniciado	-		
PR1606	Alimentação de Parque Industrial em MAT	2020-2022	-	Não iniciado	-	-	
PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	2024-2025	2023-2024	Iniciado	-	35.2	
PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	2024-2026	-	Recalendarizado	-	37.1	Antecipado para 2022.
PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique					29.5	
PR1515	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo	2019*	-	Em execução	-	5.1	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão do Posto de Corte para 2021, devido a condicionantes operacionais.

(1) Ponto de situação dos projetos atualizado a março de 2021.

* - Projeto em avaliação

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projecto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentado no PDIRT.

Situação dos projetos do PDIRT ao longo das anteriores propostas de Plano ⁽¹⁾

Projetos Base

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029 ⁽²⁾
PR1403	Substituição de transformador na subestação de Valdigem	X	X	Aprovado	Em execução
PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Canelas	X	X	Aprovado	Transferido
PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere	X	X	Aprovado	Transferido
PR1518	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém			Aprovado	Transferido
PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Carriche	X	X	Aprovado	Transferido
PR1418	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado	X	X	Aprovado	Transferido
PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV		X	Aprovado	Atrasado
PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/ BT de Riba d'Ave	X	X	Aprovado	Transferido
PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja	X	X	Aprovado	Em execução
PR1417	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira	X	X	Aprovado	Atrasado
PR1616	Monitorização de Ativos			Aprovado	Em execução
PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	X	X	Aprovado	Em execução
PR1433	Recondicionamento de Transformadores		X	Aprovado	Em execução
PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil		X	Aprovado	Em execução
PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)		X	Aprovado	Em execução
PR1617	Substituição equipamentos SCC e SPT			Aprovado	Em execução
PR1444	Remodelação de Linhas		X	Aprovado	Em execução
PR1419	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra	X	X	Aprovado	Em execução
PR1316	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi	X	X	Aprovado	Transferido
PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Vila Chã	X	X	Aprovado	Em execução
PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém	X	X	Aprovado	Em execução
PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca	X	X	Aprovado	Em execução
PR1422	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Alto de Mira	X	X	Aprovado	Em execução
PR1509	2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado		X	Aprovado	Em execução
PR1612	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho			Aprovado	Em execução
PR1611	Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem			Aprovado	Em execução
PR1610	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros			Aprovado	Em execução
PR1613	Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo			Aprovado	Em execução
PR1609	Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes			Aprovado	Em execução
PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	X	X	X	Aprovado
PR1425	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	X	X	X	Aprovado
PR1426	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	X	X	X	Aprovado
PR1917	Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões				Aprovado
PR1914	Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo				Aprovado
PR1918	Remodelação de Linhas				Aprovado
PR1605	Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada			Aprovado	Atrasado
PR0633	Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	X	X	Aprovado	Atrasado
PR1401	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	X	X	Aprovado	Atrasado
PR0257	PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria	X	X	Aprovado	Em execução
PR1501	2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão		X	Aprovado	Em execução
PR0935	Reforço de transformação em V. N. de Famalicão	X	X	Aprovado	Em execução
PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	X	X	Aprovado	Em execução
PR1517	PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho			Aprovado	Atrasado
PR1604	Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar			Aprovado	Atrasado
PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	X	X	Aprovado	Em execução
PR1607	Segurança de alimentação à SE de Carvoeira			Aprovado	Atrasado
PR1602	PL (Talagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco		X	Aprovado	Atrasado
PR1326	Reatância Shunt em Palmela	X	X	Aprovado	Em execução
PR0933	Reforço de transformação em Alcochete	X	X	Aprovado	Em execução
PR1408	Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada	X	X	Aprovado	Transferido
PR1503	Reforço de transformação na Falagueira (3ª transformador)		X	Aprovado	Atrasado
PR1608	Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique		X	X	Aprovado
RNT GGS+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifício do DN		X	Aprovado	Em execução

Projetos Complementares

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029 ⁽²⁾
PR0709	Nova interligação Minho-Galiza	X	X	Aprovado	Em fase de licenciamento
PR0917	Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	X	X	Aprovado	Atrasado
PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	X	X	Aprovado	Em fase de licenciamento
PR1901	Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				Aprovado
PR0953	Criação do injetor de Divor	X	X	Aprovado	Em fase de licenciamento
PR1222	PLs (Évora/Montemor 1 e Évora/Montemor 2) a 60 kV em Divor	X	X	Aprovado	Em fase de licenciamento
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira	X	X	Aprovado	Em fase de licenciamento
PR1606	Alimentação de Parque Industrial em MAT			Aprovado	Não iniciado
PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	X	X	X	Aprovado
PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira		X	Aprovado	Recalendarizado
PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique		X	Aprovado	Recalendarizado
-	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo		X	Aprovado	Atrasado

(1) - A análise aqui apresentada tomou como ponto de partida o PDIRT 2014-2023, o primeiro a ser realizado ao abrigo das alterações ao DL 172/2006 introduzidas pelo DL 215-B/2012, de 8 de outubro. Não obstante, uma pequena parte dos projetos aqui listados já faziam parte de anteriores propostas de Plano.

(2) - A informação apresentada ao longo desta coluna representa o ponto de situação dos projetos conforme proposta de PDIRT 2020-2029.

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projeto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para a Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentada no PDIRT.



07 ANEXOS

ANEXO 5

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2022 A 2031 E MAPA DA RNT
(PROJETOS BASE)

REN 

Projetos Base - Novas linhas entre 2022 e 2031

Obras em linhas - Projetos Base: Período 2022-2031

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Linha Bodiosa-Arouca (troço Bodiosa-zona de Vale de Cambra)	1x36	400
Linha Bodiosa-Arouca (troço zona de Vale de Cambra-Arouca com montagem de 2º terno)	2x20	400
Linha dupla Pego - zona de Paraimo	2x129	400
Passagem a 400 kV do 2º terno da linha Paraimo-Bodiosa-Armamar	1x122	400
Montagem do 2º terno na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220
Linha Lagoaça-M.Cavaleiros 2 (utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV Ribeira de Pena-Lagoaça entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	1x50	220
Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima	2x4	150
Abertura de um dos circuitos da linha dupla P.Lima - V.Fria, para Oleiros (utiliza parte da linha dupla Oleiros Vila Fria 1 e 2, entre zona de P.Lima e Oleiros)	2x2	150
Desativação parcial da linha dupla Oleiros - V.Fria 1 e 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	-2x13	150
Linha dupla P.Lima - V.Fria.	2x16	150
Substituição para 'zebra' dos cabos condutores da atual linha Pedralva - V.Fria 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	1x13	150

Projetos Base - Transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2022 e 2031

Obras em subestações - Projetos Base: Período 2022-2031

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
ALQUEVA	3º Transformador	400/60	1 N	170
BODIOSA	3º Transformador	400/60	1 N	170
C. BRANCO	3º Transformador	150/60	1 N	170
CARREGADO	Desativação de transformador	220/60	-1 D	120
CARREGADO	Transformador	220/60	1 N	170
CARVOEIRA	3º Transformador	220/60	1 N	170
DIVOR	Transformador	400/60	1 N	170
ESTREMOZ	3º Transformador	400/60	1 N	170
ÉVORA	Desativação de transformador	150/60	-1 D	63
F. ALENTEJO	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
FALAGUEIRA	Desativação de Transformador	150/60	-1 D	63
FALAGUEIRA	Transformador	150/60	1 N	170
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
PEREIOS	Desativação de transformador	220/60	-1 D	126
PEREIOS	Transformador	220/60	1 N	170
PORTIMÃO	3º Transformador	400/60	1 N	170
RIO MAIOR	Transformador	400/60	1 N	170
RIO MAIOR	Desativação de Transformador	220/60	-1	126
SE 1	Reatância Shunt - 150 Mvar	400	1	150
TAVIRA	3º Transformador	400/60	1 N	170
V.P. AGUIAR	Desativação de Transformador	220/60	-1 D	120
V.P. AGUIAR	Transformador	220/60	1 N	170

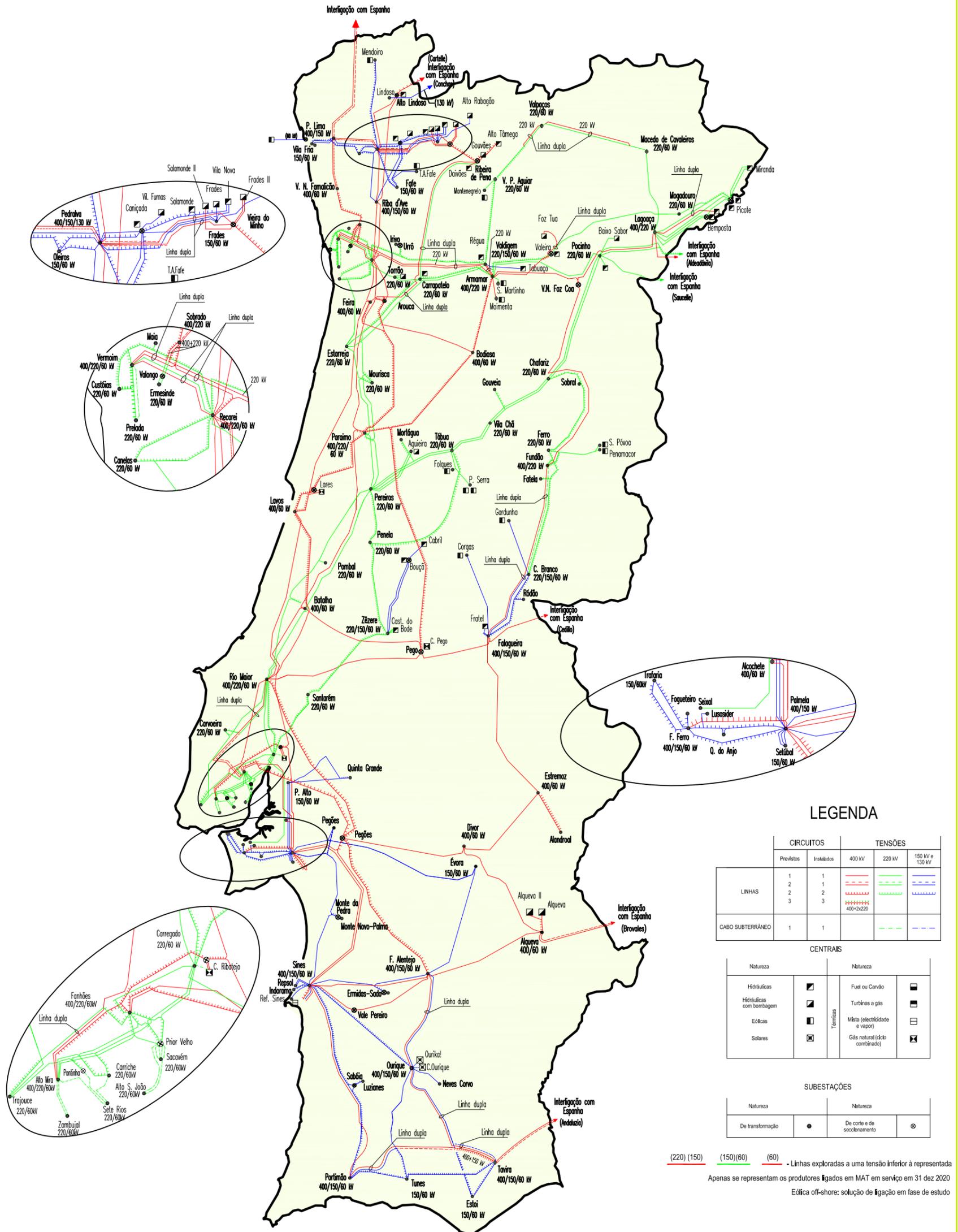
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2022-2031

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2031 CONSIDERANDO PROJETOS BASE





07 ANEXOS

ANEXO 6

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2022 A 2031 E MAPA DA RNT
(PROJETOS COMPLEMENTARES)

REN 

Projetos Complementares - Novas linhas entre 2022 e 2031

Obras em linhas - Projetos Complementares: Período 2022-2031

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Construção de linha simples prevista no âmbito do PR2112 com a tipologia de linha dupla com um terço equipado	2x36	400
Construção de linhas simples previstas no âmbito de compromissos com terceiros na tipologia de linha dupla com um terço equipado	2x316	400
Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terço equipado)	2x67	400
Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena)	2x42	400
Linha R.Pena-Lagoaça (linha dupla 400+220 kV entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	2x50	400
Linha R.Pena-Lagoaça (linha entre M.Cavaleiros e o troço de linha dupla M.Cavaleiros-Valpaços)	1x15	400
Linha R.Pena-Lagoaça (passagem a 400 kV de um dos circuitos do eixo R.Pena-Valpaços-M.Cavaleiros)	1x87	400
Montagem do 2º terço na linha Pedralva - Ponte de Lima	2x37	400
Montagem do 2º terço na linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão	2x45	400
1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220
2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220
3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220
Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220
Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2	2x49	220
Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2	2x22	220
Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2	2x52	220
Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220
Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220
Utilização do terço a 220 kV da linha dupla 400+220 kV R.Pena-zona do Carrapatelo	1x69	220
Cabo subterrâneo a 150 kV entre o cabo submarino e a transição para linha aérea até à subestação de V. Fria	1x4	150
Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x28	150
Passagem à exploração a 150 kV da ligação entre a zona de recolha de energia off-shore e a SE de V. Fria	1x49	150

Projetos Complementares - Novas subestações, transformadores e reactâncias 'shunt' entre 2022 e 2031

Obras em subestações - Projetos Complementares: Período 2022-2031

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
LOURES	Abertura de instalação	220	1	
PEGÕES	Transformador	400/60	1 N	170
SE OFF-SHORE	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"	150/60	1	

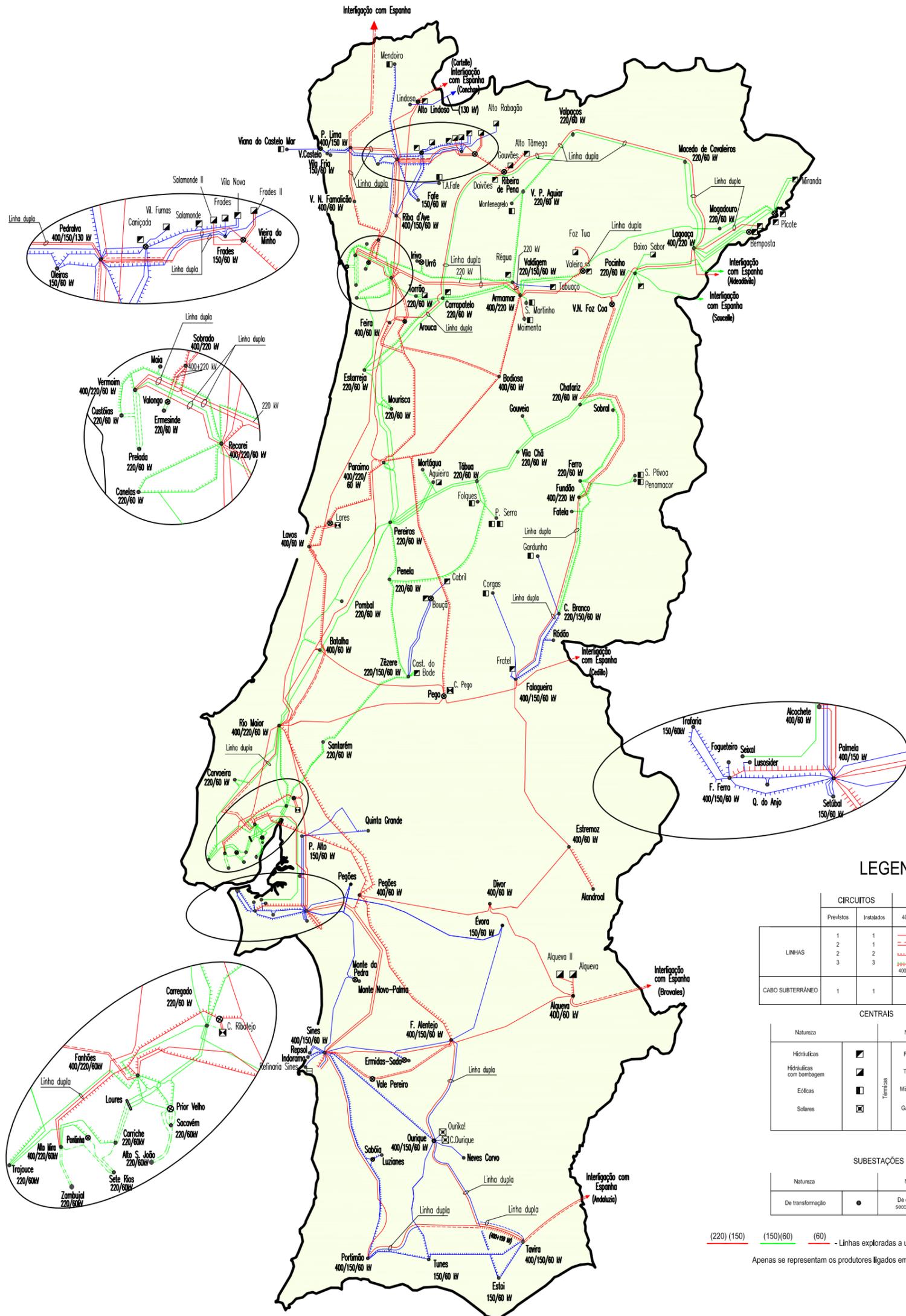
Nota:

N: Novo

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2022-2031

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2031 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES





07 ANEXOS

ANEXO 7

FICHAS DOS PROJETOS BASE

REN 

Nota explicativa:

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

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém, consoante o aplicável, até cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

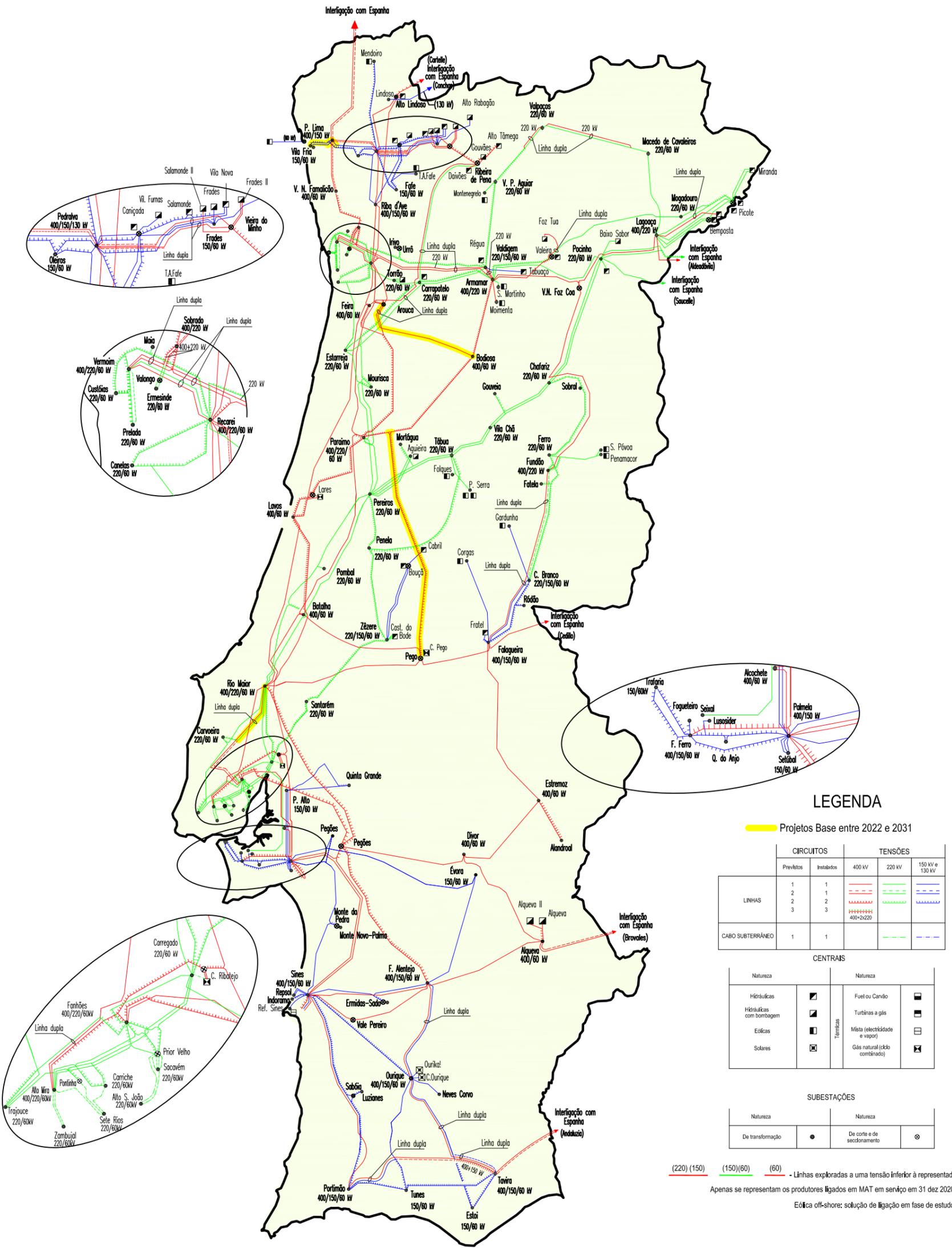
Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

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

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2022-2031

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2031 CONSIDERANDO PROJETOS BASE



LEGENDA

Projetos Base entre 2022 e 2031

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	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	☑	Fuel ou Carvão	☑
Hidráulicas com bombagem	☑	Turbinas a gás	☑
Eólicas	☑	Mista (eletricidade e vapor)	☑
Solares	☑	Gás natural (dcto combinado)	☑

SUBESTAÇÕES

Natureza		Natureza	
De transformação	●	De corte e de sectionamento	⊗

(220) (150) (150)/60 (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada
 Apenas se representam os produtores ligados em MAT em serviço em 31 dez 2020
 Eólica off-shore: solução de ligação em fase de estudo

Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

Quadro II - Equipamento

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

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

* Reforço de painéis

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO

ENQUADRAMENTO:

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

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2026

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação as Alterações Climáticas (1-10)	Redução de Impactos Ambientais (1-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)
Castelo Branco (PR2104)	56	0,33	26	0,15	2 304	266	481	+++	5 (4)	6	1	1	46	2,7	0,08 - 0,63
Caniçada (PR2108)	-	-	-	-	1 955	173	0	+++	4 (5)	4	1	1	27	1,6	0 - 0,33
Portimão (PR1915)	117	0,69	31	0,18	3 920	185	496	+++	4 (5)	5	1	1	59	3,5	0,10 - 0,81
Sete Rios (PR2117)	206	1,22	90	0,53	1 221	9	1 245	+++	6 (4)	6	1	1	23	1,4	0,28 - 0,56
Vila Pouca Aguiar (PR2103)	44	0,26	-	-	1 632	340	168	+++	5 (4)	8	1	1	40	2,4	0 - 0,48

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

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

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES

ENQUADRAMENTO:

No âmbito das atividades de gestão de ativos, a evolução do indicador de estado dos transformadores instalados na RNT é avaliada através da realização de inspeções e ensaios periódicos. Quando o IE de uma máquina apresenta um valor mais baixo, é realizada uma análise para avaliar a viabilidade da realização de um recondicionamento que garanta o prolongamento do tempo de vida do transformador. Este prolongamento é assegurado pela desaceleração do seu envelhecimento e pela substituição de diversos componentes, que permitem estender a vida do transformador. No presente Plano foram identificadas unidades com valor de IE baixo e idade avançada, para substituição.

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

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2023-2025

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MW)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução da probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo ^(#) (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação as Alterações Climáticas (1-10)	Redução de Impactos Ambientais (1-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado (PR1510)	155	0,91	62	0,37	3 762	423	0,03	+++	6 (4)	5	5	5	28	1,7	0,28 - 0,64
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela (PR1513)	-	-	-	-	8 179	-	0,04	+++	6 (4)	7	5	5	52	3,1	0,23 - 0,88
Substituição de transformador de Pereiros (PR1512)	219	1,29	67	0,39	3 750	541	0,05	+++	7 (3)	5	5	5	28	1,7	0,30 - 0,66
Substituição de transformador Rio Maior (PR1615)	160	0,94	19	0,11	6 606	228	0,04	+++	6 (4)	2	5	5	60	3,6	0,22 - 0,97
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar (PR1614)	44	0,26	-	-	1 632	340	0,04	+++	6 (4)	5	5	5	28	1,7	0,16 - 0,52

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

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

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

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

ENQUADRAMENTO:

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

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: Subestação de Custóias e Recarei.

Data objetivo: 2022-2025

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação as Alterações Climáticas (1-10)	Redução de Impactos Ambientais (1-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (***)
Custóias (PR2101)	182	1,07	25	0,15	1 669	189	422	+++	6 (4) * 3 (6) **	7	7	7	85	5,1	0,08 - 0,68
Recarei (PR2102)	169	1,00	28	0,17	13 060	1 012	673	+++	6 (4) * 5 (5) **	7	7	7	179	10,6	0,09 - 0,99

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

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

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

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

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE LINHAS (PR2105)

ENQUADRAMENTO:

Os projetos de remodelação de linhas constituem um conjunto de iniciativas baseadas na análise de estado que visam prolongar o tempo de vida útil dos ativos, conseguindo, por um lado uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, e por outro prevenindo a operacionalização do seu desempenho aos níveis adequados de fiabilidade de rede, com benefícios para qualidade de serviço. A não concretização das iniciativas previstas potencia a ocorrência de incidentes, originados por falhas em componentes com elevado grau de obsolescência ou em final de vida útil, cuja substituição/remodelação será conseguida com a concretização destes projetos. Uma parte significativa do volume de investimento previsto para remodelações de linhas é focado num conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data da década de 1950.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2026

<i>Blocos de Projetos - Remodelação de Linhas (PR2105)</i>	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10) [#]	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo [#] (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)
LBC.ZR2 (remodelação) - iniciativa PDIRT	153	+++	5	4 (4)	3
LCR.BC (remodelação) - iniciativa PDIRT	153	+++	5	4 (4)	6

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

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2022-2031. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

DESCRIÇÃO:

No âmbito do presente Plano, as iniciativas de modernização de linhas foram planeadas com base na metodologia do índice de estado dos ativos, complementada com uma análise multicritério identificando riscos e benefícios, conforme apresentado na Tabela acima, para projetos de remodelações integrais, de 2022 a 2026. A extensão das intervenções preconizadas varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos, assim como a natureza do projeto - de remodelação integral ou de melhoria operacional e de segurança.

Este programa incide em linhas equipadas com tipologias obsoletas de acessórios de fixação de cadeias de isoladores e cabos, descontinuadas na RNT devido às desvantagens de ordem elétrico-mecânica conhecidas, estando em causa a segurança de pessoas e bens, assim como a fiabilidade das linhas. Em linhas com elevado tempo de serviço, nas quais se verificou a alteração das características mecânicas dos cabos, estão também previstas intervenções ao nível dos cabos condutores, com operações de substituição ou alteamento, permitindo melhorias significativas ao nível da segurança de pessoas e bens e condições de operação das linhas. O desempenho operacional de linhas relacionado com incidentes originados por problemas de vibração de origem eólica será também endereçado através de programa de âmbito específico, com benefícios esperados ao nível da qualidade de serviço e da segurança de pessoas e bens. A reabilitação de estruturas metálicas com elevado tempo de serviço será também endereçada, ao nível da renovação da proteção anticorrosiva e da substituição de componentes degradados cuja integridade está comprometida.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS - INFRAESTRUTURA (PR2123)

ENQUADRAMENTO:

Considerando que Portugal é um dos países europeus com maior potencial de serem afetados pelos impactes das mudanças no clima do planeta, e que o setor elétrico é vulnerável às alterações projetadas nas diversas variáveis climáticas, o ORT reconhece a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas lineares e não-lineares que integram a RNT.

Os projetos de modernização de linhas direcionados para a sua resiliência e adaptação às alterações climáticas constituem um conjunto de iniciativas que visam, em situações de ocorrência de eventos climáticos extremos, uma redução do risco para a continuidade e segurança de abastecimento, bem como da segurança de pessoas e bens. Uma parte significativa do volume de investimento previsto neste âmbito é focado num conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1950 e 1960.

Âmbito: Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2023-2026

<i>Blocos de Projetos - Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (PR2123)</i>	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)**	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)
Adequação de Linhas Aéreas	[297 - 435]	++	10	4 (5)	[4 - 8]

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

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2020-2029. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

DESCRIÇÃO:

No âmbito do presente Plano são apresentadas iniciativas de modernização de linhas aéreas para adaptação e aumento da sua resiliência a fenómenos climáticos extremos. Está prevista a intervenção em cerca de 140km de linhas em serviço, nas quais aqueles tipos de eventos meteorológicos podem induzir solicitações que excedem os parâmetros de projeto ou até criar condições de envelhecimento acelerado. As intervenções serão focadas na infraestrutura, com reforços ao nível das estruturas

metálicas e suas fundações, e adequação das condições de regulação de cabos condutores e de guarda, sob uma ótica de convergência com a norma europeia e portuguesa NP EN 50 341. Com a concretização destas iniciativas pretende-se reduzir a probabilidade de ocorrência de falhas catastróficas com danos extensos em linhas da RNT, associadas a elevados custos de reparação e indisponibilidades prolongadas, à semelhança de alguns eventos no passado recente, com a passagem de tempestades em Portugal continental.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS - GESTÃO INTEGRADA DA VEGETAÇÃO (PR2119)

ENQUADRAMENTO:

Considerando que Portugal é um dos países europeus com maior potencial de serem afetados pelos impactos das alterações climáticas, e que o setor elétrico é dos mais vulnerável às mesmas, o ORT reconhece a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas lineares e não-lineares que integram a RNT. De entre os impactos previsíveis de um clima alterado, projeta-se uma maior frequência e intensidade de incêndios rurais de grandes dimensões e tempestades.

Os projetos de modernização relacionados com a gestão integrada de vegetação constituem um conjunto de iniciativas que visam, em situações de ocorrência de eventos climáticos extremos, uma redução do risco para a continuidade e segurança de abastecimento, com reflexos positivos na qualidade de serviço, bem como a mitigação do risco para a segurança de pessoas e bens.

Âmbito: Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2026

<i>Blocos de Projetos - Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (PR2119)</i>	Dimensão da faixa intervencionada (km ²)	Valorização de espécies autóctones (n)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)
Gestão Integrada de Vegetação	318	770 000	10

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas;
- Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
- Aumento da Resiliência dos territórios sobrepassados aos incêndios rurais;
- Valorização de espécies autóctones;
- Melhoria dos níveis de fiabilidade, com reflexos positivos na qualidade de serviço.

DESCRIÇÃO:

A resiliência das linhas aéreas face à ocorrência de incêndios rurais de grandes dimensões, como os ocorridos recentemente em Portugal, está fortemente correlacionada com a existência de uma baixa carga de combustível nas faixas de proteção, que o ORT se propõe garantir através de ações cíclicas de gestão da vegetação e reconversão do uso do solo naqueles espaços. Adicionalmente, na envolvente das linhas que se desenvolvem na zona litoral, prevê-se também intervenções de controlo e eliminação de árvores de grandes dimensões que se localizam fora da faixa de proteção estabelecida por lei e que constituam, em caso de queda, um risco para a integridade e serviço das linhas. Os traçados destas linhas estão inseridos na faixa atlântica, caracterizada por ventos fortes e solos arenosos, que oferecem pouca resistência e estabilidade às árvores, sendo suscetíveis a ventos fortes.

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

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

ENQUADRAMENTO:

Atualmente a alimentação às subestações de Vila Fria e de Oleiros encontra-se dependente das linhas Pedralva-Oleiros 1 e 2 (que partilham os mesmos apoios), Pedralva-Oleiros 3 e da linha Pedralva-Vila Fria, todas a 150 kV. Paralelamente, neste contexto topológico, existe o risco de perda simultânea dos três circuitos que alimentam Vila Fria, cujos traçados se localizam muito próximos entre si numa extensão apreciável de zona florestal com um risco de incêndio não desprezável, e que, em agosto de 2016, já foi causa de um corte total da alimentação em MAT a esta instalação. Esta fragilidade na estrutura da RNT nesta zona assenta numa implantação topológica de rede cuja existência não é recente e expõe os consumos de Viana do Castelo a risco de abastecimento, o qual pode ser mitigado com a implementação destes projetos, otimizando assim as intervenções de renovação necessárias à manutenção da fiabilidade dos respetivos equipamentos. Desta forma, o investimento que seria usado na modernização nos troços a desativar será aproveitado para criar condições de maior resiliência nesta zona da rede. Nesse sentido, a eventual manutenção desta fragilidade mantém o atual risco de um corte total na alimentação à subestação de Vila Fria, responsável, quer pela alimentação aos consumos de Viana do Castelo, quer pela receção de energia renovável, nomeadamente a de origem oceânica ao largo daquela cidade, tanto a que desde o final de 2019 se encontra ligada à RESP, como aquela que venha a ser ligada no futuro aproveitando a capacidade das infraestruturas de rede criadas para o efeito. Para este reforço, tirar-se-á partido da nova subestação de Ponte de Lima, prevista entre Oleiros e Vila Fria no âmbito do projeto da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria (ES).

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervir: — 400 kV — 150 kV

Data objetivo: 2024 (PR0910) | 2025 (PR1402) | 2025 (PR1912)

Designação do(s) projeto(s)	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (1ª fase)	8,1	Ligação à RND - Zona do Minho
Projeto PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (2ª fase)	2,9	
Projeto PR1912 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (3ª fase)	4,8	

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Vila Fria e Oleiros;
- Minimiza a necessidade de construção de novas linhas na região, com benefícios económicos e ambientais;
- Melhoria nas condições de receção de energia renovável, nomeadamente a de origem oceânica ao largo de Viana do Castelo;
- Permite transferir cerca de 200 MVA de capacidade de receção, do nível de 400 kV para a rede de 150 kV da respetiva área.

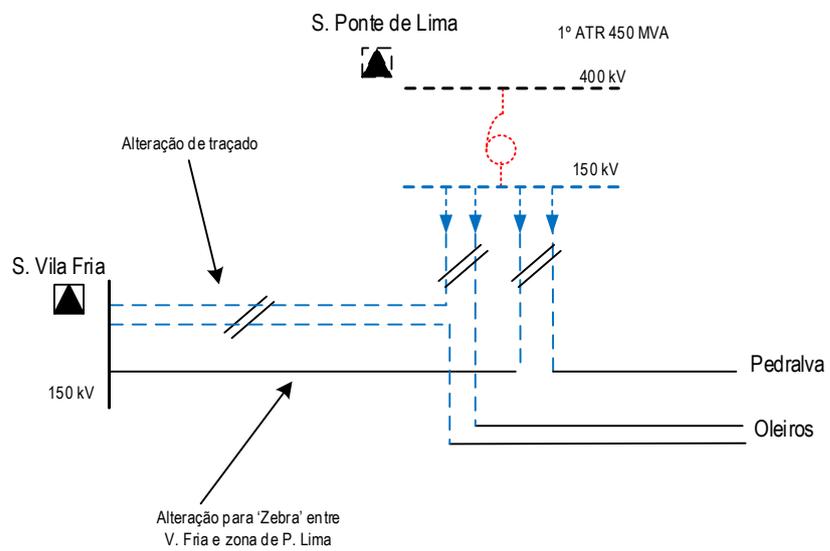
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na nova subestação de Ponte de Lima e a abertura, para esta instalação, das linhas a 150 kV Oleiros - Vila Fria 1 e 2 e Pedralva - Vila Fria. Neste contexto, está também prevista uma otimização de traçados de linhas na alimentação a Vila Fria.

ALTERNATIVAS:

Face à proximidade geográfica da futura subestação de Ponte de Lima, o reforço de articulação 400/150 kV nesta instalação, com a abertura das linhas Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria para a referida subestação, revela ser a solução mais vantajosa, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos na região do Minho e transferência de capacidade de receção de nova geração para a rede de 150 kV nesta zona do país. Esta estratégia de desenvolvimento da RNT, com reformulação da topologia de rede na zona de Ponto de Lima, quando comparada com uma solução de construção de novas linhas de 150 kV, permitirá minimizar a necessidade de construção futura dessas linhas (com muita dificuldade na obtenção de um troço viável) para apoio a Oleiros e Vila Fria, induzindo benefícios económico-ambientais.

Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

ENQUADRAMENTO:

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

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2029

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

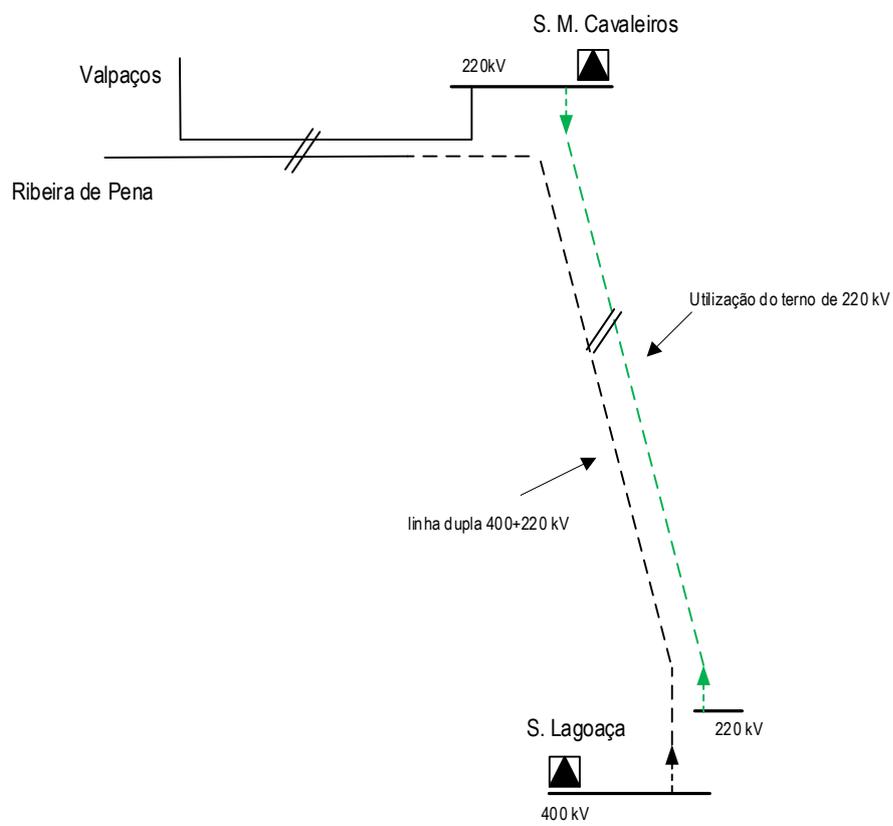
DESCRIÇÃO:

Este projeto tira partido da criação de uma futura ligação a 400 kV entre Ribeira de Pena e Lagoaça (Projeto Complementar), construída em linha dupla de 400+220 kV no troço entre Macedo de Cavaleiros e Lagoaça. O terno de 220 kV será utilizado para a nova ligação entre Macedo de Cavaleiros e a Lagoaça.

ALTERNATIVAS:

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

Melhoria da alimentação a Macedo de Cavaleiros



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

MELHORIA DE ALIMENTAÇÃO À SE DA BODIOSA (PR1906)

ENQUADRAMENTO:

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

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2027

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1906 - <i>Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa</i>	5,0	Ligação à RND - Zona Centro

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

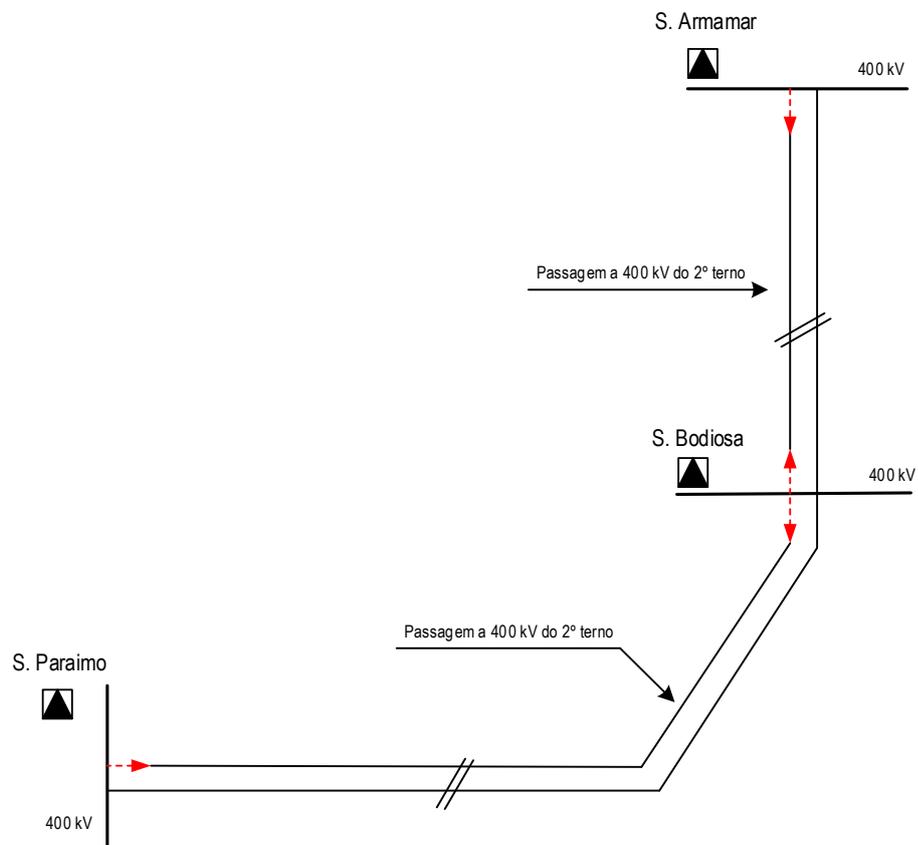
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

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

Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

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

ENQUADRAMENTO:

Com o objetivo de melhorar a garantia de segurança de alimentação à subestação de Carvoeira, atualmente suportada nas duas linhas a 220 kV Rio Maior - Carvoeira e Carvoeira - Trajouce, está considerada a possibilidade de o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira, a qual tira partido da nova linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, construída como dupla de 400+220 kV entre Carvoeira e Rio Maior.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2027

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

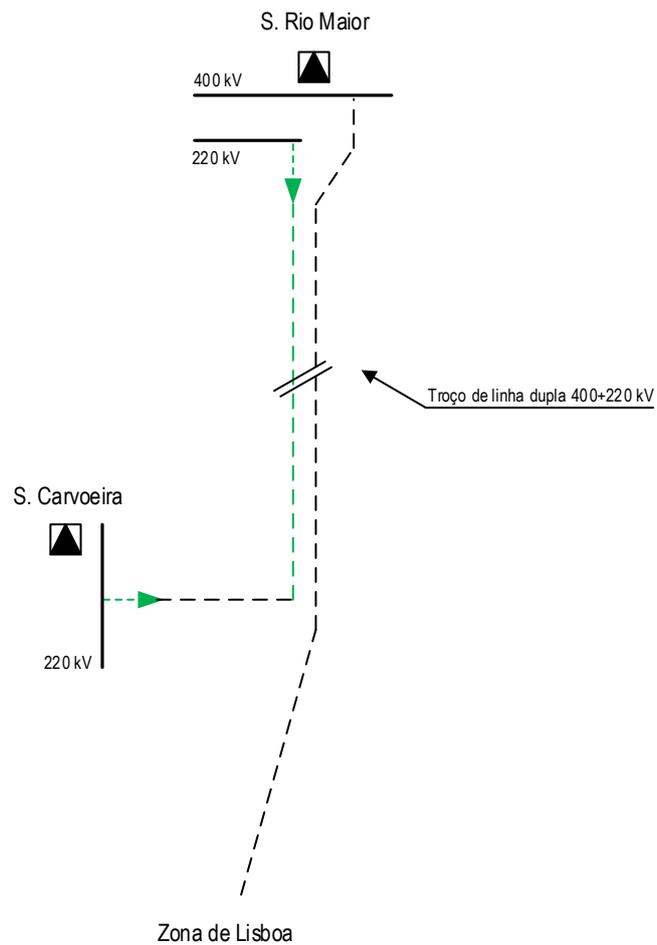
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a implementação de uma nova ligação a 220 kV entre Rio Maior e a Carvoeira. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido da futura linha a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e Fanhões, a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira pode ser dupla com um terno a 400 kV o outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, com a sua ligação à subestação da Carvoeira, constituirá o novo circuito Rio Maior-Carvoeira 2.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, ao tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior e a 'zona norte de Lisboa' (Fanhões), permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com um novo traçado, apresenta-se como a alternativa mais económica.

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



REFORÇO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO NA RNT

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2022-2031 contempla no conjunto dos Projetos Base o reforço da potência de transformação na subestação de Divor com a segunda unidade 400/60 kV, de forma a assegurar uma adequada capacidade de transformação, mesmo em situação de contingência ‘n-1’, em conformidade com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT. Neste contexto, o reforço de transformação para apoio à RND aqui previsto permitirá assegurar a pretendida garantia de segurança de abastecimento dos consumos que dependem das referidas instalações.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 400 kV — 60 kV

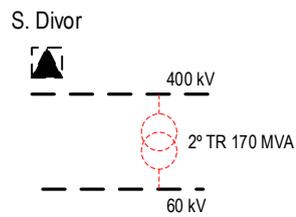
Data objetivo: 2024

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

Reforço de potência de transformação na RNT



GESTÃO DE REATIVA

ENQUADRAMENTO:

A instalação de reatâncias shunt na RNT visa dotar a rede de meios operacionais que possibilitem evitar elevações de tensão excessivas, ao mesmo tempo que assegura condições de segurança mais adequadas na gestão e operação dos equipamentos constituintes da rede MAT. Este projeto está ainda em avaliação (ver 'Alternativas' em baixo).

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN

Rede a intervir: — 400 kV

Data objetivo: 2025-2026

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1006 - <i>Compensação de reativa pós 2020 - 1ª fase</i>	2,8	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR1511 - <i>Compensação de reativa pós 2020 - 2ª fase</i>	2,9	Operacionalidade Global do SEN

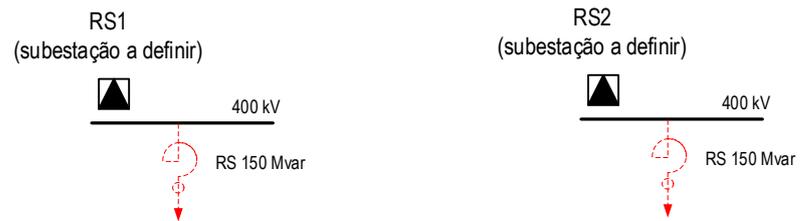
BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

ALTERNATIVAS:

Face ao atual contexto de previsto acentuado crescimento de novos centros eletroprodutores fotovoltaicos ligados à RNT, dotados de capacidade de produção/absorção de reativa mesmo com potência ativa nula, uma decisão sobre eventual instalação de novas reatâncias shunt, em particular na zona sul, fica remetida para o próximo PDIRT, tendo em consideração a experiência entretanto a recolher na componente do controlo de tensões com a instalação de novas unidades produtoras fotovoltaicas nesta região.

Gestão de reativa



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

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2020-2029 contempla no conjunto dos projetos Base novos painéis de 60 kV para ligações à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND). A construção destes novos painéis de linha (PL) foi solicitada pelo operador da RND, em reuniões de coordenação de planeamentos RNT/RND. No caso da presente proposta de PDIRT 2020-2029, está considerado, em articulação com o operador da RND, na subestação de Sines o painel a 60 kV ‘Sto. André’, para 2025, e na subestação de Ourique os dois painéis a 60 kV ‘Ourique’ e ‘Castro Verde’, para 2026.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 60 kV

Data objetivo: 2025 e 2026

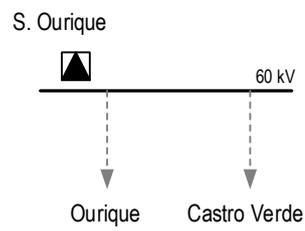
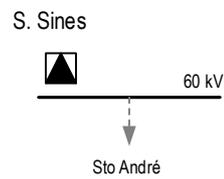
	<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Subestações existentes	Projeto PR1223 - PL (Sto André) a 60 kV em Sines	0,5	*
	Projeto PR2106 - PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	0,9	

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

Novos painéis de linha a 60 kV em subestações da RNT



CAPACITAÇÃO DA RNT PARA LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS PEQUENAS UNIDADES DE PRODUÇÃO NA RND COM POTÊNCIA ATRIBUÍDA - FASES 1, 2, 3 E 4 (PR2111, PR2112 E PR2113)

ENQUADRAMENTO:

A atribuição de perto de 1,5 GVA de potência para a ligação de UPP, unidades de geração de potência até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência num número alargado de subestações da RNT um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT, traduzindo-se em trânsitos energia de zonas da RND com menor consumo e produção excedentária, para outras onde o consumo supera a produção. No mesmo período, foi também atribuída capacidade a um pequeno número de UPAC (unidades de produção para autoconsumo), no caso destas num valor total de potência bastante reduzido, e que também se ligam na RND. Neste contexto, para além de restrições ao nível da estrutura de MAT da RNT, foi identificado um conjunto de subestações da RNT nas quais a potência de transformação vê ultrapassado a sua capacidade em n-1, nalguns casos em valores suscetíveis de preocupação ao nível da segurança de operação, incluindo a continuidade no abastecimento de consumos.

Âmbito: Integração na RNT de RES com potência atribuída na RND

Rede a intervencionar: Diversas

Data objetivo: 2025

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
<i>Projeto PR2111 - Cap. RNT - lig. múltip. peq. unid.prod. RND c/ potência atribuída -Bloco 1</i>	24,9	Ligação de e elevado número de pequenas unidades de geração com potência atribuída na RND
<i>Projeto PR2112 - Cap. RNT - lig. múltip. peq. unid.prod. RND c/ potência atribuída -Bloco 2</i>	78,4	
<i>Projeto PR2113 - Cap. RNT - lig. múltip. peq. unid.prod. RND c/ potência atribuída -Bloco 4</i>	3,0	

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da integração de RES: 1700 MVA;
- Eliminação de restrições à ligação de novos centros eletroprodutores na RND destas instalações por falta de capacidade ao nível da transformação MAT/AT e da estrutura malhada da rede MAT.
- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

DESCRIÇÃO:

Com este projeto prevê-se o reforço da potência de transformação MAT/AT em oito subestações da RNT (Castelo Branco Bodiosa, Portimão, Tavira, Falagueira, Alqueva, Estremoz e Carvoeira), aumentando nestas instalações a capacidade de rede na ligação entre a RND e a RNT. Paralelamente e para o mesmo fim, por forma a colmatar o deficit de capacidade já ao nível da estrutura malhada da RNT, estão previstas duas novas linhas de 400 kV: uma entre o posto de corte do Pego e a zona de

Paraimo, intersectando a atual linha Bodiosa - Paraimo, e outra entre a subestação de Bodiosa e o futuro posto de corte de Arouca.

A tabela que se segue documenta, de forma resumida, o défice de capacidade de transformação MAT/AT nas referidas subestações tendo em vista a receção da totalidade da potência (incluindo UPP e UPAC) que se encontra atribuída mas ainda não ligada à rede. É também apresentada a estimativa da capacidade de receção remanescente apenas tomando como limitação a capacidade de transformação MAT/AT (não estão contabilizadas restrições adicionais impostas por insuficiência de capacidade na rede MAT):

[MVA]

Subestação	Sem UPP e UPAC				Com UPP e UPAC			
	Cap. Transf. N-1	Trânsito max. AT->MAT	Pot. atribuída não ligada	Capacidade transf. disp.	UPP	UPAC	Cap. sem reforço TR	Cap. com reforço TR
Castelo Branco	63	20	45	-2	69	1	-72	54
Bodiosa	170	159	14	-3	62	2	-67	103
Portimão	170	109	62	-1	41	1	-43	127
Tavira	126	131	12	-17	20	1	-38	88
Falagueira	126	106	-	20	43	0	-23	40
Alqueva	170	41	108	21	49	1	-29	141
Estremoz	170	-13	179	4	27	1	-24	146
Carvoeira	170	150	4	16	38	5	-27	143

Cap. Transf. N-1 - Capacidade de transformação MAT/AT em cenários de contingência do transformador de maior potência instalado na subestação.

Trânsito max. AT->MAT - Valor máximo do trânsito registado nos transformadores no sentido da AT (60 kV) para a MAT (150, 220 ou 400 kV) no conjunto dos anos de 2019 e 2020.

Pot. atribuída não ligada - Potência de ligação que se encontra atribuída (exceto UPP e UPAC) mas que ainda não se encontra ligada à rede.

Capacidade transf. disp. - Capacidade disponível na transformação MAT/AT para UPP e UPAC. Não se encontram contabilizadas restrições adicionais impostas por limitação da operação da rede MAT.

UPP - Potência atribuída a centrais UPP ainda não ligadas à rede.

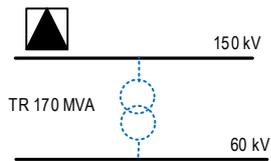
UPAC - Potência atribuída a centrais UPAC ainda não ligadas à rede.

Cap. sem reforço TR - Défice na capacidade de transformação MAT/AT considerando a entrada em serviço da potência atribuída (incluindo UPP e UPAC) mas ainda não ligada à rede, sem os reforços de transformação MAT/AT propostos.

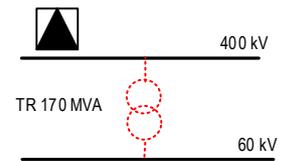
Cap. com reforço TR - Capacidade disponível na transformação MAT/AT para futuras centrais para além das UPP e UPAC. Não se encontram contabilizadas restrições adicionais impostas por limitações de capacidade na rede MAT.

Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída – Bloco 1

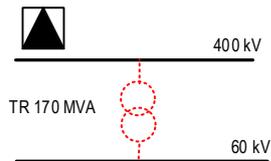
S. Castelo Branco



S. Bodiosa



S. Portimão



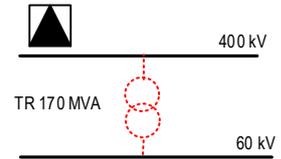
S. Tavira



S. Falagueira



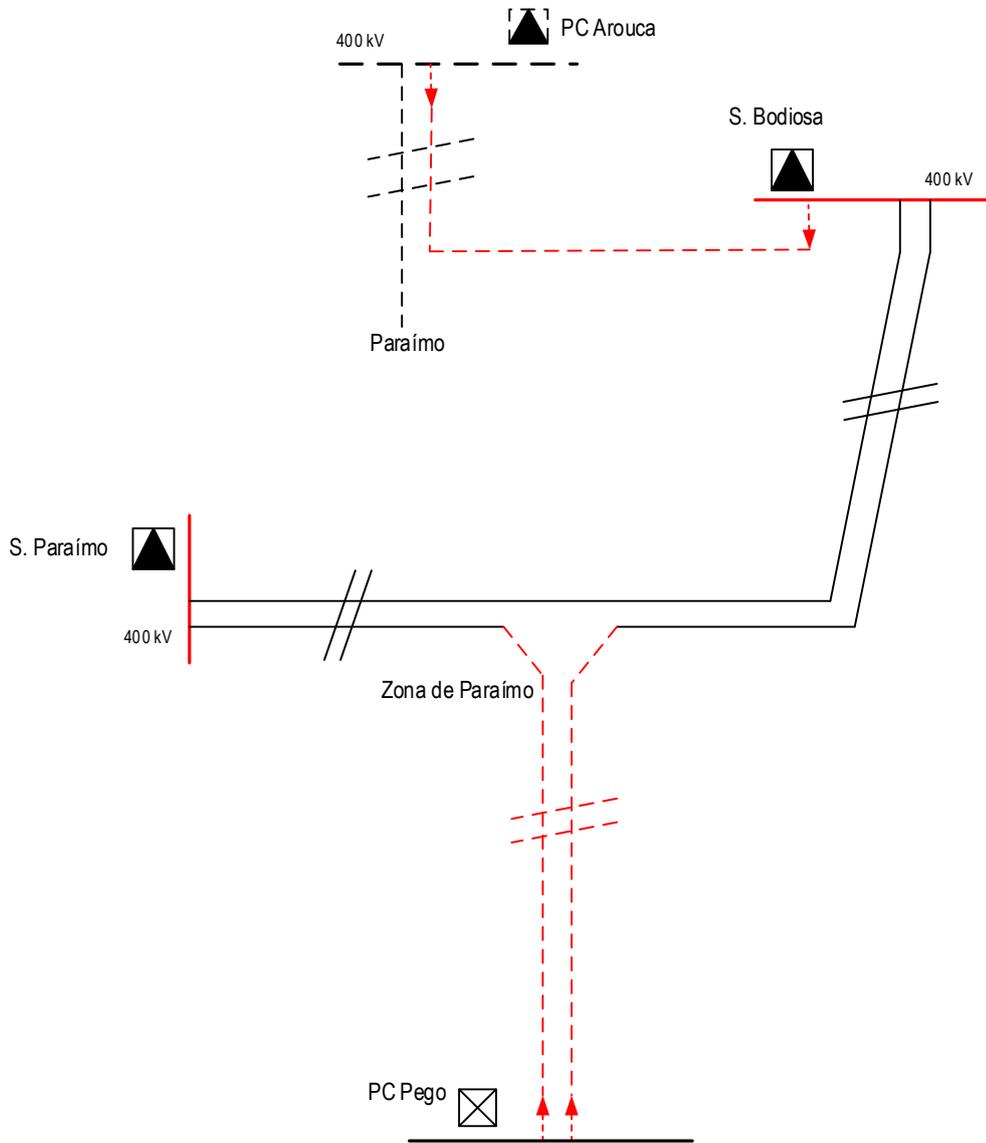
S. Estremoz



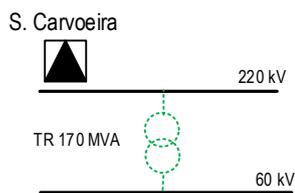
S. Alqueva



Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída – Bloco 2



Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída – Bloco 3



GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA + REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA + EDIFÍCIOS

INVESTIMENTO GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA E EDIFÍCIOS (GGS+RTS+EDIFÍCIOS)

ENQUADRAMENTO:

GGS: Na vertente de Operação do Sistema e Operação de Mercados são necessárias várias alterações de processos e novas aplicações para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus nomeadamente as “System Operation Guidelines” (SOGL), “Emergency and restoration” (ER), “Forward Capacity Allocation” (FCA), o “Capacity Allocation and Congestion Management” (CACM) e o “Electricity Balancing Guidelines” (EB).

Tendo em vista o cumprimento do disposto nos códigos europeus, merecem destaque, pelo impacto no orçamento de investimento dos anos 2021 a 2024, os seguintes dois projetos:

- Substituição integral da atual aplicação SIME (Sistema de Informação de Mercados) por obsolescência tecnológica e necessidade de adaptação à profunda transformação em curso no mercado de serviços de sistema onde se espera, nos, próximos anos, integrar novos agentes quer do lado da produção quer do lado do consumo;
- Upgrade do SCADA a necessitar de atualização tecnológica e adaptação aos novos requisitos do código EBGL, nomeadamente no que diz respeito às novas regras para a regulação secundária automática (aFRR).

RTS: A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS). A RTS da REN é constituída por sistemas de transmissão de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica associadas às linhas MAT, e complementada com ligações via rádio por feixes hertzianos para redundância de serviços críticos e para pontos de presença onde a cobertura da rede ótica é insuficiente. A estrutura principal da RTS é baseada em tecnologia ótica SDH/DWDM, sobre a qual assentam as redes de serviços (Voz, IP/MPLS e Teleproteções).

Edifícios: Face à idade apresentada pelos edifícios administrativos da REN, tem vindo a verificar-se a necessidade de efetuar melhorias nestas instalações. Estas necessidades derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança e é corroborada pelos relatórios de auditorias técnicas e de segurança, auditorias estas que têm apontado debilidades aos edifícios nas áreas de Segurança (Security), Safety e Infraestruturas de ar-condicionado, energia e supervisão.

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN.

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2022-2031

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento[M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
<i>GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA, RTS E EDIFÍCIOS - período 2022-2024</i>	17,4	Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios
<i>GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA, RTS E EDIFÍCIOS - período 2025-2026</i>	6,9	
<i>GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA, RTS E EDIFÍCIOS - período 2027-2031</i>	7,7	

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do risco decorrente de obsolescência tecnológica de equipamentos;
- Aumento da Cibersegurança;
- Garantia das necessidades de observabilidade e controlabilidade da RNT;
- Redução do risco de falha de componentes críticos para a Gestão Global do SEN;
- Cumprimento das obrigações decorrentes dos códigos Europeus em vigor;
- Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
- Melhoria da eficiência energética em edifícios.

DESCRIÇÃO:

Gestão Global do Sistema:

Substituição integral da atual aplicação SIME (Sistema de Informação de Mercados)

A evolução Europeia dos mercados de energia de balanço operada pela entrada em vigor do código de rede EBGL (*Energy Balancing Guidelines*), obriga os países membros da UE a aderir a mercados pan-europeus onde se transaciona a energia necessária ao equilíbrio do sistema em períodos na proximidade do tempo real e já em tempo real. Esses mercados encontram-se em fase de desenvolvimento, fundados nos projetos:

- *MARI (Manually Activated Reserves Initiative)*. De forma resumida, este projeto integra à data 34 TSOs Europeus, visando a implementação de uma plataforma Europeia de troca de reservas de energia de balanço entre áreas de controlo de frequência para o restabelecimento da frequência da rede Europeia através de mecanismos de ativação manual (*mFRR - Manual Frequency Restoration Reserve*).
- *PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)*. Este projeto integra à data 30 TSOs Europeus e tem por objetivo fundamental promover a ativação automática (*aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve*) e eficiente da energia de balanço disponível, necessária ao restabelecimento da frequência da rede Europeia.

Para qualquer dos projetos acima referidos, a GGS terá que desenvolver aplicações informáticas capazes de comunicar com as respetivas plataformas centrais, aplicações da própria GGS, com os Operadores de Mercado Portugueses e garantir ao Centro de Despacho as condições de operação necessárias, observando as especificidades do SEN, em linha com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS). Às exigências mencionadas anteriormente, junta-se a obrigatoriedade de adoção de períodos de programação e de entrega de energia de 15 minutos (os períodos atuais são horários).

Esta evolução obriga à substituição da atual aplicação SIME em utilização no Centro de Despacho, desenvolvida em 2007, com base em tecnologias de informação obsoletas à data que inviabilizam a sua evolução em linha com os padrões funcionais e níveis de automação exigidos pelos projetos MARI e PICASSO.

Upgrade do SCADA

Este projeto tem múltiplos objetivos como a seguir se descreve:

- Viabilizar a substituição da plataforma do hardware que suporta a aplicação SCADA. Esta plataforma, em serviço desde 2011 está financeiramente amortizada e requer substituição devido a obsolescência. A atual versão SCADA não se encontra homologada pelo respetivo fabricante para modelos de hardware posteriores aos atualmente em serviço.
- Permitir a evolução da versão da aplicação SCADA, de forma a garantir o respetivo suporte pelo fabricante até 2034, uma vez que componentes fundamentais da atual versão, como o Sistema Operativo e a Base de dados, já não são suportados pelos respetivos fabricantes.
- Garantir a Cibersegurança da solução SCADA de acordo com as exigências das normas em vigor, nomeadamente a ENCS (*European Network for Cybersecurity*). A versão atualmente em serviço não permite a evolução necessária ao

cumprimento dos standards e políticas de Cibersegurança em vigor na REN e em particular as exigências do código europeu sobre Cibersegurança em preparação, em grande medida suportado na norma internacional IEC 27001.

- Viabilizar a participação de Portugal no projeto Europeu PICASSO, já descrito acima no âmbito do projeto de substituição da aplicação SIME. O SCADA atual, de 2009, realiza a mobilização automática da reserva para reposição de frequência ao pró-rata da reserva disponível, enquanto que o projeto PICASSO exige uma mobilização por ordem de mérito.
- Integrar no SCADA processos relevantes para a operação do SEN, atualmente desenvolvidos e geridos externamente à aplicação. Este aspeto é relevante na perspetiva da gestão dos recursos humanos internos que presta suporte em primeira linha e garante a permanente evolução da configuração da aplicação SCADA. São relevantes neste processo de integração as seguintes iniciativas:
 - A integração de um número crescente de produtores e consumidores nesta plataforma, em consequência da implementação da estratégia em curso de descarbonização da economia e da crescente integração de consumidores como prestadores de serviços de sistema;
 - A integração da gestão dos limites de exploração das linhas da RNT em função das condições ambiente típicas das estações do ano (temperatura ambiente e radiação solar);
 - Arquivo de dados históricos do SCADA. Esta função é atualmente assegurada de forma não integrada, sendo relevante para a gestão dos ativos primários da RNT, pelo fornecimento de dados necessários à elaboração de relatórios de utilização e disponibilidade daqueles ativos.
 - Integração da função que permite a realização do corte produção de renovável que não participa nos mercados de serviços de sistema.

Rede de Telecomunicações de Segurança:

Os investimentos previstos para a RTS no período 2022/2031 compreendem:

- Equipamento das novas subestações no período 2022/2031 com sistemas de telecomunicações que assegurem as comunicações necessárias para a sua operação e manutenção remota, designadamente comunicações para supervisão remota pelo SCADA, comunicações de voz com os Centros de Despacho, comunicações para sistemas de Proteção das linhas MAT, telecontagem, CCTV e monitorização e gestão remota de sistemas industriais. Estes sistemas são parte integrante da RTS, contribuindo para a observabilidade e controlabilidade da RNT.
- Renovação das componentes da RTS que se encontrem em estado de obsolescência e que possam representar risco aos processos de operação da RNT, nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2000-2009, nomeadamente a rede privativa de voz e a rede de transmissão de fibra optica, e de camadas de rede que atinjam o fim de vida no período 2022/2031, contribuindo para a redução de risco decorrente de obsolescência tecnológica na RTS.
- Eliminação de vulnerabilidades de cibersegurança nos Sistemas que constituem a Rede de Telecomunicações de Segurança, contribuindo para o reforço de cibersegurança na RTS

Edifícios:

Os Edifícios considerados no âmbito do presente PDIRT, quer pela sua idade, quer pela sua criticidade, põem em causa o normal funcionamento das atividades que neles se desenvolvem, assim como dos seus ocupantes.

O edifício de Vermoim, no qual se desempenham as atividades do Centro de Operação de Redes, tem mais de 30 anos e, por consequência um desfasamento com a legislação vigente ao nível de infraestruturas de segurança, energia, supervisão e ar condicionado que comprometem a sua ocupação e o normal desenrolar das actividades.

Em Sacavém, o edifício E no qual estão localizados o centro de treino e a sala de backup temporário em caso de indisponibilidade do centro de despacho de Sacavém, tem 40 anos de idade sem ter sido alvo de qualquer intervenção de fundo, logo um desfasamento com a legislação vigente ao nível de infraestruturas de segurança, energia, supervisão e ar condicionado

que comprometem a sua ocupação e o normal desenrolar das actividades. Particularmente visível na infraestrutura de energia (quadros elétricos) e a nível de compartimentações corta-fogo. Neste edifício está prevista uma intervenção mais urgente e rápida, para repor a condições de segurança e resiliência para as principais zonas do edifício, e posteriormente uma intervenção mais de fundo enquadrada no desenvolvimento do projeto de remodelação do complexo de Sacavém.

O edifício Datacenter de Ermesinde, onde está localizado o principal Datacenter da REN, tem uma parte dos equipamentos fora do período de vida útil dos mesmos, com mais de 20 anos, o que se tem traduzido em falhas sistemáticas de sistemas de energia e climatização e numa incapacidade de acolher novos requisitos decorrentes da evolução tecnológica.



07 ANEXOS

ANEXO 8
FICHAS DOS PROJETOS
COMPLEMENTARES

REN 

Nota explicativa:

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

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém consoante aplicável até cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

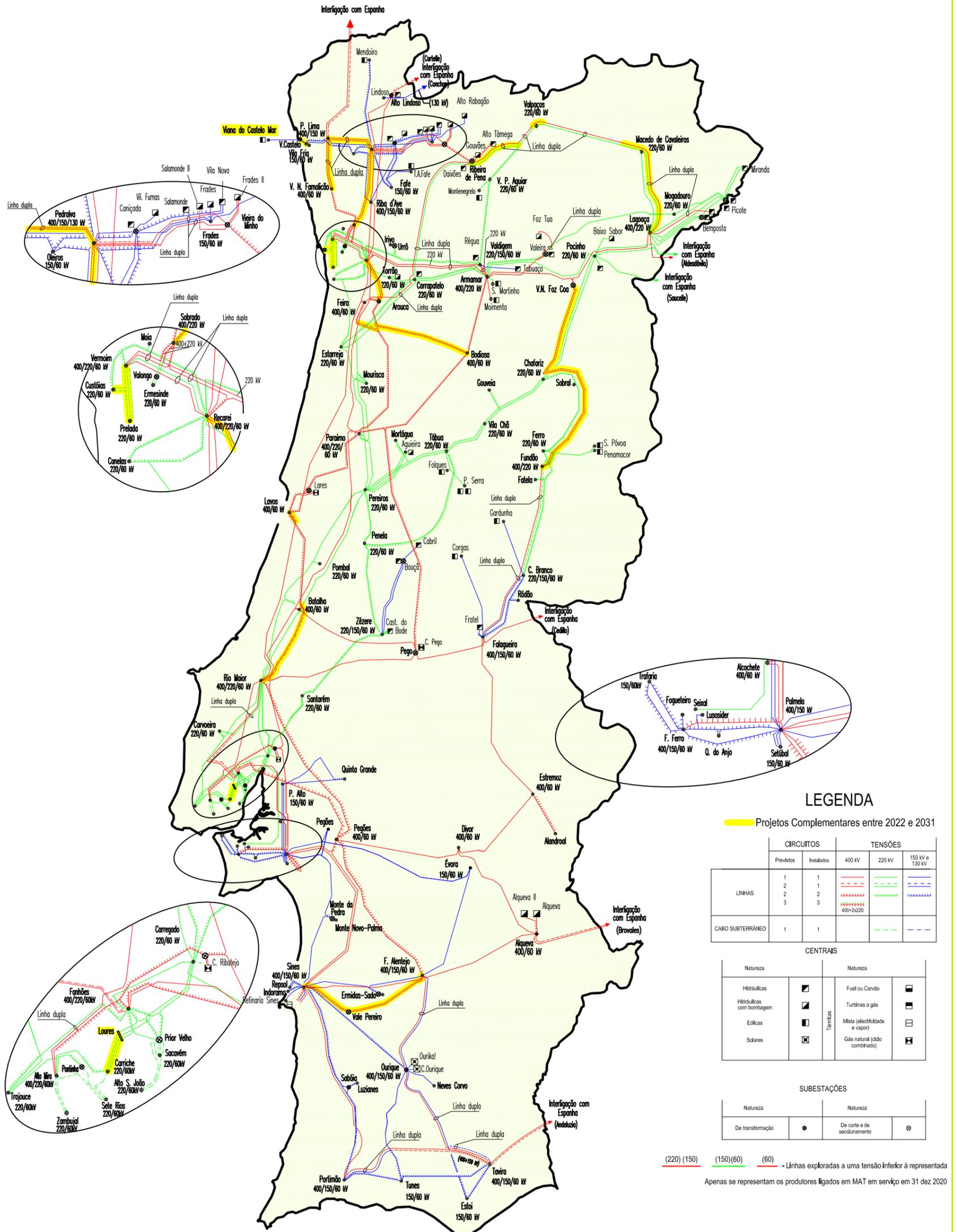
Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

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

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2022-2031

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2031 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

Quadro II - Equipamento

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

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

* Reforço de painéis

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

REFORÇO DA RNT A 400 kV NA ZONA DO MINHO (PR2107)

ENQUADRAMENTO:

Este projeto permite no curto/médio prazo ir ao encontro dos objetivos associados à linha a 400 kV Pedralva - Sobrado, agora num novo contexto de profunda alteração estrutural da RNT em resultado do forte aumento da penetração de geração a partir de FER solar e do processo de desclassificação das centrais térmicas a carvão na Península Ibérica. Acresce que a implementação no terreno da linha Pedralva - Sobrado afigura-se ser um projeto bastante complicado e suscetível de atrasos sucessivos, ou mesmo de inviabilidade de sua concretização tal como inicialmente concebido.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência;

Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável.

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2107- <i>Reforço a 400 kV na zona do Minho</i>	10,0	Integração de mercados e concorrência - Desenv. do aprov. do potencial de energia renovável - zona do Minho

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Contribui para a manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração 300 MVA;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

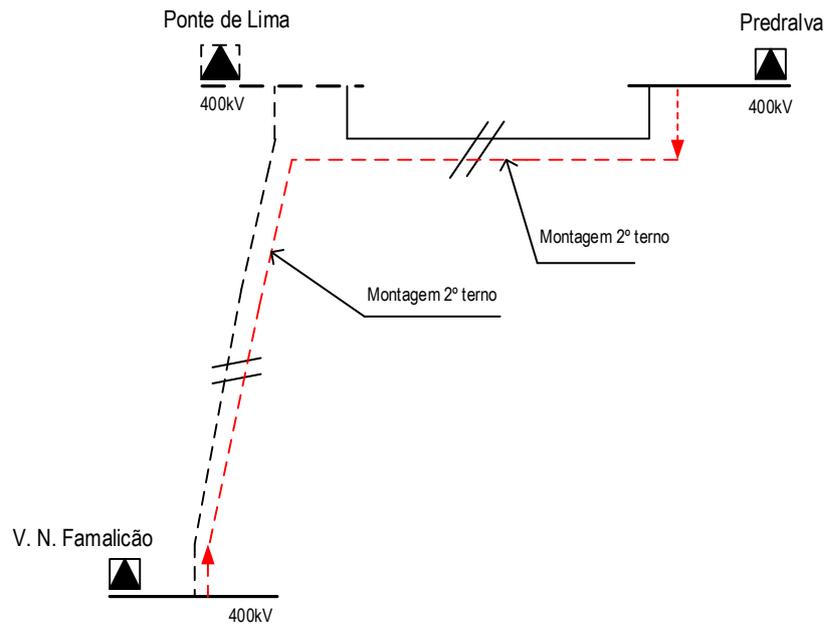
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a montagem dos segundos ternos nas linhas a 400 kV Pedralva - Ponte de Lima e Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, para além do equipar de dois novos painéis de 400 kV, um em Pedralva e outro em Vila Nova de Famalicão, estabelecendo-se assim nesta zona do Minho o circuito a 400 kV Pedralva - Vila Nova de Famalicão.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias alternativas, uma delas seria 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, projeto cuja concretização neste plano se propõe num horizonte temporal mais alargado. Esta linha deverá ser alvo de uma reanálise tendo em atenção a evolução do seu estatuto de PIC, a sua viabilidade de implementação no terreno, outros desenvolvimentos da rede e a evolução do parque produtor.

Reforço da RNT a 400 kV na Zona do Minho



FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

EIXO A 400 kV PEDRALVA - SOBRADO (PR0911)

ENQUADRAMENTO:

O aumento da capacidade de transporte entre o Alto Minho e a zona do Porto visa contribuir para suporte aos valores de capacidade de interligação para fins comerciais de forma alinhada com os objetivos estabelecidos a nível nacional e europeu, designadamente no sentido de importação face a aumentos dos fluxos no eixo Galiza - Minho - Porto, resultantes, nomeadamente, dum crescimento da potência de produção instalada no norte de Portugal e na região da Galiza. A implementação no terreno da linha Pedralva - Sobrado afigura-se ser um projeto bastante complicado e suscetível de atrasos sucessivos, ou mesmo de inviabilidade de concretização tal como inicialmente concebido. Propõe-se neste Plano a concretização desta linha num horizonte temporal mais alargado, pois esta linha deverá ser alvo de uma reanálise tendo em atenção a evolução do seu estatuto de PIC, a sua viabilidade de implementação no terreno, outros desenvolvimentos da rede e a evolução do parque produtor.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência;

Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável.

Rede a intervir:  400 kV

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Contribui para a manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 100 MVA;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

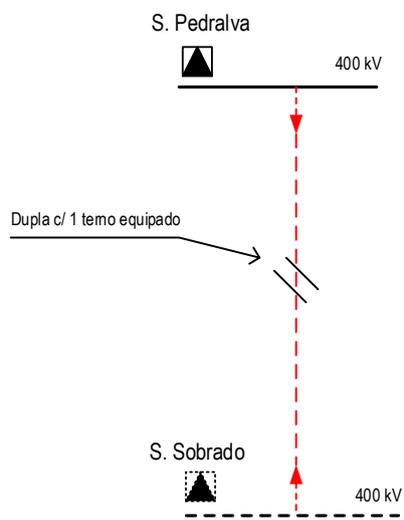
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

Esta linha deverá ser alvo de uma reanálise tendo em atenção a evolução do seu estatuto de PIC, a sua viabilidade de implementação no terreno, outros desenvolvimentos da rede e a evolução do parque produtor.

Eixo a 400 kV Pedralva - Sobrado



FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

RECEÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE AO LARGO DE VIANA DO CASTELO - FASE 2 E 3 (PR2109 E PR2110))

ENQUADRAMENTO:

Após a realização da Fase 1, em 2019, com a colocação em serviço do cabo submarino *offshore*, permitindo a ligação dos 25 MW do projeto *Windfloat Atlantic*, e, em 2021, colocação em serviço do posto de corte de Viana do Castelo, para possibilitar a ligação e receção de montantes adicionais de energia eólica *offshore* nesta zona, tendo em atenção a evolução prevista para a potência eólica *offshore* considerada em sede de RMSA-E 2020 e objetivos de produção a partir de Fontes de Energia Renovável vertidos no PNEC 2021-2030, e numa hipótese de que parte dessa potência se venha a situar na zona *offshore* ao largo ao largo de Viana do Castelo, o projeto terá que evoluir no que diz respeito às infraestruturas de rede, quer no mar, quer em terra, em duas fases distintas.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável.

Rede a intervencionar: — 60 kV — 400 kV

Designação do(s) projeto(s)	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2109- Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo - Fase 2	15,9	Desenvolvimento. do aproveitamento do potencial de energia renovável
Projeto PR2110- Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo - Fase 3	51,3	

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração offshore;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

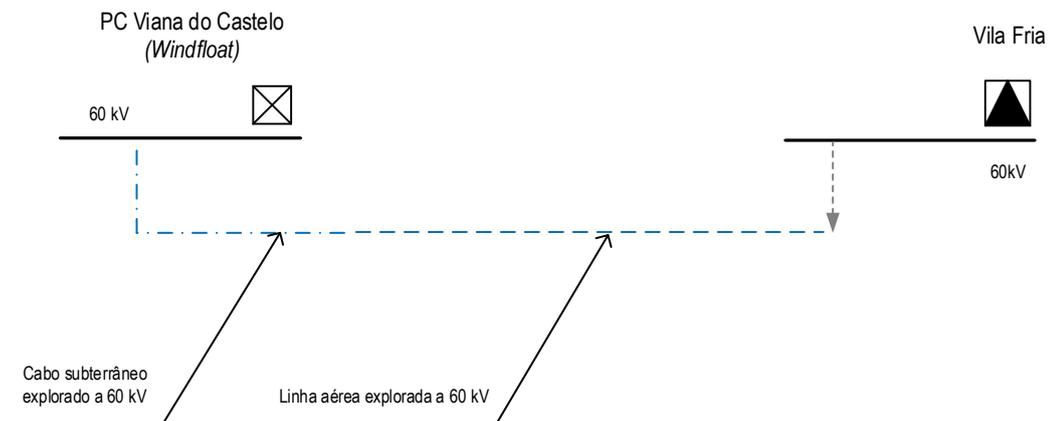
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê uma nova linha de transporte, em parte subterrânea e em parte aérea, desde o Posto de Corte de Viana do Castelo até à subestação de Vila Fria da RNT. Esta infraestrutura será projetada para 150 kV, mas poderá funcionar inicialmente a 60 kV (Fase 2). Na Fase 3 prevê-se a entrada em operação de uma subestação *offshore* 150/60 kV e ligação já mencionada passará a ser explorada a 150 kV.

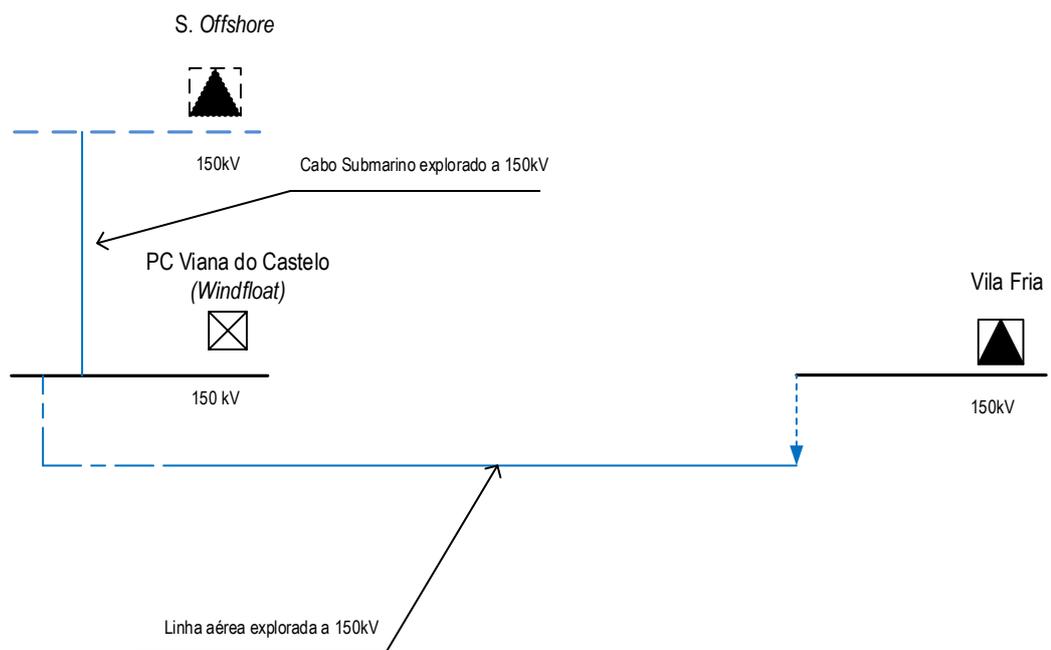
ALTERNATIVAS:

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.

Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2



Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

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

ENQUADRAMENTO:

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes e Eixo do Douro, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, e onde se perspetiva potencial para um crescimento apreciável da potência instalada em nova produção, nomeadamente de natureza eólica, tendo em conta as metas de renovável constantes do RMSA-E 2020 e do PNEC 2030. Este reforço de rede deverá ser objeto de maior aprofundamento, em estreita articulação com o efetivo crescimento e distribuição no território continental da nova produção a partir de FER ao longo desta década.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervencionar:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1207 - <i>Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça</i>	25,8	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável - Zona de Trás-os-Montes

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

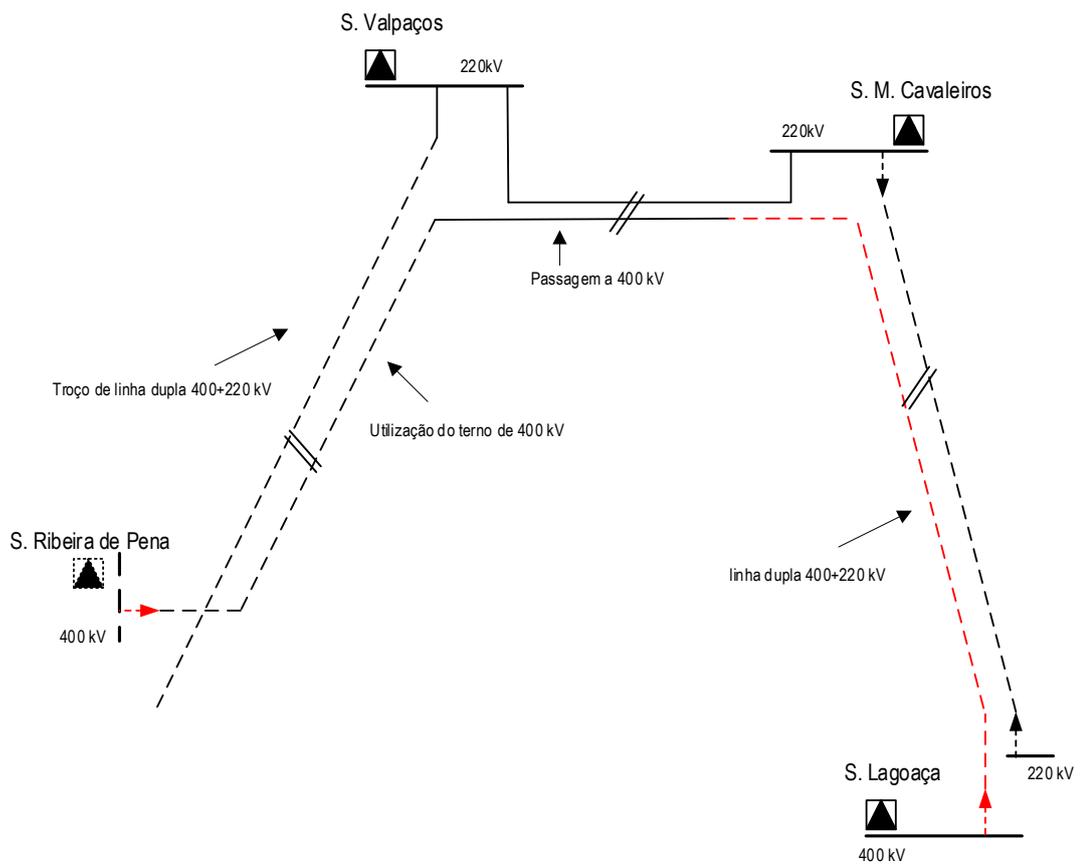
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

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

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

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

ENQUADRAMENTO:

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes, nomeadamente nas subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, de expressão mais evidente no caso da eólica.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervironar: — 400 kV — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0913 - <i>Ligação a 220 kV V. P. Aguiar - Carrapatelo</i>	17,8	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável - Zona de Trás-os-Montes

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

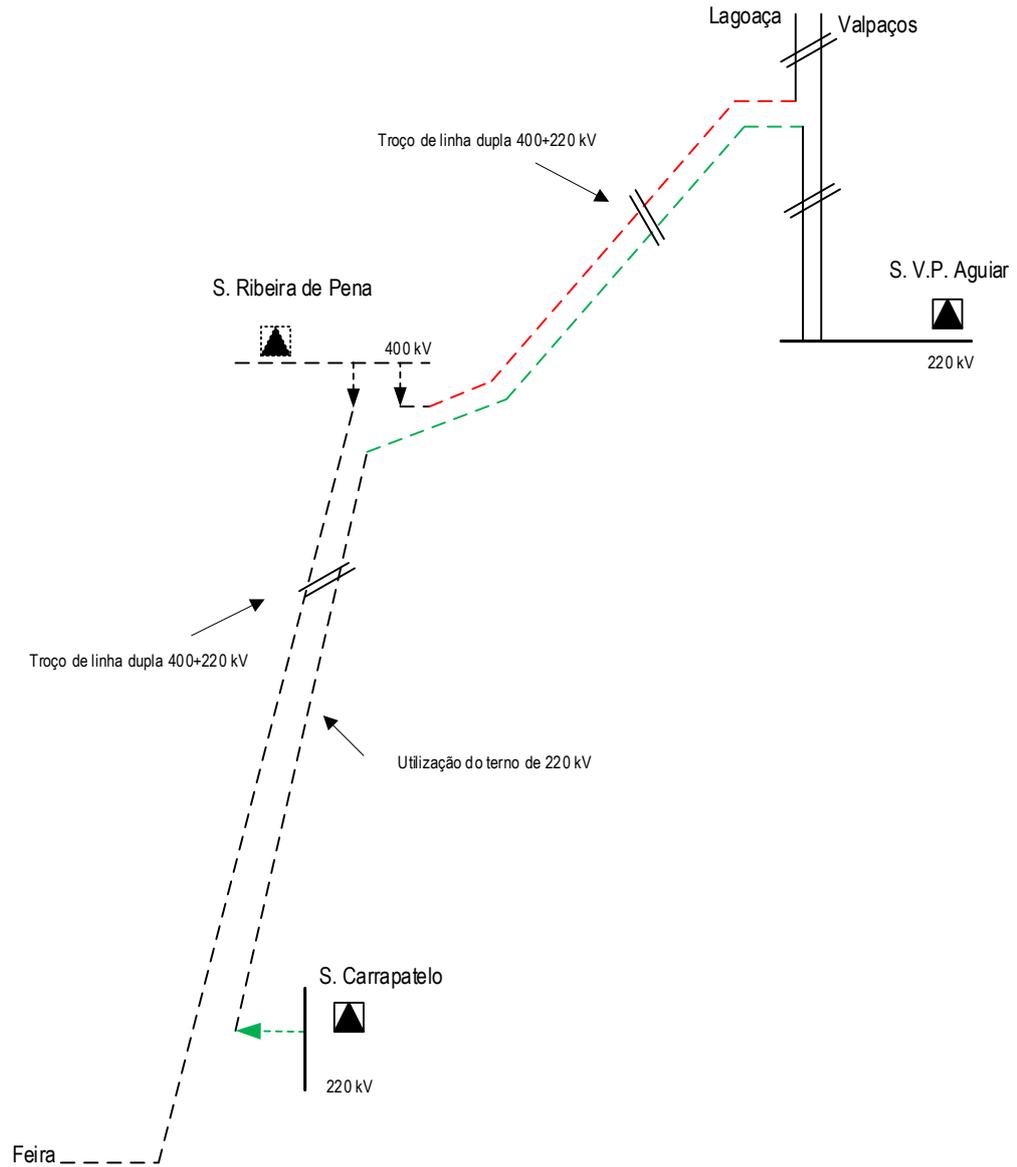
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

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

Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapatelo



ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE PEGÕES (PR0968)

ENQUADRAMENTO:

Para reforço de abastecimento aos consumos no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi previsto a abertura de uma nova subestação da RNT na zona de Pegões, tirando partido da subestação (inicialmente a funcionar como posto de corte) da RNT que se torna necessário estabelecer naquela zona com o eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões. As análises efetuadas nos estudos de coordenação entre os operadores da RNT e RND não identificam a sua necessidade para o curto/médio prazo, pelo que caso (e quando) este projeto se venha a revelar vantajoso, o ORD confirmará esse interesse junto do ORT e considerará este projeto no PDIRD.

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Rede a intervencionar: — 400 kV

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo Pegões-Vendas Novas-Montemor-o-Novo;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Redução anual de perdas na RND a avaliar em estudos conjuntos entre ambos os operadores.

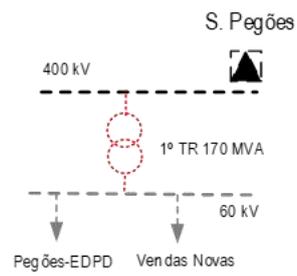
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV na subestação de Pegões (prevista a funcionar, inicialmente, como posto de corte). O projeto prevê também, nesta instalação, o equipar de dois painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Vendas Novas' e 'Pegões-EDPD'.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo injetor na zona de Pegões constitui uma solução que, para o fim em vista (assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos), permite obter sinergias com outros projetos de desenvolvimento da RNT, tirando partido da abertura da subestação (inicialmente a funcionar como posto de corte) a estabelecer neste local. Contudo, como referido, as análises efetuadas nos estudos de coordenação entre os operadores da RNT e RND não identificam a sua necessidade no curto/médio prazo.

Criação do ponto injetor de Pegões



REFORÇO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM LINHAS DA RNT (PR1907)

ENQUADRAMENTO:

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

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervir: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1907 - Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2,9	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável - Zona Centro

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de transporte em eixos de 220 kV da RNT;
- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 50 MVA.

DESCRIÇÃO:

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

- Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2
- Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2
- Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2

OTIMIZAÇÃO DA OCUPAÇÃO TERRITORIAL DE INFRAESTRUTURAS DA RNT - BLOCO 1 E BLOCO 2 (PR2115 E PR2116)

ENQUADRAMENTO:

É sobejamente conhecida a cada vez maior dificuldade de construção de novas linhas de transporte ou de abertura de novas subestações, nomeadamente em zonas de maior densidade populacional e/ou proximidade de áreas ambientalmente sensíveis do ponto de vista de espécies naturais ou património. Para os próximos anos está prevista a construção na RNT de diversas novas linhas e subestações ou postos de corte, cujos encargos estão nuns casos sob responsabilidade de terceiros e outros previstas a cargo do sistema regulado, cujas tipologias e dimensão previstas são o mínimo necessário para as necessidades mais imediatas. Afigura-se aconselhável adotar uma visão mais estratégica e de longo prazo quanto ao dimensionamento destas novas infraestruturas.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2115 - <i>Otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT - Bloco 1</i>	36,5	Sustentabilidade
Projeto PR2116 - <i>Otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT - Bloco 2</i>	3,8	

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT;

DESCRIÇÃO:

Com estes projetos propõe-se a adoção da tipologia de linha dupla com apenas um terno equipado em algumas novas linhas previstas e cuja necessidade mais imediata é de apenas um circuito, criando assim na estrutura da RNT uma reserva estratégica para uma evolução futura mais fácil e mais harmonizada com o território. No mesmo sentido, propõe-se que quatro novos postos de corte a criar até 2026/2027 sejam dimensionados para poder acomodar um pequeno número de painéis adicionais, para além dos estritamente necessários para quando da abertura dessas instalações.

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

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

ENQUADRAMENTO:

A região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV), elevada a Património da Humanidade pela UNESCO, é atualmente atravessada por alguns dos eixos da RNT que possibilitam o escoamento dos montantes de produção com localização nesta região, em particular dos aproveitamentos hidroelétricos do rio Douro. Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar - Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foram identificadas possíveis intervenções no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem na zona do Alto Douro Vinhateiro. A análise efetuada incidiu prioritariamente sobre a otimização de linhas da RNT cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma hipótese de otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

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

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a possibilidade de 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 a este projeto.

GRANDE PORTO

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

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona do Porto, encontra-se proposto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV. O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervencionar: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto	52,9	Sustentabilidade - Zona do Porto

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

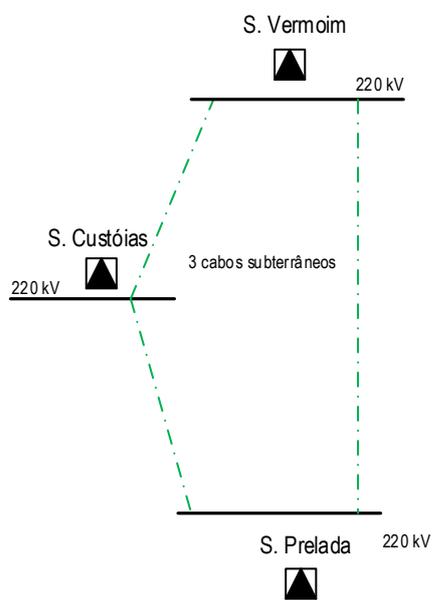
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

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

Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto



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

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona de Lisboa, encontra-se proposto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV. O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1211 - <i>Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa</i>	45,3	Sustentabilidade - Zona de Lisboa

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

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

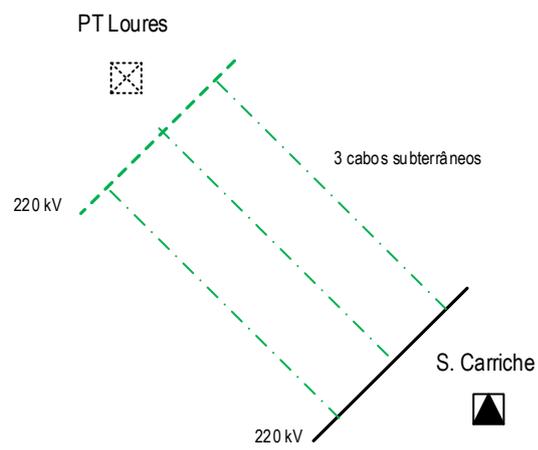
DESCRIÇÃO:

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

ALTERNATIVAS:

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

Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa





07 ANEXOS

ANEXO 9

DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS BASE E
DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DO
PDIRT

REN 

Nota explicativa:

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

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

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

Siglas, Abreviaturas e Definições

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

Faixa Litoral a norte do Grande Porto

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima	2x4	150		2024
P. LIMA	1	AT	1º Autotransformador		400/150	450	2024
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria e Pedralva)		150		2024

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 2022-2031
			Linha dupla P.Lima - V.Fria.	2x16	150		2025
			Abertura de um dos circuitos da linha dupla P.Lima - V.Fria, para Oleiros (utiliza parte da linha dupla Oleiros Vila Fria 1 e 2, entre zona de P.Lima e Oleiros)	2x2	150		2025
			Desativação parcial da linha dupla Oleiros - V.Fria 1 e 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	-2x13	150		2025
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria 2 e Oleiros)		150		2025

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Substituição para 'zebra' dos cabos condutores da atual linha Pedralva - V.Fria 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	1x13	150		2025

Faixa Litoral a norte do Grande Porto

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima	2x4	150		2024
P. LIMA	1	AT	1º Autotransformador		400/150	450	2024
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria e Pedralva)		150		2024

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 2022-2031
			Linha dupla P.Lima - V.Fria.	2x16	150		2025
			Abertura de um dos circuitos da linha dupla P.Lima - V.Fria, para Oleiros (utiliza parte da linha dupla Oleiros Vila Fria 1 e 2, entre zona de P.Lima e Oleiros)	2x2	150		2025
			Desativação parcial da linha dupla Oleiros - V.Fria 1 e 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	-2x13	150		2025
P. LIMA	2	PN_LN	(V.Fria 2 e Oleiros)		150		2025

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Substituição para 'zebra' dos cabos condutores da atual linha Pedralva - V.Fria 2 (troço entre V.Fria e zona de P.Lima)	1x13	150		2025

Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Montagem do 2º terno na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220		2027
CARVOEIRA	1	PN_LN	(Rio Maior 2)		220		2027
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Carvoeira 2)		220		2027

Projeto PR1906 *Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Passagem a 400 kV do 2º terno da linha Paraimo-Bodiosa-Armamar	1x122	400		2027
BODIOSA	2	PN_LN	(Armamar e Paraimo)		400		2027
ARMAMAR	1	PN_LN	(Bodiosa 2)		400		2027
PARAIMO	1	PN_LN	(Bodiosa 2)		400		2027

Beira interior

Projeto PR1511 *Compensação de reativa - 2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
SE 1	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2026

Alentejo

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2024
ÉVORA	-1	TR	Desativação de transformador		150/60	63	2024

Projeto PR1006 *Compensação de reativa - 1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
F. ALENTEJO	1	RS	Reatância Shunt - 150 Mvar		400	150	2025

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
SINES	1	PN_LN	(Sto. André)		60		2025

Projeto PR2106 *2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
OURIQUE	2	PN_LN	(Ourique e Castro Verde)		60		2026

Gestão de fim de vida útil de ativos

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
CARREGADO	1	TR	Transformador		220/60	170	2023
CARREGADO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2023

Projeto PR1512 *Substituição de transformador na subestação de Pereiros*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
PEREIRO	1	TR	Transformador		220/60	170	2025
PEREIRO	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	126	2025

Projeto PR1513 *Substituição de autotransformador na subestação de Palmela*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
PALMELA	1	AT	Autotransformador		400/150	450	2025
PALMELA	-1	AT	Desativação de autotransformador		400/150	450	2025

Projeto PR1514 *Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2027-2031*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Gestão de fim de vida útil de ativos				2027-2031

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
V.P. AGUIAR	1	TR	Transformador		220/60	170	2023
V.P. AGUIAR	-1	TR	Desativação de Transformador		220/60	120	2023

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
RIO MAIOR	1	TR	Transformador		400/60	170	2025
RIO MAIOR	-1	TR	Desativação de Transformador		220/60	126	2025

Projeto PR1915 *Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
PORTIMÃO			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2023-2024

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220, 150 e 60 kV)				2025

Projeto PR1920 *Monitorização de Ativos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Monitorização de ativos				2022-2026

Projeto PR1922 *Recondicionamento de Transformadores*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV)				2022-2026

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil				2023-2026

Projeto PR2101 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos AT/MAT/BT de Custóias*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
CUSTÓIAS			Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos AT/MAT/BT				2023-2024

Projeto PR2102 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos AT/MAT/BT de Recarei*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
RECAREI			Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos AT/MAT/BT				2022-2025

Projeto PR2103 *Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
V.P. AGUIAR			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2023-2024

Projeto PR2104 *Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
C. BRANCO			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2023-2024

Projeto PR2105 *Remodelação de Linhas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV)				2022-2026

Projeto PR2117 *Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
SETE RIOS			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2024-2025

Projeto PR2118 *Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
CANIÇADA			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2025-2026

Projeto PR2119 *Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Gestão Integrada da Vegetação				2022-2026

Projeto PR2121 *Remodelação/Substituição dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Remodelação/Substituição dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo				2023-2026

Projeto PR2122 *Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem AT/MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
DIVERSAS INST			Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem AT/MAT				2022-2026

Projeto PR2123 *Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Adequação de linhas aéreas (150 e 220kV)				2023-2026

Capacitação da RNT para ligações à RND

Projeto PR2111 *Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unid. de produção na RND com potência atribuída - Fase 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
C. BRANCO	1	TR	3º Transformador		150/60	170	2024
BODIOSA	1	TR	3º Transformador		400/60	170	2024
PORTIMÃO	1	TR	3º Transformador		400/60	170	2024
TAVIRA	1	TR	3º Transformador		400/60	170	2024
FALAGUEIRA	1	TR	Transformador		150/60	170	2025
FALAGUEIRA	-1	TR	Desativação de Transformador		150/60	63	2025
ALQUEVA	1	TR	3º Transformador		400/60	170	2025
ESTREMOZ	1	TR	3º Transformador		400/60	170	2025

Projeto PR2112 *Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unid. de produção na RND com potência atribuída - Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha dupla Pego - zona de Paraimo	2x129	400		2026
			Linha Bodiosa-Arouca (troço Bodiosa-zona de Vale de Cambra)	1x36	400		2026
			Linha Bodiosa-Arouca (troço zona de Vale de Cambra-Arouca com montagem de 2º terno)	2x20	400		2026
PEGO	2	PN_LN	(Bodiosa e Paraimo)		400		2026
AROUCA	1	PN_LN	(Bodiosa)		400		2026
BODIOSA	1	PN_LN	(Arouca)		400		2026

Projeto PR2113 *Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unid. de produção na RND com potência atribuída - Fase 3*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
CARVOEIRA	1	TR	3º Transformador		220/60	170	2026

Projetos Complementares

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terno equipado)	2x67	400		
PEDRALVA	1	PN_LN	(Sobrado)		400		
SOBRADO	1	PN_LN	(Pedralva)		400		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha dupla 400+220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre LVPC.VPA (P29) e R. Pena)	2x42	400		
			Utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV R.Pena-zona do Carrapatelo	1x69	220		
CARRAPATELO	1	PN_LN	(V.P.Aguiar)		220		

Projeto PR0968 *Criação do injetor Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
PEGÕES	1	TR	Transformador		400/60	170	
PEGÕES	1	PN_IB	Interbarras		60		
PEGÕES	2	PN_LN	(Vendas Novas e Pegões-RND)		60		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha R.Pena-Lagoaça (linha dupla 400+220 kV entre Lagoaça e M.Cavaleiros)	2x50	400		
			Linha R.Pena-Lagoaça (linha entre M.Cavaleiros e o troço de linha dupla M.Cavaleiros- Valpaços)	1x15	400		
			Linha R.Pena-Lagoaça (passagem a 400 kV de um dos circuitos do eixo R.Pena-Valpaços- M.Cavaleiros)	1x87	400		
R.PENA	1	PN_LN	(Lagoaça)		400		
LAGOAÇA	1	PN_LN	(R.Pena)		400		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220		
			Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220		
			Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
			2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
			3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8.5	220		
LOURES	1	InfrBase	Abertura de instalação		220		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220		
			Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220		

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

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2	2x52	220		
			Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2	2x49	220		
			Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2	2x22	220		

Projeto PR2107 *Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Montagem do 2º terço na linha Pedralva - Ponte de Lima	2x37	400		
			Montagem do 2º terço na linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão	2x45	400		
PEDRALVA	1	PN_LN	(V. N. Famalicão)		400		
V. N. FAMALIC	1	PN_LN	(Pedralva)		400		

Projeto PR2109 *Receção de Energia offshore ao largo de V.Castelo - Fase II*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Linha dupla de 150 kV entre a transição para linha aérea e a subestação de V. Fria (inicialmente explorada a 60 kV)	2x28	150		
			Cabo subterrâneo a 150 kV entre o cabo submarino e a transição para linha aérea até à subestação de V. Fria	1x4	150		
VILA FRIA	1	PN_LN	(Off-shore)		60		

Projeto PR2110 *Recepção de Energia offshore ao largo de V.Castelo - Fase III*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Passagem à exploração a 150 kV da ligação entre a zona de recolha de energia off-shore e a SE de V. Fria	1x49	150		
SE OFF-SHORE	1	InfrBase	Abertura de subestação 150/60 kV "off-shore"		150/60		
VILA FRIA	1	PN_LN	(Off-shore)		150		

Projeto PR2115 *Otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT - Bloco 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Construção de linhas simples previstas no âmbito de compromissos com terceiros na tipologia de linha dupla com um terço equipado	2x316	400		
	17	PN_LN	Construção de postos de corte previstos no âmbito de compromissos com terceiros com alguma capacidade de expansão futura		400		

Projeto PR2116 *Otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT - Bloco 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2022-2031
			Construção de linha simples prevista no âmbito do PR2112 com a tipologia de linha dupla com um terço equipado	2x36	400		



07 ANEXOS

ANEXO 10
ESTUDOS E METODOLOGIAS

REN 

Estudos e Metodologias

- 10.1 Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade (Anexo 2.II do RMSA-E 2020)**
- 10.2 Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN (Anexo 2.III do RMSA-E 2020)**
- 10.3 Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN - Resultados anuais obtidos para a Carga Síncrona**
- 10.4 Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício**

Anexo 10.1

Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade

(Anexo 2.II do RMSA-E 2020)



ANEXO II

Cenários de previsão da procura de eletricidade para o RMSA-E20

Julho 2020

Índice

1.	Introdução e Objetivo	6
2.	Análise da Procura de Eletricidade	10
2.1	Procura Anual	10
2.2	Consumo Final por Sectores	14
2.2.1	Sector da Indústria e Agricultura	17
2.2.2	Sector Terciário	19
2.2.3	Sector Residencial.....	21
3.	Cenarização e Vetores de Mudança	24
4.	Metodologia de Previsão.....	27
4.1	Previsão de Curto Prazo.....	27
4.2	Previsão de Longo Prazo	28
4.2.1	Modelos estruturais.....	30
4.2.2	Modelos econométricos estimados	31
4.2.3	Evolução dos coeficientes das variáveis económicas	33
5.	Cenários Macroeconómicos	35
6.	Impacto de Novas Medidas de Eficiência Energética	38
7.	Impacto da Mobilidade Elétrica	39
8.	Impacto do Autoconsumo	43
9.	Evolução do Fator de Perdas nas Redes.....	46
10.	Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida.....	47
11.	Síntese dos Resultados Obtidos	49
12.	Comparação com as Previsões do RMSA-E19	53

Índice de Figuras

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2019.....	10
Figura 2 – Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2019.....	11
Figura 3 – Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2019.....	12
Figura 4 – Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2019	13
Figura 5 – Evolução da intensidade do consumo de eletricidade no PIB (preços de 2010), corrigido da paridade dos poderes de compra (UE27=1), em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2019.....	13
Figura 6 – Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular	14
Figura 7 – Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2019.....	14
Figura 8 – Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2019.....	16
Figura 9 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura Período 1980- 2019.....	17
Figura 10 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2019.....	18
Figura 11 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura Período 1980-2019.....	18
Figura 12 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980- 2019.....	19
Figura 13 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2019	20
Figura 14 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário Período 1980- 2019.....	20
Figura 15 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2019	21
Figura 16 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2019	22
Figura 17 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980- 2019.....	22
Figura 18 – Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2018.....	23
Figura 19 – Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo	24
Figura 20 – Caracterização dos diferentes cenários	26

Figura 21 – Etapas da previsão de curto prazo.....	28
Figura 22 – Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão. Período 2021-2040	29
Figura 23 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura.....	31
Figura 24 – Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário	32
Figura 25 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial.....	33
Figura 26 – Evolução dos coeficientes das variáveis económicas.....	34
Figura 27 – Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2020-2040	36
Figura 28 – Evolução prevista para o RDBF – com base nos Cenários do PIB DGEG 2020-2040	37
Figura 29 – Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - Cenários DGEG 2020-2040.....	37
Figura 30 – Evolução prevista para o VAB dos Serviços - Cenários DGEG 2020-2040.....	37
Figura 31 – Evolução prevista das poupanças anuais - Cenários DGEG 2020-2040	38
Figura 32 – Evolução prevista das poupanças acumuladas - Cenários DGEG 2020-2040	39
Figura 33 – Impacte acumulado das poupanças no consumo final previsto.....	39
Figura 34 – Evolução do parque dos BEV e PHEV. Período 2010-2019.....	40
Figura 35 – Peso nas vendas totais de veículos dos BEV e PHEV (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros).....	40
Figura 36 – Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG	41
Figura 37 – Evolução prevista do consumo final dos VE - Cenários DGEG 2020-2040.....	42
Figura 38 – Impacte do consumo dos VE no consumo final previsto	43
Figura 39 – Evolução prevista do autoconsumo das grandes instalações - Cenários DGEG 2020-2040.....	45
Figura 40 – Evolução prevista do autoconsumo da produção descentralizada - Cenários DGEG 2020-2040.....	46
Figura 41 – Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2019	46
Figura 42 – Evolução prevista do fator de perdas total das redes de transporte e distribuição	47
Figura 43 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2020-2040.....	48
Figura 44 – Efeito dos distintos vetores na previsão da procura.....	49
Figura 45 – Efeito dos distintos vetores na previsão da procura.....	50

Figura 46 – Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2020-2040.....	51
Figura 47 – Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita.	52
Figura 48 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida	53
Figura 49 – Cenários de evolução prevista do consumo final dos VE. RMSA-E20 vs RMSA-E19.....	54
Figura 50 – Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E20 vs RMSA-E19	54
Figura 51 – Cenários de evolução do PIB. RMSA-E20 vs RMSA-E19	55

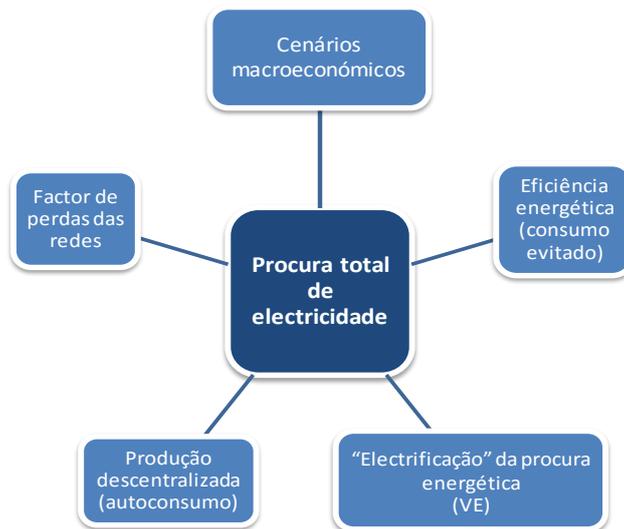
Índice de Tabelas

Tabela 1 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	11
Tabela 2 – Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores	16
Tabela 3 – Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2020-2040	49
Tabela 4 – Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2020-2040	52
Tabela 5 – Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2020-2040.....	53

1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2020-2040, para Portugal Continental, traduzida em termos de consumo final e consumo referido à produção líquida (abastecido pelas redes públicas).

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



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

Neste sentido, os desafios são muitos na prossecução de uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia. No âmbito dos compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050 refletidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica e no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC), prevê-se o impacto na procura de eletricidade decorrente da maior eletrificação da economia perspetivada, nomeadamente ao nível dos edifícios, nas vertentes do arrefecimento e do aquecimento, dos processos industriais e da integração dos veículos elétricos (VE).

Segundo o Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC) publicado em dezembro de 2019, *“No setor residencial pretende-se reforçar o conforto térmico das habitações tanto no aquecimento como no arrefecimento, privilegiando as soluções de isolamento e prosseguindo-se com a tendência de eletrificação do setor. Uma aposta continuada na reabilitação urbana conferirá a oportunidade para a incorporação de melhorias na eficiência energética e hídrica, para a incorporação de materiais de baixo carbono e fontes de energia renovável, contribuindo para o combate à pobreza energética.”* *“No sector dos serviços, deverá ser explorado algum potencial que ainda existe para aumentar a eletrificação dos consumos, e será primordial aumentar a eficiência energética dos equipamentos instalados e a utilização de fontes de energia renovável.”* *“O setor industrial terá um papel de extrema importância, residindo neste contexto um dos principais polos de necessidade de inovação e criação de novos modelos de negócio.”* *“Embora seja um setor*

onde se prevê uma descarbonização a um ritmo menos acelerado, não deixa de ser um setor altamente motivado para as questões de eficiência de recursos...” “Este setor será ainda fortemente influenciado pela robotização e digitalização, prevendo-se uma eletrificação crescente...”

O PNEC expõe um conjunto de medidas e linhas de ação no sentido da maior eletrificação da economia nos sectores acima referenciados. Contudo, não é apresentada a quantificação dessas medidas nem o seu impacto na procura de eletricidade. Assim, neste exercício de cenarização não são incorporados os efeitos dessa eletrificação que se prevê crescente ao longo do tempo.

Não obstante, sendo que essas medidas terão efeitos crescentes a médio/longo prazo, a lacuna agora identificada não terá resultados expressivos nos próximos anos e poderá vir a ser colmatada em próximos exercícios logo que a informação sobre a quantificação dessas medidas seja conhecida. Assim, neste exercício, no campo da eletrificação da economia, são apenas incorporados os efeitos da penetração dos veículos elétricos, quer 100% elétricos com bateria (BEV - *Battery Electric Vehicle*), quer híbridos *plug-in* (PHEV - *Plug-in Electric Hybrid Vehicle*), conforme descrito nos pressupostos da DGEG.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), versão em consulta pública em junho de 2020, enquadra o seu papel atual e futuro no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica dedicada, embora interligada com o SEN, e como tal é necessário avaliar em futuros exercícios, após a publicação do documento final, os respetivos impactos. Deste modo, e pese embora a relevância que se perspetiva para o vetor energético hidrogénio no processo da descarbonização da economia, o processo de consulta pública do documento terminou recentemente, pelo que em futuros exercícios serão analisadas as medidas de implementação e metas de incorporação, bem como avaliados os respetivos impactos futuros sobre o consumo de energia elétrica, em conformidade com a disponibilização de informação relevante para esse efeito.

Adicionalmente, existe um conjunto de projetos na fileira industrial do hidrogénio e manifestações de interesse relacionados com a preparação da candidatura portuguesa ao *Important Project of Common European Interest* (IPCEI) do Hidrogénio, que estão neste momento em fase de avaliação e seleção por um comité de admissão. De acordo com o Governo “*Para a candidatura IPCEI inicia-se agora um processo mais aprofundado, que exige mais detalhe de informação e de verificação das orientações específicas e transdisciplinares, definidas para a análise da compatibilidade com o mercado interno*”.

Cabe ainda sublinhar que os projetos que tiverem parecer desfavorável pelo comité, poderão “*candidatar-se ao aviso do Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos, no valor de 40 milhões de euros, bem como a outras fontes de financiamento sectoriais e disponíveis no âmbito do Portugal 2020 e, ainda, a fontes europeias (por exemplo, o programa Horizon Europe)*”.

Em face destas constatações, conclui-se haver um movimento bastante dinâmico associado à vertente energética do hidrogénio que representa um grande desafio, nomeadamente na quantificação do seu

impacto no consumo de eletricidade, pelo que se aguarda a publicação de mais informação sobre as especificidades dos projetos nesta área.

Face ao anteriormente exposto, quer no que respeita à eletrificação da economia, quer à vertente dos gases renováveis, não foi ainda possível quantificar os seus efeitos na perspetiva de evolução dos consumos de eletricidade, tendo, então, sido construídos quatro cenários de evolução da procura de eletricidade que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores descritos enquadradas em dois eixos fundamentais, “Velocidade da Descarbonização” e “Crescimento Económico”.

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

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

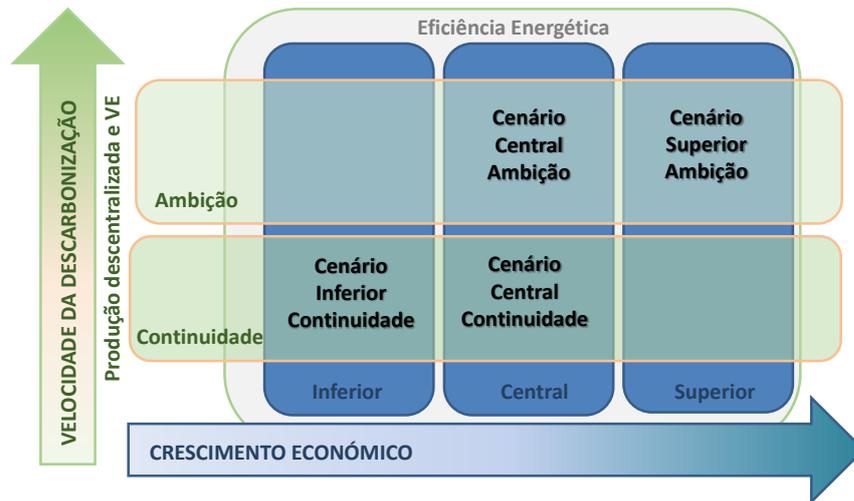
Quanto à evolução da produção descentralizada e da penetração dos veículos elétricos, vertente tecnológica, são assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Continuidade - mais moderado no que respeita aos objetivos de política energética a atingir, cimentado numa velocidade de descarbonização menos ambiciosa
- ✓ Cenário Ambição - como o próprio nome indica, mais ambicioso nas metas a alcançar, apoiado numa velocidade de descarbonização intensa

Já no que respeita à eficiência energética, apenas é considerado um cenário que será comum a todas as combinações e perspetivas desenvolvidas.

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

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



Importa referir que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2020. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção descentralizada diferente do considerado nos cenários Ambição e Continuidade da oferta e, conseqüentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Por conseguinte, para efeitos da análise da trajetória Teste Stress, é criado um cenário da procura sobre o cenário Superior Ambição baseado numa outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 8.

Os cenários apresentados são elaborados com base na seguinte informação da responsabilidade da DGEG:

- ❖ Cenários macroeconómicos: evolução do PIB (Produto Interno Bruto) e do peso dos VAB (Valor Acrescentado Bruto) sectoriais no PIB
- ❖ Cenário de evolução das poupanças anuais associadas a novas medidas de eficiência energética
- ❖ Cenário de evolução do número de VE totalmente elétricos e híbridos *plug-in* (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros)
- ❖ Cenário de evolução dos km/ano percorridos em média pelos VE ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros
- ❖ Para o ano de 2019 (ano base), estimativas do autoconsumo das grandes instalações e estimativas da produção, potência de ligação e número de horas de utilização por ano da Mini/Micro produção, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada da cogeração e da potência de ligação da produção descentralizada utilizados na construção dos cenários de evolução do autoconsumo

2. Análise da Procura de Eletricidade

Neste estudo, a procura de eletricidade é representada em termos de consumo final, consumo referido à produção líquida e procura total. Utiliza-se o termo “referido à produção líquida” para definir a eletricidade entregue nas redes públicas procedente da produção em regime ordinário (PRO), em regime especial (PRE) e do saldo das trocas internacionais, não incluindo, portanto, o autoconsumo (consumo diretamente abastecido por produção própria). O consumo final de eletricidade resulta do consumo referido à produção total líquida de todo o sistema, deduzido das perdas nas redes de transporte e distribuição e acrescido do montante de autoconsumo. A procura total corresponde ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo, sendo o conceito utilizado no cálculo dos indicadores energéticos.

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

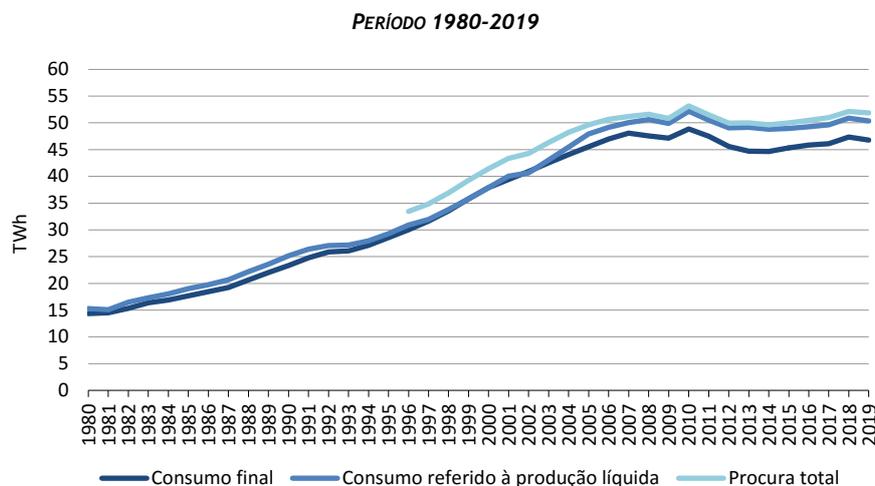
$$\text{Procura total} = \text{Consumo referido à produção líquida} + \text{Autoconsumo} \quad (2)$$

* corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente

2.1 PROCURA ANUAL

A Figura 1 mostra que após 2008 se verificou uma desaceleração clara na tendência de crescimento da procura em resultado, especialmente, da crise económica e de consequentes alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, cada vez mais atentos a esta realidade.

FIGURA 1- EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL E DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA



Nota: consumo final para 2019 é estimado

Fonte: DGEG e REN

Consumo final=Procura Total -perdas nas redes

Consumo referido à produção líquida=Procura total -autoconsumo

De realçar o aumento das perdas nas redes (ocorrido do lado da distribuição) entre 2012 e 2015 observado pelo maior diferencial entre a procura total e o consumo final.

No período ilustrado, a taxa média de crescimento anual do consumo final e do consumo referido à produção líquida foi de cerca de 3,1%. Contudo, é possível distinguir períodos de elevado crescimento com outros, mais recentes, de uma evolução praticamente estagnada ou mesmo negativa.

TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE

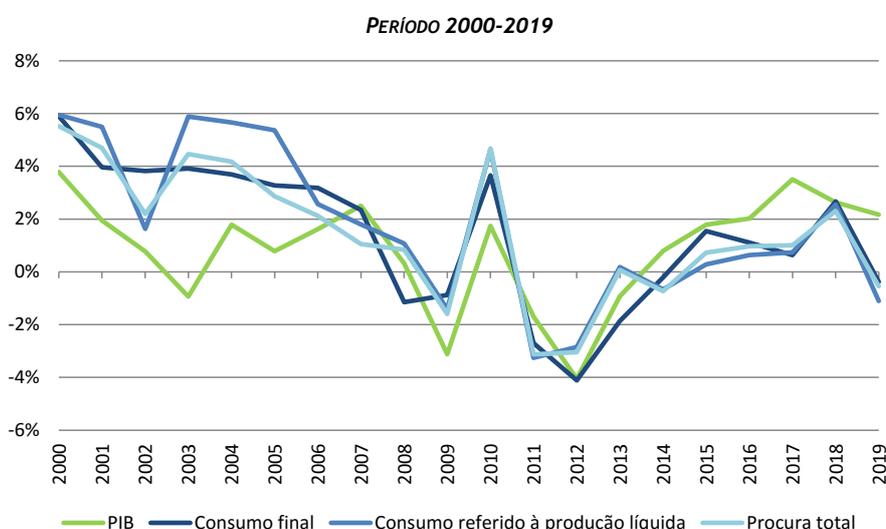
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2019	3,1%	3,1%	-
1980-1990	5,0%	5,1%	-
1990-2000	5,0%	4,2%	-
2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2009-2019	0,1%	-0,1%	0,2%
2014-2019	1,0%	0,6%	0,9%

Em 2009, e pela primeira vez desde 1981, o consumo referido à produção líquida decresceu (cerca de 1,4% a que corresponde 711 GWh). Em 2011, e em resultado do agravamento da situação económica de Portugal, o consumo referido à produção líquida registou a maior queda de que há registo, com um valor de -3,3% traduzido em -1 700 GWh face ao ano anterior. O ano de 2012 também foi caracterizado por uma redução significativa, quer no consumo referido à produção líquida (-2,9%), quer no consumo final que atingiu um decréscimo recorde (-4,1%).

Nos últimos anos, e apesar da perceptível tendência de recuperação da economia, a procura de eletricidade tem revelado um ritmo de crescimento mais lento, não tendo ainda sido alcançado o valor de 2010.

A Figura 2 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de eletricidade e do PIB nos últimos vinte anos.

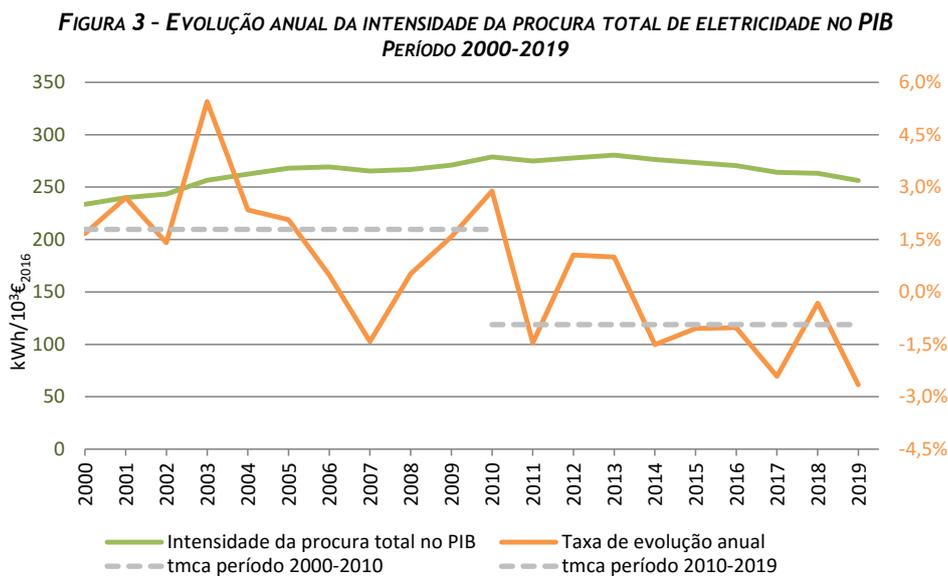
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA PROCURA DE ELETRICIDADE E DO PIB EM VOLUME



Destaque para o último quinquénio com uma procura de eletricidade a apresentar sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB, ao contrário do observado até 2006 em que o crescimento da procura de eletricidade foi sempre superior ao crescimento do PIB.

No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,7% ao ano, resultado da sequência de períodos de crescimento e de redução, mas em particular nos últimos cinco anos a atividade económica teve um desempenho mais favorável, atingindo, em termos médios, um crescimento de 2,4% ao ano. A elasticidade da procura de eletricidade em relação ao PIB tem vindo a reduzir-se significativamente o que poderá indicar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética, passaram a ter um impacto significativo na procura de eletricidade.

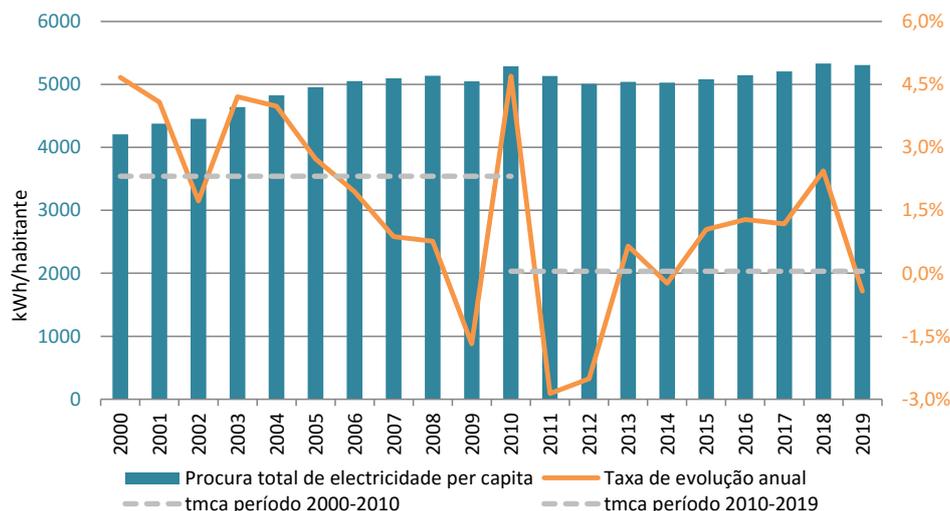
A Figura 3 permite analisar a evolução da intensidade da procura de eletricidade no PIB e as respetivas taxas de crescimento anual no período 2000-2019. Da sua análise conclui-se que a partir de 2010 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento e tem vindo a decrescer, tendo atingido um valor em torno de 256 kWh/10³€₂₀₁₆, em virtude da procura de eletricidade nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.



No intervalo de tempo analisado, destacam-se os anos de 2003, com uma taxa de crescimento da intensidade bastante elevada motivada pela evolução negativa da economia nesse ano, e os anos de 2007, 2011 e 2014 a 2019, com taxas de evolução negativas. Na primeira década este indicador teve uma taxa média de crescimento anual (tmca) de 1,8% em contraste com uma taxa média anual de -0,9% no período 2010-2019, caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. Durante o período representado a intensidade cresceu 9,7%, mas refira-se que nos últimos cinco anos decresceu 7,3%.

Relativamente à procura total de eletricidade *per capita* em Portugal Continental, o período 2000-2006 evidencia um crescimento significativo, seguido de um período com menores taxas de evolução, negativas em alguns anos devido à crise económica, tendo estabilizado até 2014 em torno de 5 000 kWh/habitante. A partir deste ano é visível um pendor crescente com enfoque para os dois últimos anos que atingiram valores por volta de 5 300 kWh/habitante.

**FIGURA 4 - EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA
PERÍODO 2000-2019**



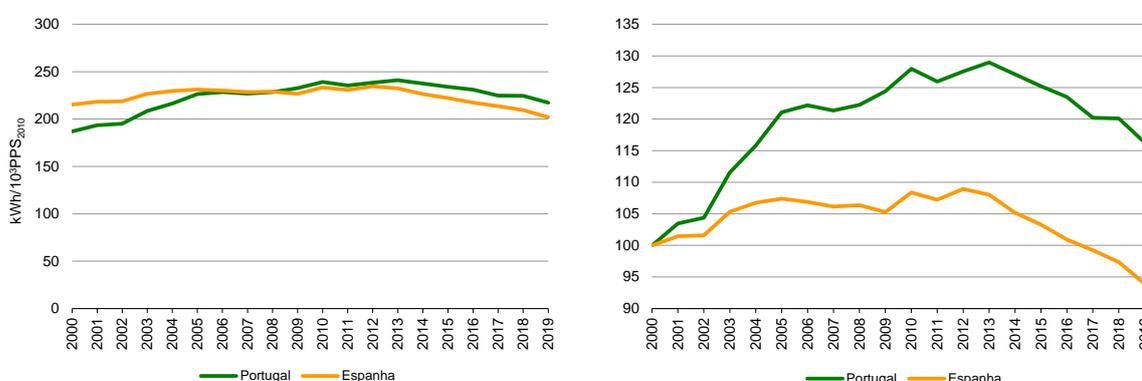
A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa praticamente nula no período 2010-2019, embora importe destacar um crescimento médio anual de cerca de 1,1% no último quinquénio. No período em análise, a procura de eletricidade *per capita* em Portugal cresceu 26,2%.

Comparação com os indicadores económico-energéticos de Espanha

Por questões de comparação com os indicadores de Espanha, os valores apresentados nas figuras seguintes foram calculados com base no consumo referido à produção líquida em vez da procura total, uma vez que não foi possível obter o autoconsumo para este país.

Comparativamente a Espanha, a intensidade do consumo de eletricidade no PIB de Portugal, corrigido da paridade dos poderes de compra, superou a de Espanha a partir de 2004.

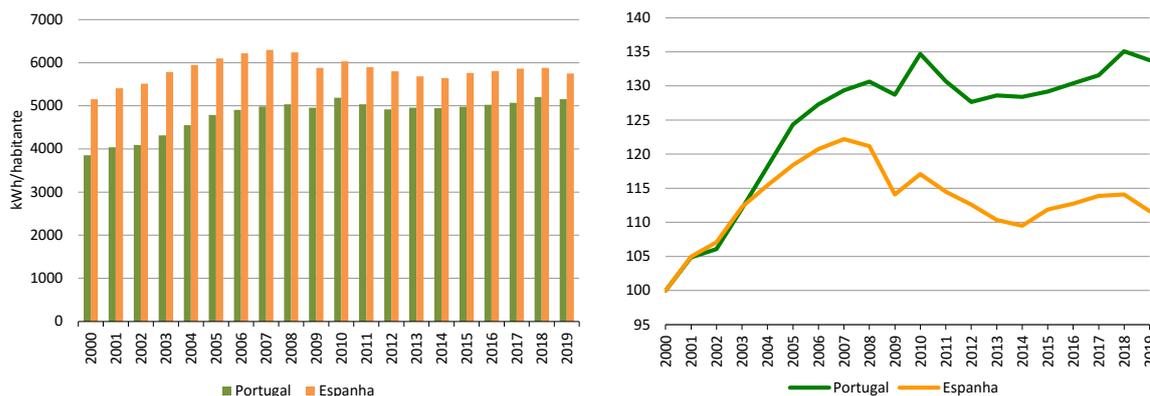
**FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PIB (PREÇOS DE 2010), CORRIGIDO DA PARIDADE DO PODER DE COMPRA (UE27=1), EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR.
PERÍODO 2000-2019**



Fonte: REN e REE

Em contraste, o consumo de eletricidade *per capita* em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter sempre crescido a taxas superiores. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade *per capita* de Espanha, percentagem que evoluiu para 90% em 2019.

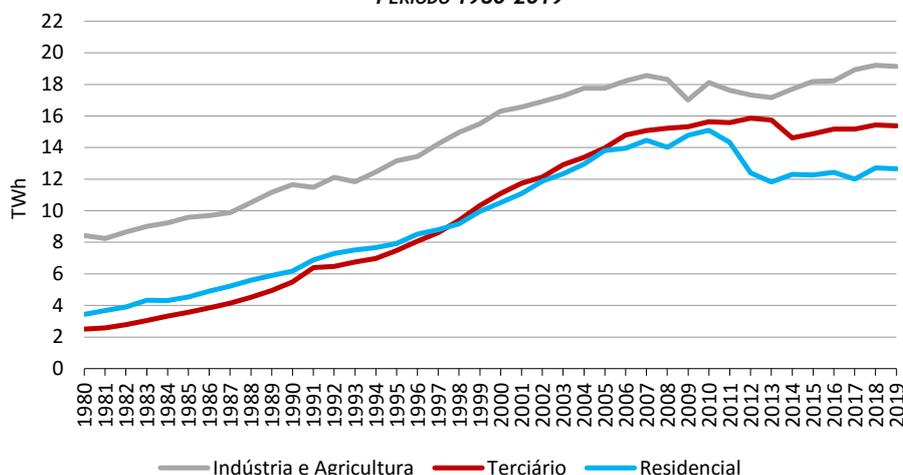
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE PER CAPITA EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR PERÍODO 2000-2019



2.2 CONSUMO FINAL POR SECTORES

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2019. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores: Indústria e Agricultura (incluindo a Construção); Terciário (incluindo os Transportes); Residencial.

FIGURA 7 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES PERÍODO 1980-2019



Fonte: até 2018 DGEG; valores estimados para 2019 pela REN

O sector da Indústria e Agricultura representa o grupo de consumidores com um mais elevado nível de consumo, seguido do sector Terciário que devido ao seu elevado crescimento ultrapassou o consumo do sector Residencial no final da década de 90.

Até 2007 o consumo de eletricidade registou uma trajetória significativamente crescente em todos os sectores de consumo. A partir desse ano é bem evidente a inflexão na tendência de evolução do consumo final em todos os sectores, em especial no Residencial. Contudo, nos últimos anos assistiu-se a uma recuperação em especial no sector da Indústria e em menor escala no sector Terciário. O consumo no sector Residencial tem-se mantido relativamente estável desde 2013.

De assinalar que o exercício de compilação das razões que estão na base do decréscimo dos consumos de eletricidade nos distintos sectores de consumo reveste-se de alguma complexidade pela falta de estudos específicos que corroborem as conclusões que se retiram da análise quer da realidade económica e social do país, quer da política energética. Contudo, e apesar das limitações, apresenta-se um conjunto de razões, entre outras, que pretendem explicar esse ritmo:

- crise económica e financeira que afetou Portugal conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia. Esta crise afetou todos os sectores de consumo, em particular o Terciário e o Residencial, este em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos. A aposta na Indústria de maior vertente exportadora conduziu a variações no consumo de eletricidade neste sector não tão negativas como nos outros sectores (ver Tabela 2);
- fraco desempenho da economia, em combinação com um elevado endividamento das empresas e famílias, reduziu a capacidade de investir das empresas e das famílias tornando mais lenta a recuperação do investimento produtivo de alto potencial. Como fator catalisador do crescimento sustentável da atividade económica, níveis baixos de investimento tiveram e terão no futuro impacto significativo no consumo de eletricidade em todos os sectores de consumo;
- com a conseqüente muito lenta convergência para os níveis médios de rendimento da UE, agravada pelos desequilíbrios orçamentais que conduzem a níveis muito elevados de dívida pública, toda a economia está sujeita a grandes pressões, também pelas razões acima apresentadas, com conseqüências inevitáveis ao nível dos consumos de energia;
- maior preocupação com a eficiência energética materializada pela promoção de medidas de eficiência energética apoiadas em programas estruturados, difundidos por entidades oficiais (p.e. medidas no âmbito do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) e no âmbito dos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC);
- alteração de comportamentos dos consumidores induzida, não só por programas do tipo acima referidos, mas também por razões económicas e, em menor escala, por preocupações ambientais. Adicionalmente, também se revestem de relevância os incrementos de eficiência decorrentes da evolução tecnológica dos equipamentos, cada vez mais eficientes, mais acessíveis e a menor custo. Ao nível da alteração do comportamento dos consumidores provavelmente o impacto é superior no consumo de eletricidade do sector Residencial e Terciário (pequenos consumidores), já que os grandes consumidores, seguramente, delimitam os seus custos energéticos com base em princípios de racionalidade económica, pese embora possam, igualmente, aderir a programas de medidas específicas de eficiência energética.

A Tabela 2 mostra as taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade de vários períodos. Entre 1980 e 2019 o consumo de eletricidade do sector Terciário mais do que sextuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,8% ao ano. Contudo, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento - no período 2009-2019 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, nula. Assiste-se, no entanto, a uma recuperação no quinquénio mais recente traduzida por uma taxa média de crescimento de 1,0% ao ano.

TABELA 2 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES

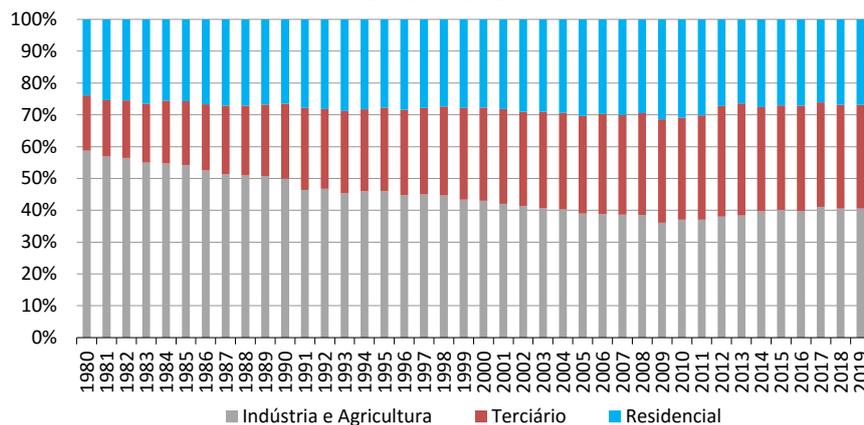
Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2019	2,1%	4,8%	3,4%
1980-1990	3,3%	8,2%	6,1%
1990-2000	3,4%	7,3%	5,5%
2000-2010	1,1%	3,5%	3,7%
2009-2019	1,3%	0,0%	-1,7%
2014-2019	1,6%	1,0%	0,6%

Quanto ao sector da Indústria e Agricultura, no período representado o consumo de eletricidade do cresceu, em média, 2,1% ao ano. De realçar que neste sector, a taxa média de crescimento anual do último quinquénio (1,6%) foi superior às décadas 2009-2019 (1,3%) e 2000-2010 (1,1%), consequência de uma maior aposta na Indústria, principalmente de maior vocação exportadora com base de crescimento alicerçada na diversidade dos mercados externos, numa maior inovação industrial e elevada qualidade.

Finalmente, o consumo do sector Residencial foi o que mais decresceu na última década, com uma taxa de evolução anual negativa (-1,7%). Todavia, e à semelhança dos outros sectores, também nos últimos anos se observou alguma retoma, embora a um ritmo inferior à dos outros sectores.

A evolução do peso do consumo de eletricidade de cada sector em relação ao consumo final total é perceptível pela análise da Figura 8.

FIGURA 8 - REPARTIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES PERÍODO 1980-2019



Ao longo do período em análise continua evidente o maior peso do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura que, tendo perdido peso no total do consumo final de eletricidade, nos últimos anos recuperou ligeiramente para cerca de 41%. Por outro lado, o crescimento da importância do sector Terciário no consumo final é bastante notório, materializado na evolução do peso no consumo final total de 19% em 1980 para 33% em 2019. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial com evoluiu de um peso de 22% em 1980 para 27% em 2019.

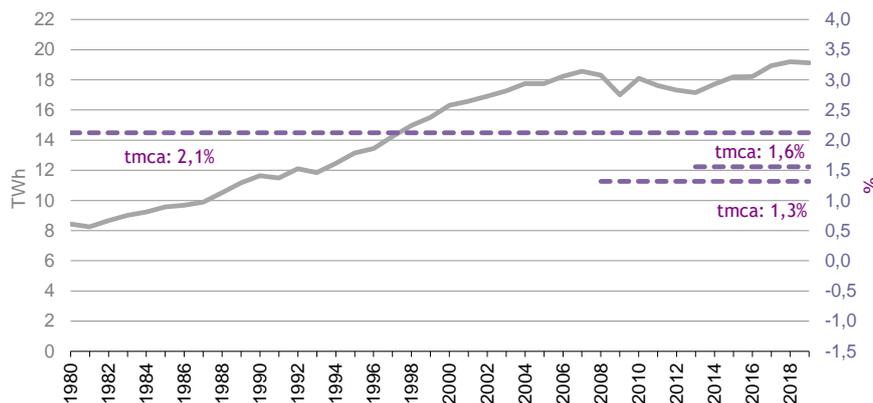
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

A Figura 9 mostra que no período 1980-2019 o consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura mais do que duplicou. Contudo, e tal como já referido anteriormente, na última década o consumo de eletricidade neste sector reduziu-se consequência dos problemas estruturais da economia e dos ajustamentos verificados no tecido produtivo.

De qualquer forma é de assinalar que o consumo de eletricidade verificado em 2017 e 2018 e o estimado para 2019 superam o valor ocorrido em 2007, sinal de uma melhoria no desempenho económico deste sector que começa a apostar nas indústrias de vertente exportadora apoiadas na diversidade dos mercados externos, em alguns segmentos fora da zona euro. Para comprovar este racional será, no entanto, necessário aguardar mais alguns anos e analisar a informação económica que, entretanto, fique disponível.

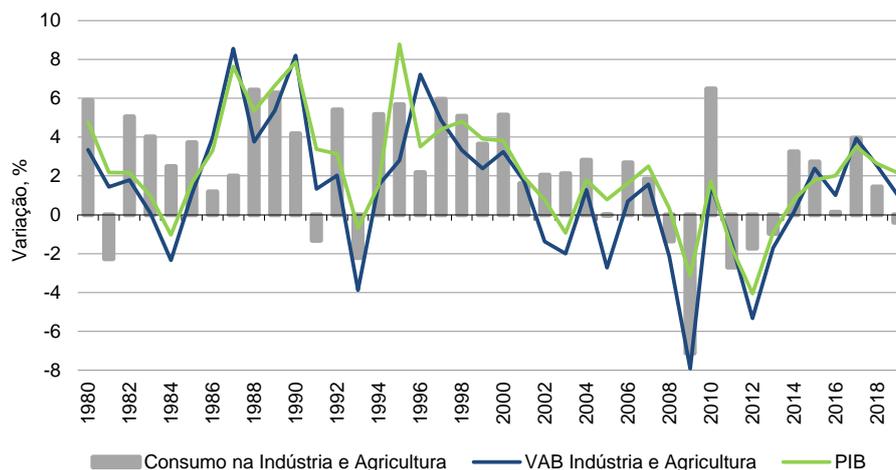
FIGURA 9 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA PERÍODO 1980-2019



Fonte: até 2018 DGEG; valores estimados para 2019 pela REN

Com efeito, a Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2019 as taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura variaram bastante, embora com uma tendência relativamente estável até 2000. É de realçar que as taxas de evolução negativas do consumo que se registaram em alguns anos são coincidentes com períodos de menor crescimento da economia portuguesa. De 1997 em diante, o crescimento do Valor Acrescentado Bruto (VAB) da Indústria e Agricultura foi quase sempre inferior ao crescimento do consumo de eletricidade neste sector, à exceção dos últimos dois anos.

FIGURA 10 - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB PERÍODO 1980-2019



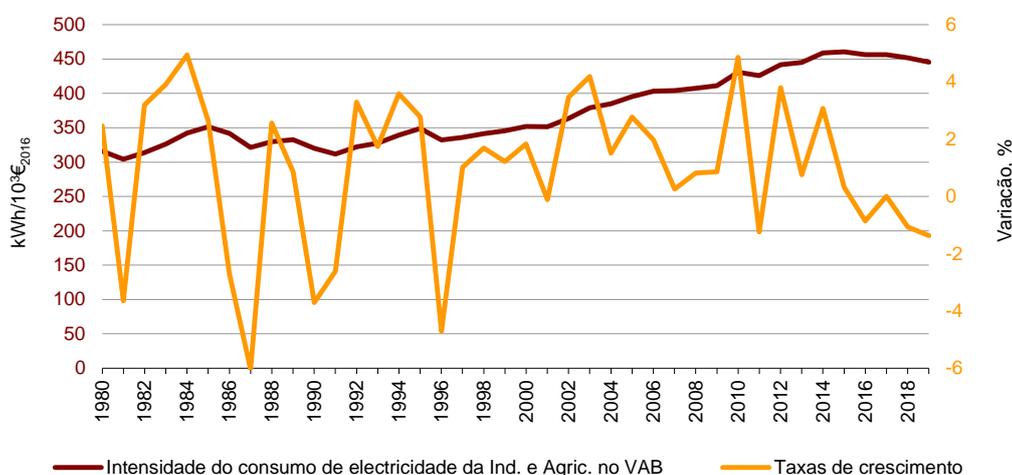
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 61% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 127%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de 1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,1%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB manteve-se na última década, com um crescimento do respetivo VAB de 0,4% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 1,3% ao ano do consumo de eletricidade.

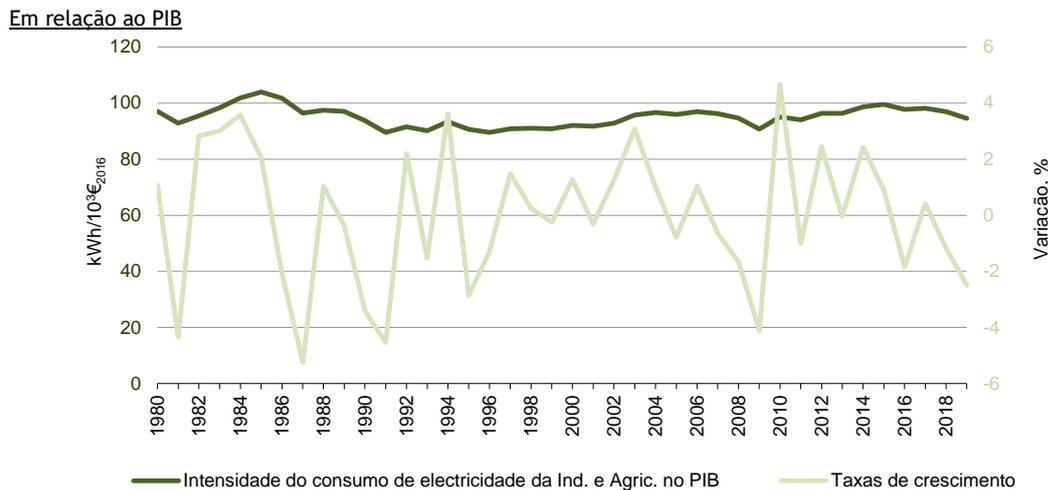
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável e um período mais recente (desde 2014) de evolução decrescente.

No período 1980-2019, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 0,9% ao ano, enquanto no período 2014-2019 decresceu cerca de 0,6% ao ano, como se pode verificar na figura seguinte.

FIGURA 11 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA PERÍODO 1980-2019

Em relação ao VAB sectorial





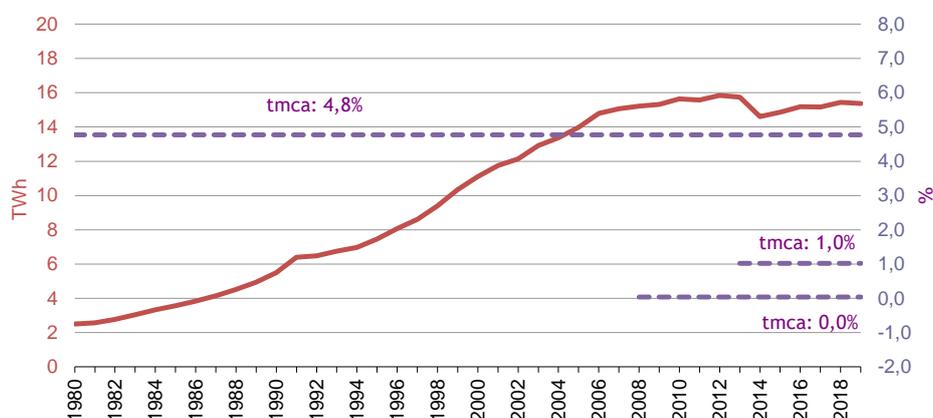
Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2019 este indicador decresceu em média cerca de 0,1% ao ano, enquanto no período 2014-2019 decresceu 0,8% ao ano.

2.2.2 SECTOR TERCIÁRIO

Pela análise da Figura 12 é perceptível que o crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário foi até ao ano de 2006 exponencial. Este comportamento de elevado dinamismo é explicado pelo fenómeno de “terciarização” da economia portuguesa, em sintonia com a tendência observada noutros países. Contudo, a partir daquele ano o consumo deste sector praticamente estabilizou, tendência que se manteve, com algumas oscilações, no decurso da crise económica e financeira que atravessou o país.

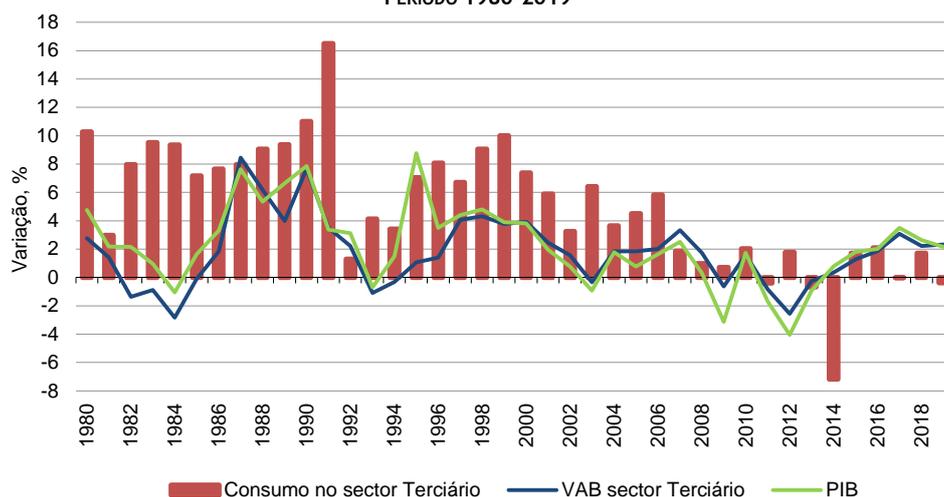
De assinalar a diferença entre as taxas médias de crescimento anual dos diferentes períodos representados, sendo que períodos mais recentes apresentam taxas médias claramente inferiores. As razões prendem-se, quer com a crise económica e financeira, e consequentes ajustamentos macroeconómicos, quer com a implementação de medidas de eficiência energética.

FIGURA 12 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA PERÍODO 1980-2019



A Figura 13 permite concluir que apesar das elevadas taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade deste sector, ainda assim é perceptível uma tendência decrescente nessas taxas de evolução, observável a partir de 1999.

FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2019

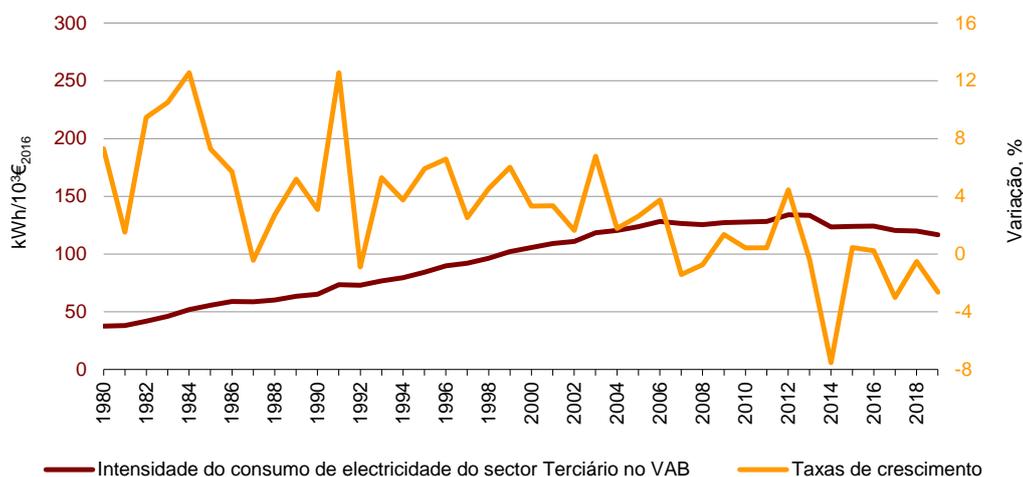


Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,8% ao ano enquanto o respectivo VAB cresceu apenas 1,8% ao ano. No período 2009-2019, para além de se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB (0,0% ao ano o crescimento médio do consumo de eletricidade do sector e 0,9% ao ano o crescimento do respectivo VAB), em média o VAB do sector cresceu mais do que o respectivo consumo de eletricidade, sinal de algum desacoplamento do consumo de eletricidade do sector em relação a esta variável económica.

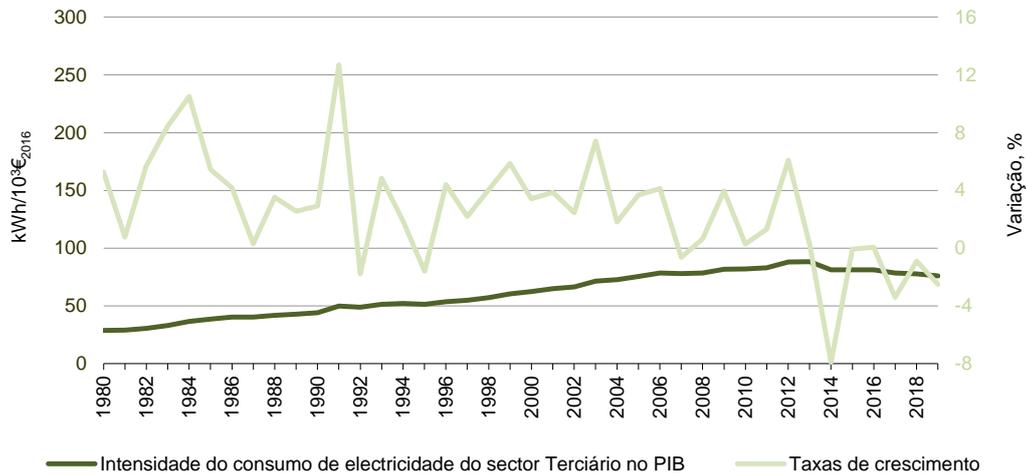
Por fim, a evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respectivo VAB tem sido crescente ao longo do tempo como se pode observar pela Figura 14. A partir de 2006 verificou-se, porém, um assinalável abrandamento no seu crescimento, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no sector da Indústria e Agricultura. A partir deste ano, e até 2013, este indicador estabilizou em torno de 130 kWh/10³€₂₀₁₆. No período 1980-2019, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respectivo VAB cresceu em média cerca de 2,9% ao ano, face a um decréscimo de 1,1% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO PERÍODO 1980-2019

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

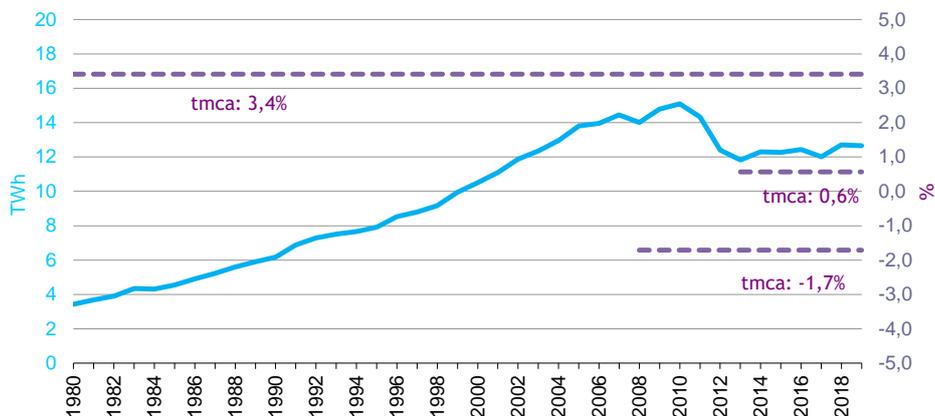


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 SECTOR RESIDENCIAL

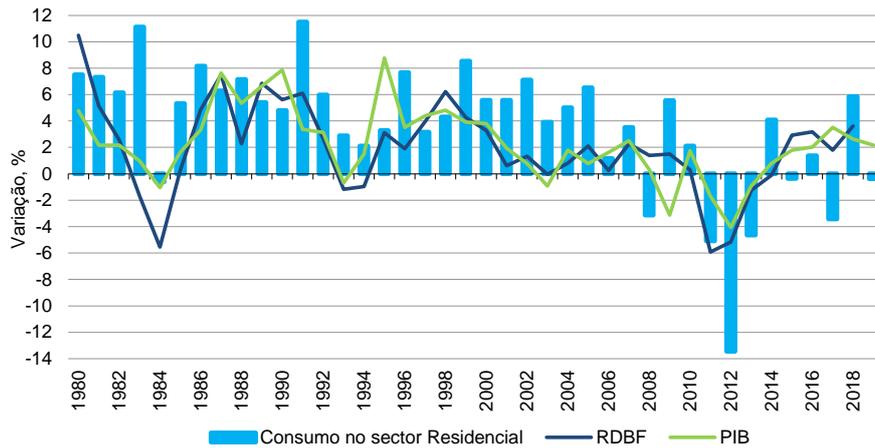
Entre 2010 e 2019 o consumo de eletricidade neste sector diminuiu cerca de 2 500 GWh (-16%), evidência de um maior impacto da crise económica e financeira neste sector, mas também, com carácter relevante, da implementação de medidas de eficiência energética e, certamente, da alteração de comportamento dos consumidores. Ao longo do período 1980-2019, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,4% ao ano comparativamente a -1,7% na última década.

FIGURA 15 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR RESIDENCIAL PERÍODO 1980-2019



Comparando a evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial com a evolução do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF, dados disponíveis apenas até 2018), observa-se na Figura 16 que o consumo de eletricidade apresentou, em termos globais, taxas de crescimento mais elevadas do que o RDBF, pelo menos até 2007.

FIGURA 16 - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL, DO RDBF E DO PIB. PERÍODO 1980-2019

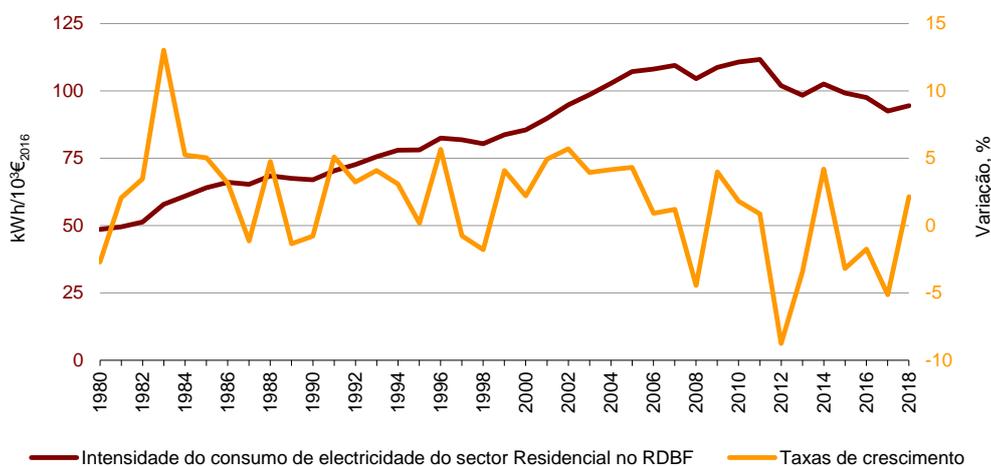


Nos últimos anos o sector residencial registou taxas de evolução anual claramente negativas com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo nos anos de 2015 a 2017, em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector continuou a diminuir.

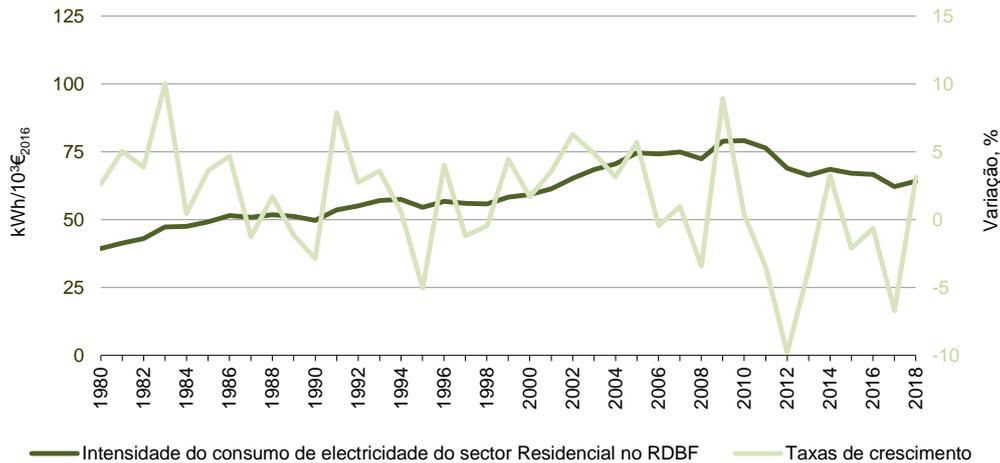
Em virtude do referido, a Figura 17 permite distinguir dois períodos com uma diferente dinâmica: entre 1980 e 2005 a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade de rendimento disponível seguiu uma tendência de crescimento expressiva, com um crescimento implícito de 3,1% ao ano, em termos médios, embora em termos anuais seja de assinalar alguma variabilidade nas taxas de crescimento; após 2005 assistiu-se à inflexão daquela tendência com taxas de evolução negativas em vários anos.

FIGURA 17 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL PERÍODO 1980-2019

Em relação ao RDBF



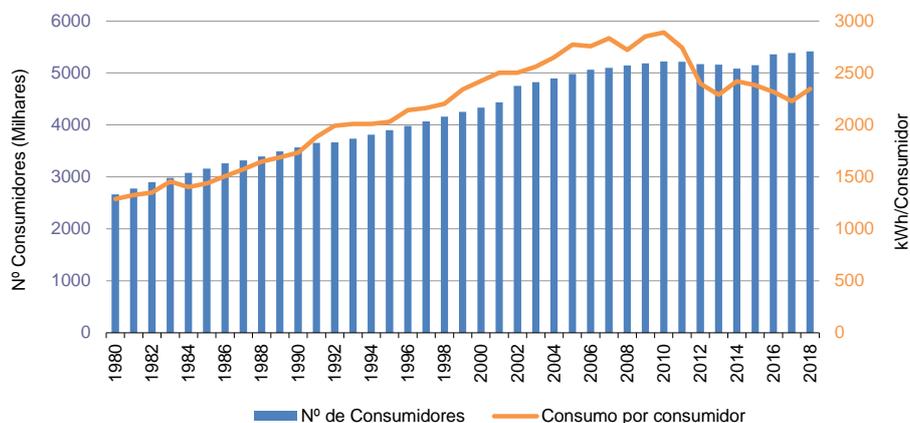
Em relação ao PIB



Em comparação, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade do PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, mostra igualmente evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

Adicionalmente, o comportamento do sector Residencial, no que respeita ao consumo final de eletricidade, pode ser igualmente analisado através do respetivo número de consumidores e do consumo por consumidor.

FIGURA 18 - EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES E DO CONSUMO POR CONSUMIDOR DO SECTOR RESIDENCIAL PERÍODO 1980-2018



No período ilustrado, o número de consumidores apresentou um crescimento em torno de 1,9% ao ano, em termos médios. Este indicador mais do que duplicou em 39 anos, sendo que o ano de 2002 foi o que apresentou um maior crescimento no número de consumidores, com cerca de 7%. Entre 2011 e 2014 o nº de consumidores decresceu, mas iniciou uma recuperação visível nos últimos três anos.

Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,6% no período 1980-2019. Contudo, como seria expectável face à evolução do consumo deste sector, nos últimos dez anos a variação média deste indicador foi claramente negativa em torno -1,5% ao ano. Ainda assim, entre 2013 e 2018 o consumo por consumidor residencial cresceu 2,5%.

3. Cenarização e Vetores de Mudança

A integração de diferentes circunstâncias económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o futuro do consumo de eletricidade no longo prazo. As macro-tendências relevantes para um horizonte de estudo no longo prazo podem ser estruturadas em diferentes grupos, não independentes entre si, constituindo pilares fundamentais na determinação das tendências de evolução dos consumos de eletricidade, como mostra a Figura 19. De destacar, no entanto, que a incerteza está sempre presente e é bastante significativa quando se analisam macro-tendências de futuro.

FIGURA 19 - MACROTENDÊNCIAS E FATORES DE INCERTEZA NO LONGO PRAZO



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

- **crescimento económico:** a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de eletricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores. Atualmente, com a crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, os próximos anos representam um grande desafio, quer em termos económicos quer em termos sociais. A dimensão do impacto económico da pandemia depende, em larga escala, da adoção pelas autoridades de medidas económico/financeiras na tentativa de contenção dos danos causados em todos os sectores

de atividade. Apesar desta linha de atuação, esta crise teve e continua a ter impacto significativo nos consumos de eletricidade;

- eficiência energética: o reforço progressivo e aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que promovam a introdução de equipamentos mais eficientes e incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes também terá um papel muito relevante no consumo de eletricidade. De referir, igualmente, que se tem vindo a assistir à introdução de equipamentos com classes de eficiência superiores e a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas, tecnológicas ou por razões ambientais. Contribui certamente para isso a crescente digitalização ao fomentar a conectividade e, conseqüentemente, alterações comportamentais. No sector industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores e, conseqüente, impacte na competitividade.

No atual estudo de cenarização os pressupostos da DGEG apenas consideram um cenário de evolução das poupanças de energia.

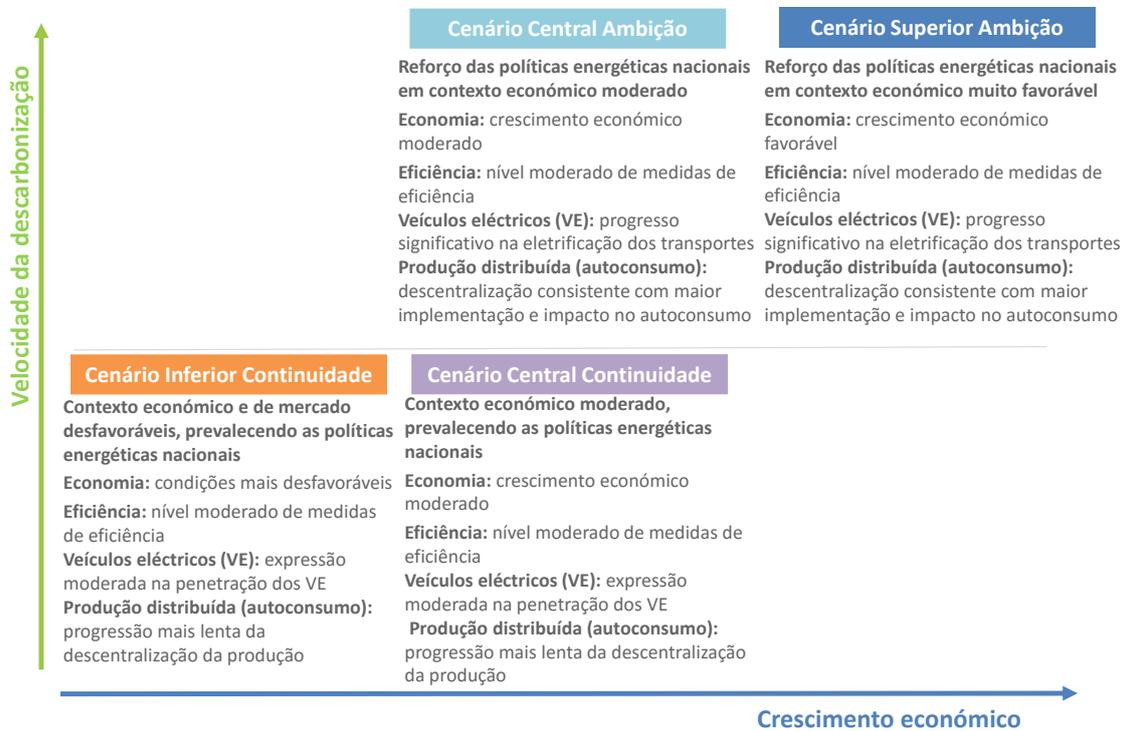
- eletrificação da economia - penetração dos veículos elétricos (VE): o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade superiores. O veículo elétrico é uma solução de mobilidade em forte crescimento, assente em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência e preço cada vez mais competitivo. O ritmo de eletrificação do transporte individual (ligeiro de passageiros e ligeiros de mercadorias) também está intimamente ligado à evolução da atividade económica e do rendimento. Relativamente à eletrificação do transporte público, reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo. A “eletrificação da economia” induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE. Neste estudo, no segmento dos veículos ligeiros, para além dos 100% elétricos com baterias, também são considerados os veículos híbridos *plug-in*. Como outras utilizações poder-se-á, p.e., no campo do aquecimento e arrefecimento de edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes. No entanto, neste exercício de cenarização dos consumos de eletricidade não se considera esta vertente por falta de informação.
- descentralização da produção: implementação gradual de soluções inteligentes aumenta a flexibilidade da procura por via da descentralização da produção. Parte desta produção poderá ser usada para autoconsumo o que reduz a energia que transita na rede pública. De assinalar que o ritmo de crescimento da produção descentralizada está claramente associado à evolução da economia e do rendimento, pois o custo dos equipamentos de produção descentralizada, apesar da redução a que se assistiu nos últimos anos, ainda assim representa um investimento considerável.

Aproveita-se ainda para salientar que com as previsões resultantes deste exercício não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade no médio/longo prazo, mas sim apresentar um

intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos, suficientemente contrastantes, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 20 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução dos vetores acima descritos, assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: “Velocidade da Descarbonização” (eixo do y) e “Crescimento Económico” (eixo do x).

FIGURA 20 - CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



Deste modo, foram desenvolvidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes balizados pelos dois eixos considerados.

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

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

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

4. Metodologia de Previsão

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

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida pelos diversos agentes em Portugal Continental e inclui não só a eletricidade fornecida através da rede pública como também os denominados autoconsumos - produção particular de eletricidade para abastecimento próprio. Dado que a informação que é realmente relevante para efeitos de estudo da expansão do sistema electroprodutor é o consumo referido à produção líquida, é necessário converter a previsão do consumo final de eletricidade em consumo de eletricidade referido à produção líquida, através da seguinte expressão:

$$\text{Consumo referido à produção líquida} = \text{Consumo final} - \text{Autoconsumo} + \text{Perdas de transporte e distribuição} \quad (3)$$

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

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

- da implementação de novas medidas de eficiência energética de acordo com as perspetivas de evolução deste vetor,
- da penetração esperada de VE no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros, também com base nas diferentes perspetivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido. No segmento dos ligeiros de passageiros são incluídos não apenas os VE totalmente elétricos a baterias, mas também os veículos híbridos *plug-in*.

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

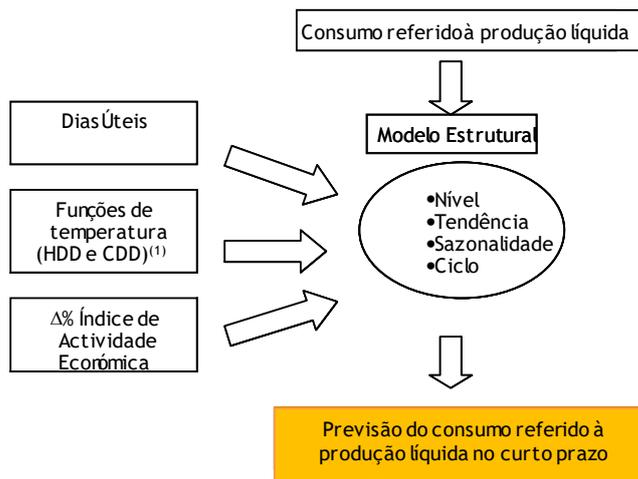
4.1 PREVISÃO DE CURTO PRAZO

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

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

Na Figura 21 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

FIGURA 21 - ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO.



⁽¹⁾ HDD - Hot Degree Days; CDD - Cold Degree Days

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2020 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e junho de 2020, corrigidos de temperatura e número de dias úteis.

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

O consumo final de eletricidade para 2020, 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.

4.2 PREVISÃO DE LONGO PRAZO

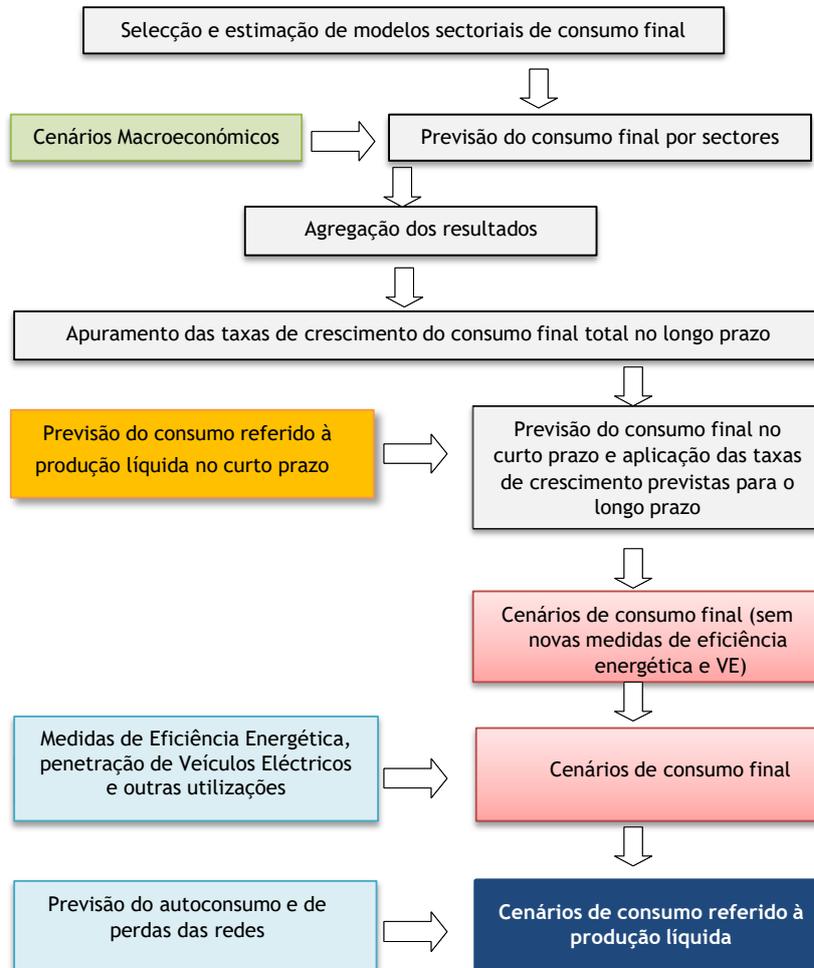
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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

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

As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final até à previsão do consumo referido à produção líquida encontram-se sistematizadas na Figura 22.

FIGURA 22 - ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO/VISÃO. PERÍODO 2021-2040



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como *input*

- as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta o crescimento esperado da economia,
- o impacto da implementação futura de novas medidas de eficiência energética,
- a evolução prevista da penetração dos VE
- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspetivas de evolução do autoconsumo das grandes instalações.

As previsões da procura de eletricidade são desenvolvidas, considerando, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, combinada com diferentes cenários de evolução dos *inputs* referidos.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. À semelhança de anos anteriores, a metodologia que produziu melhores

resultados foi a dos modelos estruturais, apresentando-se de seguida de forma mais detalhada as especificações estudadas e analisadas.

4.2.1 MODELOS ESTRUTURAIS

Modelos estruturais univariados

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

$$Y_t = \mu_t + \gamma_t + \varepsilon_t \quad (4)$$

em que

$$\mu_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (5)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t \quad (6)$$

e

$$\gamma_t = -\sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \quad (7)$$

As equações (5), (6) e (7) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos ε , η , ξ e ω definem perturbações aleatórias do tipo ruído branco, independentes entre si, com média nula e desvios padrão não necessariamente iguais entre si. Como extensão deste modelo básico é comum acrescentar a componente cíclica e/ou introduzir diferentes especificações para a componente de tendência.

A estimação destes modelos é feita com base no filtro de Kalman que consiste num método de estimação recursivo e que obriga à representação do modelo em termo de espaço de estados. Para mais detalhe sobre esta metodologia consultar Costa (1995) ou Harvey (1989).

As variáveis residuais são particularmente importantes, uma vez que são elas que definem o tipo de série que se está a modelizar. Se o desvio padrão de alguma das componentes aleatórias for nulo, isso indica que esta passa a não ter qualquer interferência na equação em questão e que, portanto, a componente a que pertence passa a ser do tipo determinístico. Um modelo estrutural pode variar tipologicamente entre um modelo puramente determinístico - em que todas as componentes aleatórias têm desvio padrão nulo - e um modelo totalmente estocástico - caso em que todas as perturbações aleatórias se caracterizam por um desvio padrão não nulo - denominando-se neste caso por um modelo de tendência localmente linear.

Neste tipo de modelos a previsão é baseada nas estimativas para cada uma das componentes - μ , β e γ - estimadas para a última observação da amostra.

Modelos estruturais com variáveis explicativas

Se, para explicar a evolução de uma determinada variável, utilizarmos, para além das componentes estruturais, uma ou diversas variáveis explicativas temos uma extensão considerável quer da metodologia de base quer da capacidade explicativa/preditiva desses mesmos modelos. Ao mesmo tempo, e dado que os

coeficientes associados a cada uma das variáveis podem ser diferentes ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS (Ordinary Least Squares, método dos mínimos quadrados ordinários). 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.

4.2.2 MODELOS ECONÓMICOS ESTIMADOS

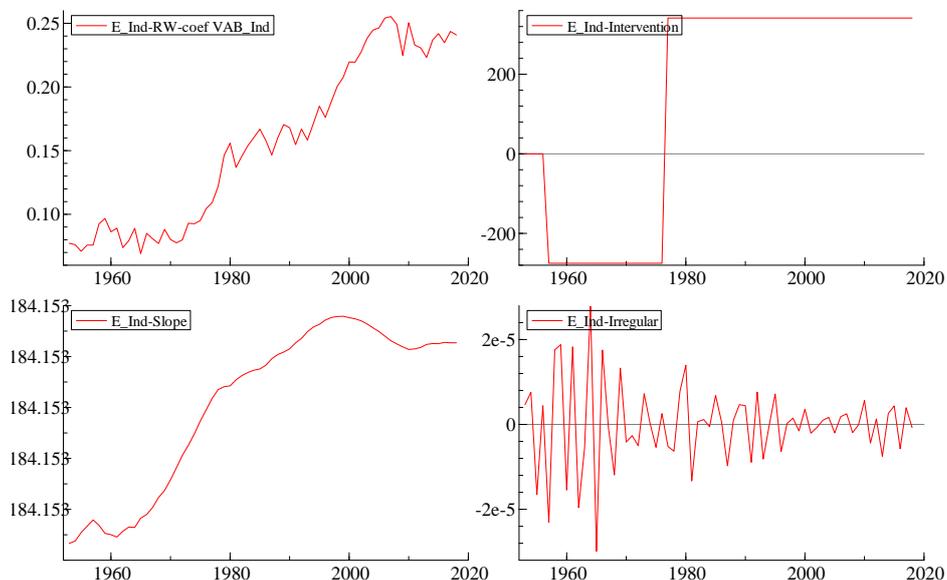
Após análise da *performance* preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

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 componentes nível e declive do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo local linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa VAB da Indústria para explicar a evolução da procura no sector da Indústria e Agricultura. Associada a esta variável assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

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

FIGURA 23 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



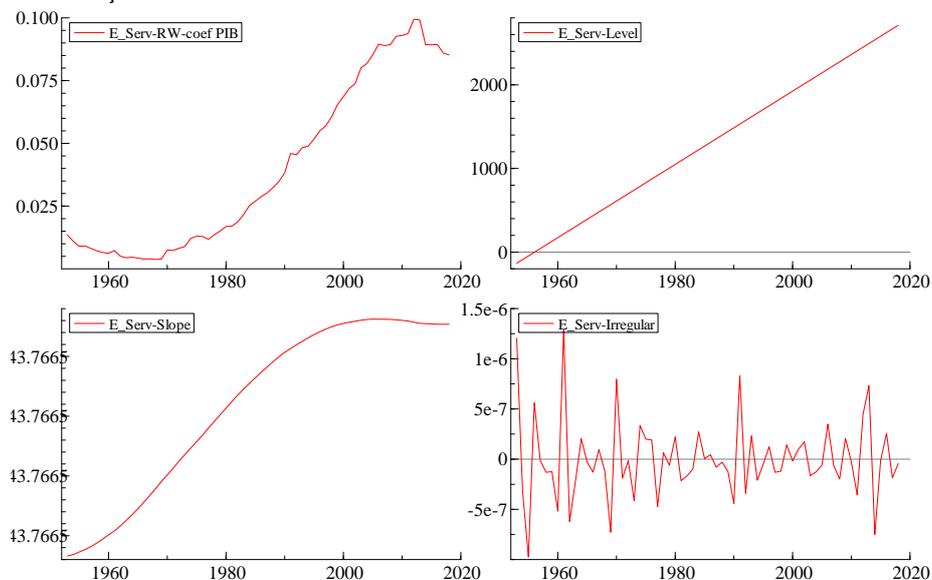
Na evolução do coeficiente estimado para a variável VAB, é bem patente a inversão da trajetória crescente a partir de 2010. Tal deve-se essencialmente a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica.

Sector Terciário

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

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

FIGURA 24 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO



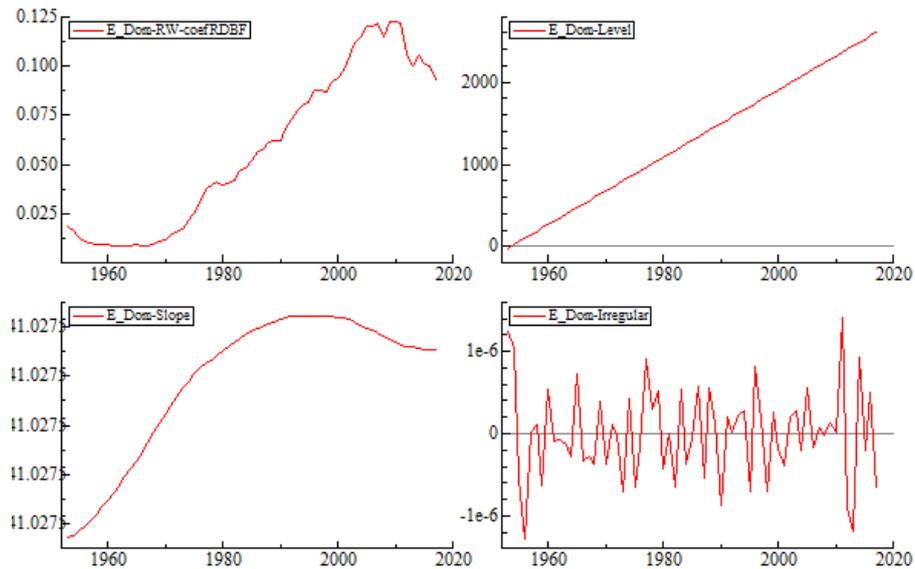
Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2010, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

Sector Residencial

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo que todas as componentes sejam do tipo estocástico - modelo local linear. O coeficiente associado a RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95%.

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

FIGURA 25 - EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL



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

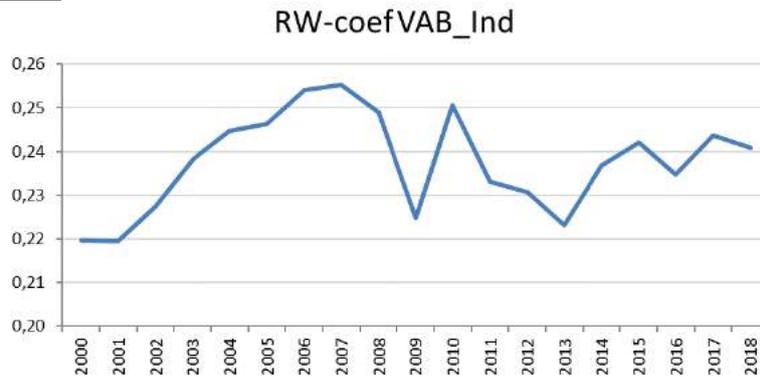
4.2.3 EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

Na estimação de modelos estruturais é patente uma redução dos coeficientes associados à variável económica nos três segmentos. Esta tendência é resultado, especialmente, de alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores mais atentos a esta realidade.

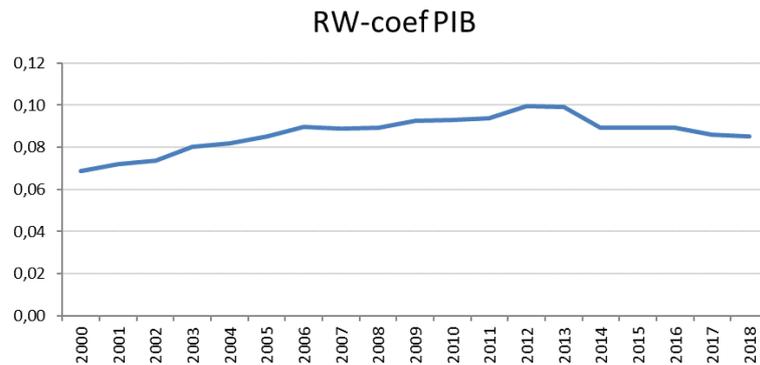
Em particular, não será forçado assumir-se a relevância do acréscimo da eficiência no consumo motivado pela evolução tecnológica, mas também pelo comportamento dos consumidores motivado numa primeira fase pelo prolongado período de crise vivido em Portugal. Com base nesta evidência será de supor que os decréscimos se prolongarão por alguns anos capturados pelo decréscimo do coeficiente associado à variável económica. A Figura 26 mostra a evolução dos coeficientes associados às variáveis explicativas dos modelos de previsão da procura de eletricidade de cada sector.

FIGURA 26 - EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

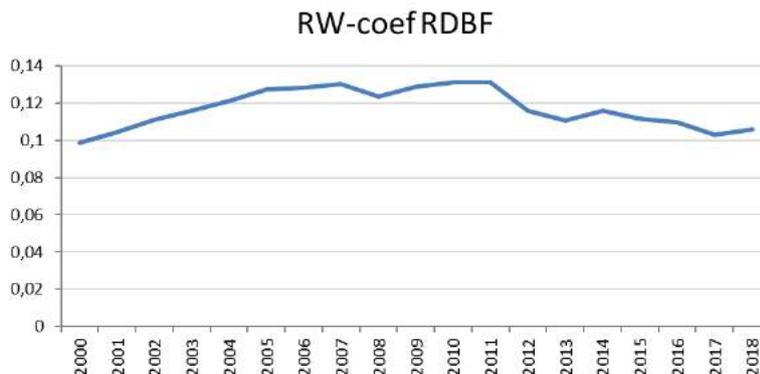
Sector da Indústria e Agricultura



Sector Terciário



Sector Residencial



Afigura-se, pois, evidente nos últimos anos uma redução do poder explicativo das variáveis económicas em todos os sectores de consumo, em especial no sector Residencial. Neste sector o coeficiente tem vindo sempre a cair desde 2009, enquanto no sector Terciário a trajetória descendente só se iniciou a partir de 2013. Na Indústria o período de queda ocorreu entre 2011 e 2013, sendo que após este ano se inverteu essa tendência.

Não obstante esta aparente perda de peso explicativo da evolução da economia no que respeita à procura de eletricidade, os cenários de evolução macroeconómica do país são de crucial importância num exercício de cenarização deste tipo.

As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado a

posteriori. Todavia, o comportamento dos consumidores - nomeadamente a sua alteração e impacto na procura - é de difícil quantificação e de complexa, senão impossível, modelização.

Para efeitos de previsão, o software estatístico usado mantém a estimativa mais recente dos parâmetros constante ao longo de todo o horizonte. Deste modo, numa tentativa de traduzir o efeito da mudança de comportamento dos consumidores no consumo de eletricidade será prudente assumir uma trajetória descendente desses coeficientes, principalmente nos primeiros anos de previsão. Assim, para o horizonte de previsão foi assumida uma descida dos coeficientes associados à variável económica que corresponde à continuação da tendência iniciada em 2010 e visível na evolução dos coeficientes nas figuras acima apresentadas para cada setor de consumo.

Para prever a evolução dos coeficientes recorreu-se à extrapolação das séries, tendo por base a função logarítmica para cada segmento. A escolha da função logarítmica teve por base um melhor R^2 do ajustamento (face a outras alternativas de carácter assintótico) da tendência dos coeficientes associados à variável económica, após reduzida a amostra aos anos em que se tem verificado o seu decréscimo.

Assim, no sector dos Serviços estimou-se um impacto nos consumos decorrente dessa alteração comportamental de -0,5% em termos médios anuais no consumo induzido pelo decréscimo do coeficiente associado à variável económica. No sector Doméstico estimou-se -0,4% e no sector da Agricultura e Indústria -0,1%, sendo que neste caso em particular o decréscimo foi baseado no percentil 10 das estimativas do coeficiente uma vez que este não apresenta uma tendência clara nos anos mais recentes.

5. Cenários Macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da DGEG e constam do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E20.

A crise de saúde pública que atravessamos neste momento gerada pela Covid-19, pela sua dimensão e alcance, tem um impacto socioeconómico muito expressivo, afetando todos os sectores de atividade, com especial enfoque nos segmentos ligados ao turismo, restauração e comércio, com implicações em todo o tecido produtivo, no desemprego e nos rendimentos, mas igualmente nas áreas sociais.

Para ajudar à recuperação da recessão económica causada pela pandemia, os dirigentes da UE concordaram em elaborar um plano de recuperação para a Europa. Em 21 de julho, os dirigentes da UE chegaram a acordo sobre um orçamento global de 1,8 biliões de euros para o período 2021-2027. O pacote, que combina o quadro financeiro plurianual (QFP) e um esforço extraordinário de recuperação, o instrumento Next Generation EU (NGEU), ajudará a UE a recuperar da pandemia de Covid-19 e apoiará o investimento nas transições ecológica e digital.

Estes elementos vêm juntar-se às três redes de segurança de 540 mil milhões de euros já criadas pela UE para apoiar os trabalhadores, as empresas e os países.

Também no plano interno, o Governo decidiu implementar um conjunto de medidas económicas e sociais para redução dos efeitos da pandemia. Contudo, e apesar de todas estas ações mitigadoras, os danos na economia e na sociedade são extensos e a conjuntura bastante desafiante. Ainda decorrente da pandemia,

o adiamento das decisões de investimento e de consumo de serviços e bens duradouros irá perdurar no tempo com implicações gravosas na velocidade da retoma da economia.

Não obstante a incerteza ser grande e o ritmo de recuperação da economia uma incógnita, várias entidades publicaram cenários de evolução da economia para os próximos anos.

Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, configuram três hipóteses de evolução:

- **Cenário Superior:** cenário com condições mais favoráveis de crescimento económico; projeções do Programa de Estabilização Económica e Social (PEES) publicadas em junho de 2020, que antevem taxas de evolução do PIB de -6,9% em 2020 e 4,3% em 2021. Para os outros anos foram assumidas taxas de crescimento do PIB de 3,0% em 2022 e 2,1% deste ano em diante até 2040;
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico; projeções do Fundo Monetário Internacional, World Economic Outlook, publicadas em abril de 2020, com taxas de evolução do PIB de -8,0% em 2020 e 5,0% em 2021. Para os outros anos a taxa de crescimento prevista do PIB é de 2,6% em 2022 e 1,8% deste ano em diante até 2040;
- **Cenário Inferior:** cenário com condições menos favoráveis de crescimento económico; previsões da Comissão Europeia, European Economic Forecast - Summer 2020, publicadas em julho de 2020, que antevem taxas de evolução do PIB de -9,8% em 2020 e 6,0% em 2021. Daqui em diante foi assumida uma taxa de crescimento de 2,0% em 2022 e 1,5% até 2040.

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

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

As figuras seguintes ilustram os três cenários considerados para o PIB, para o RDBF e para os VAB setoriais.

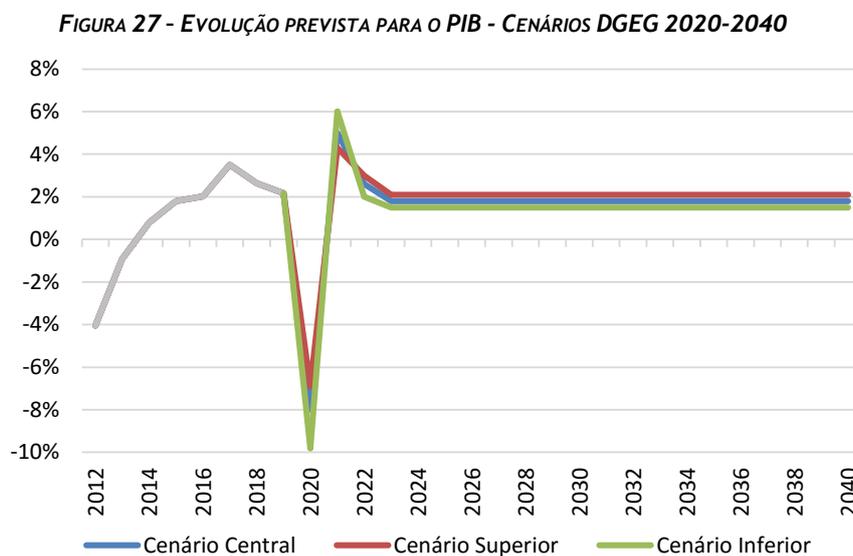


FIGURA 28 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF - COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2020-2040

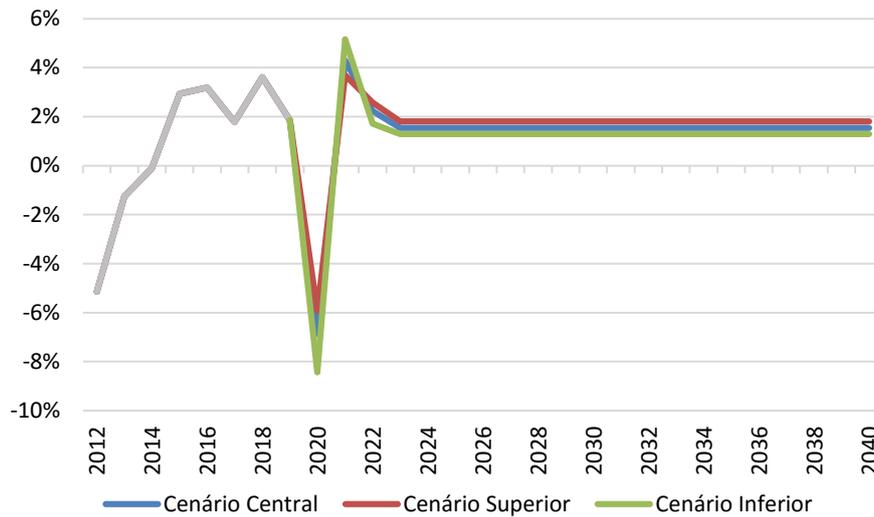


FIGURA 29 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

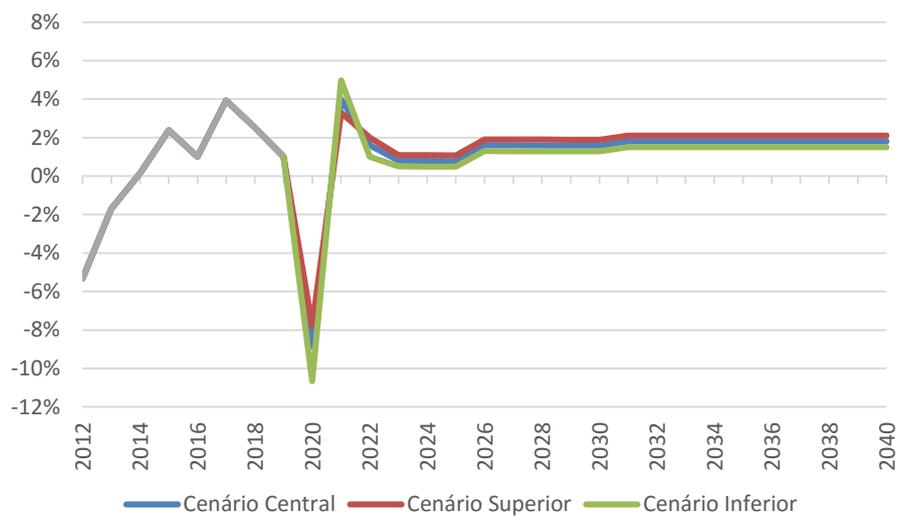
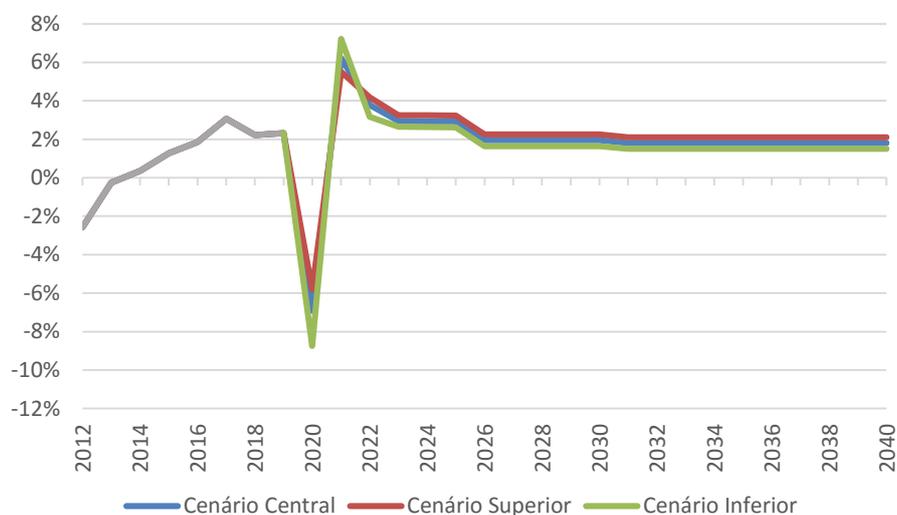


FIGURA 30 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS - CENÁRIOS DGEG 2020-2040



6. Impacto de Novas Medidas de Eficiência Energética

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2020 em diante. O cenário de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes destas novas medidas consta igualmente do documento dos pressupostos da DGEG.

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

- Para 2020 as poupanças previstas são as que constam do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Este plano é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. É essencialmente executado através de medidas regulatórias (p.e. imposição de penalizações sobre equipamentos ineficientes, requisitos mínimos de classe de desempenho energético, obrigatoriedade de etiquetagem energética, obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas), mecanismos de diferenciação fiscal (p.e. discriminação positiva em sede de IUC, ISV e ISP) e apoios financeiros provenientes de fundos que disponibilizem verbas para programas de eficiência energética, tais como o Fundo de Eficiência Energética (FEE), o PPEC, o Fundo Português de Carbono (FPC), Portugal 2020 e outros instrumentos financeiros comunitários.
- Para o período 2021-2030, as estimativas têm em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7º da diretiva para a eficiência energética. Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2016-2018 nos sectores da indústria (incluindo CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão), doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis, equivalente a 0,8%/ano.
- Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2016-2018.

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

FIGURA 31 - EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS ANUAIS - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

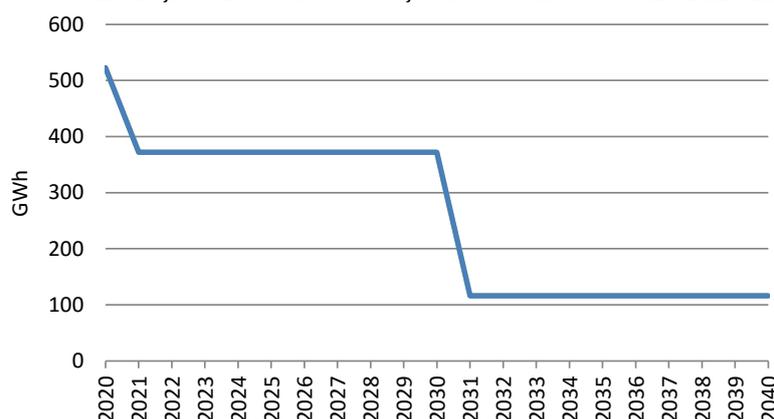
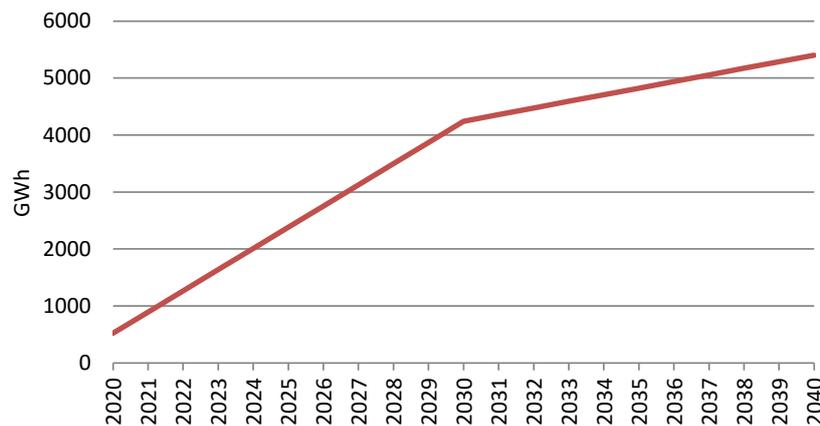


FIGURA 32 - EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

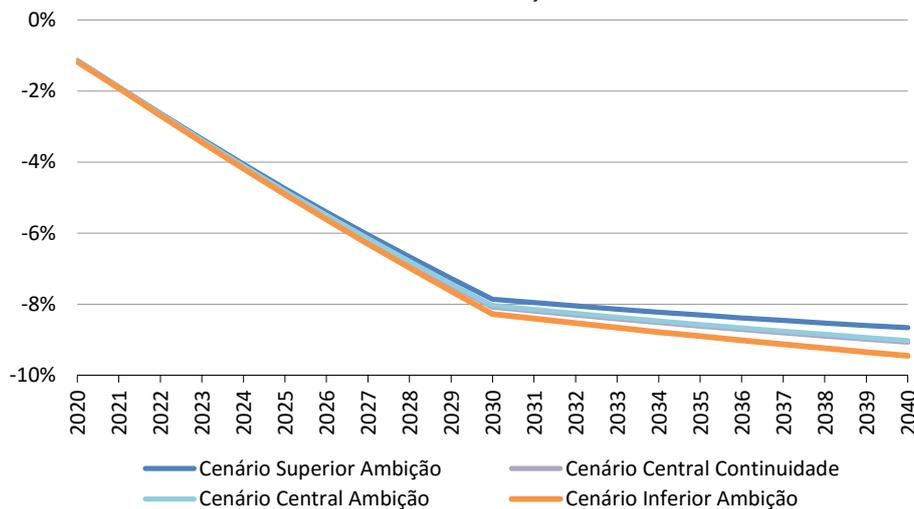


De realçar mais uma vez que relativamente a este vetor apenas é considerado um cenário, assumindo que a promoção de novas medidas de eficiência alicerçadas em programas estruturados será levada a cabo independentemente do contexto económico.

As poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 200 GWh em 2030 e cerca de 5 400 GWh em 2040. De destacar, porém, o menor esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo.

O impacte destas poupanças no consumo final previsto está evidenciado na Figura 33.

FIGURA 33 - IMPACTE ACUMULADO DAS POUPANÇAS NO CONSUMO FINAL PREVISTO



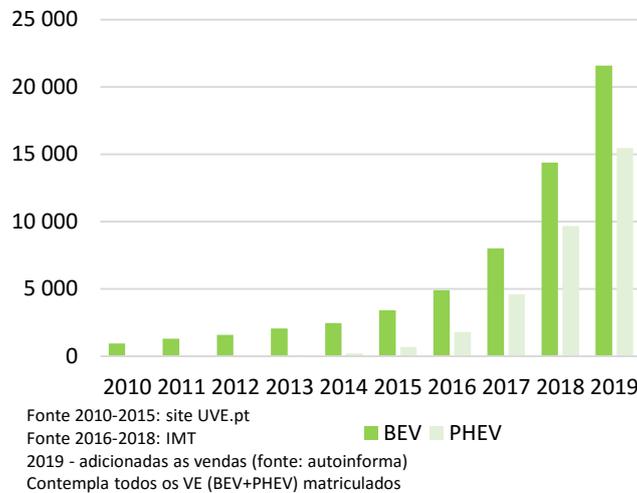
Consoante os cenários, o impacte das poupanças de eletricidade no consumo final varia entre -7,9% e -8,3% em 2030 e entre -8,7% e -9,5% em 2040.

7. Impacto da Mobilidade Elétrica

A transição para uma mobilidade sustentável e para a eletrificação do transporte é um dos pilares rumo à descarbonização da economia. Os carros elétricos têm percorrido o seu caminho e num futuro não muito longínquo irão substituir os de combustão. Aliás, várias cidades europeias já tomaram medidas no sentido da proibição de circulação de veículos com motores a combustão no curto/médio prazo.

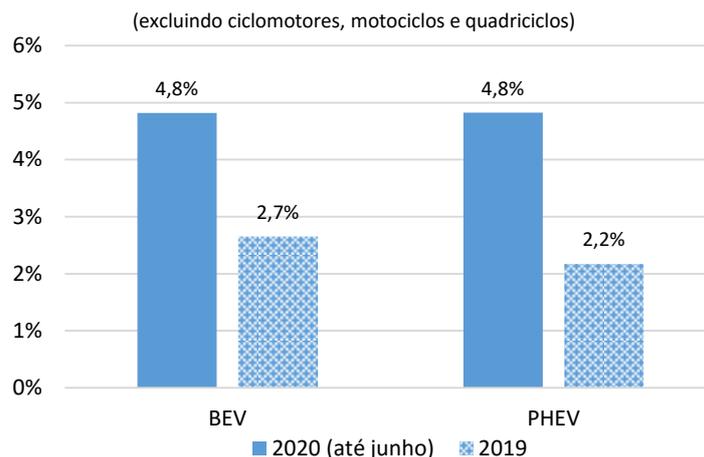
A Figura 34 ilustra a evolução do parque dos VE 100% elétricos a baterias (*Battery Electric Vehicle* (BEV)) e dos híbridos *plug-in* (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV)), em Portugal. Da sua análise, conclui-se que nos últimos anos se tem assistido a um crescimento significativo na penetração deste tipo de veículos no parque automóvel, quer da tecnologia BEV, quer da tecnologia PHEV.

**FIGURA 34 - EVOLUÇÃO DO PARQUE DOS BEV E PHEV
PERÍODO 2010-2019**



Em termos de quota de mercado, as vendas de BEV e PHEV até junho de 2020, e apesar da crise, representaram quase 10% em comparação com uma quota de cerca de 5% nas vendas de 2019.

**FIGURA 35 - PESO NAS VENDAS TOTAIS DE VEÍCULOS DOS BEV E PHEV
(LIGEIOS DE PASSAGEIROS, LIGEIOS DE MERCADORIAS E PESADOS DE PASSAGEIROS)**



No que respeita à cenarização da mobilidade elétrica foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias BEV e PHEV e ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros com tecnologia BEV.

A evolução do número de veículos BEV e PHEV no Cenário Ambição corresponde às projeções consideradas no PNEC, que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050).

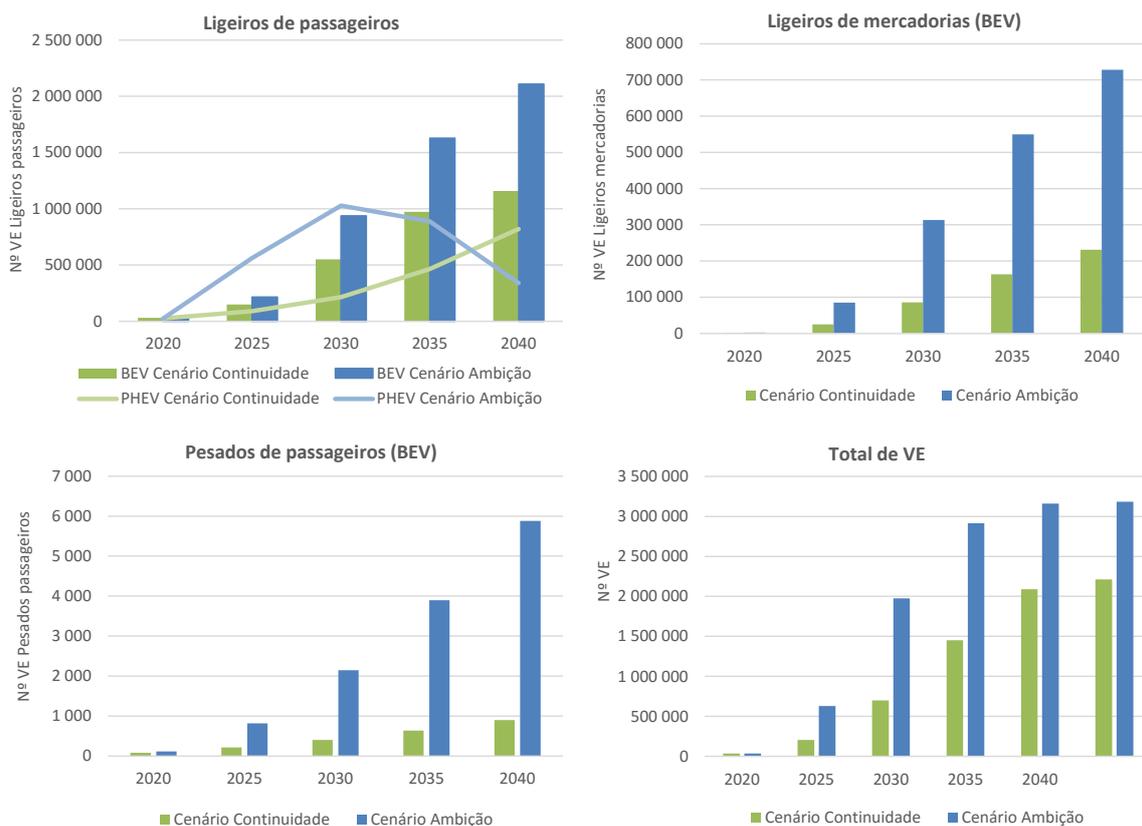
Nessa conformidade, o cenário Ambição assume um crescimento bastante pronunciado das vendas de veículos ligeiros de passageiros PHEV até 2025, ano a partir do qual se começa a registar uma retração.

Quanto aos BEV, é assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados, assentes na eletrificação do transporte em larga escala. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV.

Adicionalmente, no cenário Ambição assume-se que a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

A Figura 36 ilustra a evolução prevista do números de VE até 2040.

FIGURA 36 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VE - CENÁRIOS DGEG



Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que o VE será cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência e um preço cada vez mais competitivo.

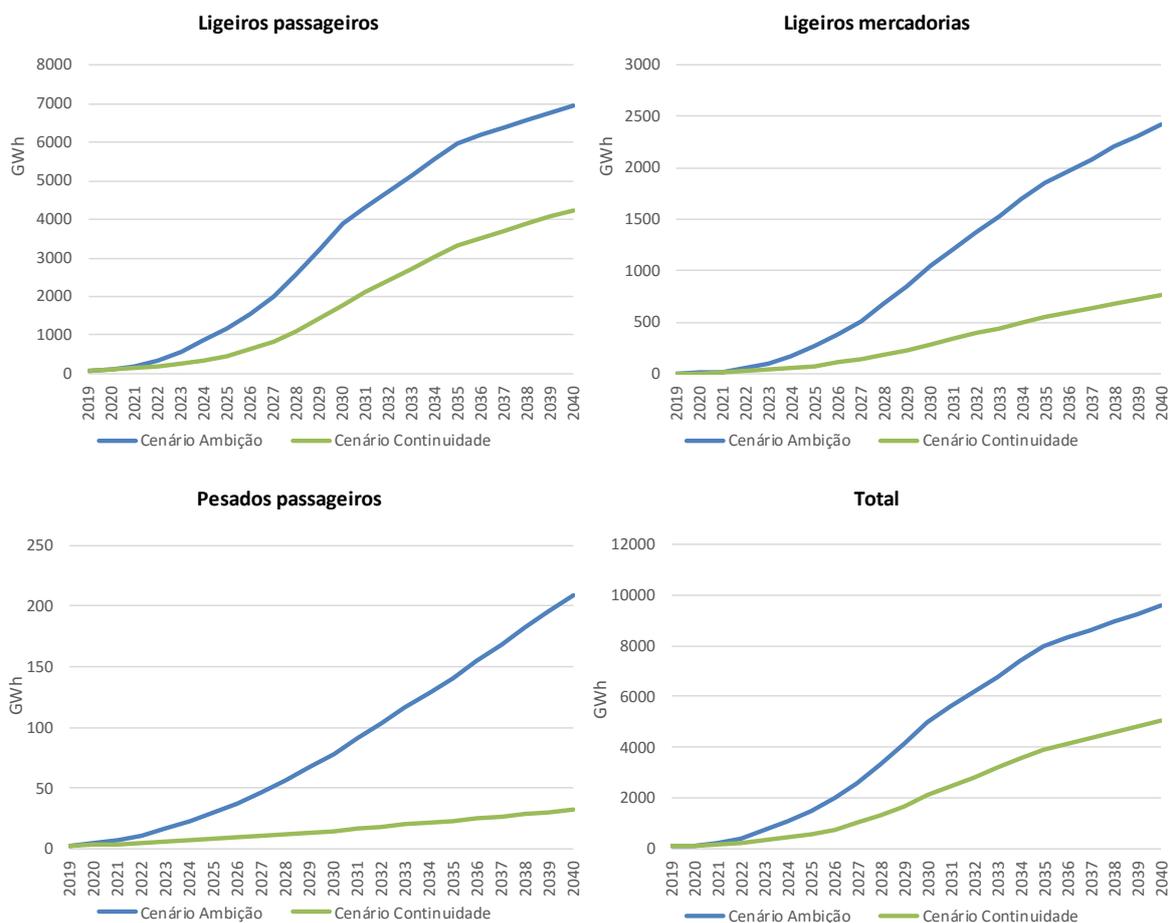
Na caracterização do consumo final dos VE assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Ligeiros de passageiros: consumo específico de 19 kWh/100 km até 2030, convergência para 17 kWh/100 km em 2040
- Ligeiros de mercadorias: consumo específico de 25 kWh/100 km até 2030, convergência para 22 kWh/100 km em 2040

- Pesados de passageiros: consumo específico de 100 kWh/100 km até 2030, convergência para 90 kWh/100 km em 2040
- Em todos os segmentos considerou-se uma eficiência do carregador de 95% e uma eficiência da carga e descarga de 92%.
- Em ambos os cenários e para todos os segmentos o nº de km percorridos por ano são os indicados pela DGEG no documento dos pressupostos

Destas assunções resulta o consumo previsto dos VE ilustrado na Figura 37, para ambos os cenários.

FIGURA 37 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DOS VE - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

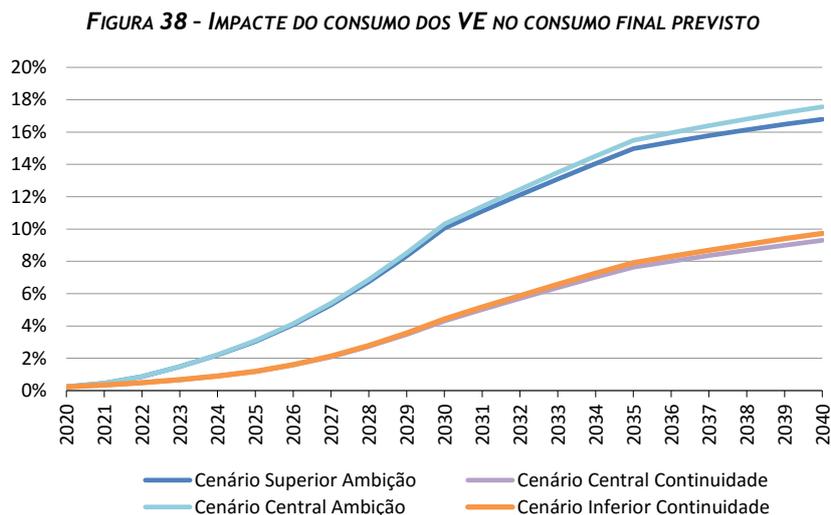


Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é claramente superior a partir de 2030, em ambos os cenários. O VE é cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia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

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

Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 2 920 GWh em 2030 e 4 530 GWh em 2040. O diferencial entre os cenários vai aumentando ao longo do tempo em resultado das distintas taxas de penetração de VE que estão na sua base.

O impacto do consumo dos VE no consumo final previsto está evidenciado na Figura 38.



No cenário Ambição o impacto do consumo dos VE no consumo final é de cerca de 10% em 2030 e varia entre 17% e 18% em 2040. Em contrapartida, no cenário Continuidade o impacto do consumo dos VE no consumo final é de cerca de 4% em 2030 e varia entre cerca de 9% e 10% em 2040.

8. Impacto do Autoconsumo

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

- autoconsumo das grandes instalações e
- autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e da micro/mini produção, incluídas na produção distribuída ou descentralizada. As unidades de pequena produção (UPP) entregam a totalidade da sua produção à rede pública

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

Em Portugal a atividade de produção descentralizada de energia elétrica é atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, na sua redação atual, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

Aquele diploma regulava, igualmente, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP), entretanto revogado

pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, encontrando-se essa matéria atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual que simplifica os procedimentos de registo prévio, certificação e integração da capacidade de injeção na RESP.

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

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

Como aspeto prévio à apresentação dos cenários de evolução do autoconsumo, cabe mencionar que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2019. Em consequência assume-se uma hipótese de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente dos outros cenários da oferta e, portanto, um cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Assim, relativamente aos cenários de autoconsumo, em ambas as vertentes se assumem os cenários da DGEG apresentados no documento dos pressupostos, tendo por referencial a evolução prevista da potência instalada nos cenários de oferta Continuidade, Ambição e Teste de Stress.

Grandes instalações

Os cenários referentes às potências instaladas em cogeração (renovável e não renovável - Gás Natural) estão de acordo com os pressupostos constantes no RMSA-E 2020 e elaborados pela DGEG. Sobre estes cenários e, relativamente às entregas de energia à rede elétrica e ao autoconsumo, são efetuadas duas análises relativamente ao número de horas de utilização das centrais à plena carga. Foi adicionalmente assumido que as instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo, gasóleo e outros) serão totalmente desclassificadas no final de 2020.

Deste modo, os pressupostos assumidos para o cenário Continuidade e para o cenário Ambição, relativos às instalações de cogeração, são os seguintes:

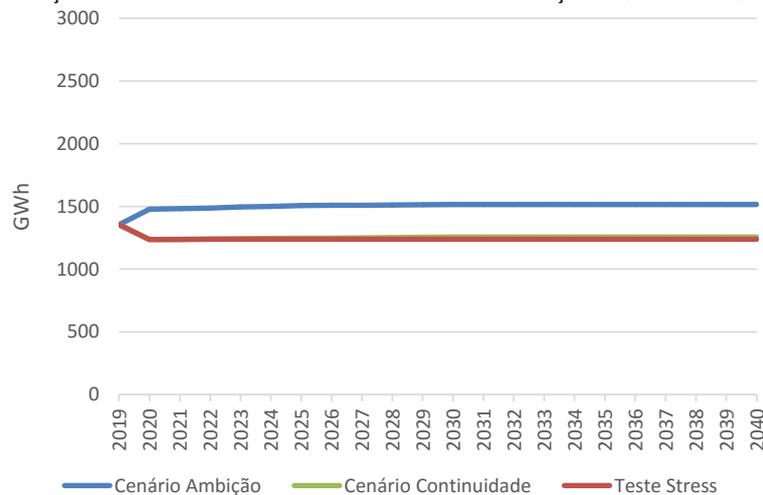
- Cenário Continuidade: foi considerada uma produção total das centrais a gás natural assumindo 5 585 hpc, referente ao valor mínimo dos últimos 5 anos (correspondendo a 4 695 hpc para as entregas à rede). Para as centrais Renováveis foram assumidas 5 715 hpc para a produção total, referente à média dos últimos 5 anos (correspondendo a 4 950 hpc para as entregas à rede). Respeitando, então, ao autoconsumo os valores de 890 hpc e 765 hpc, respetivamente, para as centrais a gás natural e centrais renováveis;

- Cenário Ambição: foi considerada uma produção total das centrais a gás natural assumindo 5 765 hpc, referente ao valor médio dos últimos 5 anos (correspondendo a 4 600 hpc para as entregas à rede). Para as centrais Renováveis foram assumidas 5 715 hpc para a produção total, referente à média dos últimos 5 anos (correspondendo a 4 950 hpc para as entregas à rede). Respeitando, então, ao autoconsumo um valor de 1 165 hpc para as centrais a gás natural e um valor de 765 hpc para as centrais renováveis.

Relativamente ao autoconsumo previsto para as grandes instalações não cogeração, a sua evolução é determinada com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta, partindo do valor estimado de autoconsumo para 2019.

A Figura 39 ilustra a evolução prevista do autoconsumo para as grandes instalações obtida pela aplicação da metodologia acima descrita.

FIGURA 39 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO DAS GRANDES INSTALAÇÕES - CENÁRIOS DGEG 2020-2040



Para os três cenários é assumida a manutenção da capacidade instalada a partir de 2020, o que configura um valor constante do autoconsumo ao longo do período em análise.

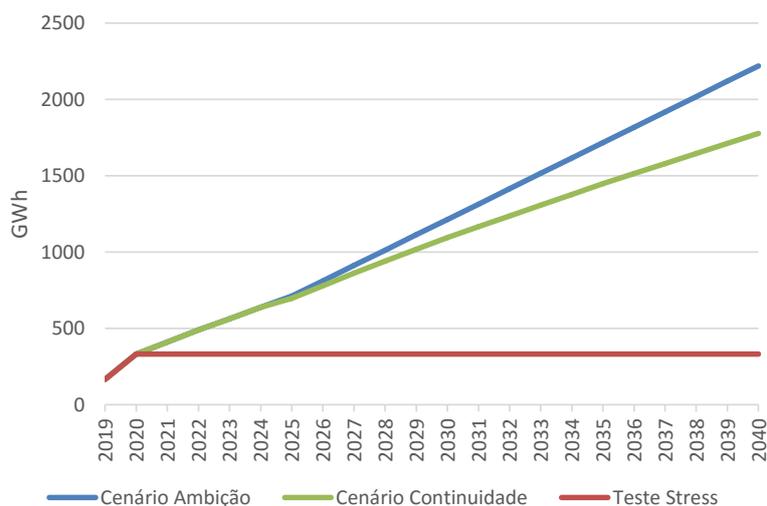
Produção descentralizada

No que concerne à produção descentralizada, a metodologia para determinação do autoconsumo previsto tem por base as seguintes etapas:

- desagregação da potência de ligação prevista por mini/micro produção, UPAC e UPP: mantém-se a potência de ligação da mini/micro produção igual ao valor estimado para 2019; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2019;
- aferição da produção total para cada segmento: resulta da aplicação do nº de horas de utilização por ano, que se considera constante e igual ao valor estimado para 2019, à potência de ligação prevista;
- cálculo do autoconsumo da mini/micro produção e das UPAC: com base em valores históricos, assume-se uma percentagem de entregas à rede de 99% no caso da mini/micro produção e de 8% no caso das UPAC. O diferencial face à produção total é contabilizado como autoconsumo.

Da aplicação desta metodologia resulta a evolução do autoconsumo da produção descentralizada apresentada na Figura 40.

FIGURA 40 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO DA PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

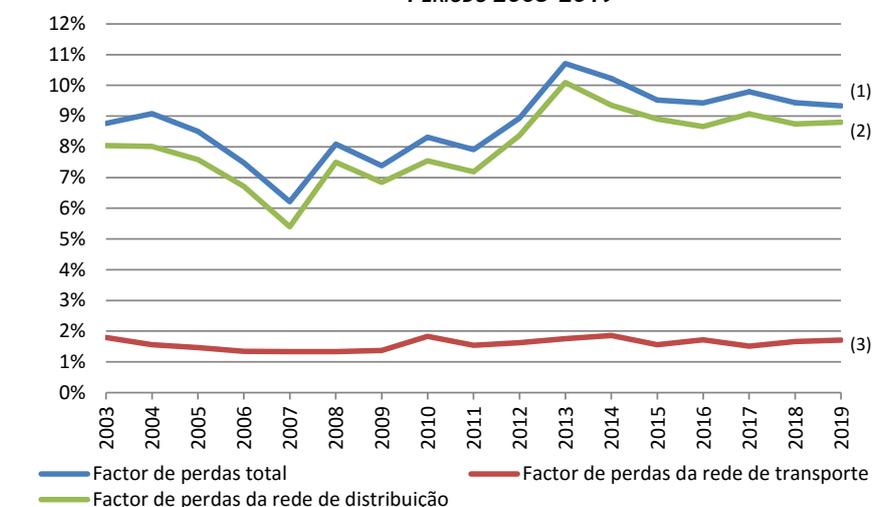


Dos resultados obtidos é de assinalar uma diferença bastante significativa entre o Teste de Stress e os outros cenários, dado que no Teste de Stress a capacidade instalada se mantém inalterada a partir de 2022. A amplitude entre os cenários apresentados varia entre 880 GWh em 2030 e cerca de 1 890 GWh em 2040.

9. Evolução do Fator de Perdas nas Redes

O fator de perdas indica a percentagem de energia emitida que não foi recebida pelos consumidores devido a perdas nas redes de transporte e distribuição. A Figura 41 mostra a evolução passada do fator de perdas entre 2003 e 2019, total e individual das redes de transporte e de distribuição.

FIGURA 41 - EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS TOTAL E INDIVIDUAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL. PERÍODO 2003-2019



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

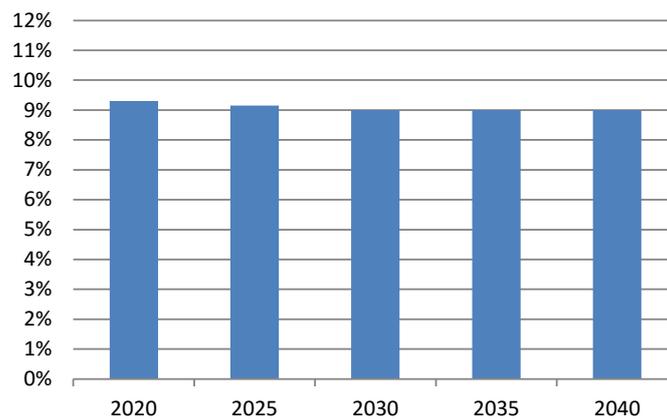
Fonte: DGEG, REN e EDP Distribuição

Entre o ano de 2003 e o ano de 2007 a tendência de evolução do fator de perdas é claramente decrescente em oposição ao período 2007-2013, caracterizado por uma evolução crescente para níveis bastante elevados devido, principalmente, ao agravamento do fator de perdas da rede de distribuição. A partir de 2013 é novamente observável um pendor decrescente do fator de perdas total.

Ainda são necessárias mais algumas observações para se poder concluir, com algum grau de certeza, sobre a tendência futura de evolução do fator de perdas. Porém, atendendo a que as perdas na rede de transporte estão em níveis bastante baixos, resultado do esforço de investimento na rede e em medidas preventivas de incidentes nas linhas, e à redução esperada nas perdas da rede de distribuição, efeito de um maior investimento e projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,3% - valor estimado para 2019 - e 9% até 2040.

A Figura 42 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas total das redes.

FIGURA 42 - EVOLUÇÃO PREVISTA DO FATOR DE PERDAS TOTAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

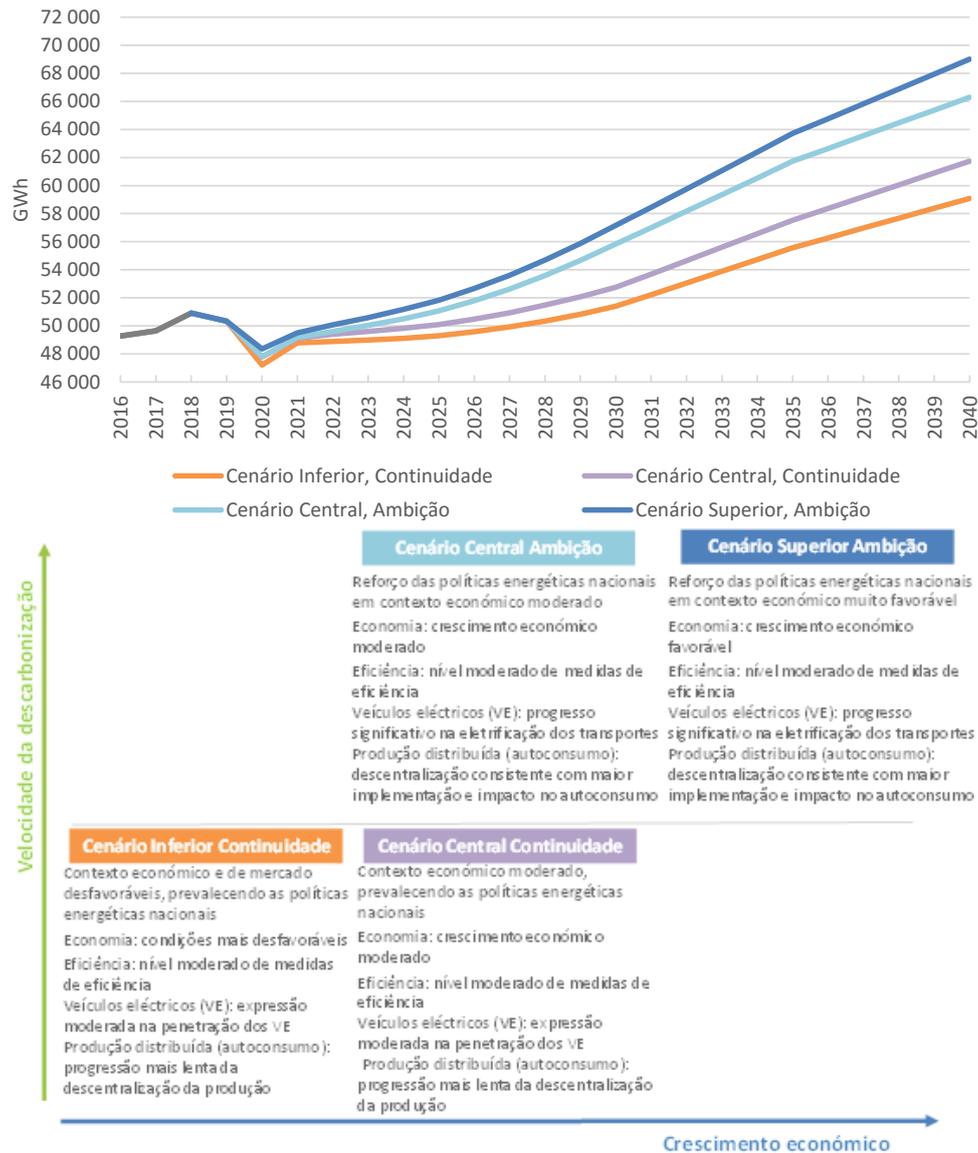


10. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

Como já referido anteriormente, a atual crise de saúde pública, pela sua abrangência e dimensão, teve e continua a ter um impacto significativo nos consumos de eletricidade. Até junho de 2020 o consumo de eletricidade acumulado decresceu 5,1% em termos homólogos (-7,7% corrigido do efeito de temperatura). Com o retomar da atividade económica é expectável a recuperação dos consumos no 2º semestre do ano, todavia o ritmo e a dimensão dessa recuperação são fatores de grande incerteza.

A trajetória de evolução do consumo referido à produção líquida, decorrente dos cenários de previsão do consumo final de eletricidade, da evolução do autoconsumo e do fator de perdas previsto é apresentada na Figura 43, para os cenários desenvolvidos.

FIGURA 43 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2020-2040



Dos quatro cenários desenvolvidos o que apresenta um consumo mais baixo é o Inferior Continuidade, contrastando com o Superior Ambição que apresenta o consumo mais elevado.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 5,8 TWh (cerca de 11% do consumo do cenário Central Continuidade), enquanto no horizonte do estudo se situa em 9,9 TWh (cerca de 16% do consumo do cenário Central Continuidade). Este diferencial aumenta ao longo do tempo, em resultado das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de eletricidade dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes e da evolução do autoconsumo.

Dada a crise socioeconómica que estamos a atravessar, é importante destacar que o consumo de eletricidade ocorrido em 2018 (valor recente mais elevado do período pré-crise) apenas é alcançado em 2024 e no cenário Superior Ambição.

A Tabela 3 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto.

TABELA 3 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2020-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2020-2040	1,8%	1,6%	1,3%	1,1%
2020-2030	1,7%	1,6%	1,0%	0,9%
2030-2040	1,9%	1,7%	1,6%	1,4%

Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,8% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no cenário Central Ambição, 1,3% no cenário Central Continuidade e 1,1% no Cenário Inferior Continuidade. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários devido às diferentes conjugações de perspetivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica.

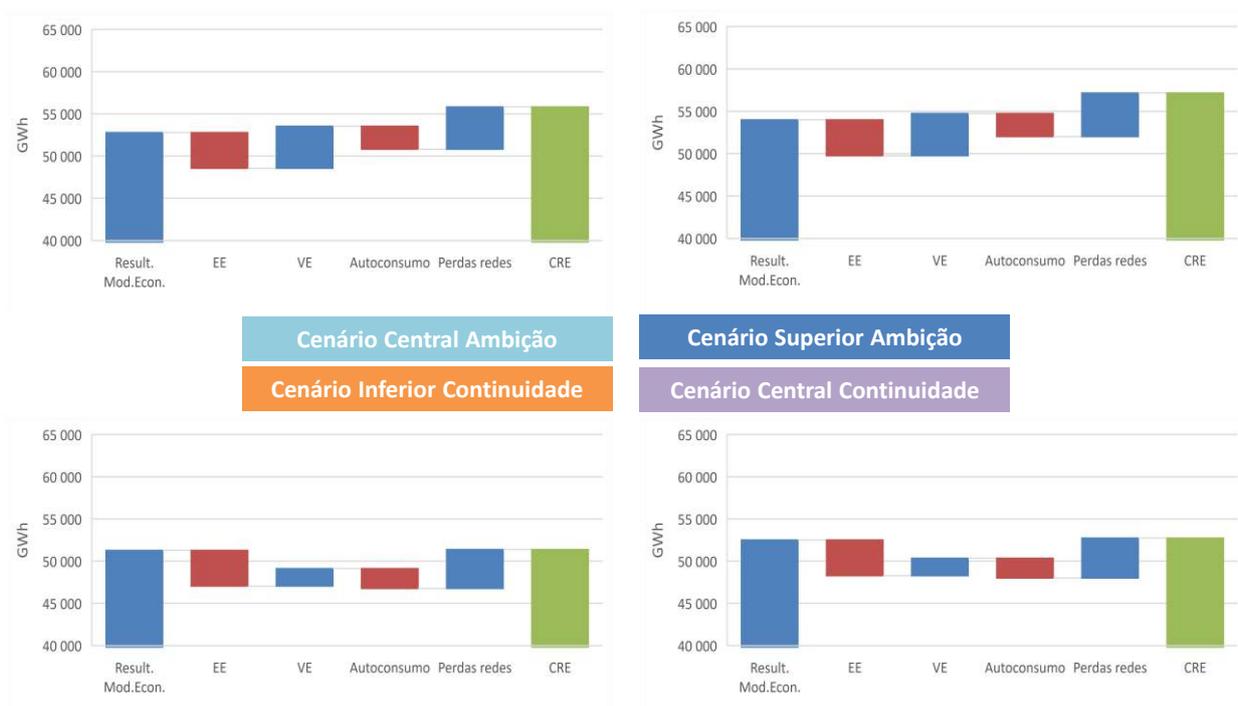
De salientar que no período 2030-2040, e para todos os cenários, as taxas de crescimento são mais elevadas do que na década anterior devido à penetração elevada prevista dos VE.

11. Síntese dos Resultados Obtidos

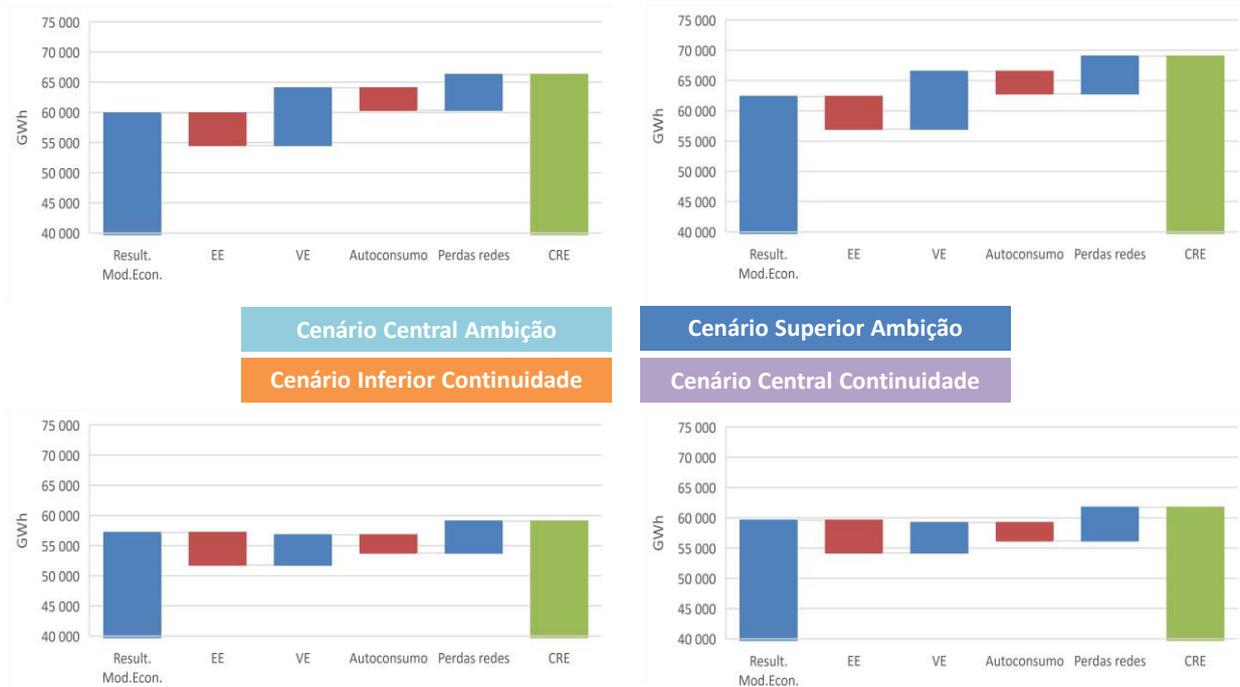
Para 2030 e 2040, representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida (CRE) previsto. As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os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

FIGURA 44 - EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DA PROCURA

Ano de 2030



Ano de 2040

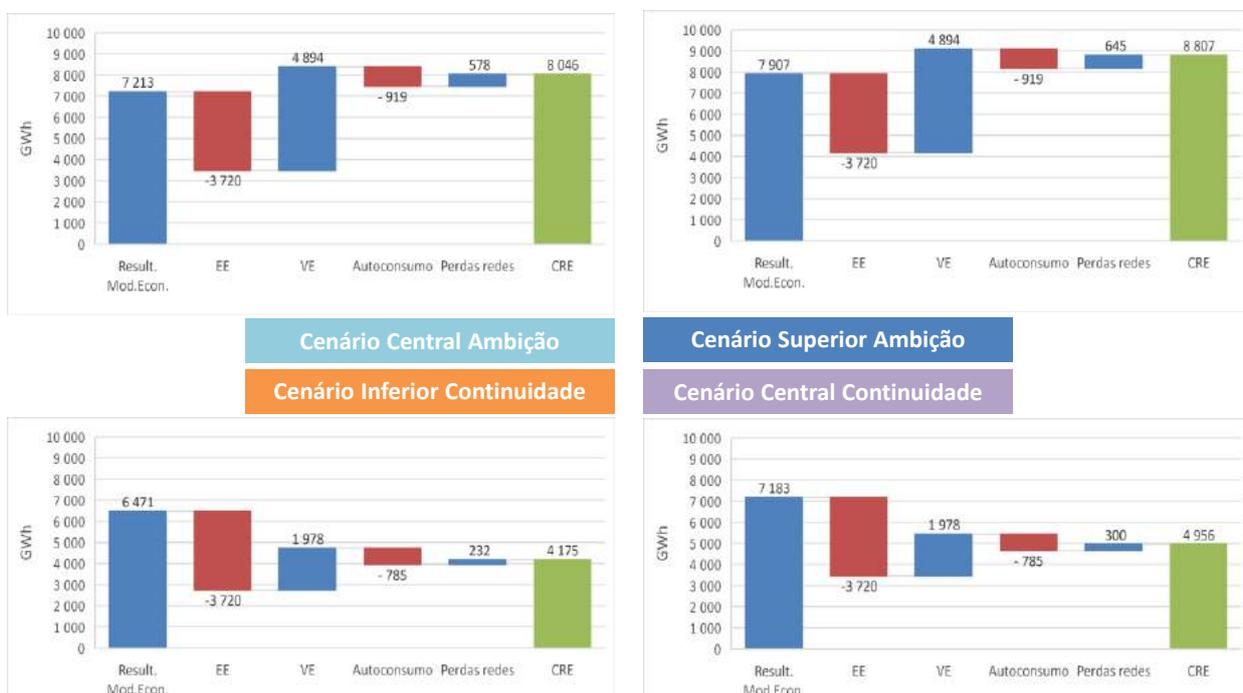


A primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente do consumo final de eletricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários,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

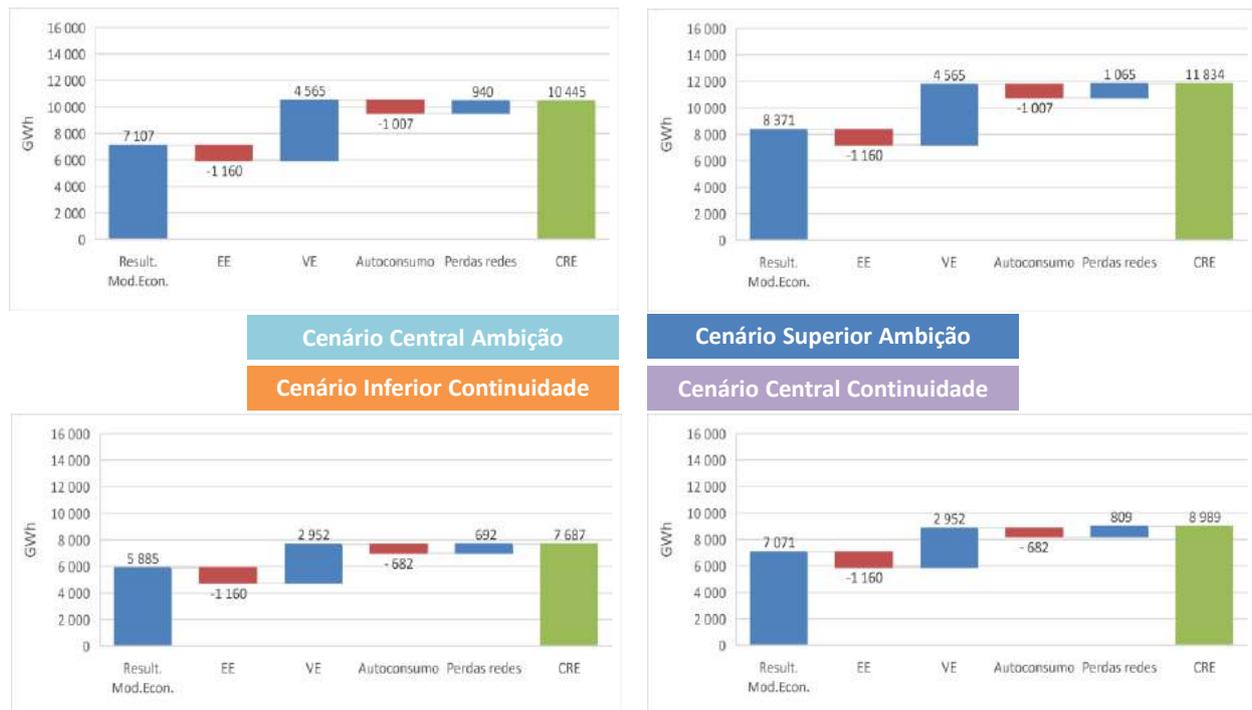
Na figura seguinte mostra-se para as décadas 2020-2030 e 2030-2040 o impacto de cada vetor no consumo de eletricidade.

FIGURA 45 - EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DA PROCURA

Diferencial entre 2020 e 2030



Diferencial entre 2030 e 2040

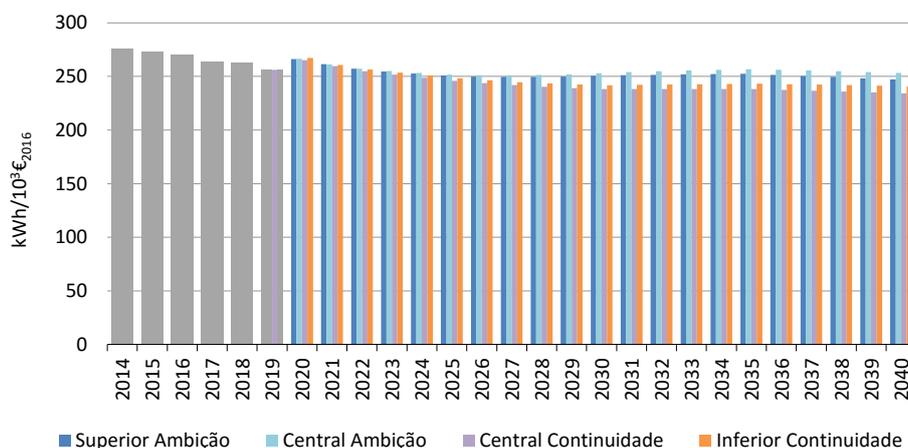


De assinalar a grande relevância dos VE no consumo de eletricidade no cenário Ambição. Na última década o impacto é inferior devido à redução do número de PHEV neste cenário. Por outro lado, também é de evidenciar o menor impacto da eficiência energética com redução das poupanças anuais na última década comparativamente à década anterior. É fundamentalmente devido a esta vertente que os cenários de previsão de eletricidade são mais elevados neste período.

Relativamente aos indicadores económico-energéticos apresentados a seguir, afigura-se importante evidenciar que estão referidos à procura total de eletricidade, que equivale ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo.

A Figura 46 mostra a evolução prevista da intensidade da procura de eletricidade no PIB no período em estudo.

FIGURA 46 - EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2020-2040



Da sua análise conclui-se que no cenário Continuidade este indicador vai-se reduzindo ao longo do tempo, estabilizando em torno de 240 kWh/10³€₂₀₁₆. No que respeita ao cenário Ambição, a tendência decrescente observada nos primeiros anos de previsão inflete a partir de 2029, em virtude do maior consumo de eletricidade previsto, mas a partir de 2035 volta a decrescer ligeiramente, quer no cenário Superior, quer no cenário Central.

A Tabela 4 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura total no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

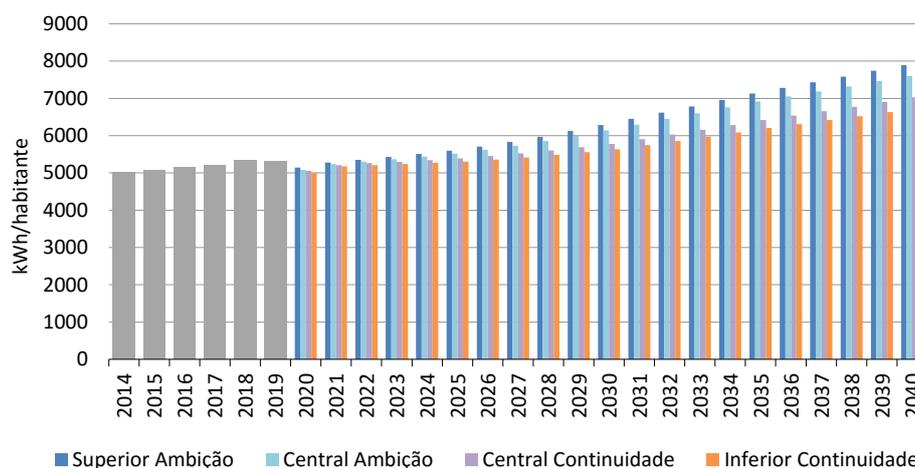
TABELA 4 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2020-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2020-2040	-0,4%	-0,3%	-0,6%	-0,5%
2020-2030	-0,6%	-0,5%	-1,1%	-1,0%
2030-2040	-0,1%	0,0%	-0,2%	0,0%

A taxa média de crescimento anual deste indicador é negativa em todos os cenários, com exceção do cenário Central Ambição e cenário Inferior Continuidade que evidenciam, na década de 2030-2040, taxas de evolução nulas.

Relativamente à procura total de eletricidade *per capita*, as previsões obtidas resultam na evolução anual deste indicador apresentada na Figura 47.

FIGURA 47 - EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2020-2040



Verifica-se que a procura de eletricidade per capita está a crescer em todos os cenários desenvolvidos, em particular no cenário Ambição, como seria expectável face aos diferentes pressupostos assumidos.

A Tabela 5 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura total de eletricidade *per capita*, resultante das previsões obtidas.

TABELA 5 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2020-2040

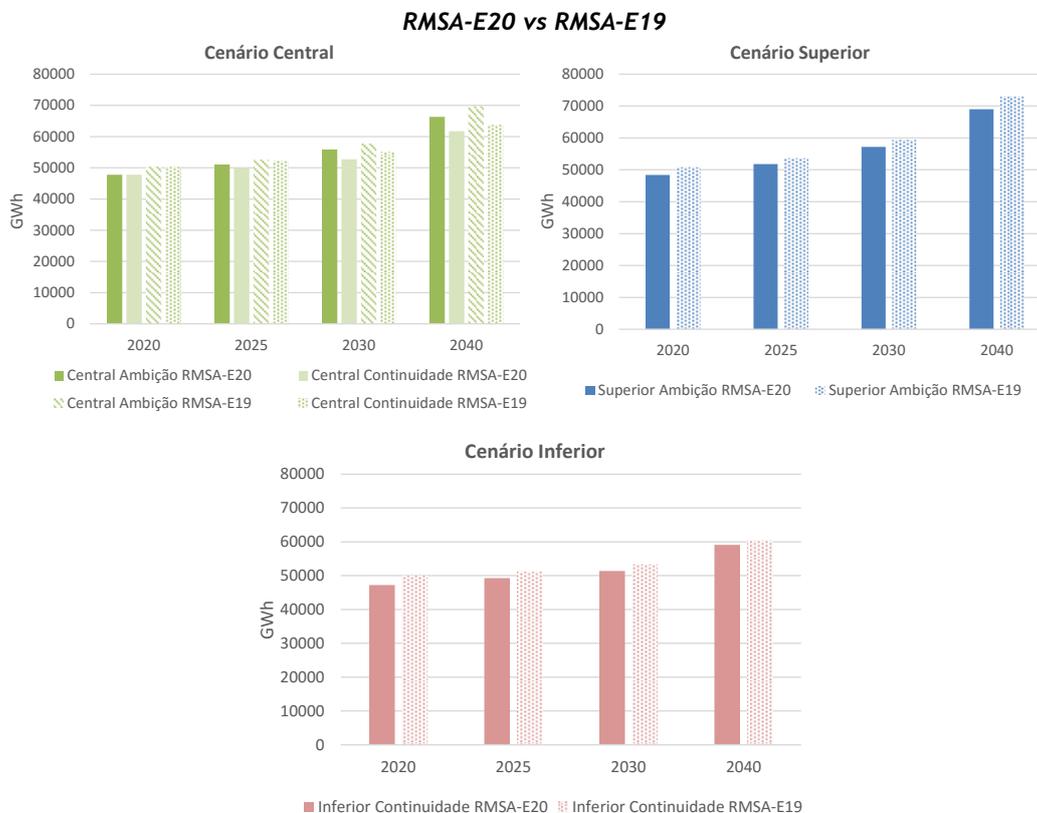
Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2020-2040	2,2%	2,0%	1,7%	1,5%
2020-2030	2,0%	1,9%	1,3%	1,2%
2030-2040	2,3%	2,1%	2,0%	1,8%

Estas taxas apontam para um ritmo de crescimento significativamente superior ao verificado no último quinquénio (1,1% ao ano, em média).

12. Comparação com as Previsões do RMSA-E19

Nas figuras seguintes comparam-se os resultados obtidos neste exercício de previsão face aos resultados do exercício anterior, e que serviu de base ao RMSA-E19, no que respeita ao consumo referido à produção líquida, consumo dos VE, autoconsumo e cenários de evolução do PIB.

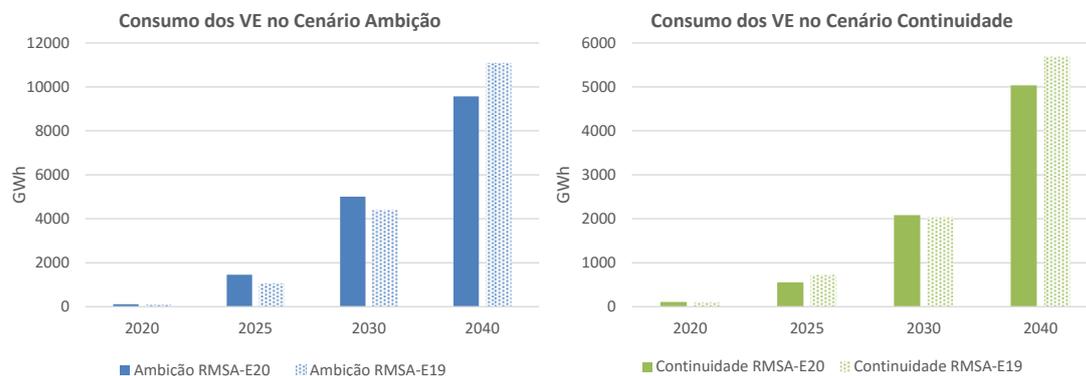
FIGURA 48 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA



Comparativamente, os valores de consumo de eletricidade agora apresentados são inferiores aos do ano anterior, principalmente devido à crise pandémica que estamos a atravessar e cujos efeitos sobre o consumo se admite irão prolongar-se durante algum tempo. No entanto, e como já referido há outros fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários.

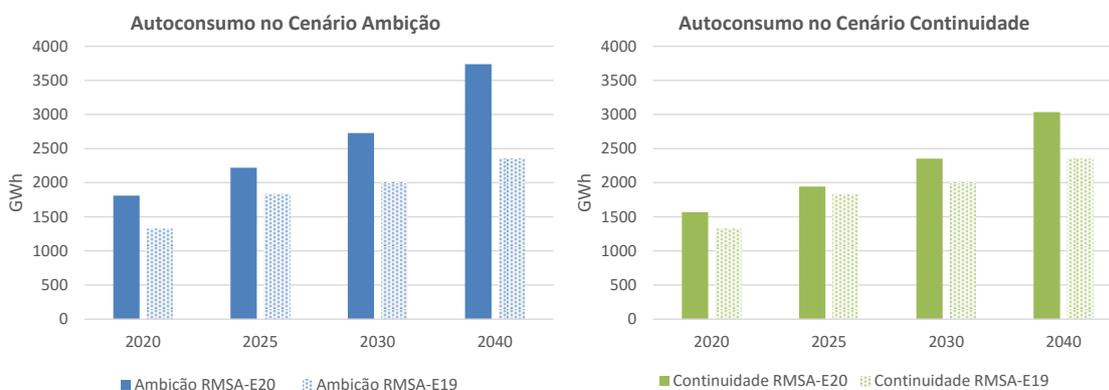
Um desses fatores tem a ver com a mobilidade elétrica e a penetração dos VE. Pela observação da Figura 49 conclui-se que o consumo previsto dos VE nos atuais cenários é mais elevado em todos os anos representados exceto em 2040.

FIGURA 49 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DOS VE. RMSA-E20 vs RMSA-E19



Um outro fator prende-se com a evolução do autoconsumo, caracterizado por um crescimento considerável nos cenários atuais face aos cenários anteriores.

FIGURA 50 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E20 vs RMSA-E19

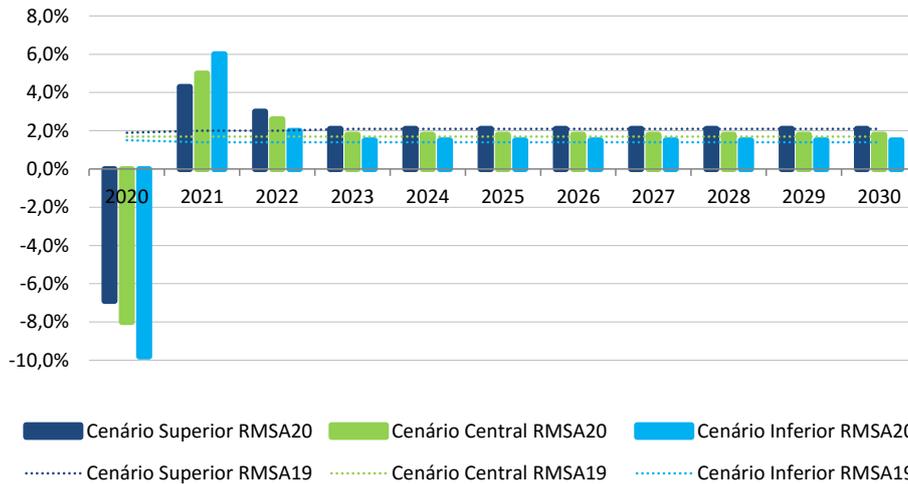


No atual exercício de previsão o autoconsumo é sempre superior em todos os anos representados e em ambos os cenários desenvolvidos. Em relação aos cenários do ano passado, em 2030 o autoconsumo é superior em 36% e 17% no cenário Ambição e no cenário Continuidade, respetivamente. No horizonte do estudo o diferencial entre cenários aumenta, sendo que o cenário Ambição é superior em cerca de 60% e o cenário Continuidade em cerca de 30%.

Não esquecer que na determinação do consumo referido à produção líquida o autoconsumo é deduzido ao consumo final (ver equação(3)), uma vez que, pelas suas características, é um consumo abastecido através de redes privadas.

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos.

FIGURA 51 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-E20 vs RMSA-E19



Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para o ano corrente e os dois anos seguintes assentam em níveis com uma ordem de grandeza completamente diferentes dos cenários do ano passado. Após 2023 há uma convergência, sendo, contudo, de assinalar que o cenário Central e o cenário Inferior apresentam uma previsão superior em 0,1 p.p.. O cenário Superior mantém-se igual ao do ano passado.

Anexo 10.2

Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN (Anexo 2.III do RMSA-E 2020)



ANEXO III

Previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2021-2040

Índice

1.	ENQUADRAMENTO.....	2
2.	PONTAS SÍNCRONAS MENSASIS	3
2.1	METODOLOGIA “FATOR DE CARGA”	3
3.	RESULTADOS OBTIDOS.....	6
4.	CONCLUSÃO	9

1. ENQUADRAMENTO

Neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), tendo por objetivo enquadrar as previsões da procura de eletricidade no longo prazo, são utilizados cenários de evolução da procura suficientemente contrastantes, resultado de se terem admitido diferentes tendências económicas, sociais, tecnológicas e de políticas energéticas e ambientais.

Da conjugação das diferentes perspetivas de evolução desses vetores, enquadrados por dois eixos fundamentais designados por “Futuro Verde” e “Crescimento Económico”, resultaram os seguintes quatro cenários de previsão da procura: Cenário Inferior Continuidade, Cenário Central Continuidade, Cenário Central Ambição e Cenário Superior Ambição, apresentados no documento Pressupostos Gerais da DGEG.

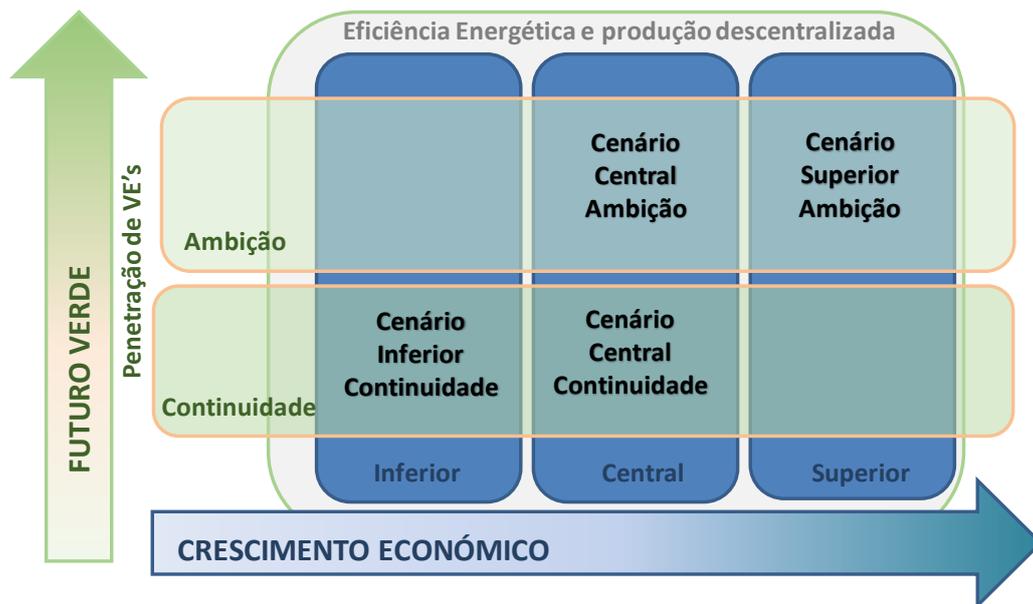


Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura de eletricidade

Importa ainda referir que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de *Stress* de adequação do sistema eletroprodutor para satisfação da previsão da procura, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2020. Nesta análise a composição prevista para o sistema eletroprodutor assenta num pressuposto de evolução da produção descentralizada diferente do considerado nos cenários Ambição e Continuidade da oferta e, conseqüentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Como descrito no Anexo II - Cenários de previsão da procura de eletricidade, na definição dos cenários de evolução da procura assumem particular importância os vetores crescimento económico, eficiência energética, descentralização da produção e mobilidade elétrica. De assinalar o impacto da penetração de veículos elétricos (VE) no consumo de eletricidade no cenário Ambição no horizonte do estudo, embora ligeiramente superior na década 2020-2030, face à década seguinte. Em sentido oposto, o efeito da eficiência energética apresenta uma redução significativa das poupanças anuais na década 2030-2040, comparativamente à década 2020-2030.

Comparativamente com os cenários considerados no RMSA-E 2019, os valores de previsão da procura de eletricidade agora apresentados são inferiores aos do exercício do ano anterior, principalmente devido à crise pandémica que estamos a atravessar e cujos efeitos sobre o consumo se admite irão prolongar-se durante algum tempo. No entanto, há outros fatores económicos e tecnológicos, com pressupostos de evolução diferentes, que contribuem para a diferenciação dos cenários, nomeadamente o autoconsumo e a mobilidade elétrica.

No atual exercício de previsão da procura de eletricidade a evolução do autoconsumo é sempre superior em ambos os cenários desenvolvidos e para todos os anos representados. Em relação aos cenários do exercício do RMSA-E 2019, em 2030 o autoconsumo é superior em 36% e 17% no cenário Ambição e no cenário Continuidade, respetivamente, sendo que no horizonte do estudo (2040) o diferencial entre cenários aumenta, passando para cerca de 60% no cenário Ambição e o cerca de 30%, no cenário Continuidade.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Battery Electric Vehicle* (BEV) e *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros com tecnologia BEV. O Cenário Ambição corresponde às projeções consideradas no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), enquanto que o cenário Continuidade configura uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV.

A diferenciação entre os dois cenários de penetração de VE, tem um impacto significativo no consumo final. A amplitude de variação entre cenários, que vai aumentando ao longo do período em análise, em resultado das distintas taxas de penetração de VE que estão na sua base, e que passa de 2 920 GWh em 2030 para 4 530 GWh em 2040.

No cenário Ambição a introdução de um número elevado de VE entre os horizontes 2021 e 2040 conduz a um acréscimo do consumo de eletricidade de cerca de 5 000 GWh em 2030 e cerca de 9 600 GWh em 2040. No entanto, o efeito mais relevante em termos de segurança de abastecimento será o impacto nas pontas de consumo do SEN, o qual estará dependente da estratégia de carregamento associada a esses veículos.

Esta nova realidade introduz novos desafios na estimativa das pontas síncronas de consumo do SEN que passam a ter de integrar as:

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

2. PONTAS SÍNCRONAS MENSAIS

2.1 METODOLOGIA “FATOR DE CARGA”

Tendo por base os cenários de evolução da procura indicados nos Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG (Anexo I), para a previsão das pontas mensais do SEN, sem considerar o efeito do carregamento de veículos

elétricos, foi utilizada a metodologia baseada no fator de carga. Nesta metodologia a determinação das pontas de Inverno e de Verão resulta do processo de caracterização do perfil da procura mensal, a partir dos valores históricos da potência referida à emissão dos anos mais recentes (2016 a 2019). O processo é composto pelas seguintes fases:

1. Determinação da repartição da procura anual pelos meses do ano;
2. Identificação do perfil dos diagramas normalizados de duração de cargas mensais, através da aproximação dos dados históricos por polinómios do 5º grau;
3. Cálculo das pontas mensais a partir da repartição da procura anual pelos meses do ano, aplicada aos diagramas determinados no ponto anterior.

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por efeito de temperatura (agravamento com probabilidade de não excedência de 95% e 100%, correspondendo esta última à ponta máxima previsível para o SEN) tendo em conta o histórico dos últimos 30 anos. Admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes.

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

Sublinha-se que as construções dos cenários para os estudos desenvolvidos não consideraram fenómenos derivados da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

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

De forma a caracterizar o carregamento dos VE nos estudos conducentes à monitorização de segurança de abastecimento foram analisadas duas estratégias distintas de carregamento dos VE disponíveis no modelo PS-MORA¹: a) estratégia “*Direct Recharging*” e b) estratégia “*Valley Recharging*”.

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

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

A estratégia de carregamento que privilegia a gestão do carregamento nos períodos de vazio - “*Valley Recharging*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço

¹ PS-MORA® Power Systems - Model for Operational Reserve Adequacy - é propriedade intelectual da REN (Registado em 01/09/2018 com o nº 017892360)

da energia elétrica é mais baixo, isto é, atualmente associado aos períodos de vazio do diagrama de carga de consumos.

Adicionalmente, foram também consideradas 3 potências distintas de carregamento dos VE, considerando carregamento monofásico, carregamento trifásico e carregamento rápido.

Seguidamente, apresentam-se os pressupostos utilizados neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento no que carece à definição das estratégias e potências de carregamentos dos VE com tecnologias BEV e PHEV nos ligeiros de passageiros e tecnologia BEV nos ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros:

Ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV):

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia “*Direct Recharging*”
- 90% dos veículos utilizam carregamento lento com as seguintes características:
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento monofásico
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento trifásico
 - Estratégia de carregamento: 20% assumem uma estratégia “*Direct Recharging*” e 80% uma estratégia “*Valley Recharging*”

Pesados de passageiros (BEV)

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia “*Direct Recharging*”
- 90 % dos veículos utilizam um carregamento lento trifásico associado à estratégia “*Valley Recharging*”

A título de exemplo, as figuras seguintes representam o perfil diário de carregamento dos VE associadas a ambas as estratégias de carregamento, “*Direct Recharging*” e “*Valley Recharging*”.

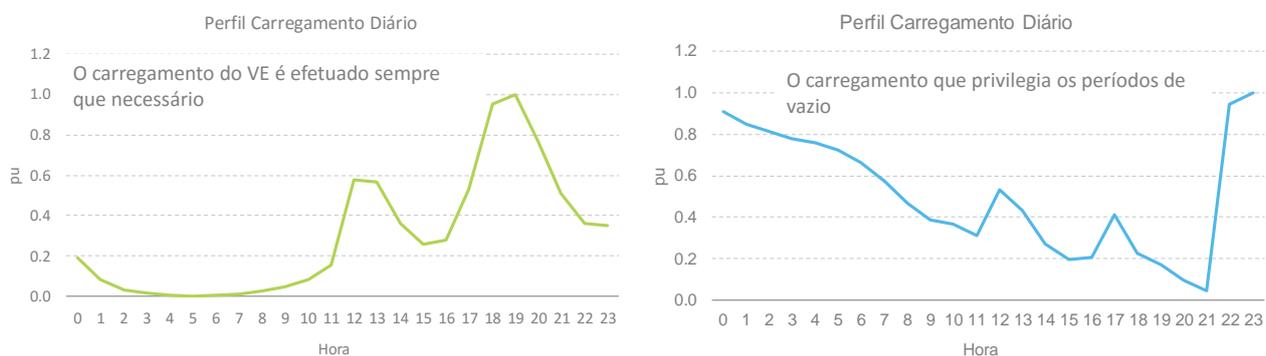


Figura 2: Perfil de carregamento diário: a) “*Direct Recharging*” e b) “*Valley Recharging*”

Como resultado destes pressupostos e das simulações realizadas, verifica-se que a mobilidade elétrica impacta consideravelmente na ponta de consumos do SEN. Especificamente, para o horizonte 2030, considerando as estratégias de carregamento indicadas, prevê-se que a carga dos VE incremente “nas horas tradicionais de ponta do SEN” cerca de 250 MW no cenário Central Continuidade e de cerca 575 MW no cenário Central Ambição (figura 3).

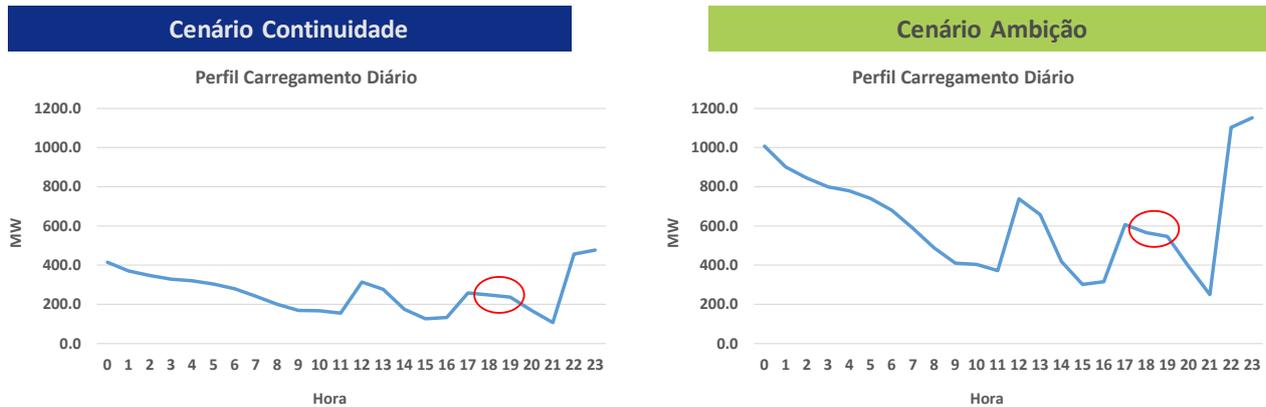


Figura 3: Perfil de carregamento VE em 2030 (20% “Direct Recharging” e 80% “Valley Recharging”)

Verifica-se adicionalmente que a solicitação de potência ao SEN para efeitos de carregamento de VE é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Na figura 4 podemos constatar que, em 2030, caso os ligeiros de passageiros e mercadorias adotem uma estratégia de carregamento diferente, 60% “Direct Recharging” | 40% “Valley Recharging”, a carga solicitada para carregamento dos VE incrementará às horas de ponta do SEN cerca de 550 MW (+300 MW se comparado com a estratégia base considerada neste estudo) no cenário Central Continuidade e cerca de 1300 MW (+725 MW se comparado com a estratégia base) no cenário Central Ambição. Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacto para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deverá ser monitorizado de perto e os dados entretanto recolhidos sobre o comportamento dos utilizadores deverão ser refletidos nos futuros exercícios anuais de RMSA para garantir que a transição prevista para a mobilidade elétrica no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

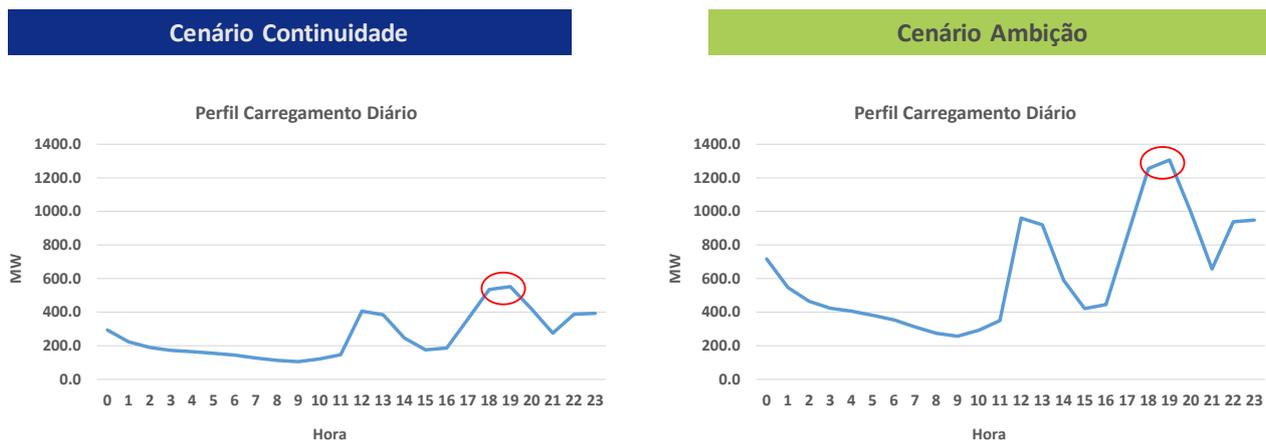


Figura 4: Perfil de carregamento VE em 2030 (60% “Direct Recharging” e 40% “Valley Recharging”)

3. RESULTADOS OBTIDOS

Nas tabelas seguintes apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual (de Inverno) e de Verão para os cenários Central Continuidade, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição (Teste Stress), para os estádios 2021, 2022, 2025, 2027, 2030 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento VE 20-80 - Carregamento dos VE: 20% “Direct Recharging” e 80% “Valley Recharging”.

No caso específico do estádio 2030 são ainda apresentados os valores das pontas para a estratégia de carregamento VE 60-40 - Carregamento dos VE: 60% “Direct Recharging” e 40% “Valley Recharging”.

Cenário Central Continuidade - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	48936	2021	49110	2021	8285	2021	8530	2021	9195
2022	49158	2022	49403	2022	8330	2022	8575	2022	9240
2025	49489	2025	50095	2025	8420	2025	8670	2025	9340
2027	49848	2027	50938	2027	8530	2027	8785	2027	9460
2030	50456	2030	52746	2030	8760	2030	9015	2030	9700
2040	56201	2040	61735	2040	10055	2040	10340	2040	11100

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	48936	2021	49170	2021	8290	2021	8535	2021	9200
2022	49159	2022	49607	2022	8345	2022	8595	2022	9260
2025	49468	2025	51071	2025	8505	2025	8755	2025	9425
2027	49796	2027	52633	2027	8680	2027	8935	2027	9610
2030	50342	2030	55840	2030	9050	2030	9305	2030	9985
2040	55771	2040	66285	2040	10520	2040	10800	2040	11555

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	49273	2021	49506	2021	8345	2021	8595	2021	9260
2022	49623	2022	50070	2022	8425	2022	8675	2022	9345
2025	50234	2025	51837	2025	8635	2025	8890	2025	9569
2027	50779	2027	53616	2027	8850	2027	9105	2027	9790
2030	51672	2030	57170	2030	9275	2030	9535	2030	10235
2040	58490	2040	69004	2040	10980	2040	11275	2040	12065

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	49631	2021	49865	2021	8405	2021	8655	2021	9330
2022	50073	2022	50521	2022	8500	2022	8755	2022	9430
2025	50948	2025	52551	2025	8755	2025	9010	2025	9700
2027	51717	2027	54554	2027	9005	2027	9265	2027	9970
2030	52946	2030	58444	2030	9490	2030	9755	2030	10475
2040	60870	2040	71385	2040	11380	2040	11690	2040	12515

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Figura 5: Ponta de Inverno para as Cenários Central Continuidade e Ambição, Superior Ambição e Teste Stress

Cenário Central Continuidade - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	48936	2021	49110	2021	7000	2021	7110	2021	7495
2022	49158	2022	49403	2022	7040	2022	7155	2022	7535
2025	49489	2025	50095	2025	7130	2025	7245	2025	7630
2027	49848	2027	50938	2027	7240	2027	7355	2027	7745
2030	50456	2030	52746	2030	7475	2030	7590	2030	7980
2040	56201	2040	61735	2040	8680	2040	8810	2040	9250

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Central Ambição - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	48936	2021	49170	2021	7005	2021	7120	2021	7500
2022	49159	2022	49607	2022	7065	2022	7175	2022	7560
2025	49468	2025	51071	2025	7245	2025	7360	2025	7745
2027	49796	2027	52633	2027	7440	2027	7555	2027	7940
2030	50342	2030	55840	2030	7840	2030	7955	2030	8345
2040	55771	2040	66285	2040	9225	2040	9350	2040	9790

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	49273	2021	49506	2021	7055	2021	7170	2021	7555
2022	49623	2022	50070	2022	7130	2022	7245	2022	7630
2025	50234	2025	51837	2025	7355	2025	7470	2025	7860
2027	50779	2027	53616	2027	7580	2027	7695	2027	8090
2030	51672	2030	57170	2030	8030	2030	8145	2030	8550
2040	58490	2040	69004	2040	9615	2040	9745	2040	10205

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2021	49631	2021	49865	2021	7105	2021	7220	2021	7610
2022	50073	2022	50521	2022	7195	2022	7310	2022	7700
2025	50948	2025	52551	2025	7455	2025	7575	2025	7970
2027	51717	2027	54554	2027	7715	2027	7830	2027	8235
2030	52946	2030	58444	2030	8210	2030	8330	2030	8745
2040	60870	2040	71385	2040	9955	2040	10090	2040	10565

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Figura 6: Ponta de Verão para as Cenários Central Continuidade e Ambição, Superior Ambição e Teste Stress

No cenário Central Continuidade a ponta de Inverno ascende, em 2040, a cerca de 10 055 MW, em condições *Standard* de temperatura, a 10 340 MW, em condições Agravadas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 95%) e, a um valor máximo de cerca de 11 100 MW, para condições extremas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 100%).

O diferencial entre cenários é crescente à medida que se avança no tempo, ultrapassando os 1 400 MW em 2040 (entre o cenário Superior Ambição do Teste *Stress* e o Central Continuidade), contribuindo o carregamento de VE com cerca de 40% deste acréscimo (560 MW).

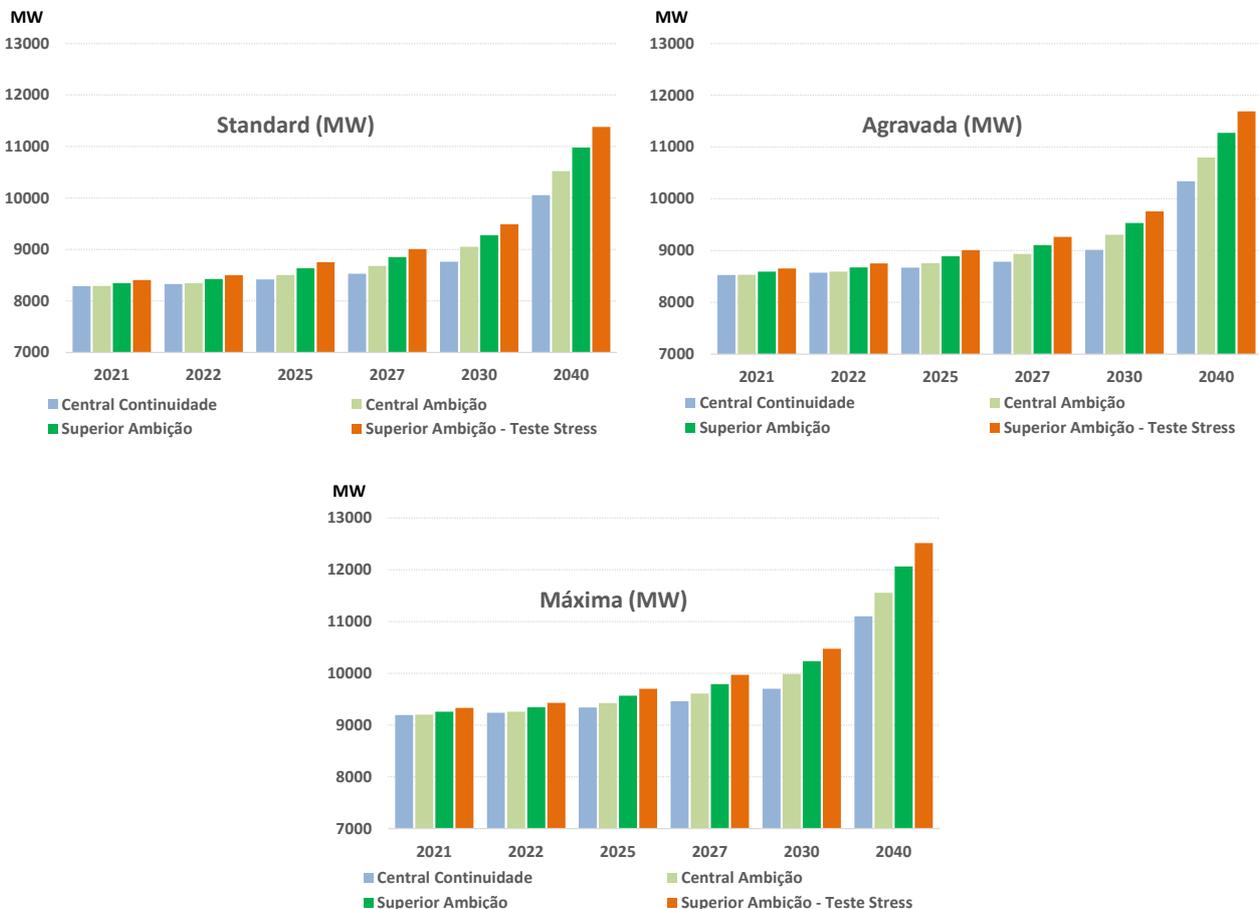


Figura 7: Ponta de Inverno para condições Standard, Agravada e Máxima decorrentes do efeito de temperatura

Os efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições *Standard* (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima) têm impacto no crescimento da ponta de consumos do SEN, como se pode verificar na figura 7. Por exemplo, no Central Cenário Ambição, em 2030, estima-se um agravamento da ponta por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95% em cerca de 255 MW, e um agravamento máximo de cerca de 935 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

Os efeitos resultantes da estratégia de carregamento dos VE e do efeito de temperatura na ponta de consumos no horizonte 2030 apresentam-se na figura 8. O valor das pontas considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, Agravada e Máxima) e das 2 estratégias de carregamento de VE (VE20-80 e VE60-40), varia entre um mínimo de 8 760 MW (ponta *Standard* no Cenário Central Continuidade VE20-80) e um máximo de 11 235 MW (ponta Máxima do Cenário Superior Ambição - Teste Stress VE60-40).

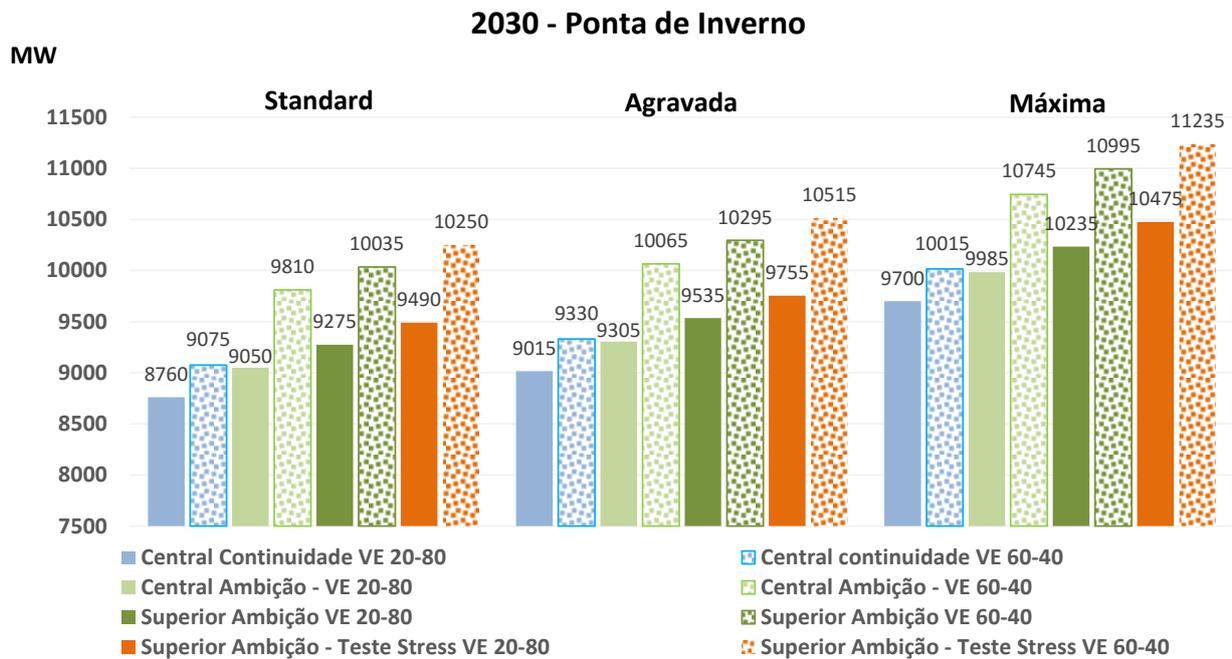


Figura 8: Impacto do efeito temperatura e da estratégia de carregamento dos VE na Ponta de Inverno de 2030

Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumos devida às diferentes estratégias de carregamento dos VE varia entre 315 MW, no caso dos cenários Continuidade, e 760 MW, no caso dos cenários Ambição, face a uma variação máxima de cerca de 985 MW por efeito de temperatura, podendo-se concluir da importância da estratégia de carregamento considerada, que apresenta neste estágio um impacto próximo do agravamento máximo por efeito da temperatura e com tendência a ser superior em estádios mais longínquos.

4. CONCLUSÃO

Face aos resultados deste trabalho de Previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2021-2040, conclui-se o seguinte:

- os impactos da eletrificação dos transportes terrestres rodoviários no sector elétrico são relevantes, quer ao nível dos aumentos dos consumos de eletricidade (decorrentes da penetração dos VE), quer em particular ao nível da alteração dos diagramas de cargas (dependentes das estratégias de carregamento dos utilizadores). Assim, sendo um tema que apresenta uma dinâmica de mudança e uma elevada incerteza associada, importa continuar a acompanhar e a analisar com muita atenção em próximos exercícios;
- tratando-se de estudos de médio e longo prazo, as alterações climáticas, nomeadamente as variações por efeito de temperatura, são também um tema relevante a acompanhar, devendo a sua consideração ser ponderada logo que estejam disponíveis estudos que possibilitem a simulação de cenários com a incorporação desta variável, assim como a incorporação da mobilidade elétrica a outros sectores na área dos transportes.

Anexo 10.3

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

Nas tabelas seguintes apresentam-se os valores anuais obtidos², entre 2022 e 2031, para a Ponta Anual de Inverno e a ponta sazonal de Verão para o cenário Central Ambição - retido como base para a elaboração da presente proposta de PDIRT 2022-2031 - bem como os valores extremos, mínimo e máximo, que decorrem respetivamente do cenário Inferior Continuidade e do cenário Superior Ambição Teste de Stress do RMSA E 2020.

Pontas Síncronas do SEN - Época sazonal de inverno

Cenário base: Central Ambição (Ponta Anual)

Consumo Total na Emissão (GWh)

Ponta dos consumos total (MW)

S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2022	49159	2022	49607	2022	8345	2022	8595	2022	9260
2023	49254	2023	50022	2023	8383	2023	8631	2023	9314
2024	49358	2024	50509	2024	8434	2024	8683	2024	9369
2025	49468	2025	51071	2025	8505	2025	8755	2025	9425
2026	49629	2026	51791	2026	8583	2026	8833	2026	9506
2027	49796	2027	52633	2027	8680	2027	8935	2027	9610
2028	49971	2028	53592	2028	8782	2028	9034	2028	9733
2029	50153	2029	54666	2029	8903	2029	9156	2029	9858
2030	50342	2030	55840	2030	9050	2030	9305	2030	9985
2031	50855	2031	57002	2031	9205	2031	9465	2031	10150

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

² Os valores anuais para 2023, 2024; 2026; 2028, 2029 que não foram publicados no RMSA E 2020 foram obtidos por interpolação, respetivamente entre os valores para os anos publicados: 2022, 2025, 2027 e 2030 através da tmca dos períodos entre estes anos. O Ano 2031 que também não foi publicado no RMSA E 2020 foi, entretanto, calculado.

Valores mínimos: Inferior Continuidade

Consumo Total na Emissão (GWh)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}		
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2022	48651	2022	48897	2022	8240	2022	8490	2022	9145
2023	48650	2023	48989	2023	8250	2023	8495	2023	9155
2024	48656	2024	49114	2024	8263	2024	8508	2024	9168
2025	48684	2025	49289	2025	8285	2025	8530	2025	9190
2026	48753	2026	49574	2026	8317	2026	8563	2026	9223
2027	48830	2027	49920	2027	8360	2027	8605	2027	9270
2028	48913	2028	50345	2028	8404	2028	8651	2028	9314
2029	49005	2029	50835	2029	8461	2029	8708	2029	9372
2030	49102	2030	51392	2030	8530	2030	8780	2030	9445
2031	49526	2031	52219	2031	8645	2031	8895	2031	9565

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Valores máximos: Superior Ambição Teste de Stress

Consumo Total na Emissão (GWh)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}		
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2022	50073	2022	50521	2022	8500	2022	8755	2022	9430
2023	50354	2023	51123	2023	8568	2023	8823	2023	9505
2024	50647	2024	51797	2024	8651	2024	8907	2024	9593
2025	50948	2025	52551	2025	8755	2025	9010	2025	9700
2026	51327	2026	53489	2026	8870	2026	9129	2026	9824
2027	51717	2027	54554	2027	9005	2027	9265	2027	9970
2028	52117	2028	55738	2028	9144	2028	9407	2028	10113
2029	52526	2029	57039	2029	9303	2029	9569	2029	10280
2030	52946	2030	58444	2030	9490	2030	9755	2030	10475
2031	53693	2031	59840	2031	9685	2031	9955	2031	10685

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Pontas Síncronas do SEN - Época sazonal de verão

Cenário base: Central Ambição

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
Ano	GWh	Ano	GWh
2022	49159	2022	49607
2023	49254	2023	50022
2024	49358	2024	50509
2025	49468	2025	51071
2026	49629	2026	51791
2027	49796	2027	52633
2028	49971	2028	53592
2029	50153	2029	54666
2030	50342	2030	55840
2031	50855	2031	57002

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW

2022	7065	2022	7175	2022	7560
2023	7104	2023	7216	2023	7601
2024	7161	2024	7274	2024	7659
2025	7245	2025	7360	2025	7745
2026	7330	2026	7443	2026	7831
2027	7440	2027	7555	2027	7940
2028	7547	2028	7661	2028	8052
2029	7678	2029	7793	2029	8185
2030	7840	2030	7955	2030	8345
2031	7990	2031	8105	2031	8505

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Valores mínimos: Inferior Continuidade

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
Ano	GWh	Ano	GWh
2022	48651	2022	48897
2023	48650	2023	48989
2024	48656	2024	49114
2025	48684	2025	49289
2026	48753	2026	49574
2027	48830	2027	49920
2028	48913	2028	50345
2029	49005	2029	50835
2030	49102	2030	51392
2031	49526	2031	52219

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{c)}	
Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW

2022	6970	2022	7080	2022	7460
2023	6979	2023	7090	2023	7470
2024	6991	2024	7102	2024	7482
2025	7015	2025	7130	2025	7510
2026	7043	2026	7154	2026	7535
2027	7095	2027	7205	2027	7590
2028	7126	2028	7238	2028	7620
2029	7180	2029	7292	2029	7675
2030	7280	2030	7390	2030	7775
2031	7385	2031	7500	2031	7885

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Valores máximos: Superior Ambição Teste de Stress

Consumo Total na Emissão (GWh)

Ponta dos consumos total (MW)

S/ VE		C/ VE		Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}			Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}		Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	
2022	50073	2022	50521	2022	7195	2022	7310	2022	7700	
2023	50354	2023	51123	2023	7261	2023	7376	2023	7769	
2024	50647	2024	51797	2024	7345	2024	7461	2024	7856	
2025	50948	2025	52551	2025	7455	2025	7575	2025	7970	
2026	51327	2026	53489	2026	7572	2026	7689	2026	8090	
2027	51717	2027	54554	2027	7715	2027	7830	2027	8235	
2028	52117	2028	55738	2028	7853	2028	7972	2028	8380	
2029	52526	2029	57039	2029	8017	2029	8137	2029	8547	
2030	52946	2030	58444	2030	8210	2030	8330	2030	8745	
2031	53693	2031	59840	2031	8395	2031	8520	2031	8940	

a) Para condições standard de temperatura

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

c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Anexo 10.4

Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício

APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

1. Enquadramento

1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão¹. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas elétricos de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema eletroprodutor, de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de critérios. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois critérios; pelo menos um agente de decisão^{2, 3}.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud⁴, Clímaco⁵, e Matos⁶, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

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

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

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

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

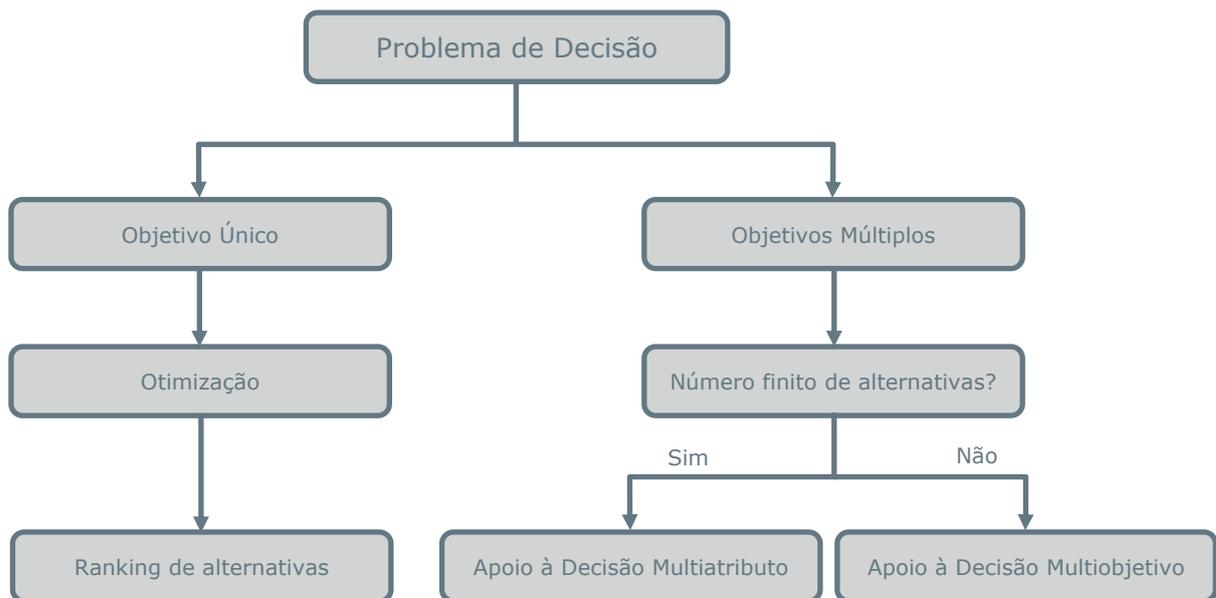
⁵ Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

⁶ Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições⁷.

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

Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue^{8,9,10}:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um critério/atributo, e que não seja pior nos restantes critérios/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

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

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

⁹ Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

¹⁰ Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

1.2. Análise custo-benefício

Em setembro de 2018, a Comissão Europeia aprovou a segunda metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB), proposta pela ENTSO-E¹¹. Este tipo de metodologia permite realizar uma avaliação homogênea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum (PIC), no espaço da União Europeia (UE).

Todos os projetos candidatos — no âmbito do TYNDP — são alvo de análise custo-benefício, de forma a garantir que os investimentos selecionados são os que geram mais valor para a sociedade.

Não obstante a metodologia da ENTSO-E se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) trata-se de um modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único critério, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*¹². Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas.

De acordo com a ENTSO-E¹³, uma CBA pura não cumpre com todos os critérios da UE para a avaliação de projetos de infraestruturas energéticas, uma vez que muitos benefícios são difíceis de monetizar. Para além do exposto, a Comissão Europeia¹⁴ considera que, contrastando com a análise custo-benefício, a metodologia multicritério é uma ferramenta a utilizar quando há um conjunto de atributos que não podem ser valorizados através da abordagem preconizada pela CBA.

Atendendo ao elaborado neste capítulo, a REN desenvolveu para o PDIRT uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública dos PDIRT anteriores. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados.

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

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

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

¹⁴ European Commission, EC Guide to Cost Benefit Analysis, 2008

2. Metodologia de apoio à decisão para o PDIRT

2.1. Contexto do problema de decisão

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

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

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

2.2. Arquitetura da metodologia multicritério/custo-benefício

ABORDAGEM METODOLÓGICA

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRT.

Esta abordagem visa integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar a CBA da ENTSO-E, sempre que aplicável, e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar os restantes projetos de investimento.

Desta forma, a REN pretende adaptar a metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E à realidade nacional e ao contexto do planeamento da RNT.

Apesar de não existir um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNT.

Uma alternativa é qualificada como potencial quando a sua implementação é considerada exequível¹⁵. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRT, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

De referir também que, atendendo à estrutura malhada das redes de transporte de energia elétrica (diferentemente das redes de distribuição, com componente radial muito elevada), parte das soluções apresentadas, quer para os projetos base, quer para os projetos complementares, são multiobjetivo, procurando dar resposta, de forma conjugada e otimizada, a diferentes necessidades.

ALTERNATIVAS E VARIÁVEIS DE DECISÃO

A presente metodologia multicritério/custo-benefício apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento da rede. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRT não oferecem, ao ORT, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa “zero” (que corresponde a “não fazer”), o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

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

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

BLOCOS DE INVESTIMENTO E ATRIBUTOS

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um destes grupos de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto¹⁶.

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

Matriz Multicritério/Custo-Benefício

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

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

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

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
 - *a1,1* - Redução de carga natural em risco de interrupção;
 - *a1,2* - Redução de carga sem recurso em risco corte;
 - *a1,3* - Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
 - *a1,4* - Redução de potência de produção em risco de corte;
 - *a1,5* - Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
 - *a1,6* - Redução da probabilidade de falha;
 - *a1,7* - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
 - *a1,8* - Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
 - *a1,9* - Melhorador de Criticidade do Ativo/Instalação;
 - *a1,10* - Cavas de tensão: redução da frequência;
 - *a1,11* - Dimensão da faixa intervencionada;
 - *a1,12* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a1,13* - Resiliência às Alterações Climáticas;
 - *a1,14* - Redução de impactos ambientais;
 - *a1,15* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a1,16* - *Capital Expenditures* (CAPEX);
 - *a1,17* - Sobrecusto evitado para o SEN.
- Compromissos com o ORD e segurança de alimentação:
 - *a2,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a2,2* - Dimensão da faixa de defesa contra incêndios;
 - *a2,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a2,4* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a2,5* - Integração da Produção de FER;
 - *a2,6* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a2,7* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a2,8* - Redução de Energia em Risco | ENF;
 - *a2,9* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a2,10* - Redução das perdas de energia;
 - *a2,11* - Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
 - *a2,12* - Qualidade da Onda de Tensão;
 - *a2,13* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a2,14* - CAPEX.

Projetos Complementares

- Integração de mercados e concorrência; Ligação a polos de consumo; Desenvolvimento do aproveitamento solar e eólico:
 - *a3,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a3,2* - Dimensão da faixa de defesa conta incêndios;
 - *a3,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a3,4* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a3,5* - Flexibilidade;
 - *a3,6* - Integração da Produção de FER;
 - *a3,7* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a3,8* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a3,9* - Redução das perdas de energia;
 - *a3,10* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a3,11* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a3,12* - CAPEX.
- Sustentabilidade
 - *a4,1* - Área do espaço envolvente valorizada;
 - *a4,2* - População residente;
 - *a4,3* - Redução da ocupação territorial de superfície;
 - *a4,4* - Densidade populacional da área valorizada;
 - *a4,5* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a4,6* - CAPEX.

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

2.3. Descrição dos atributos

Após ter sido apresentada a arquitetura para a metodologia de apoio à decisão MCB, nesta secção é realizada a descrição dos atributos anteriormente mencionados.

- **Benefício Socioeconómico:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2026 e 2031), incluindo a redução dos encargos com combustíveis fósseis (das centrais termoelétricas) e com emissões de CO₂, assim como os possíveis benefícios resultantes das trocas comerciais com Espanha (este atributo é obtido através de simulações do sistema electroprodutor tendo como base um modelo de mercado);
 - **Unidades:** milhões €/ano.
- **Integração da Produção de FER:**
 - **Formulação:** atributo que apresenta para dois anos (2026 e 2031) o aumento da produção de FER decorrente da concretização de um dado bloco de projetos¹⁷.
 - **Unidades:** GWh/ano.
- **Redução das Emissões de CO₂:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2026 e 2031), associado à redução de produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis;
 - **Unidades:** kton/ano.
- **Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:**
 - **Formulação:** atributo calculado relativamente ao valor base em 2026 e 2031, para projetos de receção de produção de eletricidade, de forma a avaliar a adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade¹⁸;
 - **Unidades:** %.
- **Redução da Energia em Risco | ENF:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2026 e 2031), representando o valor de energia que não está assegurada em regime de N-1, em cada subestação;
 - **Unidades:** MWh/ano | M€/ano¹⁹.
- **Redução das Perdas de Energia:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2026 e 2031), através de uma ferramenta de simulação de cenários de oferta/procura e de trocas internacionais de energia (PSS/E);
 - **Unidades:** MWh/ano | M€/ano.

¹⁷ O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico.

¹⁸ Este indicador de segurança do abastecimento é obtido a partir de análises do sistema electroprodutor, com um modelo probabilístico de simulação Monte-Carlo sequencial (cronológica) com resolução horária.

¹⁹ Neste campo estimou-se o potencial económico decorrente da energia não fornecida.

- **Flexibilidade:**
 - **Formulação:** atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a flexibilidade do sistema elétrico de energia;
 - **Unidades:** +++/++/+/-.

- **Dimensão da faixa de defesa contra incêndios:**
 - **Formulação:** atributo que pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento ou reformulação da RNT, passíveis de serem integrados nas redes secundárias de defesa contra incêndios;
 - **Unidades:** km².

- **Ocupação territorial linear:**
 - **Formulação:** tal como o atributo anterior, a ocupação territorial linear pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de investimento na RNT;
 - **Unidades:** km.

- **Valorização de espécies autóctones:**
 - **Formulação:** atributo que quantifica o número de indivíduos de espécies autóctones passíveis de promoção na faixa de servidão, tendo por base a ocorrência em projetos existentes;
 - **Unidades:** n.

- **Redução do TIE:**
 - **Formulação:** atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2026 e 2031, tal como apresentado de seguida;
 -  : Positivo (melhor desempenho da RNT)
 -  : Neutro (mesmo desempenho da RNT)
 -  : Negativo (pior desempenho da RNT)

- **Qualidade da Onda de Tensão:**
 - **Formulação:** atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2026 e 2031, tal como apresentado de seguida;
 -  : Positivo (melhor desempenho da RNT)
 -  : Neutro (mesmo desempenho da RNT)
 -  : Negativo (pior desempenho da RNT)

- **Área do espaço envolvente valorizada:**
 - **Formulação:** atributo que identifica a área envolvente à da valorizada pelo projeto;
 - **Unidades:** km².

- **Cavas de tensão: redução da profundidade:**
 - **Formulação:** estimativa da melhoria, após, por exemplo, reforço de transformação;
 - **Unidades:** %.

- **População residente:**
 - **Formulação:** atributo que identifica a população residente na área envolvente à da valorizada;
 - **Unidades:** n | %.

- Densidade populacional da área valorizada:
 - Formulação: atributo que identifica a densidade populacional residente na área alvo de valorização;
 - Unidades: n/km².
- Redução da ocupação territorial de superfície:
 - Formulação: atributo que identifica o benefício associado à redução da ocupação territorial de superfície, na sequência do projeto;
 - Unidades: km² | %.
- Redução de carga natural em risco de interrupção:
 - Formulação: atributo que identifica a carga natural da subestação, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€.
- Redução de carga sem recurso em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a carga da subestação sem recurso pela RND, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€.
- Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade de transporte da rede, associada à remodelação de linhas e aos ramos da RNT confluentes às subestações em causa;
 - Unidades: MVA.
- Redução de potência de produção em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade instalada de centros eletroprodutores dependentes das instalações alvo de remodelação;
 - Unidades: MW.
- Redução de ENF em risco:
 - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução de ENF de sistemas de proteção, automação e controlo, em 2026, com a remodelação de ativos;
 - Unidades: MWh/ano.
- Redução da probabilidade de falha:
 - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução da probabilidade de falha maior de transformadores de potência, em 2026, com a remodelação de ativos;
 - Unidades: nº de falhas/un/ano.
- Cavas de tensão: redução da frequência:
 - Formulação: estimativa da redução do número anual de defeitos por 100km, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
 - Unidades: %.
- Dimensão da faixa intervencionada:
 - Formulação: atributo que identifica a área total intervencionada no âmbito do projeto;
 - Unidades: km².
- Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens:
 - Formulação: atributo qualitativo que pretende avaliar a redução do risco para Pessoas e Bens, decorrente da remodelação de ativos;
 - Unidades: +++/++/+.
- Resiliência às Alterações Climáticas:
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o benefício da implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos nas infraestruturas dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).

- Unidades: 1-10.
- Redução de impactos ambientais:
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o benefício da implementação de medidas que visem a redução de impactos ambientais das infraestruturas (medidas de mitigação).
 - Unidades: 1-10.
- Melhoria do Indicador de Estado do Ativo*:
 - Formulação: atributo que identifica a melhoria do IE do ativo alvo de remodelação, em 2026, face à previsão para o IE desse ativo sem receber as ações de remodelação;
 - Unidades: 0-10.

* Na presente versão do PDIRT 2022-2031, para além deste atributo, apresenta-se a estimativa do Indicador do Estado (IE) do ativo caso não se realizasse a ação de remodelação preconizada neste plano. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações aos resultados obtidos.

- Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação:
 - Formulação: atributo que pretende estimar o impacto da falha do ativo ou da instalação no desempenho técnico da RNT;
 - Unidades: 0-10.
- Manutenção ou criação de emprego externo:
 - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRT, e que consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de "full-time equivalent" associado ao investimento e sua tipologia;
 - Unidades: n.
- CAPEX:
 - Formulação: atributo que apresenta o custo do investimento para a concretização do projeto;
 - Unidades: M€.
- Sobrecusto evitado para o SEN:
 - Formulação: atributo que estima os custos para o SEN adicionais aos do investimento apresentado e que decorreriam do aumento do risco da falha pela não realização ou adiamento do referido investimento. Estes custos adicionais consideram a substituição dos ativos danificados sede da falha e de outros conexos como resultado direto e indireto dessa mesma falha, respetivas indisponibilidades não-programadas, de maior duração e menor flexibilidade para o SEN, realização da reparação/remodelação de forma intempestiva e não programada, em contexto de reação a emergência com maiores restrições de acesso a preços de mercado, sujeitando-se a preços mais desfavoráveis do que os que se conseguem obter ao realizar-se o investimento de forma programada e com maior capacidade de negociação por parte do ORT;
 - Unidades: M€.

A monetização dos atributos relativos aos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos, assim como do potencial económico decorrente da redução da energia em risco baseou-se num estudo realizado para as autoridades do Reino Unido (Ofgem e DECC)²⁰. Esse estudo valoriza a segurança do abastecimento de energia elétrica através da abordagem "Choice Experiments", a qual visa estimar o valor da energia não fornecida ("Value of Lost Load (VoLL)") em termos de *disponibilidade-para-aceitar* ("willingness to accept"). Nos cálculos

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

realizados pela REN, efetuou-se não só o câmbio GBP/EUR para o ano base desse estudo, mas também a devida calibração do VoLL estimado para o Reino Unido, em função dos PPP ("Purchasing Power Parities") dos dois países (de acordo com dados estatísticos da OCDE para o ano em análise). Esta abordagem permite integrar, de forma mais abrangente do que outras, o valor da energia não fornecida percebido pelo consumidor na sua multiplicidade de perspectivas e de fatores valorativos.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se como *trade-off* 26,75 €/MWh e 19,85 €/MWh, que representam a previsão do custo marginal médio de produção em 2026 e 2031, respetivamente, obtidos a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração os consumos e parques produtores previstos para aqueles dois horizontes temporais. Estes valores representam assim os custos marginais médios de produção anual estimados para os anos de 2026 e 2031.

Especificamente, no que à monetização dos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos diz respeito, são apresentados benefícios monetizados dos projetos de modernização de transformadores de potência e de sistemas de proteção, automação, controlo e monitorização. Assim, para a estimativa da monetização dos atributos correlacionados com riscos de interrupção de carga natural e de corte de carga sem recurso, considerou-se que os montantes em causa se referem ao pior cenário para o sistema, focado no período 2022-2026, e para a circunstância hipotética de teste de não se realizar a remodelação, uma vez que se trata de instalações/equipamentos em fim de vida útil e cujo estado operacional justifica as ações de modernização.

2.4. Exemplo de aplicação da metodologia

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

2.4.1. Atributos calculados com base em modelos de mercado

Metodologia

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

Dos estudos com o VALORAGUA, é possível identificar os benefícios na perspetiva socioeconómica induzidos por cada projeto, que se traduzem em melhorias de eficiência dos sistemas, expetáveis na média dos regimes hidrológicos. No contexto dos Projetos Base e Complementares do PDIRT de expansão da rede, estes benefícios correspondem à redução de custos variáveis de exploração do SEN. Das simulações, são igualmente obtidas estimativas da integração de energias renováveis, bem como das emissões de CO₂ resultantes das centrais termoelétricas.
- iii. Os custos variáveis de exploração do sistema eletroprodutor nacional incluem: encargos com combustíveis, custos de O&M e licenças de emissão de CO₂. As trocas de energia com o sistema espanhol necessitam de ser contabilizadas através do correspondente acréscimo de custos ou proveitos de mercado, consoante se trate de importação ou exportação, respetivamente. Para o efeito, a eletricidade importada/exportada de Espanha é valorizada ao Custo Marginal de Produção do sistema espanhol que resulta das simulações.
- iv. O modelo RESERVAS é utilizado para avaliação das condições de segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de indicadores probabilísticos.

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

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

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

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

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

Pressupostos usados nas simulações na proposta de PDIRT 2022-2031

A avaliação dos projetos é realizada para as configurações do SEN dos estádios futuros 2026 e 2031, perspetivadas pelas linhas de orientação do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020 de 10 de Julho. Para o efeito, tendo por base as análises de 2027 e 2030 do RMSA-E 2020, assumiu-se uma evolução da procura de eletricidade de acordo com o cenário "Central Ambição", e da oferta indicada no cenário "Ambição" com as devidas adaptações necessárias ao nível da energia solar decorrente dos montantes de potência já atribuída.

Os restantes pressupostos assumidos nos estudos são os indicados pela DGEG para elaboração do RMSA-E 2020, nomeadamente quanto aos preços de combustíveis e das licenças de CO₂.

O projeto que serve de exemplo para a análise corresponde à Ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Lagoaça (PR1207). A ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça tem por finalidade o incremento da capacidade de receção de nova produção, num montante estimado da ordem dos 400 MVA, nas regiões de Trás-os-Montes/eixo do Douro, onde se antevê a possibilidade de um crescimento apreciável da potência instalada em nova produção a partir de fonte eólica, tendo em conta as metas de renovável constantes do RMSA-E 2020 e do PNEC 2030.

Projeto	Estádios	Capacidade de rede para nova produção (MW)	
		Eólica	
Ribeira de Pena-Lagoaça	2031	400	

Cálculo dos atributos

- **Benefício Socioeconómico:**

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

Dos resultados do VALORAGUA, resulta a identificação dos custos evitados para o SEN que ascendem a 37,4 M€/ano em 2031, decorrentes da redução de consumo em combustíveis, custos variáveis em O&M e licenças de CO₂, bem como do aumento das exportações de eletricidade para Espanha, na média dos regimes hidrológicos.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2031
--	------

Benefícios/Custos evitados face à Base (M€)

Combustíveis + O&M	14,4
Licenças de CO ₂	3,3
Mercado (importações/exportações)	19,7
Total (Valor Esperado)	37,4

- **Integração da Produção de FER:**

Por sua vez, a integração de nova produção renovável que decorre da capacidade adicional eólica é estimada em 786 GWh/ano em 2031.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2031
--	------

Acréscimo de produção renovável (GWh)	786
---------------------------------------	-----

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

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

- **Flexibilidade:**
Não valorizada.

- Redução das Emissões de CO₂:

Ao nível das emissões de CO₂ pelas centrais termoelétricas do SEN, identificou-se um total de 103 kton/ano evitados em 2031, resultante do menor contributo por aquelas centrais.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2031
--	------

Redução de Emissões de CO ₂ (kton/ano)	103
---	-----

2.4.2. Atributos calculados com base em simulações de rede

- Redução das perdas de energia:

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

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

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

No caso da ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Lagoaça foi feita uma comparação de valores de perdas na RNT entre a topologia de referência acima referida e aquela que se obtém retirando os reforços de rede associados a esse 'Bloco de projetos' (metodologia TOOT²¹).

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

²¹ 'Take Out One at the Time'

agravamento das perdas da rede, facto que é registado com valores negativos nos respetivos quadros.

No caso em apreço, a topologia da RNT que serve de referência para a avaliação do impacto dos 'Bloco de projetos' nas perdas na rede consiste nos elementos que, de acordo com a calendarização proposta no PDIRT, estejam em serviço em cada um desses horizontes, ou seja, corresponde à topologia de rede prevista para final de 2021, acrescida do conjunto de Projetos Base e Complementar que se encontra aprovado ou previsto na proposta de Plano entrar ao serviço até ao horizonte em análise.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se 19,85 €/MWh que representa a previsão do custo marginal médio de produção em 2031, respetivamente. Este valor foi obtido a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração o consumo e o parque produtor previsto para aquele horizonte temporal, representando assim o custo marginal médio de produção anual estimado para o referido ano.

Aplicando a metodologia acima referida ao 'Bloco de projetos' denominado de 'Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona de Trás-os-Montes)', onde está incluída a ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Lagoaça, estima-se que o conjunto dos reforços de rede associado venha a contribuir para uma redução média anual das perdas da RNT de 39 428 MWh para o horizonte de 2031. Esta energia representa uma redução média anual de aproximadamente 0,783 M€ ao nível da operação do sistema elétrico para o horizonte de 2031.

2.4.3. Outros atributos

- Cavas de tensão: redução da profundidade
Não quantificado.
- Ocupação Territorial Linear

O somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 65 km de extensão²².

- Dimensão da faixa de defesa contra incêndios

A largura regulamentar da faixa de proteção de linhas MAT é de 45 metros. Considerando que o somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 65 km de extensão, estima-se 2,93 km² totalidade na área passível de ser integradas nas redes secundárias de defesa contra incêndios.

- Valorização de espécies autóctones

Na nova faixa de servidão a constituir, com 2,93 km², estima-se que sejam passíveis de promoção cerca de 41.000 indivíduos de espécies autóctones, com base tendo por base a ocorrência em projetos existentes.

²² Valor corresponde ao somatório dos comprimentos lineares dos novos troços de linha que irão ser construídos. Esta linha irá utilizar 87 km de linha já existente.

- Manutenção ou criação do emprego externo

O cálculo do atributo “Manutenção ou criação de emprego externo” é efetuado seguindo o modelo *input-output*, por bloco de projetos, para o período de realização do investimento²³ e baseia-se na seguinte metodologia:

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

Assim, aplicando a metodologia *supra* para o bloco de projetos ‘Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona de Trás-os-Montes)’, obtém-se o valor de 22,4 como a melhor estimativa para a *ratio* “Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€)”. Combinando este valor com o CAPEX para este bloco de projetos (20,0 M€), apura-se em 578 os empregos externos mantidos ou criados.

- CAPEX

Os valores de investimento apresentados para um determinado projeto, expressos em preços reais médios de mercado e com base nos custos de referência, resultam de uma estimativa tendo por base as tipologias e quantidades dos equipamentos que constituem os reforços de rede previstos para o projeto em causa, neste caso 25,8 M€.

²³ Foi feita uma análise para 2026 e outra para 2031.



07 ANEXOS

ANEXO 11

TEN YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2020

REN 

Ten Year Network Development Plan 2020

Enquadramento

A ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*) publica de dois em dois anos o Plano Decenal Europeu (TYNDP) com carácter não vinculativo, no qual apresenta a estratégia Europeia relativamente ao desenvolvimento e investimento nas redes de transporte de energia eléctrica. Este documento é elaborado tendo por base um alargado conjunto de estudos desenvolvidos de forma articulada pelos diferentes TSO's envolvidos neste processo. Os investimentos contidos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSO's e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados como "*Third Party Projects*".

O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, publicado em 14 de agosto de 2009 e com aplicabilidade a partir de 3 março de 2011, em que no ponto 3. do artigo n.º 8, define que a ENTSO-E deve aprovar "de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia".

O citado regulamento estabelece que o TYNDP deve basear-se nos planos de investimento nacionais, sendo a sua consistência garantida pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), e, se necessário, de acordo com as orientações para as redes transeuropeias de energia. O plano deverá também explorar e identificar lacunas de investimento, nomeadamente as relacionadas com capacidades transfronteiriças.

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

- Desenvolvimento dos cenários (procura e oferta) de médio e longo prazo;
- Estudos de Mercado;
- Estudos de Rede;
- Avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP (análise CBA/multicritério).

Desenvolvimento dos cenários/visões de longo prazo TYNDP 2020

As análises do TYNDP 2020 assentam num conjunto de cenários realistas e tecnicamente viáveis, com base em políticas ambiciosas orientadas para o futuro, como seja a redução das emissões de CO₂ de 80% a 95% em 2050 ou mesmo a neutralidade carbónica, necessária para limitar o aquecimento global a 1,5°C conforme o Acordo de Paris. Tal como no TYNDP 2018, as associações europeias dos operadores das redes de transporte de eletricidade e de gás (ENTSO-E e ENTSOG) reuniram esforços e conhecimentos para fornecer um conjunto de cenários comuns, permitindo avaliações de futuras decisões de investimento na Europa baseadas numa análise comparativa entre os sectores. De cada *cenário* resulta uma caracterização detalhada dos sistemas individuais ao nível da produção e do consumo de eletricidade, com uma abordagem comum a nível Europeu de forma a garantir coerência global.

Os cenários do TYNDP 2020 cobrem o horizonte de 2020 a 2040, sendo que os estádios 2020 e 2025 são rotulados como *melhores estimativas* devido a um nível mais baixo de incerteza. Aumentando a incerteza ao longo de horizontes de temporais mais afastados, os cenários 2030 e 2040 foram projetados tendo por base os Planos Nacional Energia e Clima (PNEC), assim como o cumprimento dos objetivos europeus de 2050. Os cenários para 2030 e 2040 foram construídos envolvendo diversos *stakeholders*, entre outros, a indústria, ONGs, Estados-Membros e Reguladores, tendo em vista os seguintes pressupostos:

- **Tendências nacionais (*National Trends - NT*)**

Cenário central alinhado com os PNECs, definidos de acordo com a governação da União da Energia e as regras de ação climática, bem como outras políticas nacionais e metas climáticas já estabelecidas pelos estados membros da UE. O NT cumpre as metas estabelecidas no quadro relativo ao clima e à energia para 2030 (32% de energias renováveis, 32,5% de eficiência energética) e a estratégia de longo prazo da Comissão Europeia para 2050 que define a meta de 80-95% de redução de CO₂ em comparação com os níveis de 1990.

- **Energia distribuída (*Distributed Energy - DE*)**

Cenário compatível com a meta de 1,5°C do Acordo de Paris, considerando também as metas climáticas da UE para 2030. Adota uma abordagem descentralizada para a transição energética. Uma característica fundamental do DE é o papel do produtor-consumidor de energia (*prosumer*), que participa ativamente no mercado de energia e ajuda a impulsionar a descarbonização do sistema, investindo em soluções de pequena escala e abordagens circulares.

- **A ambição global (*Global Ambition - GA*)**

Cenário compatível com a meta de 1,5°C do Acordo de Paris, considerando também as metas climáticas da UE para 2030. O GA olha para um futuro liderado pelo desenvolvimento em produção centralizada. Economias de escala levam a reduções significativas de custos em tecnologias emergentes, tais como a energia eólica offshore.

Estudos de Mercado

Para os cenários descritos anteriormente foram efetuadas simulações dos sistemas elétricos, tendo por objetivo responder à pergunta: "que produção (localização e tipo) irá satisfazer o consumo num horizonte futuro?".

Através da realização de simulações em ambiente de mercado a nível pan-europeu, sem perder de vista as especificidades de âmbito regional, é desenvolvido um processo de otimização económica, para cada hora do ano, tendo em consideração diferentes restrições, tais como a flexibilidade e disponibilidade das centrais termoelétricas, a produção com origem em fontes de energia renováveis, os perfis da procura e as incertezas associadas, para além das capacidades de interligação entre os países.

Assim, com base nestas simulações são calculados os impactos económicos, ambientais e de segurança de abastecimento dos projetos de investimento em novas interligações, com base na redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, na variação global de emissões de CO₂ e dos volumes de energia renovável desaproveitada, bem como nos níveis de partilha de recursos pan-europeus.

Estudos de Rede

Também para cada um dos 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 TSO's envolvidos, considerando para tal diferentes situações de operação futura da rede.

Para além disso - definição dos novos reforços de rede - os estudos de rede permitem ainda estimar um conjunto de indicadores técnicos fundamentais para a avaliação dos projetos de investimento

incluídos no TYNDP, como sejam o cálculo da variação das perdas, bem como os níveis de flexibilidade que cada projeto oferece à rede de transporte europeia.

Avaliação dos projetos

A avaliação dos projetos considerados de relevância Europeia foi feita com base numa metodologia de análise custo-benefício (CBA) multicritério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com a ACER, os diferentes Estados Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se, como referido, numa análise multicritério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, e outros são avaliados apenas qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO₂ ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constitui uma base completa e sólida, tanto para avaliação de projetos dentro do TYNDP, como para o processo de seleção dos PIC (Projetos de Interesse Comum).

A primeira edição da metodologia de avaliação CBA multicritério aprovada pela Comissão Europeia em 4 de fevereiro de 2015 foi utilizada pela ENTSO-E na elaboração dos TYNDP 2014 e 2016. A segunda edição da metodologia de avaliação CBA multicritério elaborada pela ENTSO-E e utilizada na elaboração do TYNDP 2018 foi aprovada pela Comissão Europeia em 27 de setembro de 2018 e foi designada por "*2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*"¹. A experiência sobre a utilização desta metodologia CBA multicritério nestes três TYNDP tem alertado para a necessidade de continuar a desenvolver a metodologia, de forma a permitir uma avaliação mais consistente das infraestruturas elétricas (linhas de transmissão e projetos de armazenamento). No TYNDP 2020 foi utilizada a metodologia de avaliação de CBA multicritério, designada por "*3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*", desenvolvida pela ENTSO-E (depois de ouvidos a ACER e os Estados Membros) e submetida oficialmente à Comissão Europeia em fevereiro de 2021.

¹ <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>

Projetos da RNT no TYNDP 2020

Apresenta-se no Quadro seguinte, os clusters de investimentos na RNT incluídos no TYNDP 2020, bem assim como o correspondente código de ref.^a em sede de TYNDP do projeto PDIRT.

Ref. ^a TYNDP 2020	Nome	Descrição	Projetos em Portugal	Projeto da RNT
1	“RES in north of Portugal”	Este <i>cluster</i> de projetos permite acomodar toda a nova produção hídrica do Cávado e do Alto Tâmega e otimizar a receção de produção eólica na região. Os novos corredores de 400kV permitem ainda escoar a nova produção em corredores alternativos às atuais linhas existentes entre A. Lindoso e Recarei (400kV), permitindo manter a capacidade de interligação com Espanha nos níveis acordados entre os dois ORT.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha dupla de 400kV V.Minho-R.Pena-Feira (com um terno a 220kV para futura linha V.P.Aguiar-Carrapatelo) • Subestação de R.Pena • Linha de 400kV Pedralva-Sobrado 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado • Aprovado PR0911 (proposto)
4	“Interconnection Portugal-Spain”	Estes reforços de rede em Portugal dão resposta a compromissos assumidos por Portugal, no âmbito do MIBEL, em assegurar uma capacidade de interligação comercial entre os dois países da Península Ibérica de 3000MW. Este <i>cluster</i> contempla ainda alguns reforços de rede a ser desenvolvidos pela REE em Espanha, os quais podem ser consultados no “TYNDP 2020”.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha Fontefria-P.Lima-V.N.Famalicão (400kV) • Subestação de P.Lima 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado (troço em PT) • Aprovado
85	“Integration of RES in Alentejo”	O fecho de malha a 400kV entre F. Alentejo e Tavira contribui para a integração na rede do potencial de produção solar existente nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, onde a atual capacidade de receção é limitada.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha dupla F.Alentejo-Ourique-Tavira (400+150 kV) • Linha de 400 kV Alqueva-Divor • Ampliação da subestação de Ourique 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado • Aprovado • Aprovado

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

Número PIC (listas de 2013, 2015, 2017 e 2019)	Projeto	Projeto da RNT
2.16.1	Linha de 400 kV Pedralva-Sobrado	PR0911 (proposto)
2.16.3	Linha de 400 kV V.Minho - R.Pena - Feira	• Aprovado
2.17	Interligação a 400 kV P.Lima – V.N.Famalicão –Vermoim / Recarei (PT) e Beariz - Fontefría (ES)	• Aprovado (troço em PT)

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

Nas páginas que se seguem, para os projetos da RNT considerados de relevância Europeia, apresenta-se a sua descrição e avaliação, conforme se encontra documentado no TYNDP 2020².

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

Project Sheet

RES in north of Portugal



Project type transmission

Project id 1

Created by

Created on Feb 12, 2021 12:32:54 PM

Index

1 of 16

Key Information	3
Description	3
Project Description & Context	5
Project Investments	5
System Needs addressed by the project	6
Interconnection targets	6
Project Assessment	10
Transfer capacity increase (National Trends 2025)	10
CBA results	10
Central scenario: National Trends	10
Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition	12
Non scenario-dependent indicator(s)	13
Sensitivity Study: Current Trends	14
Residual impact	15
Project Costs	15

Key Information

Internal Project
Onshore substation
New

PCI number 2.16.1 and 2.16.3 (4th list, 31 Oct. 2019)
Planned But Not Yet Permitting

Description

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

Project promoters

Rede Eléctrica Nacional

Countries

Portugal



National development plan(s)

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2020-2029, pages 136 (
https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_rel%C3%B3rio.pdf
); Appendix 3, page 1 and Appendix 4 page 3 (
https://www.erse.pt/media/1mrlurh/proposta-de-pdirt-e-2019_anexos.pdf
)

Additional information on the project

Portuguese National Development Plan:

https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_rel%C3%B3rio.pdf
;

Project website

https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/

PCI page – link to EC platform:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Project sheet backlog

6 Nov. 2020 - Publication as part of the draft TYNDP 2020 package for consultation

Project Description & Context

Project Investments

Main investment(s):

New double-circuit 400kV OHL Vieira do Minho (PT) - Ribeira de Pena (PT) - Feira (PT).

New 400/60kV substation in Ribeira de Pena.

Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or recluster
AC transmission line	131	V.Minho (by Ribeira de Pena)	Feira (by Ribeira de Pena)	In Permitting	2022	Ahead of time	
Onshore substation		Ribeira de Pena (PT)	-	In Permitting	2021	Ahead of time	

Other investments

Description	Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or recluster
New double circuit Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV OHL, (only one circuit installed in a first step).	AC transmission line	67	Pedralva (PT)	Sobrado (PT)	Planned But Not Yet Permitting	2024	Rescheduled	Due to the expected delay of the connection of new RES generation, the commissioning date of this investment item was rescheduled

Reason for investment clustering

Clustering: This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation,

taking also into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena is also considered in this axis for direct connection of generation.

A new line between Pedralva and Sobrado is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of the new generation.

Is the project in the reference grid?

Yes

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) selected up to 4 system needs that are addressed by their project in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

As part of the TYNDP 2020, ENTSO-E released a study investigating cross-border system needs in the 2030 and 2040 horizons.

Need		How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
	Infrastructure to address system adequacy deficiencies and/or mitigate the risk of power failures.	Adequacy needs are identified in Portugal mainly due to the expected decommissioning of old power plants along with increasing levels of variable generation. The integration of Hydro power plants with pumping (included in this project) are necessary in order to comply with national adequacy standards
	Infrastructure to improve system flexibility and stability e.g. improve system or local ramp rate, improve transient stability or RoCoF to meet system Needs.	Flexibility is the ability of a power system to respond to changes in power demand and generation. Storage facilities such as pumped storage and hydro storage schemes with peak generation are one of the solutions to cope with high power ramps
	Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment	Project for integration of Hydro power plants with pumping

Interconnection targets

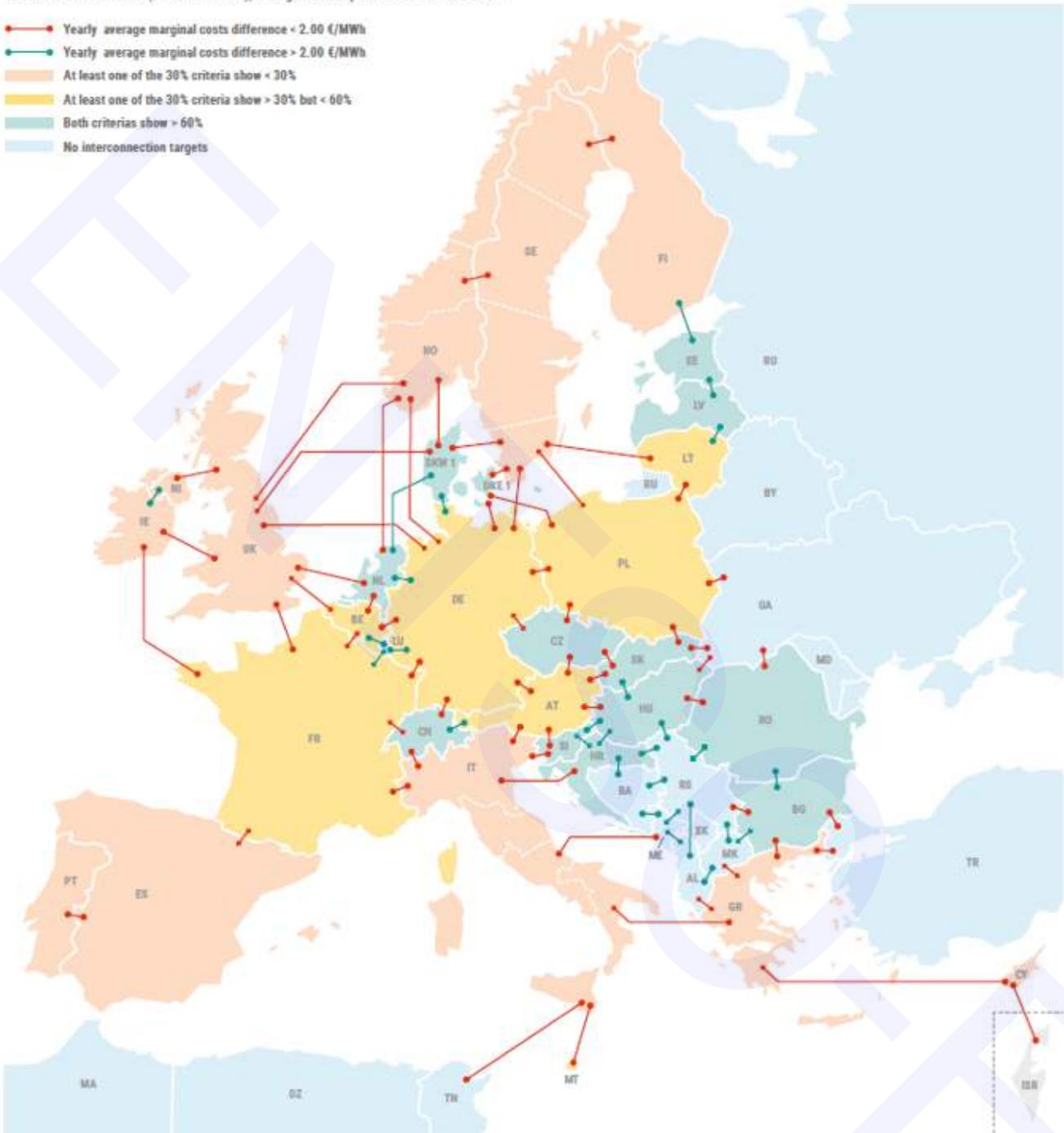
In 2017, the Interconnection Target Expert Group proposed alternative indicators to the 15% interconnection criteria for every country and electrified island with a new methodology developed collaboratively between the European Commission, ENTSO-E, ENTSG, industry, universities and other experts. The methodology is based on three indicators:

1. Price differential between EU countries, with an objective to reduce it below 2 EUR/MWh
2. Ratio between nominal transmission capacity and installed RES capacity, with a target of past 30%
3. Ratio between nominal transmission capacity and peak load, with a target of past 30%

The following maps show the ITEG methodology applied to the TYNDP 2030 scenarios, with the 2020 grid.

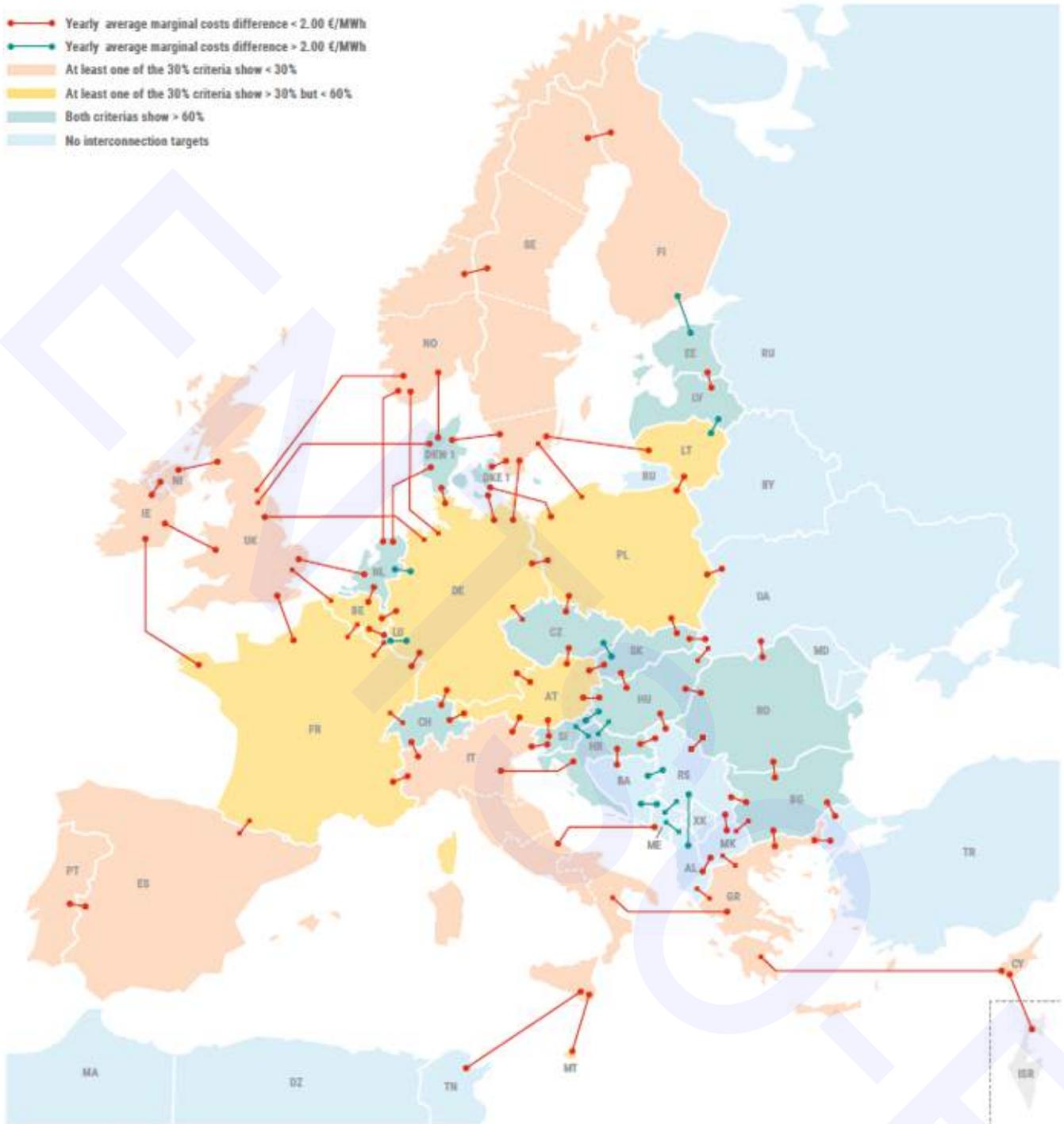
ITEG indicators in 2030 (National Trends), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criteria show > 60%
- No interconnection targets



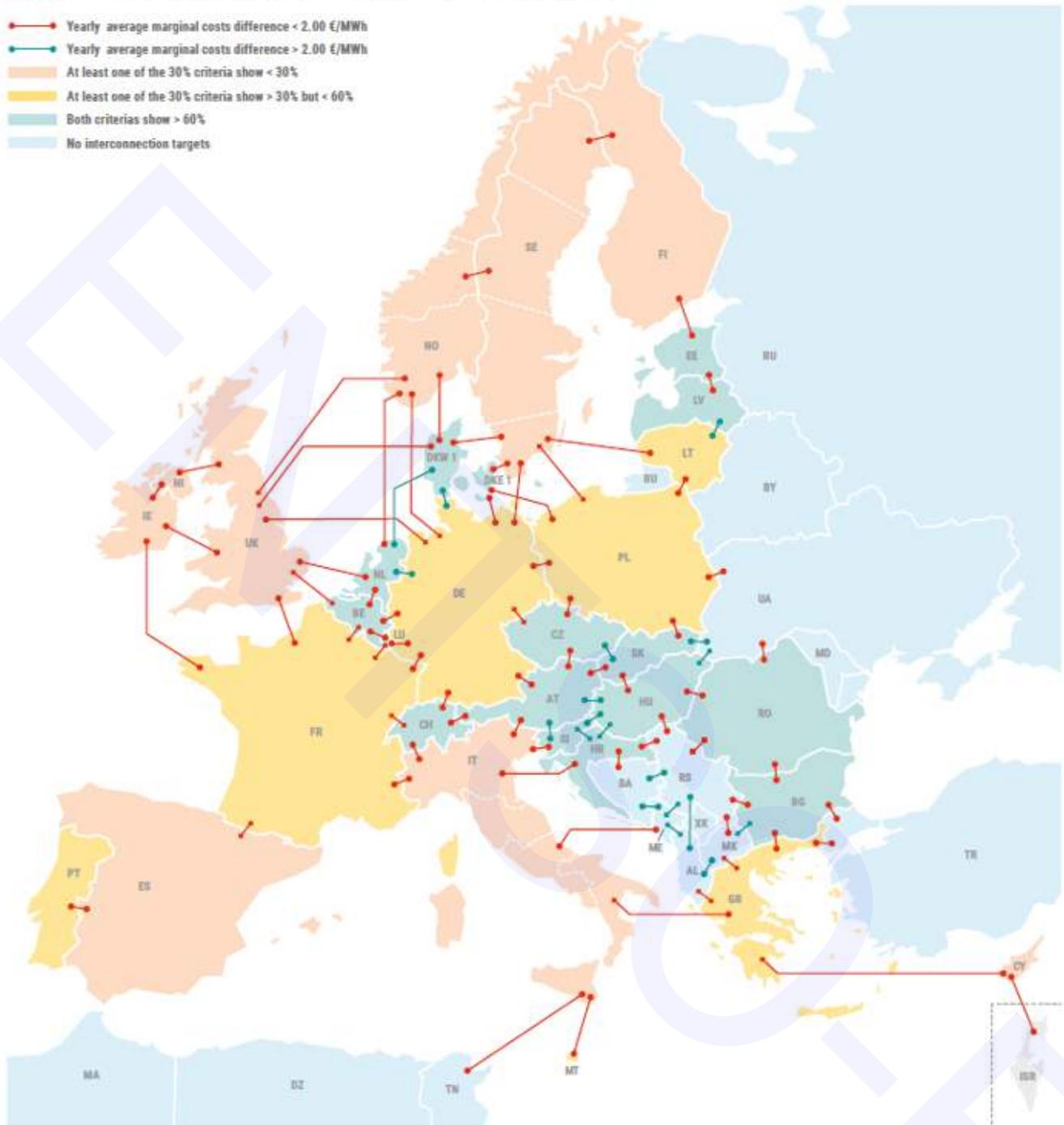
ITEG indicators in 2030 (Distributed Energy), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criteria show > 60%
- No interconnection targets



ITEG indicators in 2030 (Global Ambition), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criterias show > 60%
- No interconnection targets



Project Assessment

Transfer capacity increase (National Trends 2025)

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Internal (Portugal)	1400	1400

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2025 (scenario National Trends 2025) and in 2030 (three scenarios: National Trends, Distributed Energy and Global Ambition). Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit so-called project-level benefits (B7 to B10). The benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project. Results are presented per scenario.

Central scenario: National Trends

National Trends is the central policy scenario of the TYNDP2020, designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP), in line with the requirement to meet current European 2030 energy strategy targets.

			Comparison of the COP21 scenarios with NT2030 average result		
	NT2025	NT2030	DE2030 is < or > than NT2030	GA2030 is < or > than NT2030	

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M € / year)	max average min	25 24 23	37 27 16	>	<	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	max average min	5 4 2	6 4 2	>	<	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic	max average	21 19	45 41	>	<	ENTSO-E assessment

Welfare increase resulting from RES integration	min	17	37			
---	-----	----	----	--	--	--

Reduction of CO2 and GHG emissions

B4 Non-CO2 emissions (kg/year)

B4a Nitrogen oxides	average	409	566	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4b Ammonia	average	21	30	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide	average	687	868	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	1284	-2122	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	39	51	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	1272	-2140	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	max average min	-87 -153 -203	-58 -149 -213	<	>	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M € / year)	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	6 12 25	5 11 24	< < >	< < <	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year)	average	18	19	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from	CO2 price 60€/ton 100€/ton	-1 -2 -3	-1 -1 -3	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

CO2 variation from network simulation monetised (M € / year)	ton 189€/ton					
--	-----------------	--	--	--	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	max average min	437 402 353	1210 1102 1017	>	<	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		1154	1154	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year)	average	35	60	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year)	average	2	2	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year)	max average min		N/A	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year)	average	n/a	N/A	>	n/a	ENTSO-E assessment

Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition

DE and GA are two scenarios created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-28 emissions to net-zero by 2050. For these two scenarios, projects were assessed with a subset of CBA parameters.

	DE2030	GA2030	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	35	18	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	10	4	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	60	31	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-186	-105	ENTSO-E assessment	
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	CO2 price	60€/ton	1 9 25	3 7 16	ENTSO-E assessment
	100€/ton				
	189€/ton				

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	1131	721	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		1154	1154	ENTSO-E assessment

Non scenario-dependent indicator(s)

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
Pedralva-Sobrado (New AC line)	++	++	0	Qualitative assessment by ENTSO-E based on information on the project technology provided by the project promoter(s). This indicator is not dependent on scenarios or time horizons.
V.Minho -R.Pena-Feira (New AC line)	++	++	0	

Sensitivity Study: Current Trends

'Current Trends' describes a future where the energy transition is slower than planned.

	CT2030	
--	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	37	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	7	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	46	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-255	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation	CO2 price	60€/ton	8
		100€/ton	18
			41
			ENTSO-E assessment

resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	ton 189€/ton		
---	-----------------	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	851	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		1154	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
V.Minho -R.Pena-Feira	In Permitting	13	Habitats Directive Birds Directive
		7	Habitats Directive IUCN key biodiversity áreas

Note based on CBA Guideline 3.0: Given that the actual route of the project might not be defined due to the low degree of maturity of its investment(s), an environmental assessment is not yet available.

Additional information by the project promoter(s)

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=2363>

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=2621>

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=3217>

Residual social impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
V.Minho -R.Pena-Feira	In Permitting	10	Globally Important Agricultural Heritage Systems (GIAHS)

Project Costs

The costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	OPEX
2. Pedralva-Sobrado	30.4	±10%	0.066
4. V.Minho -R.Pena-Feira	69	±10%	0.155
474. Substation Ribeira de Pena	7.4	±10%	0.054
Total	106.8		0.275

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

- 2 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
-
- 4 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
-
- 474 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Project Sheet

Interconnection Portugal-Spain



Project type transmission

Project id 4

Created by

Created on Feb 12, 2021 12:33:40 PM

Index

1 of 19

Key Information	3
Description	3
Project Description & Context	6
Project Investments	6
System Needs addressed by the project	7
Interconnection targets	8
Project Assessment	12
Transfer capacity increase (National Trends 2025)	12
CBA results	12
Central scenario: National Trends	12
Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition	15
Non scenario-dependent indicator(s)	16
Sensitivity Study: Current Trends	16
Residual impact	17
Project Costs	18

Key Information

Cross Border Project Onshore substation New

PCI number 2.17 (4th list, 31 Oct. 2019) In Permitting

Description

In order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL), and strengthen the Internal Energy Market (IEM), the increase of the interconnection between Spain and Portugal is needed. A new OHL 400kV interconnection between Fontefría (Spain) and Ponte de Lima (Portugal). Internal reinforcements complement the cross border section, such as the axis in Spain between Fontefría and Beariz, in order to be able to connect the crossborder project to the existing network, and in Portugal between Ponte de Lima (previously Viana do Castelo) and Vila Nova de Famalicão (previously Vila do Conde). This project was included in the 2013, 2015, 2017 and 2019 PCI list (PCI 2.17).

Project promoters

Red Eléctrica de España
Rede Eléctrica Nacional

Countries

Spain
Portugal



National development plan(s)

Spanish NDP, Spain, 2015-2020, Project Label TI-1 and Project Sheet in Annex III, page 141 & Portuguese NDP, Portugal, Draft NDP 2020-2029, pages 197 (

https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_relata%C3%B3rio.pdf

); Appendix 4 page 3 (

https://www.erse.pt/media/1mrlurh/proposta-de-pdirt-e-2019_anexos.pdf

), Spanish NDP, Spain, 2015-2020, Project Label TI-1 and Project Sheet in Annex III, page 141

Additional information on the project

Project website

<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/proyectos-de-interes-comun-europeos-pic>

;

https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/

PCI page – link to EC platform

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Other links:

Spanish National Development Plan:

<http://www.mincotur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/>

<desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx>

Portuguese National Development Plan:

https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_rel%C3%B3rio.pdf

;

https://www.erse.pt/media/1mrlurh/proposta-de-pdirt-e-2019_anexos.pdf

Inter-Governmental agreement (Madrid and Lisbon Declarations)

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Madrid%20declaration.pdf>

;

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/lisbon_declaration_energyinterconnections_final.pdf

Constitution of the High Level Group on Interconnections for South West Europe

The High Level Group is responsible to prepare a plan to implement the Madrid Declaration and ensure regular monitoring of progress of the projects and provide adequate technical assistance to the Member states. The group will deal with both gas and electricity infrastructure.

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm

XXII Portuguese-Spanish Summit (main conclusions)

Main conclusions from the XXII Portuguese-Spanish summit where both governments agreed to continue working on the definition and routes for two new interconnection in order to reach an interconnection capacity of 3000 MW by 2010 between both countries.

https://www.madrid.embaixadaportugal.mne.pt/images/Declara%C3%A7%C3%A3o_XXII_Cimeira_Luso-Espanhola.pdf

Project sheet backlog

6 Nov. 2020 - Publication as part of the draft TYNDP 2020 package for consultation

Project Description & Context

Project Investments

Main investment(s):

New northern interconnection. New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefria (ES).

New northern interconnection. New 400kV OHL Fontefria (ES) - Ponte de Lima (PT) - Vila Nova de Famalicão (PT).

New northern interconnection. New 400kV substation Fontefria (ES), previously O Covelo.

New northern interconnection. New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras

New 400/150kV substation Ponte de Lima (PT), previously V. Castelo.

Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or re-clustering
AC transmission line	30	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	In Permitting	2022	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
AC transmission line	140.21	Fontefria (ES)	Vila Nova de Famalicão (PT) (By Ponte de Lima)	In Permitting	2022	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
Transformer				In Permitting	2022	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
Onshore		Beariz (ES)	Beariz (ES)	In Permitting	2022	Delayed	Delays due to social and environmental problems

Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or re-clustering
substation				ing			(possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.
Onshore substation		Ponte de Lima (PT)	Ponte de Lima (PT)	In Permitting	2022	Delayed	Delays due to social and environmental problems (possibility of re-routing and/or siting or re-siting of facility(ies)). The permitting had to be reinitiated.

Reason for investment clustering

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

Is the project in the reference grid?

Yes

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) selected up to 4 system needs that are addressed by their project in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

As part of the TYNDP 2020, ENTSO-E released a study investigating cross-border system needs in the 2030 and 2040 horizons.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
ITEG Infrastructure to tackle a Need identified by one of the European ITEG indicators referring to the 15% interconnection target for 2030:1. Reduce the price differential between EU countries to below 2EUR/MWh.2. Contribute to pushing ratio between nominal transmission capacity and installed RES capacity past 30%.3. Contribute to	IoSN report shows that for the 2040NT scenario the yearly average marginal price difference is higher than the 2€/MWh defined by Interconnection Target Expert Group as threshold for developing new interconnections. In addition, Spanish interconnectors nominal transmission capacity is below 30% of

Need		How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
	pushing ratio between nominal transmission capacity and peak load past 30%.	the national peak load and RES capacity
	Infrastructure to improve system flexibility and stability e.g. improve system or local ramp rate, improve transient stability or RoCoF to meet system Needs.	The increase of interconnection capacity will be essential to cope with the residual load ramps challenge. The increase of interconnection capacity between countries will allow to exchange the power flows from flexibility sources.
	Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment	TYNDP shows a reduction of RES spillage considering the increase of interconnection capacity.
	Infrastructure and/or market design to provide balancing flexibility (e.g. international pooling / sharing of reserves, coordinated development of reserve capacity)	New interconnections with cross border impact can enable the increase of exchange of balancing energy (Welfare savings through exchanging balancing energy and trough imbalance netting). Balancing energy refers to products such as Replacement Reserve (RR), manual and automatic Frequency Regulation Reserve (FRR).

Interconnection targets

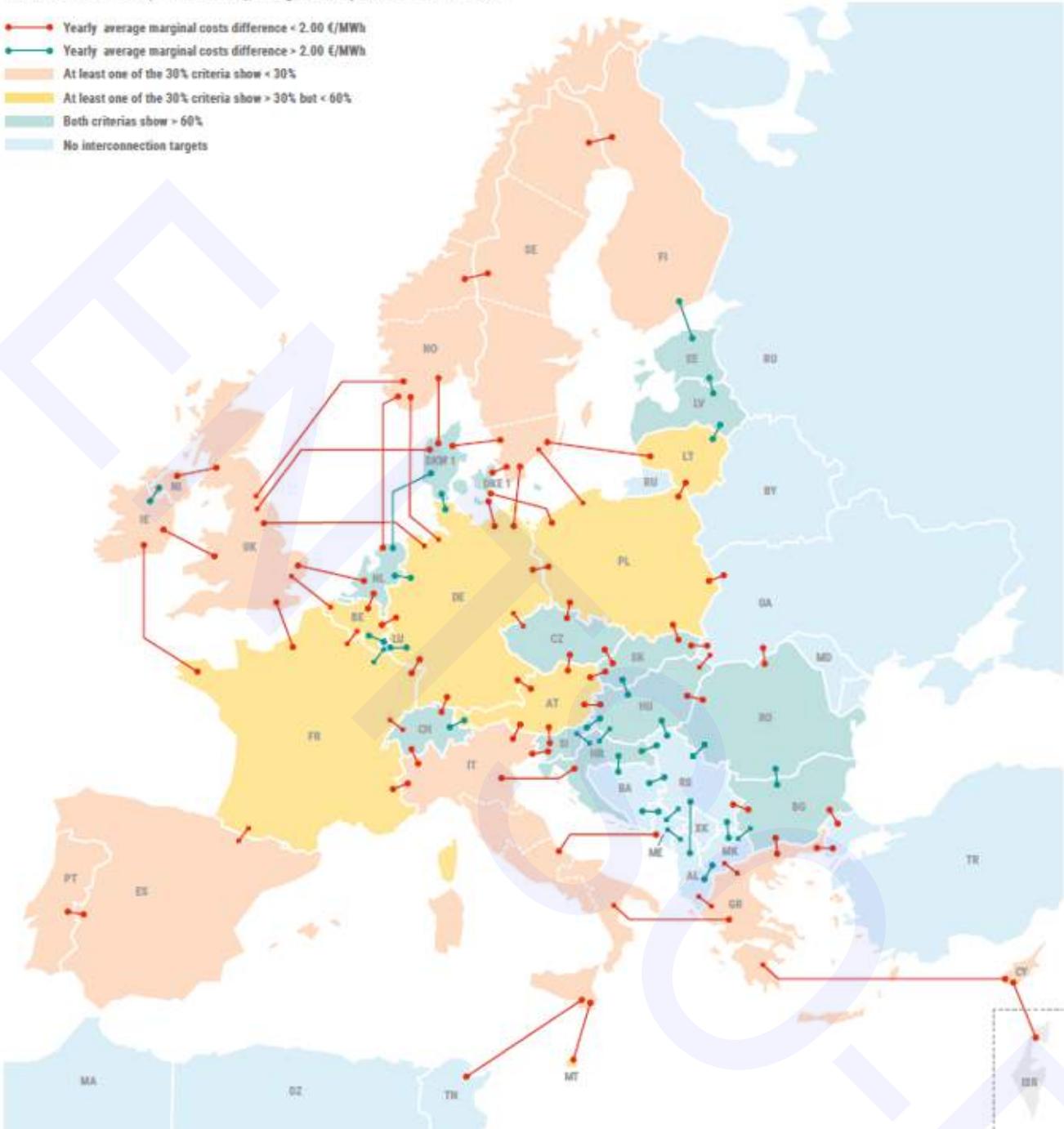
In 2017, the Interconnection Target Expert Group proposed alternative indicators to the 15% interconnection criteria for every country and electrified island with a new methodology developed collaboratively between the European Commission, ENTSO-E, ENTSOG, industry, universities and other experts. The methodology is based on three indicators:

1. Price differential between EU countries, with an objective to reduce it below 2 EUR/MWh
2. Ratio between nominal transmission capacity and installed RES capacity, with a target of past 30%
3. Ratio between nominal transmission capacity and peak load, with a target of past 30%

The following maps show the ITEG methodology applied to the TYNDP 2030 scenarios, with the 2020 grid.

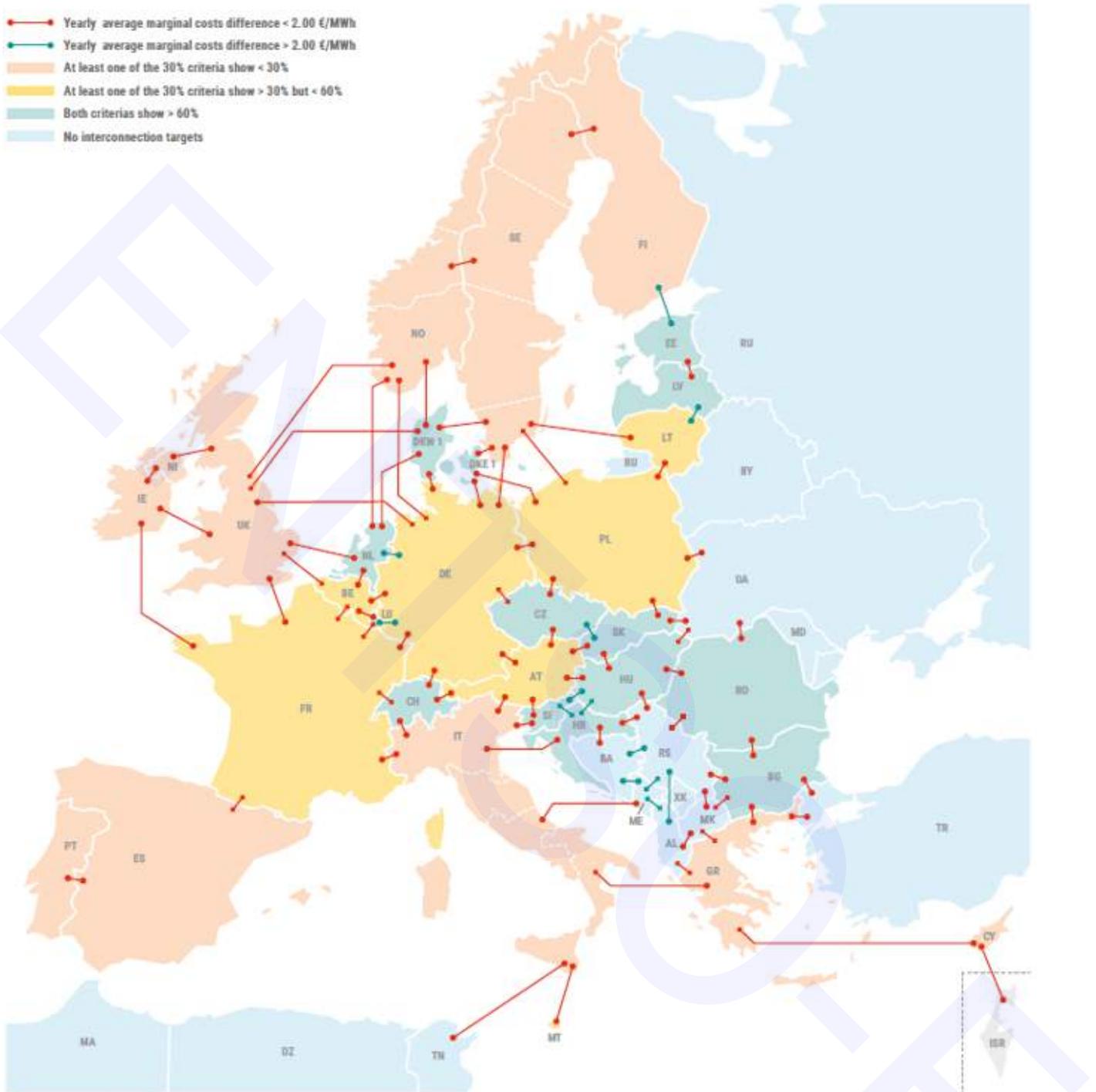
ITEG indicators in 2030 (National Trends), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criterias show > 60%
- No interconnection targets



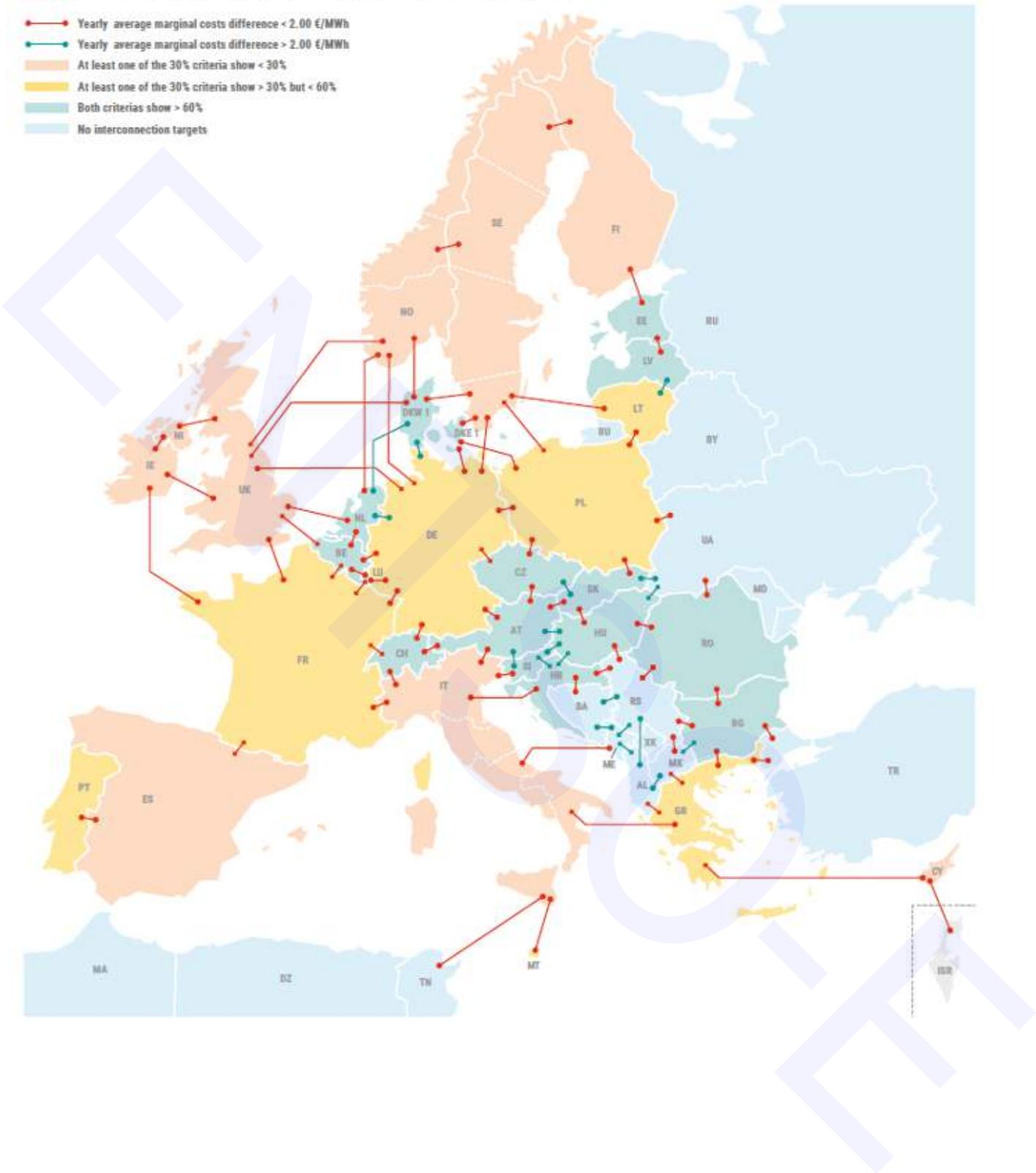
ITEG indicators in 2030 (Distributed Energy), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criteria show > 60%
- No interconnection targets



ITEG indicators in 2030 (Global Ambition), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criterias show > 60%
- No interconnection targets



Project Assessment

Transfer capacity increase (National Trends 2025)

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Spain - Portugal	1900	1000

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2025 (scenario National Trends 2025) and in 2030 (three scenarios: National Trends, Distributed Energy and Global Ambition). Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit so-called project-level benefits (B7 to B10). The benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project. Results are presented per scenario.

Central scenario: National Trends

National Trends is the central policy scenario of the TYNDP2020, designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP), in line with the requirement to meet current European 2030 energy strategy targets.

				Comparison of the COP21 scenarios with NT2030 average result		
		NT2025	NT2030	DE2030 is < or > than NT2030	GA2030 is < or > than NT2030	

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M € / year)	max average min	25 18 15	29 22 14	>	>	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	max average min	4 3 3	6 4 2	>	>	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic	max average	7 6	16 11	>	>	ENTSO-E assessment

Welfare increase resulting from RES integration	min	5	7			
---	-----	---	---	--	--	--

Reduction of CO2 and GHG emissions

B4 Non-CO2 emissions (kg/year)

B4a Nitrogen oxides	average	40	-77	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4b Ammonia	average	9	-8	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide	average	77	-9	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	3408	-144	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	19	-4	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	3404	-140	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	max average min	-110 -128 -178	-79 -150 -203	<	<	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M € / year)	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	5 10 21	5 11 24	< > >	> > >	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year)	average	24	21	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from	CO2 price 60€/ton 100€/ton	-1 -2 -5	-1 -2 -3	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year)	ton 189€/ton					
---	-----------------	--	--	--	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	max	159	436			ENTSO-E assessment
	average	130	293	>	>	
	min	109	185			
B3a Connected RES (MW) -				n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year)	average	37	12	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year)	average	2	2	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year)	max average min		766	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year)	average	n/a	7.66	>	n/a	ENTSO-E assessment

	NT2025	NT2030	
B7 System Flexibility – Balancing Energy Exchange	+	+	Qualitative assessment by ENTSO-E, based on the study and values provided by the project promoter(s). ENTSO-E confirms the consistency

	NT2025	NT2030	
			of the proposed indicator with the CBA Guideline 3.0. <u>About the computation of this indicator by the project promoter(s)</u>

This indicator was computed based on NT2025 and NT2030, in a study performed by REE-REN in 2020. The promoter(s) stated that the submitted value was computed in accordance with the CBA Guideline and explained it as follows:

The methodology used in the study and results have been computed based on the proposed methodology within the 3rd CBA Guideline to assess the welfare savings through exchanging balancing energy and imbalance netting.

The promoter(s) certified that the values submitted and assessed in the study relate to countries located within the ENTSO-E perimeter only.

Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition

DE and GA are two scenarios created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-28 emissions to net-zero by 2050. For these two scenarios, projects were assessed with a subset of CBA parameters.

	DE2030	GA2030	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	60	91	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	16	23	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	64	104	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-295	-650	ENTSO-E assessment
--	---------	------	------	--------------------

B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	CO2 price	60€/ton	2	16	ENTSO-E assessment
		100€/ton	14	42	
		189€/ton	40	100	

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	1305	2400	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW)	-			ENTSO-E assessment

Non scenario-dependent indicator(s)

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
Beariz (ES) - Fontefria (ES) (New AC line)	++	++	0	Qualitative assessment by ENTSO-E based on information on the project technology provided by the project promoter(s). This indicator is not dependent on scenarios or time horizons.
Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT) (New AC line)	++	++	0	

Sensitivity Study: Current Trends

'Current Trends' describes a future where the energy transition is slower than planned.

	CT2030	
--	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ /	average	20	ENTSO-E assessment
---	---------	----	--------------------

year)			
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	5	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	8	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-191	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	6 14 31 ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	146	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW)	-		ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
Fontefria (ES) - Vila Nova de	In Permitting	0.5	Habitats Directive

Famalicão (PT)			(92/43/EEC)
		29	
		3	Habitats Directive (92/43/EEC)

Additional information by the project promoter(s)

Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)

0.5 km: <https://natura2000.eea.europa.eu/Natura2000/SDF.aspx?site=ES1140007>

3 km: Programa Man & Biosphere (Biosphere Reserve Gerês-Xurê|Transition area) (<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=3295>)

Residual social impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	In Permitting	1	Sensitivity regarding population density - Land that is close to densely populated areas

Additional information by the project promoter(s)

https://www.ree.es/sites/default/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/EIA/Documento%20S%C3%ADntesis%20SE.%20Beariz%20400%20kV.pdf

Project Costs

The costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	OPEX
18. Beariz (ES) - Fontefria (ES)	18.69	10%	0.49
496. Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	63.92	10%	0.208
498. SE Fontefria 400/220kV	13.16	10%	0.17
499. Beariz 400kV (ES)	7.17	10%	0.17
500. Ponte de Lima (PT)	10.5	10%	0.054
Total	113.44		1.092

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

- | | |
|-----|--|
| 18 | Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process |
| 496 | Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process |
| 498 | Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements |

	imposed during permit grating process
499	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
500	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Project Sheet

Integration of RES in Alentejo



Project type transmission

Project id 85

Created by

Created on Feb 12, 2021 12:34:29 PM

Index

1 of 15

Key Information	3
Description	3
Project Description & Context	5
Project Investments	5
System Needs addressed by the project	6
Interconnection targets	6
Project Assessment	10
Transfer capacity increase (National Trends 2025)	10
CBA results	10
Central scenario: National Trends	10
Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition	12
Sensitivity Study: Current Trends	13
Residual impact	15
Project Costs	15

Key Information

Internal Project
Onshore substation
Mostly Upgrade

Planned But Not Yet Permitting

Description

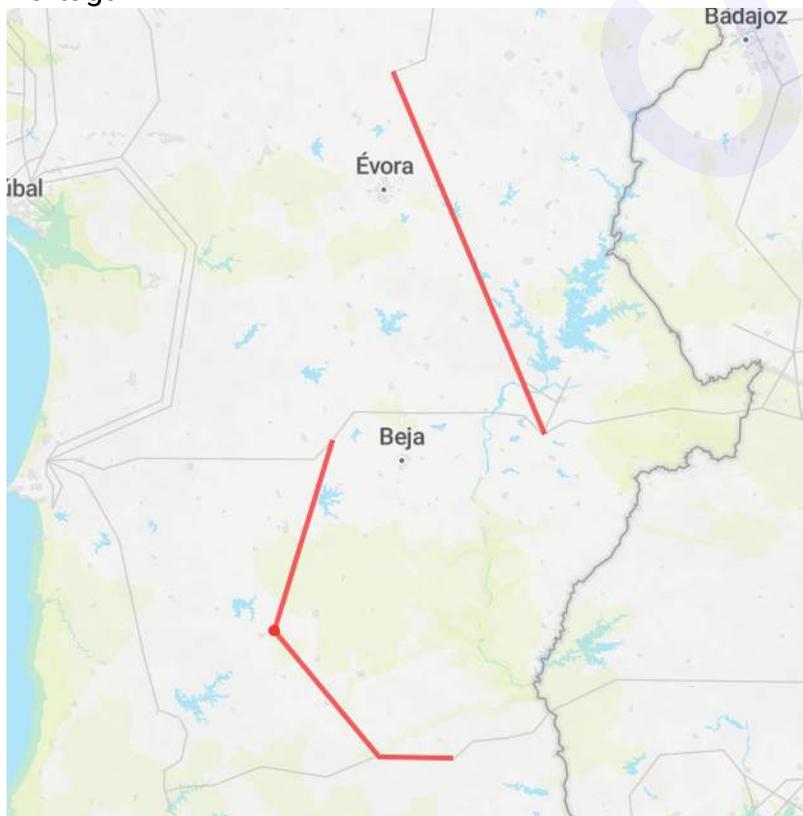
The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (mostly solar but also some wind) that is foreseen for the south region of Portugal, where the solar potential is considerably high. The project includes two new 400 kV OHL that will constitute a new axis between F. Alentejo-Ourique-Tavira substations. It is also included the expansion of the Ourique substation to include the 400 kV voltage level and a new 400KV OHL Alqueva-Divor.

Project promoters

Rede Eléctrica Nacional

Countries

Portugal



National development plan(s)

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2020-2029, pages 140 (
https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_relat%C3%B3rio.pdf
); Appendix 3, page 1 and Appendix 4 page 3 (
https://www.erse.pt/media/1mrlurh/proposta-de-pdirt-e-2019_anexos.pdf
)

Additional information on the project

Portuguese National Development Plan:

https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_relat%C3%B3rio.pdf
;
https://www.erse.pt/media/1mrlurh/proposta-de-pdirt-e-2019_anexos.pdf

Project sheet backlog

6 Nov. 2020 - Publication as part of the draft TYNDP 2020 package for consultation

Project Description & Context

Project Investments

Main investment(s):

New double-circuit 400+150 kV OHL F. Alentejo-Ourique-Tavira. The realization of this connection can take advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV.

Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.

Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or recluster
AC transmission line	122	F. Alentejo (by Ourique)	Tavira (by Ourique)	Planned But Not Yet Permitting	2023	Ahead of time	
Onshore substation		Ourique (PT)	-	Planned But Not Yet Permitting	2023	Ahead of time	

Other investments

Description	Type of element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay or recluster
New 75 km single-circuit 400 kV OHL Alqueva-Divor.	AC transmission line	75	Alqueva	Divor	Planned But Not Yet Permitting	2023	New Investment	

Reason for investment clustering

Clustering: the project consists of a new axis connecting Ferreira do Alentejo and Tavira substations, passing through an intermediate substation (Ourique) that will need to be expanded to include the 400 kV voltage level. All these investments are in series so a lack of any of them will not allow to get the desired GTC increase of the project. Also a new 400 OHL Alqueva-Divor is

included in this cluster in order to increase and allow the maximum utilization of the potential of the main investment.

Is the project in the reference grid?

Yes

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) selected up to 4 system needs that are addressed by their project in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

As part of the TYNDP 2020, ENTSO-E released a study investigating cross-border system needs in the 2030 and 2040 horizons.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
 <p>Infrastructure to facilitate and accommodate future scenarios, cross-border flows or loop flows.</p>	<p>TYNDP 2018 and 2020 System Needs study showed high level of congestion in the network resulting from the integration of RES (mainly Solar) congestion in the network in the south of Portugal where the solar potential is considerably high.</p>
 <p>Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment</p>	<p>Project for integration of RES (mainly Solar).</p>

Interconnection targets

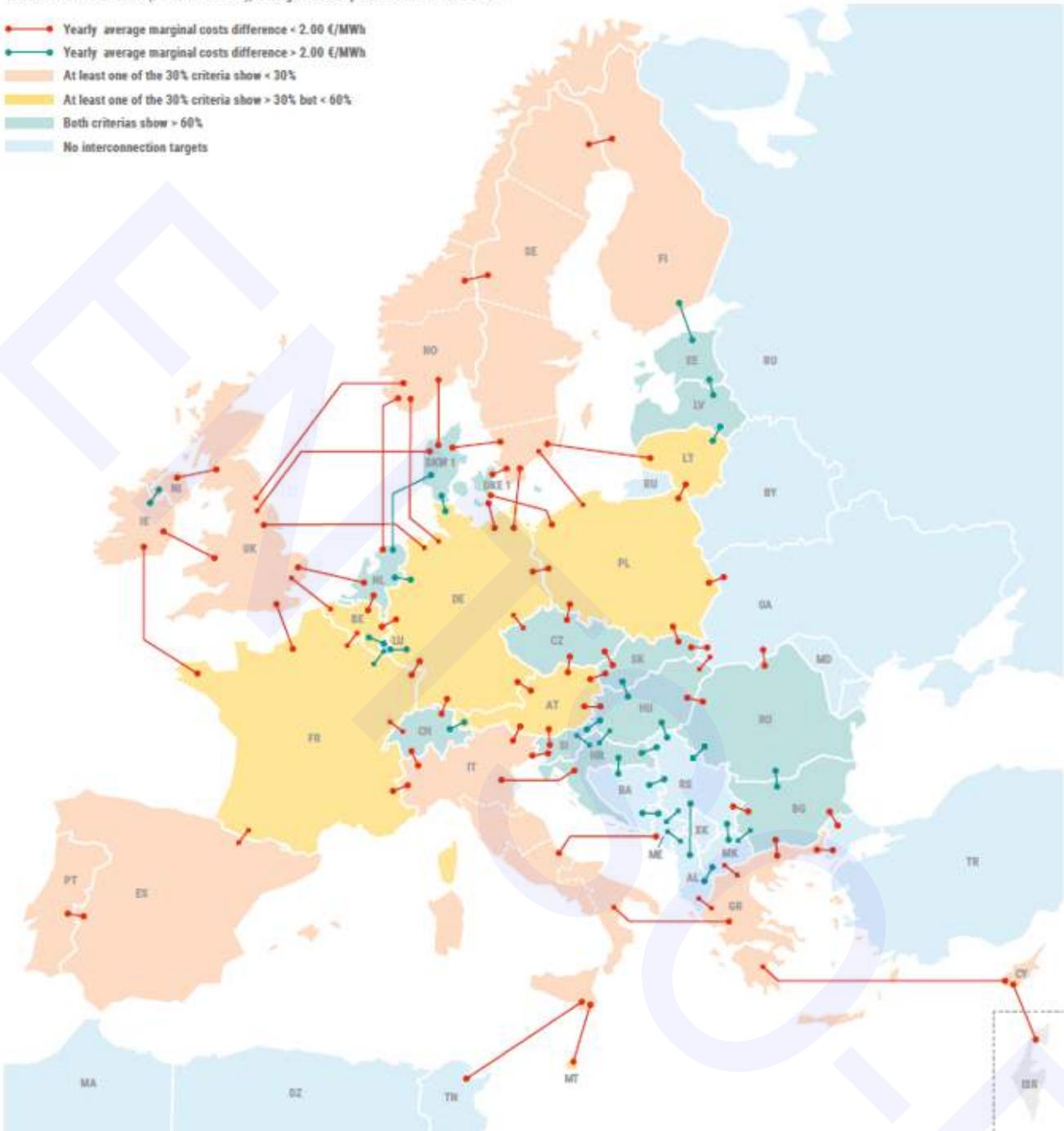
In 2017, the Interconnection Target Expert Group proposed alternative indicators to the 15% interconnection criteria for every country and electrified island with a new methodology developed collaboratively between the European Commission, ENTSO-E, ENTSOG, industry, universities and other experts. The methodology is based on three indicators:

1. Price differential between EU countries, with an objective to reduce it below 2 EUR/MWh
2. Ratio between nominal transmission capacity and installed RES capacity, with a target of past 30%
3. Ratio between nominal transmission capacity and peak load, with a target of past 30%

The following maps show the ITEG methodology applied to the TYNDP 2030 scenarios, with the 2020 grid.

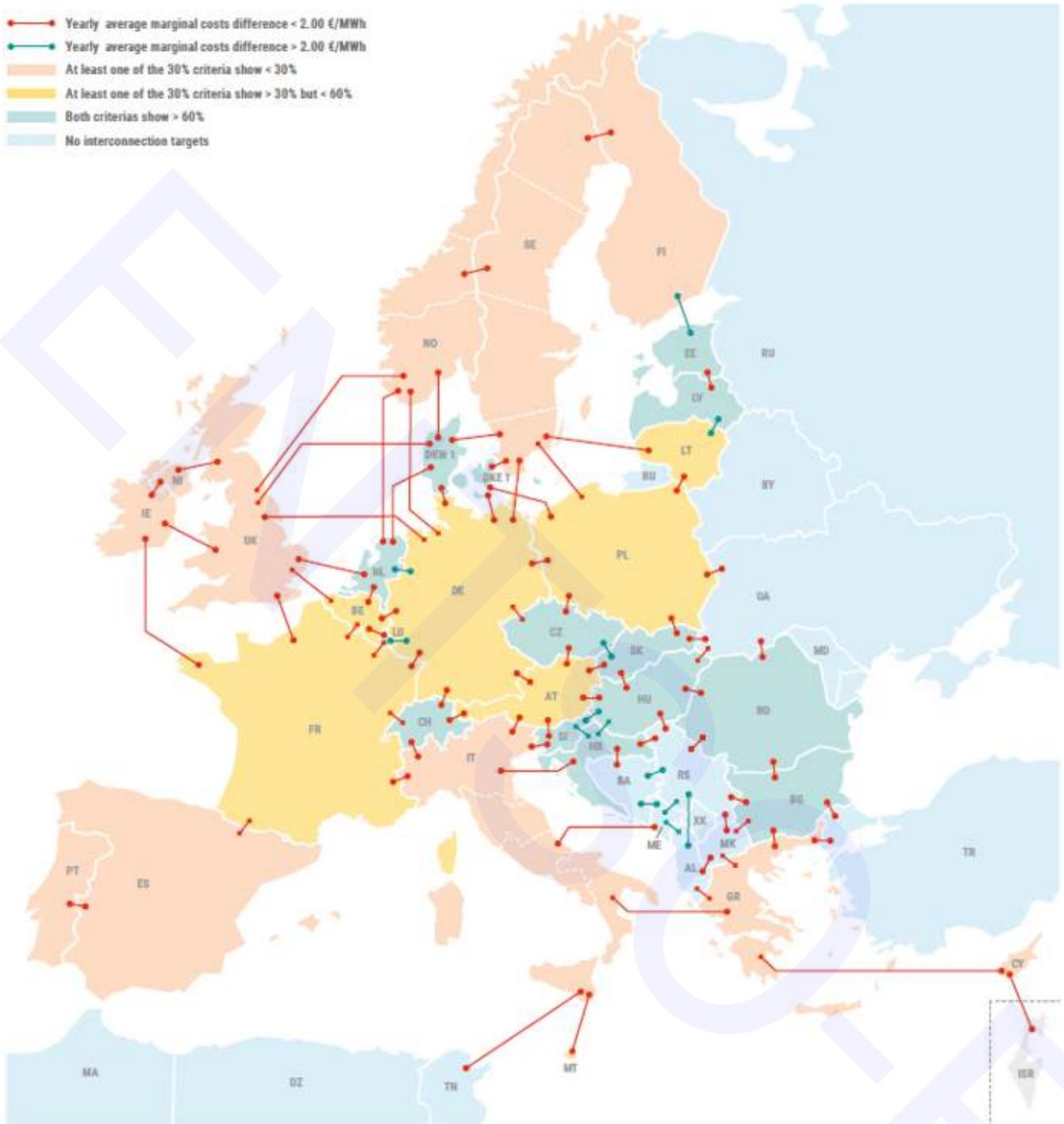
ITEG indicators in 2030 (National Trends), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criterias show > 60%
- No interconnection targets



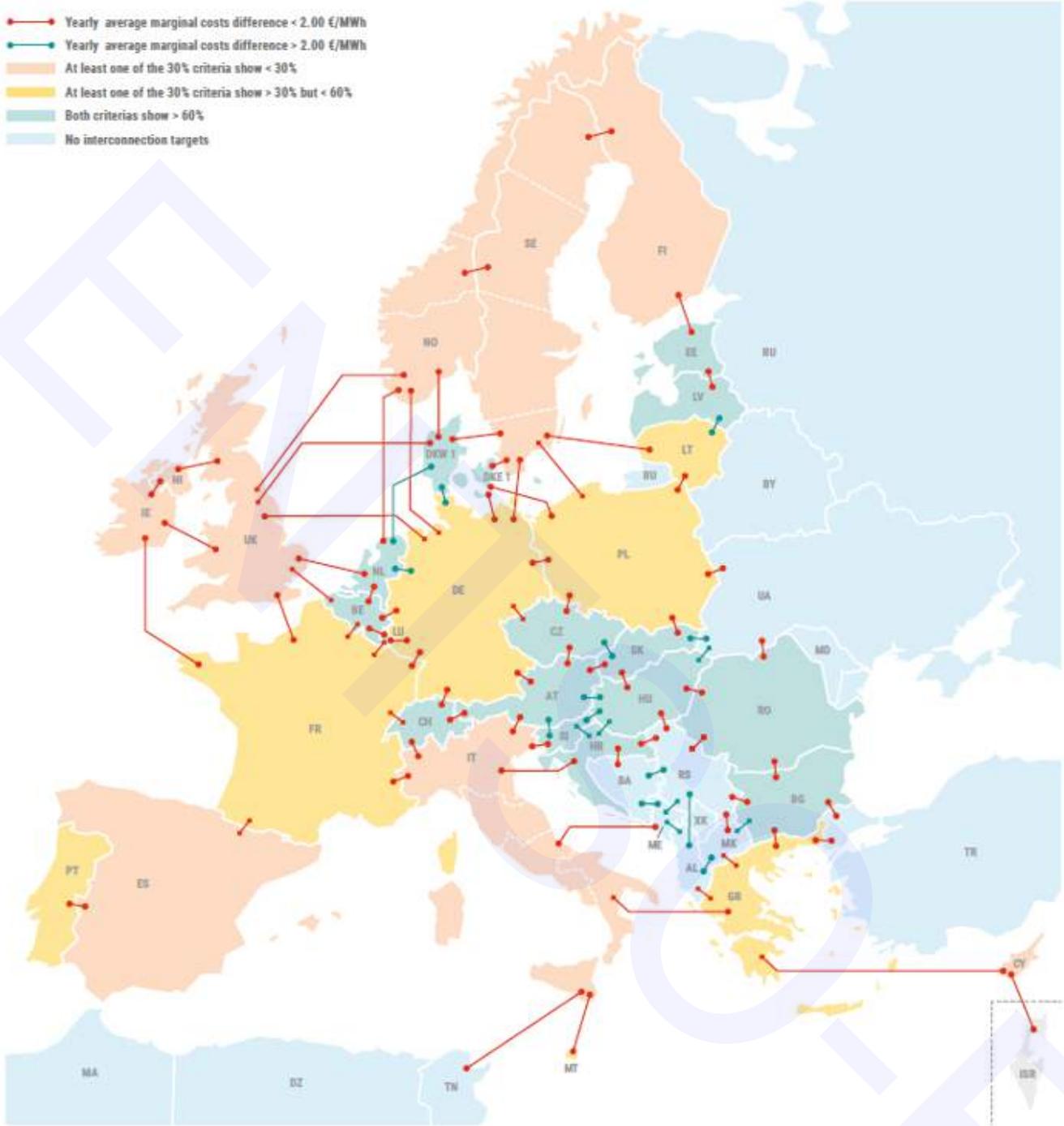
ITEG indicators in 2030 (Distributed Energy), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criteria show > 60%
- No interconnection targets



ITEG indicators in 2030 (Global Ambition), if no grid development is made after 2020

- Yearly average marginal costs difference < 2.00 €/MWh
- Yearly average marginal costs difference > 2.00 €/MWh
- At least one of the 30% criteria show < 30%
- At least one of the 30% criteria show > 30% but < 60%
- Both criterias show > 60%
- No interconnection targets



Project Assessment

Transfer capacity increase (National Trends 2025)

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Internal (Portugal)	1000	1000

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2025 (scenario National Trends 2025) and in 2030 (three scenarios: National Trends, Distributed Energy and Global Ambition). Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit so-called project-level benefits (B7 to B10). The benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project. Results are presented per scenario.

Central scenario: National Trends

National Trends is the central policy scenario of the TYNDP2020, designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP), in line with the requirement to meet current European 2030 energy strategy targets.

			Comparison of the COP21 scenarios with NT2030 average result		
	NT2025	NT2030	DE2030 is < or > than NT2030	GA2030 is < or > than NT2030	

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M € / year)	max average min	25 22 20	15 14 11	<	<	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	max average min	4 4 4	3 2 0	<	>	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic	max average	24 23	28 24	<	<	ENTSO-E assessment

Welfare increase resulting from RES integration	min	22	20			
---	-----	----	----	--	--	--

Reduction of CO2 and GHG emissions

B4 Non-CO2 emissions (kg/year)

B4a Nitrogen oxides	average	365	1803	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4b Ammonia	average	18	107	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide	average	608	2378	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	-302	-6346	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	35	149	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-313	-6411	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	max average min	-155 -167 -176	-5 -60 -103	>	<	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M € / year)	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	6 13 28	2 4 10	< < <	> > >	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year)	average	12	29	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from	CO2 price 60€/ton 100€/ton	0 -1 -2	-1 -2 -5	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

CO2 variation from network simulation monetised (M € / year)	ton 189€/ton					
--	-----------------	--	--	--	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	max	471	727			ENTSO-E assessment
	average	469	633	<	<	
	min	466	538			
B3a Connected RES (MW) -		258	620	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year)	average	17	105	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year)	average	1	2	n/a	n/a	ENTSO-E assessment

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year)	max average min		N/A	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year)	average	n/a	N/A	>	n/a	ENTSO-E assessment

Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition

DE and GA are two scenarios created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-28 emissions to net-zero by 2050. For these two scenarios, projects were assessed with a subset of CBA parameters.

	DE2030	GA2030	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	10	14	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	1	4	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	23	23	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-15	-110	ENTSO-E assessment	
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	CO2 price	60€/ton	0	3	ENTSO-E assessment
		100€/ton	1	7	
		189€/ton	2	17	

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	449	529	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		706	494	ENTSO-E assessment

Sensitivity Study: Current Trends

'Current Trends' describes a future where the energy transition is slower than planned.

	CT2030	
--	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	32	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	6	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	39	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year)	average	-214	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	7 15 34 ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year)	average	739	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		447	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
F.Alentejo-Ourique-Tavira	Planned But Not Yet Permitting	11	RAMSAR site

Note based on CBA Guideline 3.0: Given that the actual route of the project might not be defined due to the low degree of maturity of its investment(s), an environmental assessment is not yet available.

Project Costs

The project costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	OPEX
779. F.Alentejo-Ourique-Tavira	63	±10%	0.094
780. Extension of Ourique substation	4.1	±10%	0.028
1670. Alqueva-Divor	23	±10%	0.07
Total	90.1		0.192

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

779	Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
780	Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
1670	Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process



07 ANEXOS

ANEXO 12

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA
SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS
HORIZONTES 2022, 2026 E 2031

REN

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2022													
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							Sacavém	162.8	7.6	111.4	4.4	70.6	1.0
Alcochete	103.8	11.5	69.3	8.1	42.8	6.4	Santarém	98.6	7.5	65.1	14.0	40.2	6.3
Alqueva	38.3	1.4	25.8	0.1	17.5	-0.6	Sete Rios	193.5	20.3	132.4	13.8	78.5	3.8
Alto de Mira	283.8	33.8	191.4	14.7	117.1	2.4	Setúbal	235.2	28.6	170.0	26.8	123.1	22.8
Alto de São João	97.4	10.7	66.9	4.9	41.8	-0.2	Sines	149.5	23.5	112.1	18.1	64.0	8.0
Batalha	266.0	50.7	188.3	28.6	115.8	17.2	Tábua	35.9	11.5	24.2	9.2	15.4	6.7
Bodiosa	113.5	6.4	78.2	10.5	48.6	6.2	Tavira	21.7	10.8	16.6	7.8	11.4	5.4
Canelas	338.2	59.8	231.2	41.0	131.0	20.9	Torrão	84.0	9.9	58.0	6.9	35.4	4.1
Carrapateiro	32.3	5.2	23.6	7.1	15.3	5.8	Trafaria	125.2	7.1	86.5	9.6	53.9	3.3
Carregado	142.9	14.2	98.4	13.9	60.9	4.2	Trajouce	254.8	31.1	172.0	19.6	107.3	7.6
Carriche	242.4	21.3	163.5	9.2	102.0	2.3	Tunes	144.3	25.3	105.0	18.1	68.8	8.8
Carvoeira	142.0	18.4	98.1	14.3	61.1	13.4	Valdigem	124.5	15.8	85.5	15.4	55.3	9.1
Castelo Branco	55.8	5.3	37.0	2.4	23.2	0.0	Valpaços	41.1	6.9	28.6	4.7	18.8	2.6
Chafariz	61.9	12.8	43.2	10.5	27.9	6.6	Vermoim	185.3	32.5	126.2	22.4	72.8	11.4
Custóias	167.5	25.1	119.2	14.2	73.4	4.7	Vila Chã	105.9	20.9	77.5	14.4	44.9	8.3
Ermesinde	247.4	25.4	169.9	14.5	98.2	6.7	Vila Fria	197.3	40.2	139.9	32.7	91.0	19.7
Estarreja	230.5	39.1	157.6	31.6	98.0	25.0	Vila Pouca de Aguiar	38.5	6.5	20.1	3.3	15.7	2.2
Estoi	167.7	31.7	112.9	22.4	72.2	11.9	Zambujal	132.8	21.5	92.2	11.0	55.3	2.4
Estremoz	67.4	6.7	45.6	5.6	27.8	1.2	Zêzere	244.1	29.7	166.0	20.4	103.2	13.0
Évora	76.6	12.0	51.3	6.8	31.0	1.2	Previstos						
Fafe	164.3	29.2	112.5	10.2	65.4	9.0	Divor	27.5	3.9	18.5	2.4	11.1	0.4
Falagueira	66.5	12.6	43.1	6.4	28.8	2.6	Vila Nova Famalicão	151.3	28.4	100.7	19.3	57.1	10.5
Fanhões	174.8	21.6	123.2	18.3	78.8	12.1	Cientes MAT existentes						
Feira	151.0	35.8	98.5	13.8	52.9	11.9	Indorama	14.7	4.9	8.0	2.8	4.2	1.4
Fernão Ferro	212.0	10.2	143.6	8.7	83.3	-1.7	IP - Ermidas-Sado	2.8	0.0	1.4	-0.2	0.2	-0.7
Ferreira do Alentejo	92.4	8.4	67.3	8.2	41.3	1.7	IP - Fatela	0.8	-1.3	0.4	-0.6	0.1	-0.6
Ferro	84.8	16.5	56.9	12.6	36.4	7.3	IP - Fogueteiro	6.2	2.0	2.8	0.3	0.7	-0.2
Frades	19.0	13.0	17.7	7.7	12.5	8.0	IP - Gouveia	2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5
Lavos	164.5	26.1	123.6	20.4	98.4	14.2	IP - Irviro (Urró)	1.7	-0.2	0.8	-0.4	0.2	-0.2
Macedo de Cavaleiros	49.1	8.3	34.1	5.6	21.7	3.1	IP - Luzianes	1.6	-0.2	0.7	-1.6	0.1	-0.5
Mogadouro	12.2	2.9	8.6	1.3	5.8	0.5	IP - Monte da Pedra	2.3	-0.3	1.1	-0.2	0.2	-0.7
Mourisca	239.6	41.6	169.0	30.8	106.0	19.4	IP - Mortágua	2.0	-1.8	0.9	-1.3	0.1	-1.0
Oleiros	242.4	54.5	159.8	29.8	95.4	14.4	IP - Pegões	3.4	-0.2	1.3	-0.2	0.2	-1.0
Ourique	17.2	2.5	8.3	0.8	6.2	0.3	IP - Quinta Grande	3.0	-0.2	1.3	-0.1	0.2	-0.4
Paraimo	104.7	18.3	72.5	12.8	45.5	6.8	IP - Rodão	1.0	-0.6	0.4	-0.4	0.1	-0.6
Pedralva	45.1	11.4	32.3	7.4	20.0	5.2	IP - Sobral	1.6	-3.8	0.9	-1.3	0.2	-0.7
Penela	19.4	5.7	14.1	4.7	9.0	3.3	IP - Vila Fria	1.3	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0
Pereiros	214.6	25.4	149.8	18.6	91.6	15.0	Lusosider	5.6	0.2	4.2	0.1	2.3	-0.5
Pocinho	33.3	5.6	24.0	3.9	20.4	2.9	Neves Corvo	33.5	9.0	28.4	6.8	15.3	2.5
Pombal	80.6	12.7	55.1	9.1	33.5	4.8	Petrogal	38.8	7.5	29.0	5.5	24.6	4.6
Portimão	94.6	14.1	67.3	8.7	43.7	2.2	Quinta do Anjo	17.1	3.4	10.8	1.8	4.1	0.0
Porto Alto	56.8	6.0	37.1	4.4	22.1	1.6	Sakthi (Maia)	21.0	7.8	4.4	1.5	0.6	0.1
Prelada	194.1	29.0	134.0	15.3	79.7	3.7	Seixal-Longos (220)	100.0	15.0	92.1	13.0	10.0	2.5
Recarei	156.0	31.2	101.4	17.7	57.4	6.4	Sid. Maia	74.6	21.1	65.0	11.4	10.0	0.8
Riba D'Ave	346.1	74.2	218.2	49.1	122.1	29.8							
Rio Maior	149.6	34.4	104.3	19.7	65.5	11.2							
							TOTAL	9149	1393	6311	937	3817	491

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2022													
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							Sacavém	143.5	14.9	101.0	5.2	71.3	4.3
Alcochete	74.9	12.1	56.5	9.9	37.0	7.8	Santarém	89.5	17.2	70.8	23.7	49.6	15.2
Alqueva	55.6	13.1	50.7	11.5	39.0	6.3	Sete Rios	191.5	41.3	122.6	17.6	80.8	6.4
Alto de Mira	182.8	33.2	139.6	17.0	95.2	8.2	Setúbal	187.1	31.2	162.8	29.9	117.5	28.2
Alto de São João	96.8	16.8	61.5	5.6	41.6	1.1	Sines	149.9	30.2	127.0	24.4	80.1	13.6
Batalha	213.9	45.0	157.9	27.6	117.4	22.6	Tábua	32.9	11.4	23.1	8.1	16.7	6.7
Bodiosa	90.4	13.6	60.5	12.2	41.8	4.9	Tavira	31.4	9.1	19.2	8.8	10.8	5.2
Canelas	233.0	51.5	159.0	36.6	106.7	20.8	Torrão	67.4	11.4	42.5	5.1	29.6	3.1
Carrapatelo	20.6	3.5	14.6	4.6	10.1	4.6	Trafaria	88.3	13.1	64.5	11.2	44.8	7.1
Carregado	125.7	21.0	93.4	20.2	69.5	11.1	Trajouce	193.3	31.9	138.4	18.4	95.4	11.3
Carriche	180.6	24.7	122.5	8.7	90.7	4.6	Tunes	163.8	55.4	133.5	44.3	87.6	26.8
Carvoeira	93.8	22.3	72.4	19.7	50.6	15.2	Valdigem	92.4	26.1	64.7	16.7	46.8	8.3
Castelo Branco	43.6	7.4	29.2	3.5	21.0	1.5	Valpaços	31.9	5.7	24.0	6.1	16.9	4.0
Chafariz	40.3	9.1	31.6	9.9	21.8	6.2	Vermoim	165.8	36.3	117.1	27.1	83.2	16.3
Custóias	118.8	22.1	87.2	12.5	62.3	7.6	Vila Chã	90.1	25.5	66.9	19.1	51.1	14.0
Ermesinde	167.9	24.5	123.3	11.3	85.3	5.0	Vila Fria	160.3	48.1	117.3	34.5	84.6	22.4
Estarreja	222.1	52.4	155.7	38.3	115.9	33.3	Vila Pouca de Aguiar	20.1	3.6	17.8	4.5	10.5	2.4
Estoi	165.6	58.8	113.7	38.2	79.4	23.4	Zambujal	110.1	27.7	70.4	11.6	51.1	3.7
Estremoz	65.8	15.2	46.2	10.7	32.6	4.8	Zézere	188.8	36.8	139.5	29.8	101.2	23.8
Évora	63.8	18.4	47.3	12.5	33.0	6.3	Previstos						
Fafe	125.1	35.0	80.4	10.3	51.4	4.0	Divor	19.6	5.6	14.4	3.8	10.1	1.8
Falagueira	47.4	11.6	38.6	8.2	28.0	4.1	Vila Nova Famalicão	128.6	31.5	86.6	21.0	59.4	13.1
Fanhões	134.2	23.4	96.9	21.0	73.8	16.5	Clientes MAT existentes						
Feira	121.0	36.8	74.8	13.5	48.0	6.9	Indorama	11.9	7.2	8.0	2.5	5.4	1.8
Fernão Ferro	137.2	10.6	105.8	12.8	70.7	1.5	IP - Ermidas-Sado	2.7	-0.1	1.2	-0.1	0.3	-0.7
Ferreira do Alentejo	87.1	14.5	71.9	16.9	56.2	12.9	IP - Fatela	0.7	-0.9	0.4	-0.6	0.1	-0.5
Ferro	59.7	19.5	43.4	14.9	29.5	9.6	IP - Fogueteiro	5.3	-1.0	3.1	0.3	0.8	-0.1
Frades	13.5	5.4	7.5	3.2	5.3	3.1	IP - Gouveia	1.9	-0.9	1.0	-1.0	0.1	-0.7
Lavos	140.6	27.9	121.0	23.8	89.2	15.1	IP - Irivo (Urrô)	1.2	-0.3	0.8	-0.4	0.2	-0.2
Macedo de Cavaleiros	28.5	5.2	21.0	5.4	14.9	3.6	IP - Luzianes	1.5	-0.4	1.0	-0.4	0.1	-0.5
Mogadouro	7.8	1.4	5.7	1.6	4.2	0.8	IP - Monte da Pedra	2.6	-0.3	1.2	-0.2	0.3	-0.4
Mourisca	209.9	46.8	145.8	28.3	97.2	17.6	IP - Mortágua	1.5	8.5	0.8	-1.0	0.1	-0.8
Oleiros	198.7	61.4	128.3	33.4	86.0	20.4	IP - Pegões	2.7	5.4	1.3	-0.2	0.6	-0.2
Ourique	16.5	3.2	11.3	2.4	8.5	0.6	IP - Quinta Grande	2.6	-0.9	1.4	0.0	0.9	0.0
Paraimo	84.1	21.4	58.4	14.3	41.5	8.0	IP - Rodão	1.1	-1.4	0.9	-0.7	0.1	-0.4
Pedralva	37.0	11.7	25.8	7.7	18.9	5.5	IP - Sobral	1.7	13.9	0.9	-1.8	0.2	-0.6
Penela	14.9	5.6	10.7	4.1	8.3	3.0	IP - Vila Fria	1.1	16.2	0.8	0.0	0.2	-0.1
Pereiros	158.5	30.0	119.4	18.4	86.1	17.9	Lusosider	5.4	0.0	3.9	0.0	2.5	-0.2
Pocinho	31.6	6.2	25.3	5.7	21.0	4.1	Neves Corvo	32.9	0.1	28.3	7.4	16.9	3.2
Pombal	70.1	13.8	37.1	7.2	23.4	3.8	Petrogal	41.0	5.9	25.2	5.2	22.0	4.4
Portimão	99.3	29.7	74.4	20.1	50.8	9.4	Quinta do Anjo	21.1	0.1	12.5	2.1	6.4	0.5
Porto Alto	55.3	11.7	42.0	11.2	28.6	7.1	Sakthi (Maia)	21.0	0.9	16.0	4.1	5.0	1.0
Prelada	146.2	33.3	105.5	14.9	69.4	4.5	Seixal-Longos (220)	99.4	0.7	71.3	13.2	12.0	2.1
Recarei	126.1	37.0	77.6	16.8	50.5	9.7	Sid. Maia	74.6	0.1	62.4	12.2	15.0	3.1
Riba D'Ave	291.0	84.0	182.5	48.7	119.9	32.3	TOTAL						
Rio Maior	118.4	35.3	87.8	23.6	60.8	12.4	7496	1653	5388	1110	3681	678	

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

Horizonte 2026													
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							Sete Rios	191.3	19.9	131.0	13.5	80.5	3.7
Alcochete	104.2	11.3	69.7	7.9	45.6	6.3	Setúbal	230.9	27.8	166.9	25.9	124.5	22.1
Alqueva	39.0	1.4	26.3	0.1	18.9	-0.6	Sines	179.1	32.9	132.2	24.7	84.8	12.0
Alto de Mira	287.8	33.4	194.9	14.5	130.1	2.4	Tábua	44.1	11.5	29.9	9.0	19.7	6.5
Alto de São João	105.5	11.2	72.6	5.0	50.0	-0.3	Tavira	22.1	10.9	16.8	7.9	11.7	5.5
Batalha	267.6	50.3	189.5	28.3	121.7	17.0	Torrão	84.5	9.8	58.5	6.8	37.9	4.0
Bodiosa	116.1	6.5	80.1	10.5	52.9	6.2	Trafaria	131.7	7.3	91.2	9.9	61.1	3.4
Canelas	336.9	58.4	230.7	40.0	139.3	20.3	Trajouce	275.5	31.4	186.9	20.6	126.8	7.8
Carrapatelo	33.3	5.2	24.2	7.1	16.5	5.8	Tunes	147.5	25.5	107.4	18.2	73.2	8.8
Carregado	143.4	14.1	98.9	13.7	64.6	4.1	Valdigem	128.4	16.0	88.4	15.5	60.3	9.2
Carriche	241.6	20.6	163.8	8.9	115.4	2.1	Valpaços	52.6	8.7	36.7	5.9	25.2	3.3
Carvoeira	152.0	19.4	105.1	14.9	69.0	14.0	Vermoim	199.0	34.1	136.2	23.4	85.3	12.0
Castelo Branco	57.0	5.3	37.8	2.4	25.1	0.0	Vila Chã	108.7	22.3	79.7	15.4	48.4	9.0
Chafariz	62.8	12.7	43.8	10.4	29.7	6.5	Vila Fria	201.5	40.3	143.0	32.8	97.2	19.8
Custóias	169.7	24.7	120.9	14.0	81.1	4.6	Vila Pouca de Aguiar	38.2	6.3	20.1	3.2	16.7	2.1
Ermesinde	251.5	25.4	173.0	14.4	106.2	6.6	Zambujal	135.6	21.1	94.4	10.7	63.7	2.3
Estarreja	233.9	39.1	160.8	33.1	103.9	26.3	Zêzere	245.9	29.5	167.5	20.2	109.2	12.8
Estoi	171.8	31.7	116.0	22.4	78.9	11.9	Previstos						
Estremoz	68.7	6.7	46.6	5.5	29.7	1.2	Divor	27.9	3.9	18.8	2.4	12.0	0.4
Évora	84.4	13.1	56.7	7.5	35.9	1.6	Vila Nova Famalicão	151.3	27.9	100.9	18.9	60.9	10.3
Fafe	164.0	28.6	112.5	10.0	69.3	8.8	Clientes MAT existentes						
Falagueira	69.1	13.1	44.9	6.9	30.9	2.9	Indorama	14.7	4.9	8.0	2.8	4.2	1.4
Fanhões	172.6	20.9	121.8	17.7	82.7	11.7	IP - Ermidas-Sado	2.8	0.0	1.4	-0.2	0.2	-0.7
Feira	151.1	35.1	98.9	13.6	56.9	11.6	IP - Fatela	0.8	-1.3	0.4	-0.6	0.1	-0.6
Fernão Ferro	217.8	10.4	148.0	8.8	93.1	-1.7	IP - Fogueteiro	6.2	2.0	2.8	0.3	0.7	-0.2
Ferreira do Alentejo	108.8	10.3	78.7	9.5	49.8	2.0	IP - Gouveia	2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5
Ferro	85.3	16.4	57.3	12.4	38.5	7.2	IP - Irivo (Urró)	1.7	-0.2	0.8	-0.4	0.2	-0.2
Frades	18.9	12.8	17.5	7.5	12.6	7.9	IP - Luzianes	1.6	-0.2	0.7	-1.6	0.1	-0.5
Lavos	163.6	25.8	122.8	20.1	99.4	14.1	IP - Monte da Pedra	2.3	-0.3	1.1	-0.2	0.2	-0.7
Macedo de Cavaleiros	47.8	8.0	33.2	5.4	21.7	3.0	IP - Mortágua	2.0	-1.8	0.9	-1.3	0.1	-1.0
Mogadouro	12.3	2.9	8.7	1.3	6.2	0.5	IP - Pegões	3.4	-0.2	1.3	-0.2	0.2	-1.0
Mourisca	235.8	40.3	166.4	29.8	109.0	18.8	IP - Quinta Grande	3.0	-0.2	1.3	-0.1	0.2	-0.4
Oleiros	246.1	54.1	162.8	29.5	104.0	14.3	IP - Rodão	1.0	-0.6	0.4	-0.4	0.1	-0.6
Ourique	28.5	4.1	13.8	1.2	10.6	0.5	IP - Sobral	1.6	-3.8	0.9	-1.3	0.2	-0.7
Paraimo	105.6	18.1	73.2	12.7	48.1	6.7	IP - Vila Fria	1.3	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0
Pedralva	46.4	11.6	33.2	7.5	21.5	5.3	Lusosider	5.6	0.2	4.2	0.1	2.3	-0.5
Penela	19.2	5.6	14.0	4.5	9.3	3.2	Neves Corvo	33.5	9.0	28.4	6.8	15.3	2.5
Pereiros	216.6	25.1	151.3	18.3	98.5	14.8	Petrogal	70.3	10.9	54.2	8.4	27.8	4.9
Pocinho	41.8	6.7	29.7	4.4	24.4	2.8	Quinta do Anjo	17.1	3.4	10.8	1.8	4.1	0.0
Pombal	78.8	12.3	53.9	8.7	34.3	4.6	Sakthi (Maia)	21.0	7.8	4.4	1.5	0.6	0.1
Portimão	101.5	15.1	72.1	9.4	49.0	2.7	Seixal-Longos (220)	100.0	15.0	92.1	13.0	10.0	2.5
Porto Alto	61.1	7.0	40.2	4.8	25.6	1.7	Sid. Maia	74.6	21.1	65.0	11.4	10.0	0.8
Prelada	194.4	28.7	134.3	15.1	83.4	3.6	Clientes MAT previstos						
Recarei	158.6	31.1	103.5	17.6	62.7	6.4	Repsol (Sines)	31.5	3.3	25.2	2.9	3.2	0.3
Riba D'Ave	360.0	77.1	229.2	51.6	136.4	31.8	IP - Alandroal	17.0	5.4	7.0	0.7	3.0	-0.8
Rio Maior	151.8	34.2	105.9	19.6	69.9	11.2	TOTAL						
Sacavém	177.7	9.2	122.0	5.4	83.2	1.3	9475	1423	6549	955	4173	498	
Santarém	102.2	7.9	68.5	13.8	45.2	6.3							

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

Horizonte 2026													
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							Sete Rios	194.1	41.3	124.2	17.6	84.8	6.4
Alcochete	77.9	12.2	58.4	9.9	40.9	7.8	Setúbal	189.6	31.1	163.9	29.7	122.3	28.1
Alqueva	57.3	13.3	51.9	11.6	41.1	6.5	Sines	152.1	39.4	124.8	31.1	87.9	16.5
Alto de Mira	195.4	33.7	147.4	17.1	111.0	8.2	Tábua	33.3	11.3	23.3	8.0	17.7	6.7
Alto de São João	100.3	16.7	63.7	5.5	47.7	1.1	Tavira	32.3	9.3	19.7	9.0	11.3	5.4
Batalha	221.1	45.5	162.6	27.9	126.0	22.9	Torrão	70.1	11.5	44.2	5.2	32.9	3.1
Bodiosa	95.2	13.9	63.6	12.4	47.0	5.0	Trafaria	96.1	13.6	69.6	11.6	52.6	7.3
Canelas	241.5	51.6	164.3	36.5	118.4	20.9	Trajouce	202.8	31.9	144.1	18.2	109.4	11.2
Carrapatelo	22.0	3.6	15.5	4.7	11.5	4.8	Tunes	170.1	56.6	138.1	45.2	93.8	27.5
Carregado	129.7	21.2	95.9	20.3	74.8	11.2	Valdigem	98.1	26.8	68.5	17.1	52.6	8.6
Carriche	191.4	24.6	129.0	8.6	107.6	4.5	Valpaços	32.9	5.7	24.5	6.1	18.5	3.9
Carvoeira	102.8	23.6	78.7	20.8	58.5	16.1	Vermoim	172.6	36.5	121.3	27.1	92.1	16.4
Castelo Branco	45.8	7.5	30.6	3.6	23.3	1.6	Vila Chã	91.9	25.5	68.1	19.0	53.8	14.1
Chafariz	42.4	9.3	32.9	10.0	24.2	6.3	Vila Fria	162.8	47.5	118.7	34.1	89.8	22.3
Custóias	126.2	22.3	91.8	12.6	71.7	7.6	Vila Pouca de Aguiar	21.2	3.6	18.4	4.5	11.9	2.4
Ermesinde	176.7	24.9	129.0	11.5	95.2	5.0	Zambujal	117.5	27.7	75.1	11.6	60.9	3.7
Estarreja	216.7	50.3	151.6	36.8	116.6	32.1	Zêzere	195.9	37.2	144.1	30.0	109.6	24.2
Estoi	173.5	59.8	118.8	38.7	87.8	23.8	Previstos						
Estremoz	67.4	15.2	47.2	10.7	34.7	4.9	Divor	20.5	5.6	15.0	3.8	11.1	1.8
Évora	66.6	18.7	49.2	12.7	36.2	6.4	Vila Nova Famalicão	132.6	31.6	89.1	21.0	64.6	13.2
Fafe	129.2	35.1	83.0	10.3	57.0	4.0	Clientes MAT existentes						
Falagueira	47.4	11.3	38.4	8.0	28.9	4.0	Indorama	11.9	4.3	8.0	2.5	5.4	1.8
Fanhões	138.0	23.3	99.1	20.7	80.0	16.4	IP - Ermidas-Sado	2.7	0.1	1.2	-0.1	0.3	-0.7
Feira	125.1	36.9	77.4	13.6	53.3	6.9	IP - Fatela	0.7	-1.0	0.4	-0.6	0.1	-0.5
Fernão Ferro	147.2	11.1	112.3	13.0	82.0	1.6	IP - Fogueteiro	5.3	0.9	3.1	0.3	0.8	-0.1
Ferreira do Alentejo	94.6	15.5	77.8	18.0	62.5	13.9	IP - Gouveia	1.9	-0.9	1.0	-1.0	0.1	-0.7
Ferro	62.1	19.6	45.0	15.0	32.4	9.7	IP - Irivo (Urró)	1.2	-0.4	0.8	-0.4	0.2	-0.2
Frades	13.8	5.5	7.7	3.2	5.7	3.1	IP - Luzianes	1.5	-0.3	1.0	-0.4	0.1	-0.5
Lavos	143.1	28.1	122.8	24.0	92.5	15.2	IP - Monte da Pedra	2.6	-0.1	1.2	-0.2	0.3	-0.4
Macedo de Cavaleiros	28.7	5.1	21.1	5.4	15.5	3.6	IP - Mortágua	1.5	-0.9	0.8	-1.0	0.1	-0.8
Mogadouro	8.2	1.4	6.0	1.7	4.6	0.8	IP - Pegões	2.7	-0.3	1.3	-0.2	0.6	-0.2
Mourisca	213.0	46.5	147.6	28.0	103.2	17.5	IP - Quinta Grande	2.6	0.1	1.4	0.0	0.9	0.0
Oleiros	208.0	62.1	134.2	33.7	96.7	20.7	IP - Rodão	1.1	-0.9	0.9	-0.7	0.1	-0.4
Ourique	16.7	3.2	11.5	2.4	8.9	0.6	IP - Sobral	1.7	-1.4	0.9	-1.8	0.2	-0.6
Paraimo	87.2	21.6	60.4	14.4	45.0	8.1	IP - Vila Fria	1.1	0.1	0.8	0.0	0.2	-0.1
Pedralva	39.0	12.0	27.1	7.9	20.8	5.7	Lusosider	5.4	0.7	3.9	0.0	2.5	-0.2
Penela	15.3	5.5	10.9	4.0	8.9	3.0	Neves Corvo	32.9	8.5	28.3	7.4	16.9	3.2
Pereiros	165.8	30.3	124.0	18.5	95.1	18.1	Petrogal	78.8	7.2	55.4	5.2	25.8	4.4
Pocinho	32.1	6.2	25.6	5.6	22.1	4.1	Quinta do Anjo	21.1	5.4	12.5	2.1	6.4	0.5
Pombal	70.8	13.7	37.6	7.2	25.3	3.8	Sakthi (Maia)	21.0	5.9	16.0	4.1	5.0	1.0
Portimão	100.4	29.3	74.9	19.8	53.7	9.4	Seixal-Longos (220)	99.4	16.2	71.3	13.2	12.0	2.1
Porto Alto	55.9	11.6	42.3	11.0	30.1	7.0	Sid. Maia	74.6	13.9	62.4	12.2	15.0	3.1
Prelada	150.8	33.6	108.4	15.0	74.8	4.5	Clientes MAT previstos						
Recarei	132.0	37.6	81.3	17.1	56.9	9.9	Repsol (Sines)	37.8	0.0	30.3	0.0	3.8	0.0
Riba D'Ave	298.5	84.0	187.2	48.6	130.3	32.5	IP - Alandroal	17.0	3.1	7.0	0.7	3.0	-0.4
Rio Maior	123.6	35.8	91.1	23.9	66.6	12.6	TOTAL						
Sacavém	148.4	14.9	103.9	5.2	79.5	4.3	7847	1679	5616	1121	4036	686	
Santarém	89.3	16.7	70.2	22.9	51.6	14.8							

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

Horizonte 2031																			
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							Sete Rios						200.2	20.6	137.6	14.0	88.4	3.8	
Alcochete							Setúbal						225.0	26.7	163.0	24.8	125.9	21.1	
Alqueva							Sines						182.1	32.8	134.7	24.7	88.7	12.0	
Alto de Mira							Tábua						46.2	11.9	31.4	9.3	21.8	6.7	
Alto de São João							Tavira						22.8	11.2	17.4	8.1	12.3	5.6	
Batalha							Torrão						90.0	10.2	62.6	7.1	43.6	4.2	
Bodiosa							Trafaria						141.8	7.8	98.7	10.2	72.2	3.5	
Canelas							Trajouce						297.6	32.7	203.3	21.3	151.9	8.0	
Carrapatelo							Tunes						155.6	26.3	113.5	18.8	81.2	9.1	
Carregado							Valdigem						136.6	16.6	94.5	16.0	68.8	9.4	
Carriche							Valpaços						55.3	8.9	38.7	6.0	28.2	3.4	
Carvoeira							Vermoin						212.9	35.3	146.6	24.2	100.4	12.3	
Castelo Branco							Vila Chã						114.2	22.9	83.8	15.8	53.5	9.3	
Chafariz							Vila Fria						212.8	41.6	151.5	33.7	108.7	20.4	
Custóias							Vila Pouca de Aguiar						40.8	6.5	21.9	3.3	19.4	2.2	
Ermesinde							Zambujal						149.6	22.0	104.9	11.2	80.1	2.3	
Estarreja							Zêzere						259.9	30.6	177.8	20.9	122.9	13.2	
Estoi							Previstos												
Estremoz							Divor						23.1	3.0	15.6	1.9	11.0	0.3	
Évora							Pegões						24.5	3.1	17.4	2.5	13.4	1.7	
Fafe							Vila Nova Famalicão						160.5	28.8	107.6	19.5	70.0	10.6	
Falagueira							Clientes MAT existentes												
Fanhões							Indorama						14.7	4.9	8.0	2.8	4.2	1.4	
Feira							IP - Ermidas-Sado						2.8	0.0	1.4	-0.2	0.2	-0.7	
Fernão Ferro							IP - Fatela						0.8	-1.3	0.4	-0.6	0.1	-0.6	
Ferreira do Alentejo							IP - Fogueteiro						6.2	2.0	2.8	0.3	0.7	-0.2	
Ferro							IP - Gouveia						2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5	
Frades							IP - Irivo (Urrô)						1.7	-0.2	0.8	-0.4	0.2	-0.2	
Lavos							IP - Luzianes						1.6	-0.2	0.7	-1.6	0.1	-0.5	
Macedo de Cavaleiros							IP - Monte da Pedra						2.3	-0.3	1.1	-0.2	0.2	-0.7	
Mogadouro							IP - Mortágua						2.0	-1.8	0.9	-1.3	0.1	-1.0	
Mourisca							IP - Pegões						3.4	-0.2	1.3	-0.2	0.2	-1.0	
Oleiros							IP - Quinta Grande						3.0	-0.2	1.3	-0.1	0.2	-0.4	
Ourique							IP - Rodão						1.0	-0.6	0.4	-0.4	0.1	-0.6	
Paraimo							IP - Sobral						1.6	-3.8	0.9	-1.3	0.2	-0.7	
Pedralva							IP - Vila Fria						1.3	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0	
Penela							Lusosider						5.6	0.2	4.2	0.1	2.3	-0.5	
Pereiros							Neves Corvo						33.5	9.0	28.4	6.8	15.3	2.5	
Pocinho							Petrogal						70.3	10.9	54.2	8.4	27.8	4.9	
Pombal							Quinta do Anjo						17.1	3.4	10.8	1.8	4.1	0.0	
Portimão							Sakthi (Maia)						21.0	7.8	4.4	1.5	0.6	0.1	
Porto Alto							Seixal-Longos (220)						100.0	15.0	92.1	13.0	10.0	2.5	
Prelada							Sid. Maia						74.6	21.1	65.0	11.4	10.0	0.8	
Recarei							Clientes MAT previstos												
Riba D'Ave							Repsol (Sines)						104.0	17.8	79.6	13.8	24.9	4.7	
Rio Maior							IP - Alandroal						17.0	5.4	7.0	0.7	3.0	-0.8	
Sacavém							TOTAL						10111	1484	7021	995	4779	517	
Santarém																			

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)

Horizonte 2031																			
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão											
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio							
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar						
Existentes							Sete Rios							203.6	42.6	130.5	18.1	92.8	6.6
Alcochete							Setúbal							181.3	29.0	155.6	27.5	120.6	26.2
Alqueva							Sines							155.2	39.4	127.4	31.2	92.0	16.6
Alto de Mira							Tábua							35.2	11.6	24.6	8.2	19.7	6.9
Alto de São João							Tavira							33.3	9.5	20.4	9.3	11.8	5.5
Batalha							Torrão							75.8	11.9	47.9	5.4	38.4	3.2
Bodiosa							Trafaria							106.4	14.3	76.5	12.0	63.4	7.6
Canelas							Trajouce							226.0	33.4	159.3	18.9	134.1	11.5
Carrapatelo							Tunes							179.5	58.2	145.0	46.5	102.5	28.3
Carregado							Valdigem							106.4	27.7	74.0	17.7	60.9	8.8
Carriche							Valpaços							35.6	5.9	26.3	6.2	21.4	4.0
Carvoeira							Vermoin							187.5	37.7	131.1	27.8	107.4	16.9
Castelo Branco							Vila Chã							97.4	26.2	71.8	19.6	59.2	14.5
Chafariz							Vila Fria							174.2	49.0	126.5	35.0	101.2	22.9
Custóias							Vila Pouca de Aguiar							23.5	3.8	20.0	4.7	14.4	2.5
Ermesinde							Zambujal							133.0	28.9	84.9	12.1	77.2	3.8
Estarreja							Zêzere							209.8	38.5	153.7	30.9	123.3	24.9
Estoi							Previstos												
Estremoz							Divor							17.1	4.3	12.3	2.9	10.1	1.3
Évora							Pegões							25.4	4.7	21.1	4.0	16.5	3.4
Fafe							Vila Nova Famalicão							142.1	32.6	95.4	21.6	73.9	13.6
Falagueira							Clientes MAT existentes												
Fanhões							Indorama							11.9	4.3	8.0	2.5	5.4	1.8
Feira							IP - Ermidas-Sado							2.7	0.1	1.2	-0.1	0.3	-0.7
Fernão Ferro							IP - Fatela							0.7	-1.0	0.4	-0.6	0.1	-0.5
Ferreira do Alentejo							IP - Fogueteiro							5.3	0.9	3.1	0.3	0.8	-0.1
Ferro							IP - Gouveia							1.9	-0.9	1.0	-1.0	0.1	-0.7
Frades							IP - Irivo (Urró)							1.2	-0.4	0.8	-0.4	0.2	-0.2
Lavos							IP - Luzianes							1.5	-0.3	1.0	-0.4	0.1	-0.5
Macedo de Cavaleiros							IP - Monte da Pedra							2.6	-0.1	1.2	-0.2	0.3	-0.4
Mogadouro							IP - Mortágua							1.5	-0.9	0.8	-1.0	0.1	-0.8
Mourisca							IP - Pegões							2.7	-0.3	1.3	-0.2	0.6	-0.2
Oleiros							IP - Quinta Grande							2.6	0.1	1.4	0.0	0.9	0.0
Ourique							IP - Rodão							1.1	-0.9	0.9	-0.7	0.1	-0.4
Paraimo							IP - Sobral							1.7	-1.4	0.9	-1.8	0.2	-0.6
Pedralva							IP - Vila Fria							1.1	0.1	0.8	0.0	0.2	-0.1
Penela							Lusosider							5.4	0.7	3.9	0.0	2.5	-0.2
Pereiros							Neves Corvo							32.9	8.5	28.3	7.4	16.9	3.2
Pocinho							Petrogal							78.8	7.2	55.4	5.2	25.8	4.4
Pombal							Quinta do Anjo							21.1	5.4	12.5	2.1	6.4	0.5
Portimão							Sakthi (Maia)							21.0	5.9	16.0	4.1	5.0	1.0
Porto Alto							Seixal-Longos (220)							99.4	16.2	71.3	13.2	12.0	2.1
Prelada							Sid. Maia							74.6	13.9	62.4	12.2	15.0	3.1
Recarei							Clientes MAT previstos												
Riba D'Ave							Repsol (Sines)							107.4	13.9	82.4	10.4	24.7	4.2
Rio Maior							IP - Alandroal							17.0	3.1	7.0	0.7	3.0	-0.4
Sacavém							TOTAL							8495	1747	6056	1164	4637	709
Santarém																			

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

Ano 2022																	
Época Sazonal	Inverno		Verão		Época Sazonal	Inverno		Verão									
	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW		Mvar	Pontos de Entrega AT	MW	Mvar	MW	Mvar						
Existentes					Porto Alto					59.6	6.3	60.6	13.1				
					Pombal					100.7	16.0	91.1	18.1				
Alcochete					108.6	12.0	83.6	13.6	Prelada					200.5	30.0	168.8	38.6
Alto de Mira					288.6	34.5	204.7	37.8	Pedralva					50.5	12.8	52.7	16.7
Alto de São João					98.9	10.9	101.4	17.9	Paraímo					117.5	20.5	113.8	29.1
Alqueva					40.5	1.5	78.2	18.5	Pocinho					68.4	11.6	59.4	10.8
Bodiosa					131.8	7.5	107.1	16.2	Penela					28.5	8.5	26.6	10.0
Batalha					308.9	59.0	254.9	53.9	Portimão					101.4	15.2	117.3	35.9
Castelo Branco					56.2	5.4	49.2	8.4	Pereiros					219.0	26.0	175.3	33.5
Chafariz					61.9	12.8	56.6	12.9	Riba D'Ave					372.6	80.0	317.9	91.1
Carregado					155.0	15.5	151.6	25.5	Rio Maior					159.9	36.8	137.5	41.3
Carriche					251.0	22.2	207.3	28.9	Recarei					169.2	34.0	152.5	45.2
Carrapatelo					45.5	7.3	24.7	4.2	Setúbal					237.1	28.9	208.2	34.9
Canelas					346.7	61.5	270.8	60.4	Sines					156.1	24.5	160.4	33.0
Custóias					181.9	27.4	153.7	29.0	Santarém					100.6	7.7	99.6	19.4
Carvoeira					143.2	18.6	120.4	28.9	Sete Rios					204.9	21.5	206.2	44.7
Ermesinde					253.5	26.1	210.8	31.0	Sacavém					163.9	7.7	142.2	13.0
Estarreja					251.8	42.8	240.7	58.1	Tábua					39.2	12.7	39.0	16.7
Évora					80.0	12.5	70.0	20.9	Trafaria					133.5	7.6	98.2	14.7
Estoi					168.3	31.9	191.2	68.5	Trajouce					261.6	32.0	203.8	34.4
Estremoz					71.3	7.1	76.0	17.9	Tunes					147.4	25.9	220.5	75.0
Ferreira do Alentejo					100.0	9.1	96.9	15.4	Torrão					92.4	10.9	84.2	14.3
Fafe					175.0	31.2	153.2	43.3	Tavira					31.9	15.9	37.7	10.9
Ferro					96.4	18.9	78.7	25.9	Vila Chã					116.1	23.0	103.0	29.3
Fernão Ferro					227.5	11.0	160.6	12.5	Valdigem					130.2	16.6	105.5	30.1
Fanhões					184.7	22.9	146.5	25.8	Vila Fria					209.5	42.7	184.2	55.7
Falagueira					78.2	14.9	71.2	17.0	Vermoim					194.4	34.2	182.5	40.3
Feira					165.4	39.3	141.0	43.2	Vila Pouca de Aguiar					43.6	7.4	28.2	5.1
Frades					38.5	26.4	30.2	12.2	Valpaços					45.9	7.7	31.7	5.7
Lavos					169.1	26.9	162.3	32.3	Zambujal					136.9	22.3	125.8	32.1
Mourisca					282.7	49.2	244.4	54.8	Zêzere					247.7	30.2	222.8	43.7
Macedo de Cavaleiros					60.8	10.3	36.5	6.6									
Mogadouro					13.1	3.1	11.0	2.0	Previstos								
Ourique					17.9	2.6	11.9	2.3	Dívor					28.8	4.1	23.6	6.8
Oleiros					249.0	56.1	229.3	71.5	Vila Nova Famalicão					160.1	30.1	150.3	37.0

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

Ano 2026										
Época Sazonal		Inverno		Verão		Época Sazonal		Verão		
Pontos de Entrega AT		MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT		MW	Mvar	
Existentes						Porto Alto	66.8	7.7	66.9	14.1
						Pombal	103.1	16.2	93.5	18.3
Alcochete						Prelada	210.6	31.2	178.1	40.1
Alto de Mira						Pedralva	54.6	13.7	56.9	17.8
Alto de São João						Paraímo	124.1	21.5	120.5	30.4
Alqueva						Pocinho	79.3	12.9	70.5	13.9
Bodiosa						Penela	29.4	8.6	27.5	10.2
Batalha						Portimão	113.3	17.0	130.0	38.5
Castelo Branco						Pereiros	231.8	27.1	187.2	34.8
Chafariz						Riba D'Ave	404.9	87.2	347.6	99.2
Carregado						Rio Maior	170.1	38.6	147.0	43.2
Carriche						Recarei	180.3	35.6	163.1	47.3
Carrapatelo						Setúbal	244.4	29.6	215.3	35.6
Canelas						Sines	190.0	34.9	186.8	48.7
Custóias						Santarém	109.1	8.5	109.9	20.9
Carvoeira						Sete Rios	212.6	22.2	214.2	45.9
Ermesinde						Sacavém	187.3	9.9	165.9	17.0
Estarreja						Tábua	49.7	13.0	48.5	16.7
Évora						Trafaria	147.0	8.3	109.7	15.9
Estoi						Trajouce	295.4	34.1	232.8	37.6
Estremoz						Tunes	158.2	27.5	235.4	79.2
Ferreira do Alentejo						Torrão	97.4	11.4	89.1	14.9
Fafe						Tavira	34.0	16.9	40.2	11.6
Ferro						Vila Chã	124.6	25.7	110.5	30.9
Fernão Ferro						Valdigem	140.8	17.7	115.0	31.9
Fanhões						Vila Fria	223.7	45.0	197.0	58.4
Falagueira						Vermoim	217.9	37.7	206.1	44.4
Feira						Vila Pouca de Aguiar	45.2	7.5	29.8	5.2
Frades						Valpaços	59.9	10.0	41.1	7.2
Lavos						Zambujal	146.1	23.0	135.4	33.0
Mourisca						Zêzere	261.8	31.6	236.4	45.6
Macedo de Cavaleiros										
Mogadouro						Previstos				
Ourique						Dívor	30.7	4.3	25.3	7.1
Oleiros						Vila Nova Famalicão	167.8	31.1	158.0	38.2

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

Ano 2031										
Época Sazonal		Inverno		Verão		Época Sazonal		Verão		
Pontos de Entrega AT		MW	Mvar	MW	Mvar	Pontos de Entrega AT		MW	Mvar	
Existentes						Porto Alto	71.2	8.1	71.7	14.7
						Pombal	109.4	17.0	100.0	19.2
Alcochete						Prelada	224.0	32.8	191.5	42.1
Alto de Mira						Pedralva	58.1	14.3	60.9	18.6
Alto de São João						Paraímo	132.2	22.5	129.3	31.8
Alqueva						Pocinho	83.4	13.4	74.5	14.4
Bodiosa						Penela	31.2	9.0	29.5	10.7
Batalha						Portimão	121.1	17.8	139.3	40.2
Castelo Branco						Pereiros	249.7	28.8	205.6	36.8
Chafariz						Riba D'Ave	431.0	91.2	374.2	103.6
Carregado						Rio Maior	181.9	40.5	159.2	45.3
Carriche						Recarei	193.4	37.4	177.1	49.5
Carrapatelo						Setúbal	241.0	28.9	208.2	33.7
Canelas						Sines	195.9	35.5	193.4	49.5
Custóias						Santarém	116.6	9.0	118.2	21.9
Carvoeira						Sete Rios	225.0	23.4	227.7	48.0
Ermesinde						Sacavém	203.8	10.8	184.0	18.2
Estarreja						Tábua	52.5	13.6	51.7	17.5
Évora						Trafaria	159.4	9.1	122.4	17.0
Estoi						Trajouce	322.0	36.3	261.2	40.0
Estremoz						Tunes	168.7	28.8	250.2	82.6
Ferreira do Alentejo						Torrão	104.5	12.0	96.8	15.7
Fafe						Tavira	35.6	17.6	42.0	12.0
Ferro						Vila Chã	132.2	26.8	118.2	32.3
Fernão Ferro						Valdigem	151.3	18.7	125.7	33.5
Fanhões						Vila Fria	238.6	47.1	212.5	61.0
Falagueira						Vermoim	235.3	39.6	225.5	46.7
Feira						Vila Pouca de Aguiar	48.6	7.9	32.9	5.5
Frades						Valpaços	63.6	10.4	44.7	7.6
Lavos						Zambujal	162.4	24.6	154.0	35.0
Mourisca						Zêzere	279.8	33.3	255.3	47.9
Macedo de Cavaleiros										
Mogadouro										
Ourique										
Oleiros										
						Previstos				
						Dívor	25.9	3.5	21.7	5.7
						Vila Nova Famalicão	179.7	32.7	170.9	40.1
						Pegões	26.1	3.3	29.0	5.4



07 ANEXOS

ANEXO 13

POTÊNCIA ATRIBUÍDA E CAPACIDADE PARA
LIGAÇÃO DE NOVA GERAÇÃO

REN

Notas introdutórias

O presente anexo visa agregar num mesmo quadro um conjunto de informação, com referência a 31 de dezembro de 2020, relativamente à potência que se encontra atribuída para a ligação de novos centros eletroprodutores e informando sobre a capacidade de receção disponível. Do ponto de vista organizacional, a referida informação encontra-se dividida pelas seguintes colunas:

- (i) Atribuída, mas ainda não ligada: é a potência que já se encontra atribuída para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à rede (estão em fase de licenciamento/construção);
- (ii) Cativa pela DGEG: é a potência que se encontra em fase de atribuição pela DGEG não tendo ainda sido emitida a "Licença de Produção";
- (iii) UPP/UPAC: potência com resposta favorável da DGEG, na sequência dos Despachos da DGEG n.º 41/2019 e n.º 43/2019 (UPP), e n.º 46/2019 (UPAC);
- (iv) Capacidade de receção até 2023: capacidade de receção de nova geração na RNT em horizonte temporal até 2023.

Potência atribuída/comprometida que ainda não se encontrava ligada à rede à data de 31 de dezembro de 2020 e capacidade de recepção [MVA]

Instalação da RNT	Atribuída ⁽¹⁾ mas ainda não ligada	Cativa pela DGEG	UPP/UPAC ⁽²⁾	Capacidade de recepção até 2023
Canelas	52	5	8	
Custóias	8	-	1	
Ermesinde	84	-	1	
Fafe	3	-	23	
Feira	65	11	14	
Frades	-	-	3	
Oleiros	9	-	9	
Pedralva	19	-	-	Ausência de capacidade
Prelada	8	-	1	
Recarei	289	-	4	
Rib. Pena	1154	-	-	
Riba d'Ave	48	-	17	
V. N. Famalicão	79	-	-	
Vermoim	86	-	12	
Vila Fria	14	23	8	
Armamar	84	-	-	
Bodiosa	234	-	64	
Carrapatelo	5	-	-	Ausência de capacidade
Torrão	53	-	13	
V. P. Aguiar	4	-	0	
Valdigem	100	-	10	
Lagoaça	120	-	-	
Macedo	7	-	15	
Mogadouro	67	-	15	Ausência de capacidade
Pocinho	195	-	9	
Valpaços	44	-	1	
Batalha	204	-	63	
Estarreja	190	-	49	
Lavos	28	18	11	
Mourisca	27	2	4	
Paraímo	68	30	23	Ausência de capacidade
Penela	0	-	1	
Pereiros	112	-	20	
Pombal	45	-	38	
Zêzere	31	10	134	
Castelo Branco	74	-	70	
Chafariz	70	23	16	
Ferro	110	-	46	Ausência de capacidade
Fundão	110	-	-	
Tábua	44	-	3	
Vila Chã	32	-	22	
Alcochete	128	-	50	
Alto de Mira	35	-	15	
Alto São João	0	-	-	
Carregado	177	38	31	
Carriche	6	-	1	
Carvoeira	4	-	43	
Fanhões	43	-	28	
Fernão Ferro	44	-	33	
Porto Alto	67	-	28	Ausência de capacidade
Ribatejo	142	-	-	
Rio Maior	281	-	57	
Sacavém	3	-	1	
Santarém	175	-	132	
Sete Rios	6	-	-	
Setúbal	87	-	86	
Trafaria	-	-	0	
Trajouce	2	-	7	
Zambujal	-	-	1	
Divor	75	-	-	
Estremoz	254	76	28	Ausência de capacidade
Évora	53	-	16	
Falagueira	250	-	43	
Pego	120	-	-	
Alqueva	108	-	50	
Estoi	85	9	0	
Ferreira	280	20	43	
Ourique	227	-	4	Ausência de capacidade
Portimão	95	12	41	
Sines	1140 ⁽³⁾	-	54	
Tavira	451	-	20	
Tunes	64	-	6	

⁽¹⁾ Não se encontram no quadro anterior a potência dos “Acordos” [ao abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019], na medida em que a contratualização dos mesmos ainda não se encontra fechada.

⁽²⁾ Inclui potência comunicada pela DGEG até fevereiro de 2021.

⁽³⁾ Inclui reserva de 800 MW ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006, destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa.



07 ANEXOS

ANEXO 14

MAPA DE TRÂNSITOS NA RNT NO
HORIZONTE DE 2031

REN 

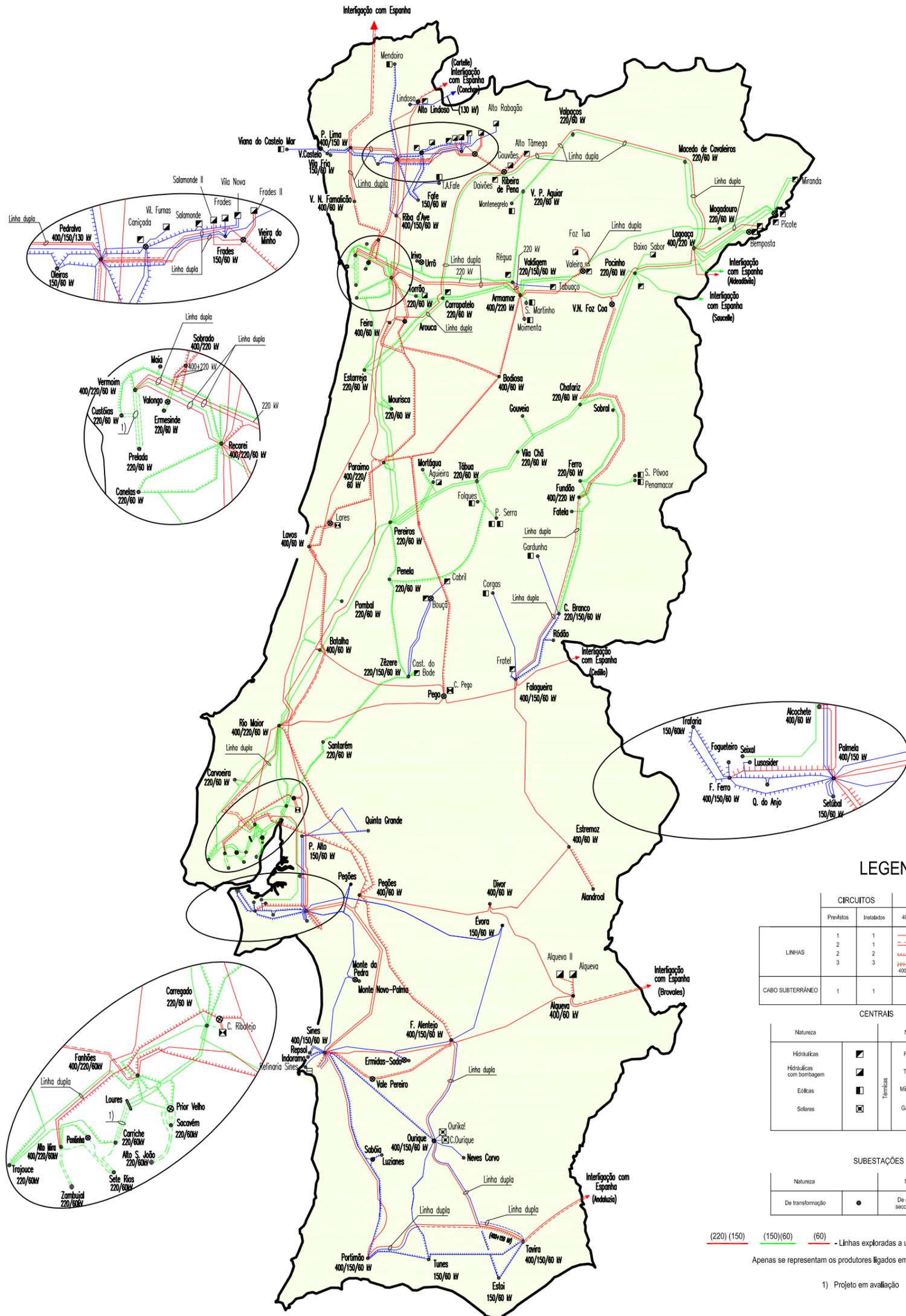
Índice

Mapa da RNT - Situação prevista para 2031 considerando Projetos Base e Complementares	2
Mapas de trânsitos na RNT - Horizonte 2031	
Ponta Húmida de Inverno eólica 70 % - Exportação	3
Ponta Seca de Inverno eólica 30 % - Exportação	4
Ponta de Verão eólica 50 %.....	5
Ponta de Verão eólica 5 %	6
Intermédio Seco de Verão eólica 20 %.....	7
Vazio Seco de Verão eólica 50 %	8

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2022-2031

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2031 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



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		
Hídricas	☑	Fuel ou Carvão	☑
Hídricas com bombagem	☑	Turbinas a gás	☑
Eólicas	☑	Mista (eletricidade e vapor)	☑
Solares	☑	Gás natural (gás combinado)	☑

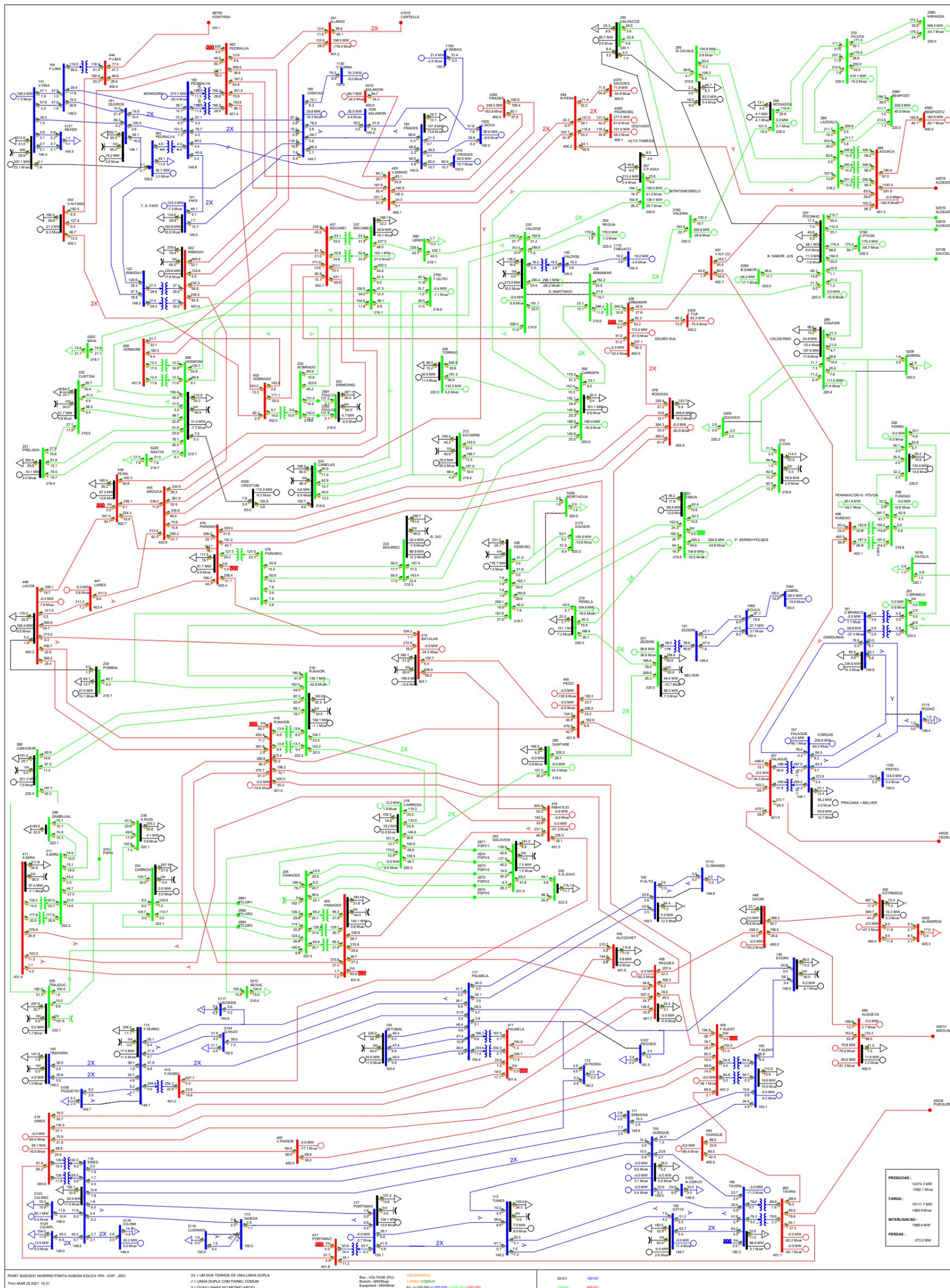
SUBESTAÇÕES

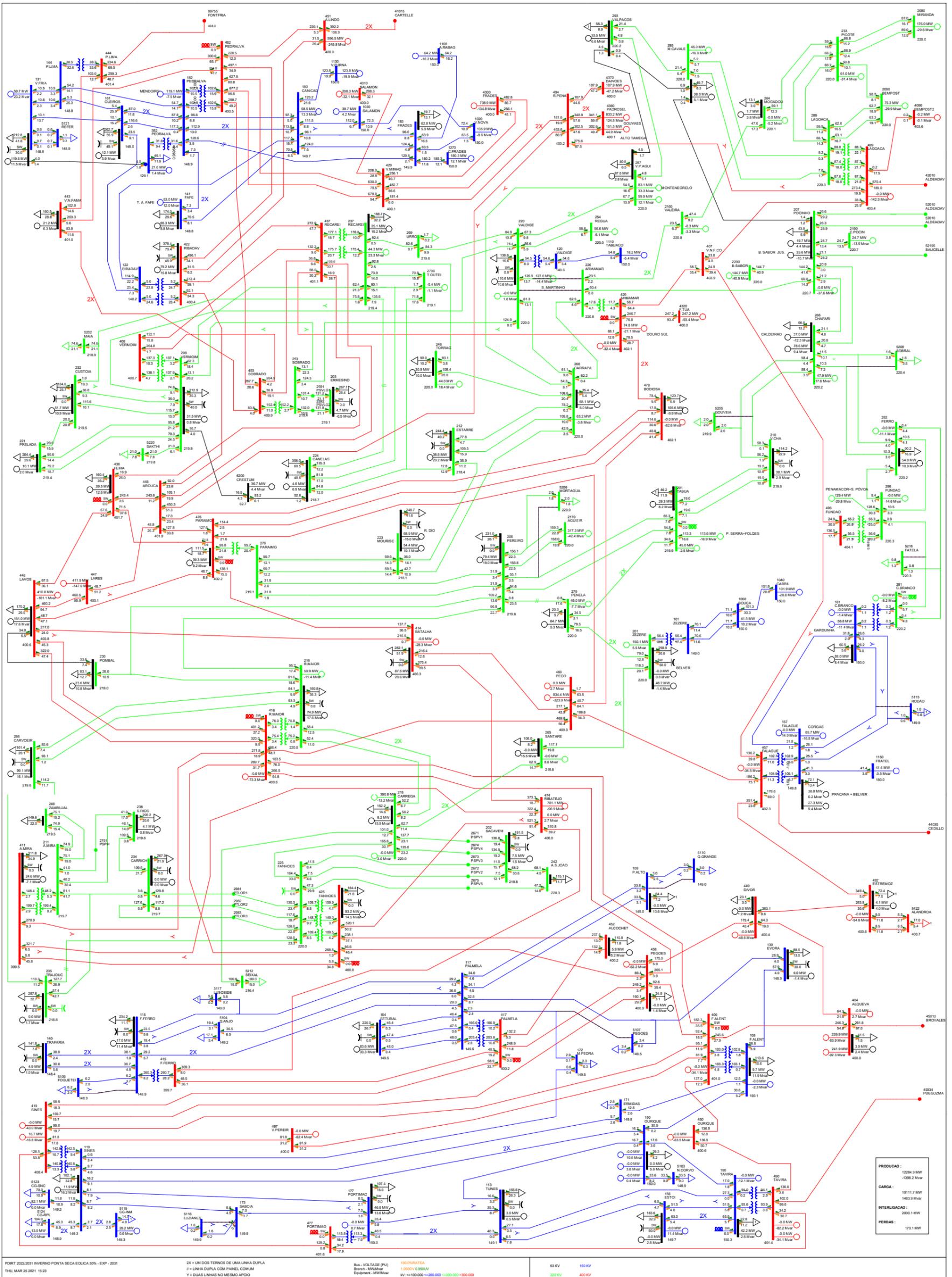
Natureza	Natureza		
De transformação	●	De corte e de seccionamento	⊗

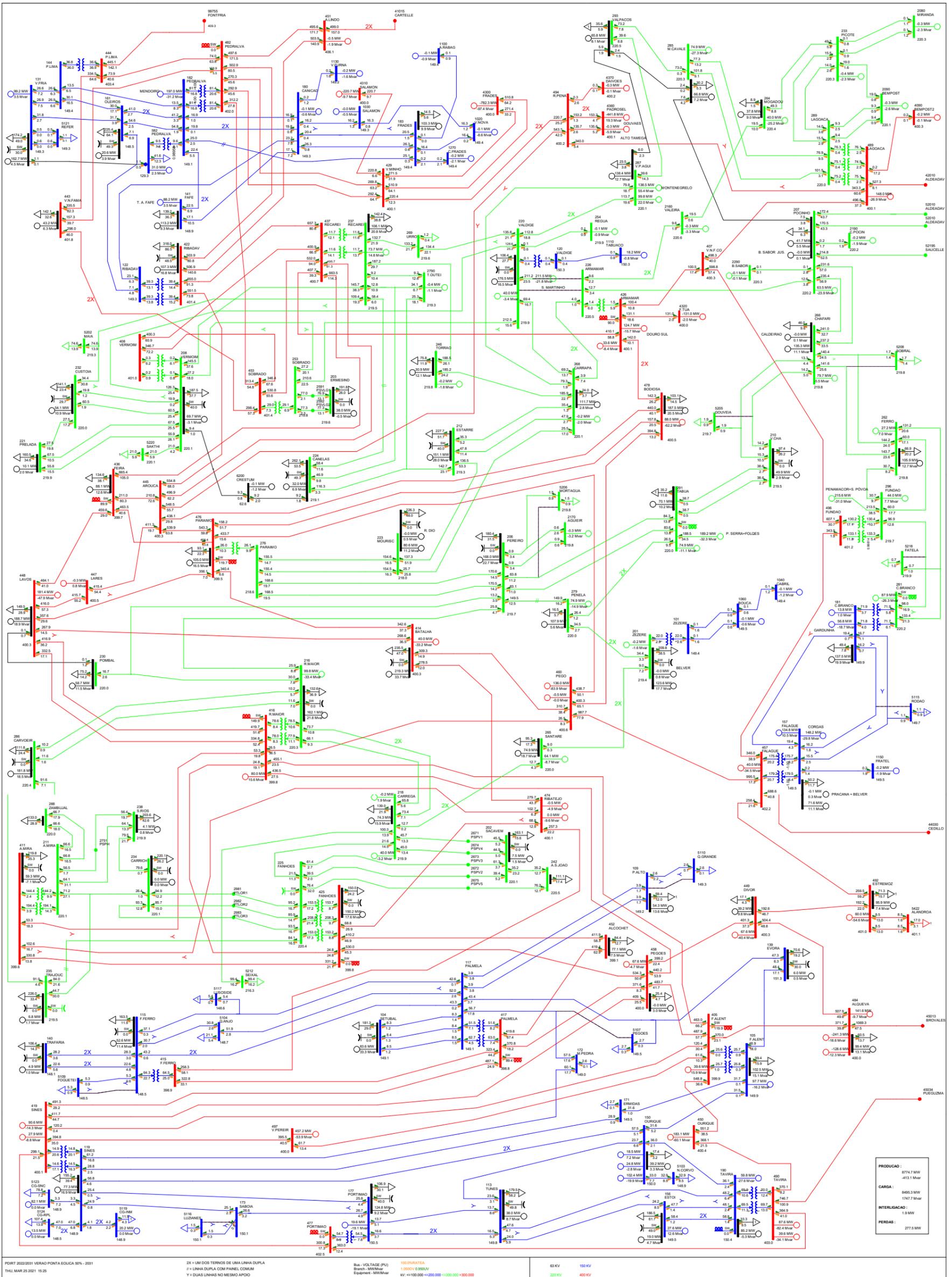
(220) (150) (150)(60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

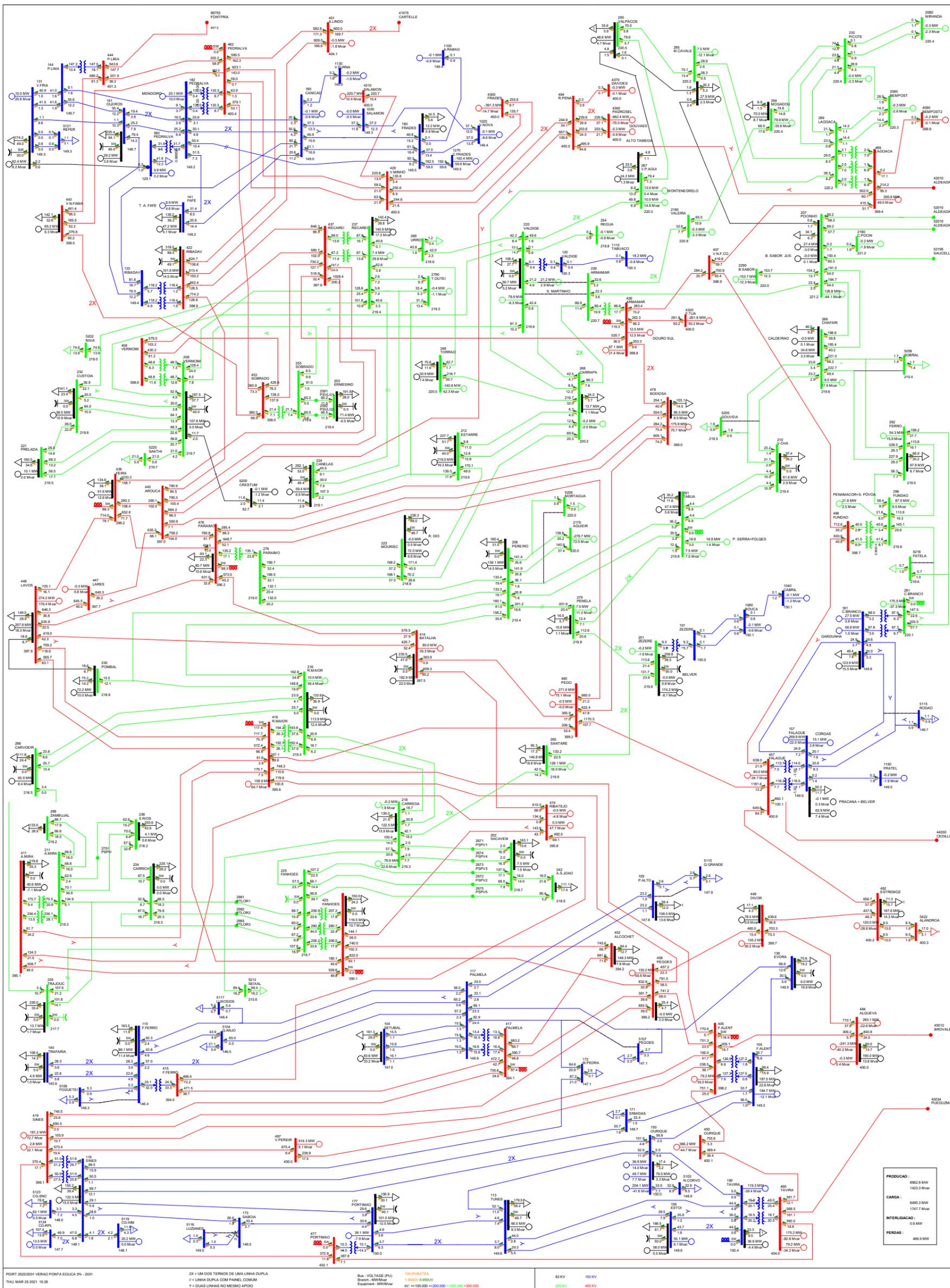
Apenas se representam os produtores ligados em MAT em serviço em 31 de dez 2020

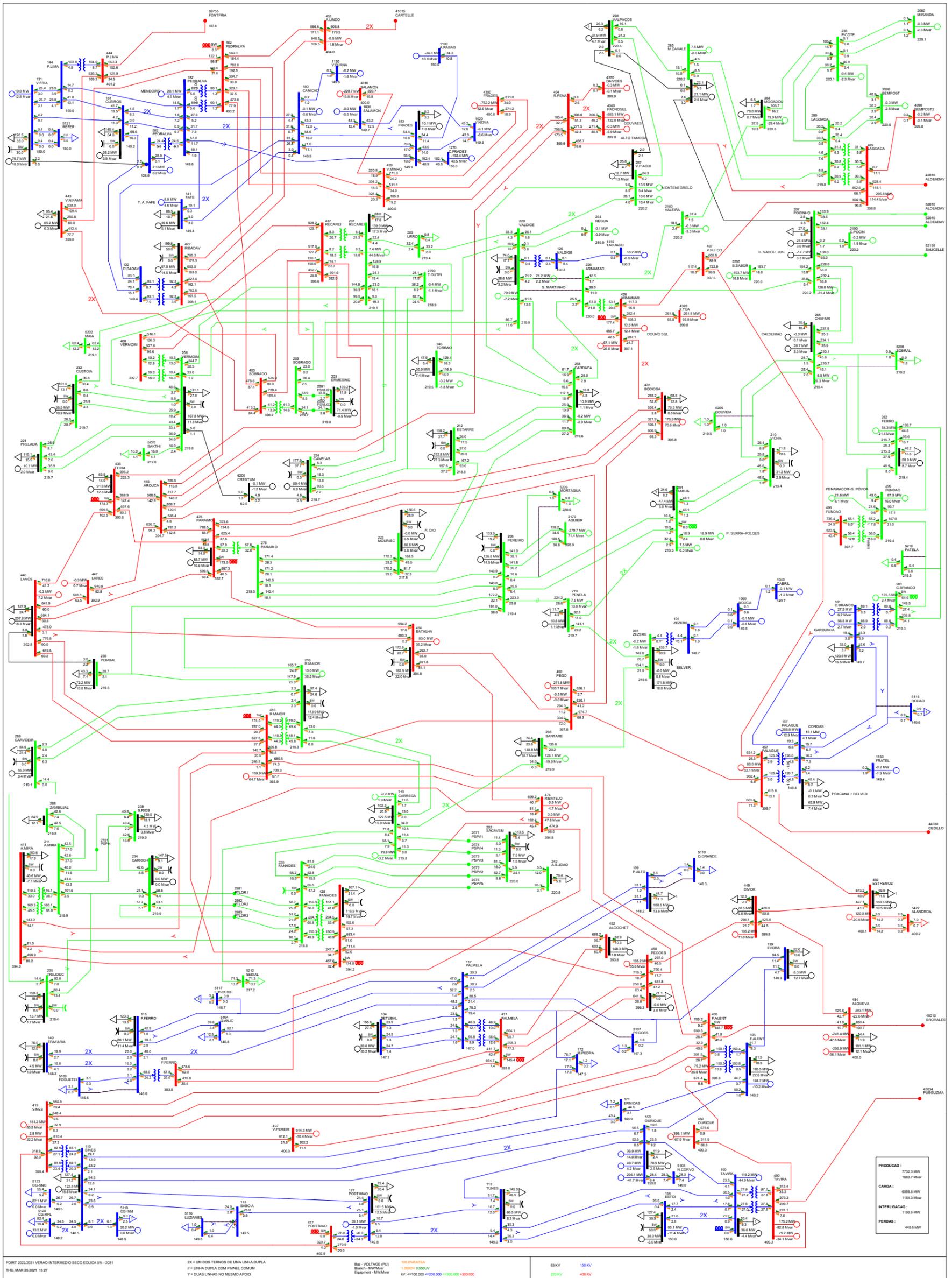
1) Projeto em avaliação

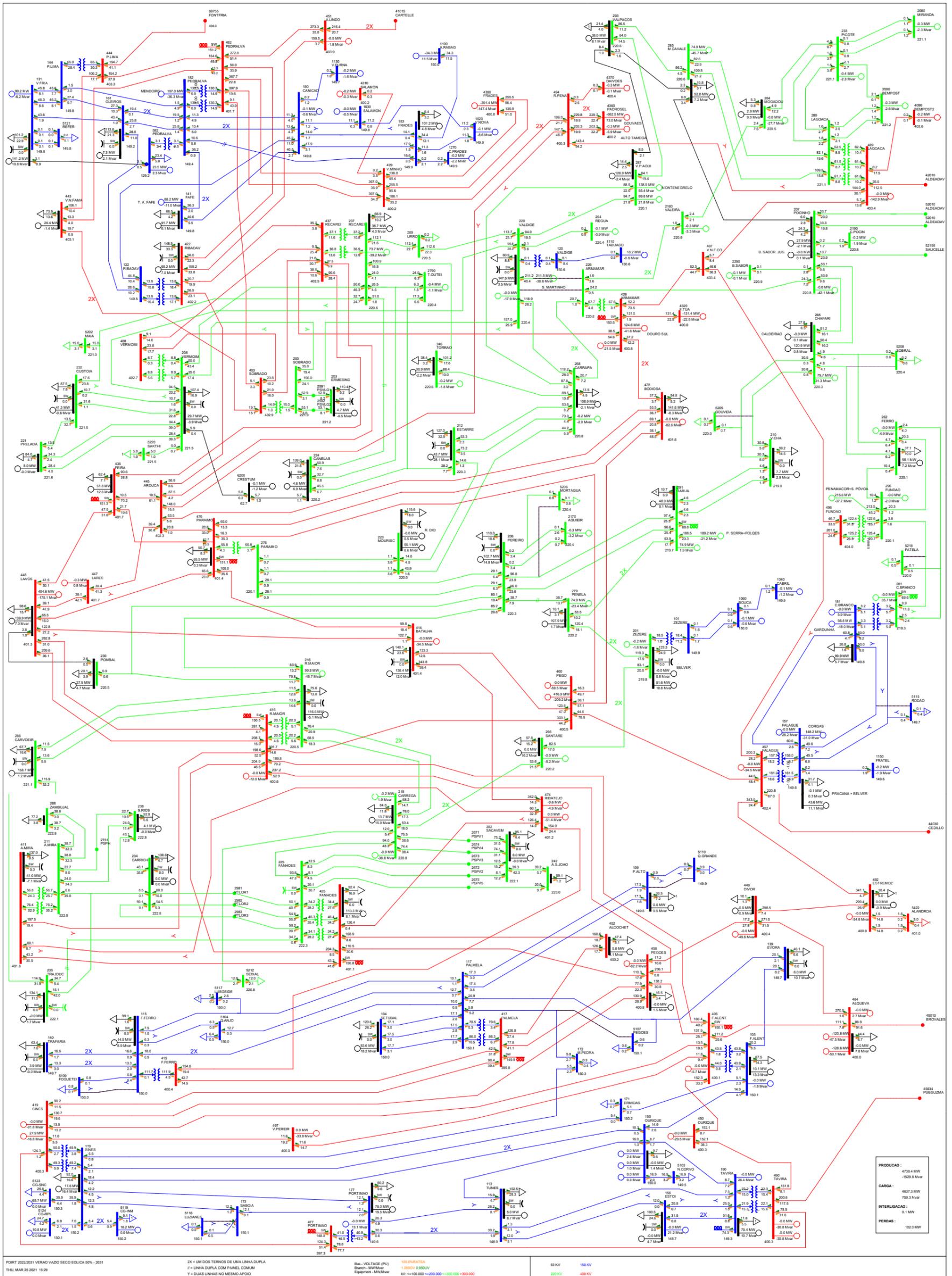














07 ANEXOS

ANEXO 15

INDICADORES EVOLUTIVOS DOS
EQUIPAMENTOS DA REDE

REN

EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km] ^{a)}					
Situação em 31 Dez.	400 kV	220 kV	150 kV	TOTAL	Total equiv. a 400 kV
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
2015	2632	3611	2562	8805	4263
2016	2670	3611	2582	8863	4304
2017	2714	3611	2582	8907	4348
2018	2714	3611	2582	8907	4348
2019	2711	3746	2544	9002	4384
2020	2711	3780	2544	9036	4395
2021 b)	3198	3800	2480	9478	4878
PDIRT 2022-2031: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2031					
2022	3320	3800	2531	9651	5008
2023	3419	3813	2531	9763	5112
2024	3645	3819	2561	10025	5345
2025	3948	3819	2571	10338	5649
2026	4681	3819	2571	11071	6382
2027	5095	3740	2571	11406	6770
2028	5095	3740	2571	11406	6770
2029	5095	3790	2571	11456	6787
2030	5095	3790	2571	11456	6787
2031	5095	3790	2571	11456	6787

Notas:

- a) Nesta contabilização foram considerados os projetos aprovados em anteriores edições de PDIRT, os projetos base e os de reforços para Acordos, bem como painéis e linhas de projetos participados
 b) Valores estimados.

O comprimento das linhas (circuitos eléctricos), considerando os projetos aprovados e os projetos base, inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com excepção dos circuitos MAT explorados a 60 kV que são contabilizados na respectiva tensão de projeto e da linha Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão '150 kV'.

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT [MVA] ^{a)}													
Situação em 31 dez.	Transformação (TR)							Autotransformação (AT)					TR+AT
	150/30 kV	150/60 kV	150/130 kV	220/30 kV	220/60 kV	400/60 kV	Total MAT/AT	150/130 kV	220/150 kV	400/150 kV	400/220 kV	Total MAT/MAT	
1990	270	2 748			4 053	170	7 241	150	957	1 980	1 800	4 887	12 128
1991	270	2 937			4 431	170	7 808	150	957	1 980	2 250	5 337	13 145
1992	270	3 252			4 431	170	8 123	150	957	1 980	2 700	5 787	13 910
1993	270	3 328			4 620	510	8 728	150	957	1 980	2 700	5 787	14 515
1994	270	3 202			5 420	510	9 402	150	957	2 340	2 700	6 147	15 549
1995	270	3 215			5 420	510	9 415	150	831	2 340	2 700	6 021	15 436
1996	270	3 669			5 546	680	10 165	150	831	2 340	2 700	6 021	16 186
1997	270	3 669			5 609	680	10 228	150	831	2 340	2 700	6 021	16 249
1998	270	3 669			5 949	680	10 568	150	831	2 340	2 700	6 021	16 589
1999	270	3 732			5 949	680	10 631	150	831	2 340	2 700	6 021	16 652
2000	225	3 732			5 955	680	10 592	150	831	2 590	2 700	6 271	16 863
2001	225	3 732			6 144	680	10 781	150	831	2 590	2 700	6 271	17 052
2002	225	3 707			6 484	850	11 266	150	711	2 840	2 700	6 401	17 667
2003	225	3 701			6 628	1 190	11 744	150	831	3 290	3 150	7 421	19 165
2004	225	3 764			6 798	1 190	11 977	150	831	3 290	3 150	7 421	19 398
2005	225	4 208			6 924	1 190	12 547	150	831	3 290	3 150	7 421	19 968
2006	180	4 208			7 346	1 530	13 264	150	831	3 740	3 150	7 871	21 135
2007	180	4 784			7 862	1 700	14 526	150	1 081	3 740	3 600	8 571	23 097
2008	120	5 294			8 819	2 040	16 273	150	1 081	4 640	4 050	9 921	26 194
2009	120	5 420	140		9 644	2 210	17 534	150	961	5 540	4 050	10 701	28 235
2010	120	5 486	140		9 984	2 550	18 280	150	835	5 540	5 400	11 925	30 205
2011	0	6 170	140		10 997	3 060	20 367	150	970	5 990	6 300	13 410	33 777
2012	0	5 692	140		11 443	3 230	20 505	150	970	5 990	6 300	13 410	33 915
2013	0	5 692	140	320	11 512	3 910	21 574	150	970	5 540	6 750	13 410	34 984
2014	0	5 802	140	320	11 542	3 910	21 714	150	700	5 990	7 200	14 040	35 754
2015	0	6 054	140	320	12 209	3 910	22 633	150	700	5 990	7 200	14 040	36 673
2016	0	5 928	140	320	12 448	3 910	22 746	0	700	5 990	7 200	13 890	36 636
2017	0	6 054	140	320	12 448	4 080	23 042	0	700	6 440	7 200	14 340	37 382
2018	0	6 054	140	320	12 574	4 080	23 168	0	830	6 440	7 200	14 470	37 638
2019	0	6 306	140	320	12 977	4 250	23 993	0	830	6 440	7 200	14 470	38 463
2020	0	6 306	140	320	12 977	4 250	23 993	0	830	6 440	7 200	14 470	38 463
2021 ^{b)}	0	6 520	140	320	13 071	4 760	24 811	0	830	6 440	7 650	14 920	39 731
PDIRT 2022-2031 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2031													
2022	0	6 640	140	320	13 071	4 760	24 931	0	830	6 440	7 650	14 920	39 851
2023	0	6 766	140	320	13 171	4 760	25 157	0	830	6 440	8 100	15 370	40 527
2024	0	6 873	140	320	13 171	5 440	25 944	0	830	6 890	8 550	16 270	42 214
2025	0	7 106	140	320	13 089	5 950	26 605	0	830	6 890	8 550	16 270	42 875
2026	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045
2027	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045
2028	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045
2029	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045
2030	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045
2031	0	7 106	140	320	13 259	5 950	26 775	0	830	6 890	8 550	16 270	43 045

NOTAS:

a) Nesta contabilização foram considerados os projetos aprovados em anteriores edições de PDIRT, os projetos base e os de reforços para Acordos.
b) valores estimados.

1. Neste Quadro é apresentado o total de transformação em exploração afeta à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado considerando os projetos aprovados e os projetos base. As três máquinas 220/(60)/30 kV, com respetivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, são operadas e alvo de manutenção por utilizador da rede.

^{a)} Valores estimados.

2. Desde 2018 existe um transformador 150/60 kV, 126 MVA em reserva parada na subestação de Ourique o qual entrará em operação em 2023 após a sua equipagem com painéis. Desde de 2021 é considerado, adicionalmente, um transformador 150/130 kV, 140 MVA em reserva parada na subestação de Pedralva.



07 ANEXOS

ANEXO 16

EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN 

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares

INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2022	2026	2031	2022	2026	2022	2026	2022	2026
Alandroal (IP)*	400	-	-	-	-	8.6	-	-	-	8.1
Alcochete	400	14.2	16.0	16.6	13.9	15.4	11.3	13.6	12.0	13.9
Alqueva	400	12.8	18.7	19.5	13.1	19.4	9.1	14.4	10.3	16.1
Alto de Mira	400	18.5	20.8	21.1	18.5	20.4	13.3	16.1	14.8	17.2
Alto Lindoso	400	27.1	31.4	31.9	25.7	28.5	16.5	25.5	18.3	25.3
Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	-	21.1	23.7	-	18.3	-	15.1	-	15.0
Armamar	400	20.3	22.7	25.7	17.7	20.2	16.9	20.1	15.8	18.8
Arouca	400	-	35.4	36.0	-	31.0	-	28.7	-	27.4
Batalha	400	19.8	21.4	21.9	17.5	19.2	14.8	17.4	14.7	17.0
Bemposta II	400	14.6	15.0	15.7	11.3	11.6	9.4	12.8	8.5	10.7
Bodiosa	400	13.8	18.6	25.2	10.2	16.0	12.3	16.7	9.7	15.0
C. Alqueva 1	400	12.6	18.2	19.0	12.8	18.7	8.9	14.1	10.1	15.6
C. Alqueva 2	400	12.6	18.3	19.1	12.9	18.9	9.0	14.2	10.2	15.8
C. Lares Gr1 ou 2	400	18.2	21.7	22.0	16.6	19.1	12.9	16.5	13.5	16.3
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	18.9	25.6	25.8	19.5	25.7	13.2	19.6	15.0	21.4
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	19.7	22.0	22.3	20.5	22.7	13.2	15.9	15.5	18.1
Daivões	400	-	21.4	24.1	-	19.5	-	15.4	-	16.0
Divor	400	9.3	14.9	15.5	8.1	14.0	8.0	12.7	7.4	12.7
Douro Sul*	400	14.4	15.5	16.9	12.5	13.8	12.6	14.2	11.6	13.1
Estremoz	400	9.3	11.9	12.2	8.6	11.5	7.9	10.4	7.7	10.5
Falagueira	400	18.1	22.6	22.8	18.4	22.6	13.6	18.9	14.3	20.1
Fanhões	400	19.5	23.4	23.7	20.4	24.1	13.9	17.8	16.0	19.9
Feira	400	25.2	31.3	31.7	22.8	27.2	19.5	26.0	19.6	24.4
Fernão Ferro	400	12.8	14.2	14.5	11.4	12.2	10.4	12.1	10.1	11.2
Ferreira do Alentejo	400	13.2	20.9	22.4	12.5	21.1	10.3	16.2	10.6	17.7
Foz-Tua	400	10.3	10.8	11.4	9.0	9.4	8.9	9.3	8.3	8.6
Frades II	400	20.0	27.4	30.1	20.4	27.0	14.6	19.5	16.4	21.6
Fundão	400	7.0	12.4	12.6	7.3	12.3	6.4	11.6	6.8	11.7
Gouvães GR 1, 2, 3 ou 4	400	-	20.9	23.4	-	19.3	-	14.9	-	15.6
Lagoaça	400	30.7	32.7	36.6	29.0	32.1	14.8	25.8	15.3	27.3
Lares	400	-	22.5	22.9	-	19.8	-	17.2	-	16.8
Lavos	400	22.8	27.8	28.5	21.7	25.7	15.7	20.6	17.1	21.3
Ourique	400	10.4	13.3	13.9	7.8	12.0	8.3	11.0	6.9	10.7
Padroselos	400	16.6	24.2	27.8	13.9	23.0	12.9	16.7	12.1	18.1
Palmela	400	15.9	18.6	19.4	16.2	18.5	12.4	15.4	13.7	16.3
Paraimo	400	20.9	25.6	28.9	17.7	21.2	16.8	21.3	15.7	19.1
Pedralva	400	25.8	35.9	38.9	25.7	33.7	17.9	27.4	20.0	28.5
Pego	400	18.9	25.6	25.8	19.5	25.7	13.2	19.6	15.0	21.4
Pegões	400	15.3	21.5	22.7	13.7	19.8	12.1	17.4	11.9	17.4
Ponte de Lima	400	15.3	24.0	24.2	12.4	19.2	12.6	21.3	11.2	18.1
Portimão	400	9.4	10.5	10.9	8.6	9.6	7.6	9.2	7.5	8.8
Recarei	400	29.7	37.5	37.8	29.1	34.8	22.1	30.0	23.9	30.3
Riba d'Ave	400	26.7	33.1	33.6	26.1	30.4	19.3	27.2	21.0	26.9
Ribatejo	400	19.7	22.0	22.3	20.5	22.7	13.2	15.9	15.5	18.1
Ribeira de Pena	400	17.2	25.1	29.0	14.6	23.7	13.3	17.3	12.6	18.6
Rio Maior	400	17.5	25.8	26.3	16.2	25.2	13.4	20.2	13.7	21.4
Salamonde II	400	17.5	22.8	24.7	17.0	21.2	13.3	17.1	14.1	17.7
Sines	400	14.9	18.8	20.2	15.7	20.4	11.5	14.8	13.1	17.1
Sobrado	400	-	29.5	31.8	-	24.7	-	24.7	-	22.3
Tavira	400	12.5	14.2	14.7	12.4	14.5	8.8	11.8	9.7	12.7
Vale Pereiro	400	-	15.4	16.8	-	16.6	-	12.2	-	14.0
Vermoim	400	21.6	28.2	29.0	18.9	23.7	17.2	23.6	16.6	21.5
Vieira do Minho	400	20.5	28.4	31.4	20.8	28.0	14.9	20.1	16.7	22.2
Vila Nova de Famalicão	400	18.4	25.7	26.5	14.9	20.5	15.2	22.2	13.5	19.0
Vila Nova de Foz Côa	400	-	21.2	22.2	-	17.3	-	19.1	-	16.3

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares

INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2022	2026	2031	2022	2026	2022	2026	2022	2026
Agueira	220	12.2	12.4	12.5	9.0	9.2	9.7	9.7	8.0	8.1
Alto de São João	220	15.2	15.8	15.9	15.7	16.2	12.9	14.0	14.1	15.0
Alto Mira	220	22.6	24.2	24.4	26.0	27.6	17.9	20.2	21.8	24.2
Armamar	220	22.7	23.1	21.6	21.1	21.6	19.7	20.2	19.4	19.9
Baixo Sabor	220	11.5	11.5	11.6	10.5	10.5	10.5	10.0	9.8	9.7
Bemposta	220	16.9	17.0	17.5	17.0	17.1	10.7	12.1	12.3	13.6
C. Pocinho	220	26.4	26.2	26.7	24.4	25.3	22.5	22.8	21.8	23.1
C. Ribatejo Gr 1	220	23.5	24.7	25.2	23.2	25.1	17.6	19.3	19.2	21.2
C. Tapada do Outeiro	220	34.2	35.4	-	35.8	36.6	23.2	24.2	27.3	28.0
Canelas	220	27.5	28.4	24.4	24.2	24.6	20.8	21.5	20.6	20.9
Carrapatelo	220	25.7	26.5	28.1	25.2	25.7	21.5	22.0	22.4	22.7
Carregado	220	23.8	25.1	25.6	23.6	25.6	17.8	19.6	19.5	21.6
Carriche	220	22.2	23.7	24.6	24.7	26.0	17.6	19.9	20.9	23.0
Carvoeira	220	10.2	10.5	14.4	9.3	10.1	9.3	9.8	8.9	9.7
Castelo Branco	220	9.4	10.9	11.4	9.6	11.6	8.9	10.1	9.2	10.9
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	12.9	13.1	13.4	13.3	13.4	10.8	10.7	11.7	11.6
Chafariz	220	17.5	18.6	18.9	16.8	18.0	16.1	17.1	15.8	16.9
Custóias	220	25.5	27.4	27.4	24.4	25.7	21.2	23.2	21.8	23.2
Ermesinde	220	25.2	19.3	19.0	23.9	18.0	20.8	17.3	21.4	16.9
Estarreja	220	19.1	19.6	19.7	16.8	17.1	16.9	17.1	15.7	15.7
Fanhões	220	25.8	27.8	28.3	29.8	31.9	19.7	22.7	24.3	27.3
Fatela (IP)*	220	-	-	-	7.5	8.9	-	-	7.2	8.6
Ferro	220	12.9	17.3	17.8	12.3	17.6	12.1	15.8	11.6	16.3
Folques*	220	11.0	11.5	11.8	11.3	11.9	10.5	10.8	10.9	11.4
Fundão	220	11.4	17.9	18.3	11.6	19.5	10.8	16.3	11.1	18.2
Gouveia (IP)*	220	-	-	-	8.6	8.8	-	-	8.3	8.4
Lagoaça	220	24.6	25.1	26.5	26.9	27.5	15.5	18.8	18.5	22.3
Macedo de Cavaleiros	220	9.3	9.4	13.8	8.3	8.4	8.3	8.7	7.7	8.0
Maia*	220	17.4	18.4	17.7	13.6	14.1	15.2	16.1	12.8	13.2
Miranda	220	14.3	14.3	14.5	14.4	14.5	8.4	9.2	10.0	10.6
Mogadouro	220	9.8	9.8	10.0	8.0	8.7	7.6	8.0	7.0	7.7
Montenegro*	220	11.8	12.0	15.3	12.6	12.5	10.7	10.8	11.7	11.6
Mortágua (IP)*	220	-	-	-	6.8	6.9	-	-	6.2	6.2
Mourisca	220	18.8	19.1	18.6	17.2	17.4	16.9	17.0	16.2	16.2
Pampilhosa da Serra*	220	7.9	8.2	8.3	8.3	8.8	7.6	7.9	8.1	8.6
Paraimo	220	21.6	22.2	20.5	20.6	21.1	19.5	19.8	19.4	19.7
Penamacor*	220	6.6	8.3	8.5	7.4	9.6	6.4	8.1	7.2	9.4
Penela	220	17.4	17.9	18.7	15.0	15.4	15.4	15.4	14.0	14.1
Pereiros	220	22.1	23.2	23.6	20.1	21.1	19.0	19.2	18.3	18.7
Picote	220	18.9	19.1	19.5	19.8	20.1	10.7	11.9	13.0	14.3
Pocinho	220	28.9	28.6	29.2	27.0	28.2	24.4	24.8	23.9	25.6
Pombal	220	9.0	9.1	9.2	7.3	7.5	8.5	8.6	7.1	7.2
Pontinha	220	20.2	21.5	22.1	21.9	23.0	16.4	18.3	19.0	20.7
Prelada	220	25.1	26.9	26.2	25.1	26.4	20.9	22.9	22.4	23.8
Prior Velho 1	220	20.1	21.1	21.4	20.1	21.0	16.1	17.9	17.5	18.9
Prior Velho 2	220	20.0	21.0	21.3	20.1	21.0	16.1	17.8	17.5	18.8
Prior Velho 3	220	20.2	21.3	21.6	20.3	21.2	16.2	18.0	17.6	19.0
Prior Velho 4	220	20.0	21.0	21.3	20.1	21.0	16.1	17.8	17.4	18.8
Prior Velho 5	220	16.0	16.8	16.9	16.1	16.6	13.5	14.8	14.5	15.4
Recarei	220	38.6	40.5	34.5	42.8	43.9	27.8	29.2	33.7	34.6
Régua	220	18.7	19.0	20.2	18.7	19.3	16.0	16.1	16.8	17.1
Rio Maior	220	24.0	26.5	27.9	25.3	28.4	19.3	22.4	21.8	25.1
Sacavém	220	20.5	21.6	21.9	20.7	21.6	16.4	18.2	17.9	19.3
Sakthi*	220	29.1	31.4	29.8	28.3	29.8	23.6	26.1	24.8	26.6
Santarém	220	13.8	14.1	14.3	12.8	13.1	11.9	12.1	11.6	11.9
São Martinho*	220	11.7	11.8	12.6	12.0	12.3	10.8	10.8	11.3	11.6
Seixal*	220	4.3	4.4	4.4	3.4	3.5	4.1	4.2	3.3	3.4
Senhora da Póvoa*	220	6.6	8.3	8.5	7.4	9.6	6.4	8.1	7.2	9.4
Sete Rios	220	21.2	22.5	23.3	23.8	25.0	17.0	19.1	20.3	22.2
Sobrado	220	-	23.2	22.8	-	22.2	-	20.4	-	20.5
Sobral (IP)*	220	-	-	-	8.1	8.5	-	-	7.9	8.3
Tábua	220	17.1	17.8	18.5	16.7	17.4	15.6	16.0	15.7	16.1
Torrão	220	20.0	20.5	20.9	20.0	20.4	17.0	17.4	18.1	18.3
Trajouce	220	18.4	19.3	19.9	18.6	19.4	15.2	16.8	16.5	17.8
Urrô	220	16.1	16.6	15.8	11.6	11.8	14.0	14.5	11.0	11.1
Valdigem	220	21.2	21.6	23.1	21.6	22.5	18.0	18.2	19.2	19.8
Valeira	220	13.8	14.0	13.6	12.2	12.3	11.5	11.7	11.0	11.1
Valpaços	220	10.0	10.2	10.8	9.1	9.2	9.1	9.3	8.5	8.6
Vermoinho	220	30.0	32.4	30.7	31.3	33.1	24.1	26.8	27.1	29.2
Vila Chã	220	15.0	15.6	15.9	14.2	14.7	13.7	14.1	13.2	13.6
Vila Pouca de Aguiar	220	12.0	12.1	15.6	12.8	12.7	10.9	11.0	11.9	11.8
Zambujal	220	19.7	20.9	21.1	22.5	23.6	16.1	17.9	19.4	21.2
Zêzere	220	13.3	13.5	13.8	13.8	13.9	11.1	10.9	12.1	12.0

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2022	2026	2031	2022	2026	2022	2026	2022	2026
Alto Rabação	150	9.0	9.3	9.3	8.7	8.8	6.7	7.2	7.1	7.5
Bouçã	150	5.9	5.9	5.9	6.4	6.4	4.3	4.3	5.1	5.0
C. Frades	150	19.5	20.9	21.1	20.3	21.2	12.9	15.0	15.0	16.9
C. Ourique*	150	12.4	13.9	14.7	11.7	14.3	10.7	11.6	10.6	12.6
Cabril	150	4.9	4.9	4.9	5.5	5.5	3.5	3.5	4.2	4.2
Cançada	150	25.8	29.1	29.7	26.3	28.7	17.7	22.1	20.2	23.9
Castelo Branco	150	14.7	16.8	17.3	14.8	17.6	13.7	15.3	14.0	16.4
Corgas*	150	5.4	6.0	6.1	6.3	7.3	5.3	5.8	6.2	7.1
Ermidas do Sado	150	9.4	9.9	10.1	8.1	8.5	8.7	9.2	7.8	8.2
Estoi	150	10.7	11.7	11.9	9.8	11.3	9.4	10.4	9.0	10.4
Évora	150	5.1	5.3	5.4	5.0	4.8	4.4	4.5	4.5	4.2
Fafe	150	15.7	17.6	17.8	14.6	15.9	13.0	15.7	12.9	14.7
Falagueira	150	20.0	23.0	23.7	22.4	26.0	17.5	19.5	20.1	22.9
Fernão Ferro	150	19.5	20.4	20.9	18.4	19.4	17.2	18.4	17.1	18.2
Ferreira do Alentejo	150	16.5	19.3	20.2	17.2	21.0	14.1	16.1	15.4	18.4
Fogueteiro (IP)*	150	-	-	-	11.7	12.1	-	-	11.3	11.7
Frades	150	20.8	22.5	22.7	21.9	23.1	13.6	16.1	16.1	18.3
Fratel	150	12.2	12.9	13.0	11.3	11.8	10.4	11.0	10.2	10.7
Gardunha*	150	5.1	5.6	5.7	5.2	5.9	5.0	5.4	5.1	5.8
Indorama*	150	18.2	19.7	20.3	18.5	19.6	16.1	17.7	17.1	18.3
Lusosider*	150	11.4	11.7	11.9	9.1	9.4	10.6	11.1	8.9	9.2
Luzianes (IP)*	150	-	-	-	3.6	3.6	-	-	3.5	3.6
Mendoiro*	150	7.0	8.0	8.1	8.1	9.7	6.7	7.7	7.8	9.5
Monte da Pedra	150	7.0	7.2	7.2	5.7	5.8	6.8	6.9	5.6	5.7
Neves Corvo*	150	5.3	5.5	5.6	4.3	4.7	4.9	5.1	4.2	4.5
Oleiros	150	20.2	25.9	26.6	18.9	23.4	16.5	23.2	16.7	21.9
Ourika!*	150	12.5	14.0	14.8	11.8	14.5	10.8	11.7	10.7	12.7
Ourique	150	12.6	14.1	14.9	11.8	14.5	10.8	11.8	10.7	12.8
Palmela	150	23.9	24.9	25.6	22.7	26.5	20.4	21.9	20.7	24.3
Pedralva	150	29.6	35.8	36.7	32.1	37.4	21.6	29.2	25.5	32.5
Pegões (IP)*	150	6.9	7.0	7.1	5.6	5.7	6.6	6.7	5.5	5.6
Petrogal*	150	14.9	15.8	16.1	16.1	16.8	13.6	14.6	15.2	15.9
Ponte de Lima	150	-	22.7	23.4	-	23.0	-	21.1	-	21.8
Portimão	150	14.7	16.4	16.8	16.3	17.9	12.7	14.5	14.6	16.4
Porto Alto	150	7.7	7.8	8.0	7.4	7.7	7.1	7.2	7.0	7.2
Quinta do Anjo*	150	14.4	14.9	15.1	11.1	11.7	13.2	13.8	10.7	11.3
Quinta Grande (IP)*	150	-	-	-	2.5	2.6	-	-	2.5	2.5
Repsol*	150	-	16.1	16.5	-	16.3	-	14.7	-	15.4
Riba d'Ave	150	22.1	23.7	23.8	19.6	20.4	19.3	22.0	18.2	19.6
Rodão (IP)*	150	-	-	-	7.1	7.4	-	-	6.9	7.1
Sabóia	150	6.6	6.8	6.9	4.6	4.6	6.3	6.6	4.5	4.6
Salamonde	150	15.7	16.6	16.7	13.8	14.3	11.4	13.0	11.4	12.4
Setúbal	150	21.0	21.8	22.4	20.0	22.5	18.3	19.4	18.3	20.9
Sines	150	23.3	25.9	26.9	28.2	31.0	19.9	22.4	24.9	27.8
Tabuaço	150	3.6	3.6	3.6	3.9	3.9	2.8	2.8	3.2	3.2
Tavira	150	18.3	20.4	20.9	21.6	24.1	14.8	17.6	18.2	21.4
Terras Altas de Fafe*	150	6.4	7.2	7.3	6.6	7.9	6.1	6.9	6.3	7.6
Trafaria	150	14.5	14.9	15.2	12.7	13.1	13.2	13.9	12.1	12.6
Tunes	150	12.8	14.0	14.3	12.4	13.2	11.1	12.4	11.3	12.2
Valdigem	150	4.5	4.5	4.5	5.0	5.1	3.8	3.8	4.4	4.4
Vila Fria	150	12.8	16.2	17.2	11.6	14.6	11.3	15.3	10.8	14.1
Vila Fria (IP)*	150	-	-	-	11.6	14.6	-	-	10.8	14.1
Vila Nova	150	18.4	19.6	19.8	18.5	19.4	12.3	14.2	14.0	15.6
Vilarinho das Furnas	150	14.5	15.4	15.5	14.1	14.6	10.7	12.2	11.5	12.6
Zêzere	150	8.9	8.9	8.9	9.9	10.0	7.2	7.1	8.4	8.4
Pedralva	130	3.9	4.6	4.6	4.1	4.9	3.5	4.2	3.9	4.6

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2022	2026	2031	2022	2026	2022	2026	2022	2026
Alcochete	63	16.5	17.7	18.4	18.1	19.4	15.3	16.0	17.1	17.9
Alqueva	63	17.5	26.0	26.6	20.9	30.3	15.2	23.0	18.4	27.4
Alto de Mira	63	24.8	25.9	26.0	9.3	10.3	23.0	24.3	9.0	9.6
Alto de São João	63	12.8	12.9	12.9	13.0	13.1	12.3	12.4	12.7	12.8
Batalha	63	27.5	29.2	30.0	19.6	21.2	25.1	26.9	18.2	19.4
Bodiosa	63	20.6	28.8	30.4	22.4	31.9	18.7	26.5	20.3	29.2
Canelas ¹⁾	63	23.0	23.2	23.3	23.2	23.4	21.2	21.2	22.1	22.1
Carrapatelo	63	18.3	18.4	18.6	18.5	18.6	17.7	17.6	17.9	17.9
Carregado ⁵⁾	63	17.4	17.3	17.8	8.2	8.8	15.9	15.9	7.4	7.7
Carriche	63	27.0	27.5	28.0	8.5	8.6	24.9	25.9	8.5	8.5
Carvoeira	63	14.5	18.1	21.6	15.5	19.1	14.0	17.4	15.0	18.4
Castelo Branco	63	13.6	18.7	19.2	13.8	19.0	13.0	17.6	13.2	18.1
Chafariz	63	23.6	23.8	23.9	23.9	24.2	21.5	21.7	22.2	22.4
Custóias	63	23.3	23.7	23.9	10.5	10.6	22.5	22.9	10.3	10.4
Divor	63	8.9	17.0	17.4	9.8	19.0	8.3	15.9	9.3	17.9
Ermesinde	63	20.7	19.7	20.2	8.2	9.3	19.7	18.8	8.0	8.4
Estarreja	63	26.0	27.5	28.7	26.6	28.2	24.6	24.7	25.4	25.6
Estoi	63	13.8	14.6	14.8	14.5	15.6	12.7	13.4	13.5	14.6
Estremoz	63	15.5	22.8	23.5	16.3	24.7	14.1	20.4	15.1	22.4
Évora	63	8.0	7.1	7.4	8.9	7.6	6.4	5.4	7.3	5.9
Fafe	63	14.4	15.5	15.7	14.2	15.2	12.9	14.4	12.9	14.0
Falagueira	63	17.3	19.5	19.5	21.2	21.4	14.7	16.9	18.5	19.1
Fanhões	63	27.0	28.1	28.7	29.5	30.6	25.0	26.5	28.0	29.3
Feira	63	19.1	20.3	20.7	21.2	22.6	18.6	19.3	20.9	21.6
Fernão Ferro	63	22.0	22.6	23.0	7.8	8.1	20.5	21.1	7.0	7.1
Ferreira do Alentejo	63	16.6	18.0	18.8	17.3	18.9	14.5	15.3	15.5	16.5
Ferro	63	18.6	20.4	20.8	19.5	21.5	16.8	18.2	17.5	19.3
Frades	63	16.1	16.5	16.5	16.0	16.3	14.1	15.0	14.6	15.3
Lavos ²⁾	63	29.6	30.2	30.5	21.9	22.3	28.1	29.0	21.2	21.4
Macedo de Cavaleiros ³⁾	63	15.1	15.5	17.3	14.8	15.0	14.0	14.5	13.7	14.0
Mogadouro	63	8.2	8.4	8.7	8.3	8.6	7.4	7.5	7.7	7.9
Mourisca	63	23.7	23.9	23.8	24.2	24.3	21.3	21.3	22.4	22.4
Oleiros	63	18.5	20.2	20.4	19.7	21.3	17.0	19.2	18.4	20.4
Ourique	63	7.3	12.7	13.2	7.1	13.9	6.8	11.3	6.8	12.6
Paraímo	63	18.8	19.8	20.3	20.7	21.7	18.2	18.7	20.1	20.6
Pegões	63	-	-	9.6	-	-	-	-	-	-
Penela	63	16.5	16.7	16.8	17.0	17.1	16.0	16.1	16.5	16.7
Pereiros	63	23.6	24.3	25.0	11.4	12.2	22.0	22.0	9.7	9.9
Pocinho ³⁾	63	20.2	20.2	20.5	24.2	24.2	18.5	18.6	22.5	22.7
Pombal ²⁾	63	13.9	14.4	14.7	12.4	12.8	13.4	13.6	11.9	12.2
Portimão	63	14.5	21.6	22.1	16.1	24.0	13.4	19.8	15.1	22.4
Porto Alto	63	9.8	10.2	10.5	10.4	10.8	9.0	9.0	9.7	9.8
Prelada	63	14.9	15.0	15.1	9.0	9.2	14.3	14.6	8.8	9.1
Recarei	63	23.8	24.2	25.2	24.3	25.0	22.5	22.4	23.5	23.3
Riba d'Ave	63	23.5	24.1	24.3	22.4	22.9	21.4	22.2	20.3	20.7
Rio Maior	63	24.5	27.2	27.8	16.2	17.9	23.0	25.5	15.3	16.7
Sacavém	63	21.4	21.7	21.8	9.6	9.7	20.0	20.5	9.5	9.5
Santarém	63	14.9	15.2	15.8	8.9	9.4	13.4	13.5	7.9	7.9
Sete Rios	63	22.2	22.5	22.8	9.4	9.5	20.8	21.4	9.3	9.3
Setúbal	63	25.5	26.2	26.8	14.2	14.8	23.3	23.9	13.1	13.1
Sines	63	20.5	20.9	21.6	23.5	23.9	18.7	19.0	22.0	22.1
Tábua	63	15.6	15.8	16.1	15.3	15.5	15.1	15.1	14.8	14.9
Tavira	63	14.7	22.0	22.3	15.2	23.7	13.6	20.6	14.4	22.6
Torrão	63	15.8	16.1	16.6	8.2	8.6	15.4	15.3	8.0	7.9
Trafaria	63	12.6	12.7	12.8	13.5	13.6	12.3	12.4	13.4	13.4
Trajouce	63	21.0	21.4	21.6	23.0	23.3	19.8	20.3	22.3	22.6
Tunes	63	17.0	18.0	18.4	17.6	18.4	15.4	16.4	16.4	17.2
Valdigem	63	24.4	24.7	25.1	24.7	25.2	22.0	22.1	22.2	22.4
Valpaços ³⁾	63	15.2	15.6	16.3	14.6	14.9	13.9	14.2	13.4	13.6
Vermoim ¹⁾	63	28.5	29.5	30.2	14.5	15.5	27.3	28.1	14.1	14.4
Vila Chã	63	21.6	21.8	22.1	23.0	23.2	18.9	19.0	20.0	20.1
Vila Fria ⁴⁾	63	18.5	22.1	22.4	20.9	24.7	17.2	21.2	19.6	23.7
Vila Nova de Famalicão	63	17.7	19.0	19.3	19.5	21.1	17.3	18.3	19.3	20.4
Vila Pouca de Aguiar ³⁾	63	21.3	20.8	23.6	16.5	15.8	19.7	19.2	14.9	14.0
Zambujal	63	18.8	19.1	19.2	8.1	8.1	17.9	18.3	8.0	8.0
Zêzere	63	20.5	20.6	20.9	22.1	22.2	17.4	17.4	19.3	19.4

Notas:

¹⁾ Inclui fecho de malha Vermoim - Canelas a 60kV

²⁾ Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60kV

³⁾ Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços -Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60kV

⁴⁾ Inclui fecho de malha Pedralva - Vila Fria

⁵⁾ Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 60 kV - Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2022	2026	2022	2026
Alcochete	400	7.6	7.4	4.1	4.4
Alqueva	400	12.7	11.6	9.9	7.5
Alto de Mira	400	7.2	6.7	3.5	3.7
Alto Lindoso	400	14.6	15.1	11.5	12.0
Alto Tâmega Gr 1 ou 2	400	11.4	11.9	8.6	8.9
Armamar	400	12.0	11.6	9.1	8.8
Arouca	400	-	10.0	-	6.3
Batalha	400	9.6	9.1	5.4	5.5
Bemposta II	400	16.1	15.2	14.2	13.8
Bodiosa	400	9.9	10.1	7.7	7.7
C. Alqueva 1	400	12.7	11.6	10.0	7.6
C. Alqueva 2	400	12.6	11.5	9.9	7.5
C. Lares Gr1 ou 2	400	11.4	10.6	6.9	6.3
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	11.6	10.5	6.6	6.4
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	8.1	7.4	3.8	4.1
Daivões	400	11.5	12.0	8.6	9.0
Dívor	400	9.4	9.9	6.4	6.7
Douro Sul*	400	11.8	11.6	9.7	9.5
Estremoz	400	9.8	10.2	7.1	7.5
Falagueira	400	12.7	12.5	8.8	9.1
Fanhões	400	7.1	6.6	3.4	3.6
Feira	400	10.3	9.9	6.5	6.3
Fernão Ferro	400	7.7	7.5	4.2	4.5
Ferreira do Alentejo	400	9.3	9.0	6.7	5.1
Foz-Tua	400	12.6	12.4	10.2	10.1
Frades II	400	12.1	11.6	8.4	8.5
Fundão	400	11.6	11.7	10.1	10.2
Gouvães GR 1, 2, 3 ou 4	400	11.5	12.2	8.7	9.0
Lagoaça	400	24.9	24.0	19.0	21.2
Lares	400	-	10.5	-	6.2
Lavos	400	10.9	9.9	6.2	5.6
Ourique	400	9.5	10.0	7.3	6.4
Padroselos	400	11.5	12.1	8.4	8.8
Palmela	400	7.3	7.1	3.9	4.1
Paraimo	400	10.2	9.9	6.6	6.2
Pedralva	400	11.9	11.4	7.8	8.0
Pego	400	11.6	10.5	6.6	6.4
Pegões	400	7.9	7.6	4.4	4.4
Ponte de Lima	400	10.8	11.0	7.9	8.5
Portimão	400	8.8	9.1	6.6	6.2
Recarei	400	10.2	9.8	6.1	6.0
Riba d'Ave	400	11.0	10.6	7.0	7.3
Ribatejo	400	8.1	7.4	3.8	4.1
Ribeira de Pena	400	11.5	12.0	8.4	8.7
Rio Maior	400	9.1	7.6	4.8	4.2
Salamonde II	400	12.0	11.5	8.6	8.7
Sines	400	8.2	8.6	5.3	5.0
Sobrado	400	-	9.7	-	6.4
Tavira	400	10.2	10.8	7.4	6.9
Vale Pereiro	400	-	9.6	-	5.7
Vermoim	400	10.0	9.7	6.3	6.3
Vieira do Minho	400	12.1	11.5	8.3	8.4
Vila Nova de Famalicão	400	10.1	10.0	6.8	7.0
Vila Nova de Foz Côa	400	-	13.2	-	11.5

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2022	2026	2022	2026
Agueira	220	6.8	6.3	5.0	5.1
Alto de São João	220	5.5	5.2	3.4	3.6
Alto Mira	220	6.4	6.1	3.1	3.4
Armamar	220	8.0	8.1	7.0	7.1
Baixo Sabor	220	8.2	8.0	7.5	7.2
Bemposta	220	10.6	10.5	9.6	9.4
C. Pocinho	220	7.8	7.4	7.0	6.9
C. Ribatejo Gr 1	220	6.3	5.6	3.3	3.5
C. Tapa do Outeiro	220	9.4	9.7	5.3	5.8
Canelas	220	8.1	8.2	5.0	5.3
Carrapatelo	220	6.8	6.9	5.4	5.4
Carregado	220	6.4	5.6	3.3	3.5
Carriche	220	6.1	5.8	3.0	3.3
Carvoeira	220	6.0	5.8	4.1	4.2
Castelo Branco	220	8.6	9.1	7.6	8.0
Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3	220	5.5	5.7	4.2	4.1
Chafariz	220	6.8	6.9	5.9	6.1
Custóias	220	7.8	8.0	4.9	5.3
Ermesinde	220	7.6	8.4	4.8	5.8
Estarreja	220	6.2	6.2	4.8	4.9
Fanhões	220	6.7	6.3	3.1	3.4
Ferro	220	8.4	9.5	7.2	8.4
Folques*	220	6.5	6.7	5.7	6.0
Fundão	220	9.5	11.0	8.3	9.5
Lagoaça	220	19.3	19.9	15.9	18.2
Macedo de Cavaleiros	220	7.3	7.3	6.5	6.6
Maia*	220	6.6	6.5	4.8	5.0
Miranda	220	10.4	10.1	8.1	7.9
Mogadouro	220	6.9	6.9	6.5	6.4
Montenegro*	220	7.1	7.1	6.2	6.3
Mourisca	220	6.2	6.2	4.9	5.0
Pampilhosa da Serra*	220	6.7	6.9	6.2	6.4
Paraimo	220	7.5	7.5	5.8	5.9
Penamacor*	220	8.3	8.5	7.8	8.2
Penela	220	6.1	6.0	4.7	4.9
Pereiros	220	6.5	6.2	4.6	4.8
Picote	220	11.9	11.6	8.9	8.7
Pocinho	220	8.1	7.7	7.2	7.0
Pombal	220	5.9	5.9	5.0	5.1
Pontinha	220	5.9	5.6	3.1	3.3
Prelada	220	7.0	7.2	4.5	4.9
Prior Velho 1	220	5.8	5.5	3.2	3.4
Prior Velho 2	220	5.8	5.4	3.2	3.4
Prior Velho 3	220	5.9	5.5	3.2	3.4
Prior Velho 4	220	5.8	5.4	3.2	3.4
Prior Velho 5	220	5.8	5.5	3.4	3.7
Recarei	220	8.9	9.3	4.9	5.5
Régua	220	7.2	7.4	6.0	6.0
Rio Maior	220	7.5	7.4	4.1	4.5
Sacavém	220	5.9	5.6	3.2	3.4
Sakthi*	220	8.3	8.8	4.9	5.5
Santarém	220	5.5	5.3	3.8	4.0
São Martinho*	220	8.4	8.6	7.4	7.4
Seixal*	220	5.3	5.2	3.6	3.7
Senhora da Póvoa*	220	8.3	8.5	7.8	8.2
Sete Rios	220	5.8	5.6	3.0	3.2
Sobrado	220	-	9.7	-	6.3
Tábua	220	6.4	6.5	5.2	5.4
Torrão	220	6.4	6.5	5.1	5.1
Trajouce	220	6.2	5.9	3.3	3.5
Urró	220	6.4	6.4	5.1	5.3
Valdigem	220	7.5	7.7	6.0	6.1
Valeira	220	6.8	6.8	6.1	6.1
Valpaços	220	7.5	7.5	6.7	6.7
Vermoim	220	8.5	9.1	4.9	5.6
Vila Chã	220	6.3	6.3	5.3	5.5
Vila Pouca de Aguiar	220	7.1	7.2	6.2	6.3
Zambujal	220	5.5	5.3	3.0	3.2
Zézeze	220	5.5	5.7	4.2	4.1

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares					
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2022	2026	2022	2026
Alto Rabagão	150	5.5	5.3	4.5	4.5
Bouçã	150	6.7	7.2	5.4	5.1
C. Frades	150	9.5	8.9	7.2	7.3
C. Ourique*	150	6.4	6.7	5.2	5.0
Cabril	150	6.2	6.5	4.9	4.7
Caniçada	150	8.3	7.8	6.1	6.3
Castelo Branco	150	10.0	10.6	8.4	8.9
Corgas*	150	7.8	8.3	7.4	8.0
Ermidas do Sado	150	6.9	6.9	6.0	5.8
Estoi	150	5.7	5.7	4.3	4.3
Évora	150	4.4	4.5	3.4	3.4
Fafe	150	7.8	7.6	5.8	6.3
Falagueira	150	16.3	18.1	12.8	14.0
Fernão Ferro	150	7.3	7.2	4.1	4.3
Ferreira do Alentejo	150	9.4	10.8	6.9	6.6
Frades	150	9.6	9.0	7.2	7.3
Fratel	150	6.7	6.5	6.1	5.9
Gardunha*	150	7.0	7.4	6.7	7.1
Indorama*	150	7.5	7.4	5.6	5.3
Lusosider*	150	6.2	6.1	4.4	4.6
Mendoiro*	150	7.6	8.0	6.9	7.6
Monte da Pedra	150	3.9	3.9	3.6	3.6
Neves Corvo*	150	4.2	4.1	3.7	3.7
Oleiros	150	6.4	6.7	4.5	5.2
Ourika!*	150	6.4	6.8	5.2	5.0
Ourique	150	6.5	6.8	5.2	5.0
Palmela	150	7.7	7.6	4.2	4.5
Pedralva	150	11.1	11.0	7.0	8.0
Pegões (IP)*	150	4.0	4.0	3.5	3.5
Petrogal*	150	6.6	6.4	5.3	4.9
Ponte de Lima	150	-	8.1	-	6.4
Portimão	150	6.5	6.9	5.0	5.2
Porto Alto	150	4.0	4.0	3.3	3.3
Quinta do Anjo*	150	6.4	6.3	4.3	4.5
Repsol*	150	-	7.0	-	5.2
Riba d'Ave	150	10.9	10.6	8.1	8.4
Sabóia	150	4.0	3.9	3.7	3.6
Salamonde	150	8.1	8.0	6.8	6.8
Setúbal	150	7.2	7.1	4.2	4.4
Sines	150	8.3	8.3	5.7	5.3
Tabuaço	150	13.1	13.4	10.8	10.8
Tavira	150	9.7	10.6	7.0	6.9
Terras Altas de Fafe*	150	8.2	8.6	7.2	8.0
Trafaria	150	5.9	5.8	3.8	3.9
Tunes	150	5.3	5.3	4.1	4.1
Valdigem	150	25.9	26.7	23.2	23.6
Vila Fria	150	4.9	6.5	3.8	5.3
Vila Nova	150	9.0	8.7	7.2	7.1
Vilarinho das Furnas	150	5.7	5.2	4.8	4.6
Zêzere	150	10.9	11.3	8.1	7.5

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede



07 ANEXOS

ANEXO 17
PERSPETIVA DE INOVAÇÃO

REN 

Perspetiva de Inovação

Tendências no sector energético

No contexto do contínuo investimento em novas tecnologias de produção de energia limpa a partir de fontes primárias de natureza renovável, da definição de uma estratégia para uma mobilidade sustentável e inteligente e da estratégia para uma Europa com impacto Neutro em Carbono, atualmente assiste-se a um acentuado crescimento na produção de eletricidade a partir de recursos renováveis endógenos, como o hídrico, eólico ou solar, em detrimento da utilização do carvão ou do gás natural, cujo impacto na descarbonização da sociedade assumirá importância crescente ao longo da vigência do Plano Integrado Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030).

Esta tendência tem promovido uma visão de integração de setores / *smart sector integration* entre eletricidade e gás, a que se associa um incremento de investimento em novas tecnologias, como as relacionadas com as comunicações (5G, IoT), transações (*blockchain*), automatização (*drones*, veículos autónomos), multiexperiências (realidade aumentada, virtual e mista) e processos de aprendizagem automática (inteligência artificial, *business intelligence*) que no seu conjunto têm contribuído para a contínua digitalização do sector energético.

Pelo seu lado, a REN tem vindo a apostar em projetos inovadores, com particular destaque para os relacionados com a eficiência operacional dos processos e atividades das concessões, com a implementação de uma visão *smart* na gestão integrada da infraestrutura, com a sustentabilidade e descarbonização das infraestruturas de eletricidade na transição energética e numa perspetiva de continuidade de negócio.

Potencial de aplicação de algumas tecnologias no contexto da REN

Associada às grandes tendências globais estão as alterações climáticas, a nova infraestrutura de rede 5G, a cibersegurança, o futuro do trabalho e a relação entre tecnologia e humanos e o desenvolvimento tecnológico associado, que a Inovação tem observado, nomeadamente como suporte às operações das atividades do grupo REN.

Neste contexto, destacam-se as sinergias que se têm vindo a desenvolver entre as tecnologias digitais, a experiência humana e as cada vez mais sofisticadas tecnologias de inteligência artificial (IA), bem como a previsão de uma maior interatividade entre máquinas e pessoas através de plataformas digitais que conseguem captar o contexto envolvente e ter uma resposta aproximada à do ser humano.

Robotização

Operações associadas à cadeia de valor do sistema energético requerem mão-de-obra significativa que, em muitos casos, impõe questões relativas à eficiência, consistência, qualidade e segurança, especialmente em ambientes de trabalhos com rede em serviço (em tensão), e que podem ser ainda mais comprometidas em condições climáticas severas e locais de difícil acesso.

Com a evolução tecnológica, surge a oportunidade de apostar na utilização da robótica como complemento e/ou substituto do ser humano, primordialmente em cenários nos quais a probabilidade de ocorrência de acidentes é elevada.

Como tantas outras indústrias, o sector energético conta cada vez mais com a robótica, que quando utilizada juntamente com outras tecnologias em crescimento como inteligência artificial e *big data*, traz inúmeras vantagens em termos de velocidade, agilidade, resistência, distância, consistência e precisão.

Os *cobots* que são robôs colaborativos foram criados para interagir com humanos em ambientes de trabalho e são capazes de realizar tarefas de automação inimagináveis para um robô, conseguindo elevar os níveis de produtividade.

Observando os diferentes cenários em que a robótica pode ser aplicada no médio prazo prevê-se o recurso a robôs dedicados a funções de construção, inspeção, manutenção e operações, não obstante existir ainda a necessidade de melhorar a sua adaptabilidade a ambientes adversos, autonomia e inteligência.

Wearables

Apesar da atual aplicação dos *wearables* ser ainda limitada, esta tecnologia tem a capacidade de incrementar a segurança dos trabalhadores (desde a medição de sinais vitais até à deteção de atmosferas e/ou localizações perigosas, no âmbito da realização de trabalhos) sendo que alguns dos principais obstáculos aquando da implementação destes dispositivos, se prendem com a privacidade dos dados.

A implementação dos *wearables* pode assim contribuir para a redução de custos operacionais e incremento da segurança dos trabalhadores.

Os exoesqueletos têm vindo a ser utilizados para proteger os colaboradores e melhorar a sua qualidade de vida ao mitigar problemas de saúde futuros, e tornando-os ao mesmo tempo, mais produtivos.

Digitalização e sensorização

O papel das empresas de energia e particularmente das empresas de transporte e de distribuição, está cada vez mais focado na otimização dos ativos, na gestão das interfaces com outros atores e no equilíbrio entre a procura e oferta, cada vez mais granular e complexo. Com estes pressupostos, os dados desempenharão no futuro um papel tão relevante como “a infraestrutura física”.

A sensorização dos ativos, nomeadamente a área dos nanosensores, tem sido alvo de desenvolvimentos significativos e exibem limites de deteção ultrasensíveis, garantindo enormes vantagens face aos “projetos convencionais”. Essa vantagem é ainda maior quando o nanosensor “capta” as suas já de si reduzidas necessidades energéticas do ambiente *energy-harvesting* circundante, em contraponto com as tecnologias de nanosensores tradicionais, que dependem de uma fonte de energia externa (tipicamente uma bateria) para operar.

Os *energy-harvesting* que permitem capturar, converter, armazenar e usar a energia, por exemplo de energia mecânica/vibração – piezoelétrico, térmica - termoelétricos ou de campos electromagnéticos, associados ao desenvolvimento de comunicações 5G, constituem o próximo passo para eliminar a necessidade de baterias e outras fontes de energia externas.

Esta característica, associada ao baixo custo destes sensores, e à cada vez maior diversidade de modelos, amplifica o seu campo de aplicação potencial, permitindo uma “cobertura” cada vez mais ampla dos ativos da infraestrutura e da disponibilização de dados para, por exemplo, a integração em ferramentas digitais de inteligência artificial.

Assim, a perspetiva de inovação não deverá ser baseada apenas na abordagem clássica da transformação digital da cadeia de valor, mas sim, como se pode potenciar o ativo e respetivo negócio associado, através da transformação digital holística e colaborativa, potenciando novos modelos de negócio e/ou de posicionamento na cadeia de valor.

Plataformas hiper-realistas

Para fazer face à excessiva mecanização nas interações digitais diárias, as empresas estão a introduzir inteligência “emocional” nos seus sistemas tecnológicos, através de inteligência artificial, como *machine learning* e reconhecimento facial e de voz, que conseguirá mais facilmente detetar e responder a interações humanas.

Por outro lado, a abordagem focada no fator humano, por oposição à tradicional abordagem centrada na informação, e o desafio do incremento das competências digitais, implicará o desenvolvimento de tecnologias para o reforço da humanização das organizações, para colocá-las ao serviço das pessoas e não o contrário.

Inteligência Artificial

A inteligência artificial é uma tecnologia que torna possível a aprendizagem de contextos através de máquinas, captando experiências, e pode ser aplicado numa vasta área. A título de exemplo pode ser utilizado em modelos preditivos para gestão de ativos e previsão da produção e identificação de potenciais fraudes e/ou falhas nos sistemas de medição.

Digital Twins

A ligação entre o físico e o digital permite a criação de modelos virtuais cada vez mais sofisticados, que potenciam a otimização de sistemas, aliado a *machine learning* e infraestruturas informáticas avançadas para conseguir desenvolver técnicas preditivas e de apoio à operação e sistemas de manutenção.

Aspetos particulares da presente proposta do PDIRT

Modernização e Operação da RNT

Destacam-se o conjunto de investimentos descritos no Capítulos 4 para dar resposta ao requisitos de remodelação e modernização das infraestruturas da RNT, no sentido de, gradualmente, a dotar das mais recentes tecnologias nesta área a par de um aumento do grau de digitalização e sensorização dos equipamentos, possibilitando um conhecimento mais atempado e informado sobre o seu estado e uma tomada decisão cada vez mais sustentada, contribuindo para a manutenção da integridade e bom funcionamento da rede.

A utilização de *drones*, nomeadamente para monitorização e registo do estado visual de linhas e de equipamentos de subestações, constitui outra mais-valia tecnológica em que a REN tem apostado, com experiência positiva.

Resposta às Alterações Climáticas

Pelo facto de Portugal ser um dos países europeus mais fortemente sujeitos aos impactes das alterações climáticas, a presente edição do PDIRT propõe pela primeira vez no seu Capítulo 4 a análise e a sistematização das vulnerabilidades identificadas ao nível da RNT sob esta perspetiva, considerando as práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental e tendo por objetivo identificar e promover a realização de forma integrada de ações que contribuem para o aumento de resiliência e a adaptação à evolução rápida deste tipo de riscos que se vem observando nos últimos anos.



07 ANEXOS

ANEXO 18
PARECER DE ENTIDADE EXTERNA RELATIVO
À PROPOSTA DE PDIRT 2022-2031

REN 

Plafun.
J.P.



**Parecer Relativo à Proposta de Plano de
Desenvolvimento e Investimento da Rede de
Transporte, PDIRT,
para o período 2022 – 2031**

abril de 2021

João Paulo Tomé Saraiva

João Abel Peças Lopes

Parecer Relativo à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, para o período 2022 – 2031

1. Enquadramento

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, a ser preparado pelo Operador da RNT nos anos ímpares, constitui um elemento fundamental para balizar a evolução do Sistema Elétrico Nacional, SEN, nos anos seguintes, tendo em conta a posição central que a RNT assume no SEN. Com efeito, como o Operador da RNT assinala no Capítulo 1 do documento em apreço, a Rede Nacional de Transporte constitui o elemento central do sistema elétrico integrado do Continente, possuindo uma dimensão nacional e uma estrutura malhada devendo ser constituída e evoluir ao longo dos anos de modo a contribuir para garantir a segurança de abastecimento, para permitir a ligação de novos centros electroprodutores e de novos pontos de consumo, para acomodar os trânsitos de energia decorrentes de diversos cenários de produção (influenciados em cada momento pela maior ou menor disponibilidade dos diversos recursos primários e considerando igualmente as metas da transição energética definidas no âmbito da política energética do Governo) e correspondendo igualmente às solicitações de reforço ou de novas ligações formuladas pelo Operador da Rede de Distribuição.

Como determinado pela legislação em vigor, o PDIRT a elaborar pelo ORT deverá ter um horizonte de 10 anos e, de acordo com o artigo 35-A do Decreto-Lei nº 172/2006, o ORT deverá realizar a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional, SEN, “com independência e de forma transparente e não discriminatória ... de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema elétrico, e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazos”, nomeadamente através do exercício do “Planeamento da RNT, designadamente no que diz respeito ao planeamento das suas necessidades de renovação e expansão, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas de política energética nacional e, em particular, através da preparação dos PDIRT da eletricidade”.

Por outro lado, e tendo ainda em conta a legislação em vigor, nomeadamente o estabelecido no número 5 do artigo 36 do Decreto-Lei 172/2006, a elaboração do PDIRT deverá ter em conta a caracterização da RNT, o Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, RMSA, mais recente, os padrões de segurança de abastecimento da Rede de Transporte e demais condições técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes, as solicitações de reforço da capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede realizados por centros electroprodutores. A elaboração do PDIRT deve ainda considerar ou estar alinhada com as metas estabelecidas no Plano Nacional Energia e Clima, PNEC 2030, e com os objetivos estabelecidos e acordados a nível Europeu nomeadamente no âmbito do ENTSO-E consubstanciados no *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP, e a nível transnacional neste caso com Espanha, no que se relaciona com o reforço das interligações como forma de melhorar o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade.

A proposta de PDIRT deve ser submetida pelo ORT à Direção de Geral de Geologia e Energia, DGEG, até 31 de março dos anos ímpares, seguindo-se a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE no final da qual estas duas entidades devem emitir os respetivos pareceres. Tendo em conta esses

pareceres, o Operador da RNT prepara e submete a proposta final de PDIRT até meados de novembro devendo esta ser remetida pela DGEG para o membro do Governo responsável por esta área. A versão final do PDIRT é então enviada para a Assembleia da República para discussão e emissão de um parecer que será remetido ao membro do Governo referido a quem cabe finalmente a decisão de aprovação deste plano.

Como se assinalou anteriormente, a legislação em vigor determina que o PDIRT tem um horizonte de 10 anos e deve ser preparado e submetido às entidades competentes nos anos ímpares. Um plano deste tipo pretende selecionar e calendarizar um conjunto de obras em novas instalações, e em reforço e expansão de instalações existentes de modo a assegurar ou procurar responder a diversos critérios (nem sempre possíveis de ser atendidos em simultâneo dado que, com frequência, possuem natureza contraditória) e considerando previsões de evolução de diversas grandezas (tais como o consumo e a capacidade instalada prevista para o portfolio de geração) bem como a situação do sistema no ano inicial. A este nível, é importante salientar que as redes de transporte têm natureza integrada e malhada cobrindo áreas geográficas alargadas, pelo que decisões de investimento relativas a determinados equipamentos a instalar numa região ou área de rede em particular têm repercussão nas condições de operação de toda a rede. Nestas condições, a natureza integrada e holística deste tipo de planos aconselha fortemente que não se proceda a aprovações parcelares do PDIRT mas que, pelo contrário, se realize a sua apreciação e aprovação no seu conjunto. Com efeito, a seleção de um investimento para responder a um problema particular da rede, dada a sua natureza integrada, pode permitir resolver problemas ou contribuir para alterar as condições de operação noutras zonas da rede, evitando assim investimentos suplementares nessas outras zonas. Pode assim compreender-se que soluções parcelares serão em geral de menor qualidade e mais dispendiosas que o investimento proporcionado por uma visão integrada e holística, que deverá ser preservada.

2. Caracterização da RNT

A preparação e apresentação de um PDIRT pode ser encarada como o momento adequado para avaliar as condições de operação da RNT nos anos mais recentes e assim avaliar a adequação dos planos de investimento e as práticas de exploração e manutenção que têm vindo a ser adotadas em períodos anteriores. Aliás, a caracterização atual da RNT corresponde a um dos elementos mencionados no número 5 do artigo 36 do Decreto-Lei nº 172/2006 e que o Operador da RNT deve considerar no processo de elaboração do PDIRT.

Em particular, no que se refere à caracterização da RNT, o Capítulo 2 da Proposta de PDIRT 2022-2031 fornece um conjunto de informações relativas a diversos parâmetros e indicadores que permitem obter uma visão holística sobre as condições de operação da RNT nos anos mais recentes que, de algum modo, traduzem o impacto que as decisões de investimento propostas e aprovadas em PDIRTs anteriores tiveram/têm sobre a RNT. Neste âmbito, salientam-se os seguintes aspetos:

- evolução do consumo desde 2011 a 2020 a nível nacional e também nas zonas do Grande Porto, Grande Lisboa, Península de Setúbal e Algarve e pontas síncronas sazonais de verão e inverno igualmente para o Continente e em cada uma das quatro áreas referidas. A este propósito, o Operador da RNT indica que, apesar de a nível global o consumo se manter quase estagnado com variações homólogas anuais muito reduzidas, ocorreu uma elevação da ponta síncrona de 8650 MW em 2019 para 8906 MW em 2020 bem como incrementos dos valores verificados nas áreas do Grande Porto e da Grande Lisboa. De referir que já em janeiro deste ano, e apesar do contexto de pandemia, foi atingida uma ponta máxima de 9889 MW no contexto de uma situação excecional associada a temperaturas muito baixas. Estes valores

síncronos bem como os valores de consumo que se verificam em determinadas áreas são determinantes para a identificação de necessidades de investimento a nível global ou em alguma área em particular de forma a garantir a satisfação do consumo;

- a capacidade de interligação com Espanha, determinante para o bom funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade e, por essa via, constituindo uma importante contribuição para serem atingidas as metas a nível do Mercado Interno Europeu, tem evoluído de forma muito favorável desde 2011. Como resultado dessa evolução, em 2020 a percentagem de horas do ano em que os preços do mercado diário foram diferentes em Portugal e Espanha (por efeito da ativação do mecanismo de *Market Splitting*) fixou-se em 4%, correspondendo ao valor mais reduzido verificado desde 2008, excetuando o ano de 2015;
- o Indicador de Adequação da Transformação (AD_{TR})_{RNT} tem evoluído igualmente de forma muito favorável. Este indicador representa a taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT às condições de exploração. Um valor unitário deste indicador significa que não existe margem para crescimento da carga ou da potência de ligação de instalações produtoras pelo que se estará na iminência da ocorrência de situações de sobrecarga o que sinaliza a necessidade de realizar novos investimentos. Em 2011 este indicador tinha o valor de 0,93 (superior ao valor indicativo de 0,90 que se considera conveniente não ser ultrapassado de modo a haver capacidade para acomodar crescimentos de consumos ou outras incertezas) e em 2020 reduziu-se para 0,80;
- em 2020 as perdas na RNT tiveram o valor de cerca de 800 GWh correspondendo a cerca de 1,8% da energia entrada na RNT. O valor deste indicador tem-se elevado desde 2015, ano em que assumiu um valor próximo de 1,5% pelo que tem apresentado uma evolução menos favorável. Reconhece-se que o valor das perdas está diretamente associado aos trânsitos de energia que ocorrem em cada ano na RNT e que estes, por sua vez, dependem fortemente dos padrões de produção (por exemplo influenciados por maiores ou menores afluências hídricas ou maior ou menor produção eólica) e da evolução dos consumos. Em todo o caso, assinala-se a evolução menos favorável deste indicador nos anos mais recentes;
- a qualidade de serviço assegurada pela RNT é caracterizada por indicadores com valores muito favoráveis (SAIDI, SAIFI, SARI e TIE) notando-se igualmente uma evolução e melhoria consistentes nos últimos anos. Por exemplo, o valor do TIE verificado em 2020 foi o terceiro melhor ocorrido desde 2011 e os valores reportados para o SAIFI e SAIDI foram os segundos melhores desde 2011;
- finalmente, a qualidade de serviço está diretamente relacionada com as ações de manutenção preventiva e reativa realizadas sobre os equipamentos da RNT. A este nível, o Operador da RNT reporta resultados muito favoráveis obtidos num estudo comparativo realizado a nível internacional (*ITOMS – International Transmission Operation & Maintenance Study*) que incidiu sobre linhas de transmissão e subestações.

Assim, tendo em conta todos estes indicadores, constata-se a evolução muito favorável que tem ocorrido nas condições de exploração da RNT desde 2011, certamente devido às ações de manutenção entretanto realizadas, às decisões de investimento e reforço que foram assumidas e sendo executadas e ao acompanhamento e monitorização da operação em tempo real. O único indicador com evolução menos favorável corresponde às perdas em percentagem da energia entrada na RNT que, ainda assim, é fortemente dependente dos trânsitos de energia verificados em cada ano, estando estes, por sua vez, muito dependentes dos recursos primários mais ou menos utilizados em cada ano, por exemplo a nível de recursos hídricos e eólicos e da sua maior concentração geográfica em algumas zonas do Continente.



3. Pressupostos do PDIRT, Critérios de Planeamento e Organização dos Projetos

O ORT adota um conjunto de critérios de planeamento que são usuais neste tipo de estudos e que se encontram genericamente em linha com os que são utilizados por outros ORT Europeus, como será referido no ponto 5 deste documento. A este nível, o ORT Português refere na Secção 3.8 do PDIRT que são analisados diversos cenários relativos a diferentes horizontes temporais, períodos horários de ponta, intermédio e vazio, períodos húmidos e secos conjugados com produção mais ou menos elevada por via solar e eólica e diversos patamares de trocas internacionais.

Por outro lado, a Secção 3.8 do PDIRT refere igualmente os seguintes critérios considerados na seleção dos projetos a implementar:

- a segurança de abastecimento;
- a modernização, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço e a eficiência operacional;
- a promoção da concorrência;
- a sustentabilidade;
- critérios técnicos de dimensionamento de infraestruturas.

Em linha com a organização já adotada no PDIRT 2018 - 2027 e no PDIRT 2020 - 2029, o ORT estruturou os projetos de investimento em dois grandes conjuntos:

- 1) Projetos Base do PDIRT – estes são projetos que “o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos esses cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede”. Fazem parte dos Projetos Base os que visam dar cumprimento ao reforço da alimentação da RND, incluindo-se os que já estão considerados no Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição, PDIRD. Incluem ainda projetos relativos à Gestão Global do Sistema, nomeadamente no que se refere à Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- 2) Projetos Complementares do PDIRT – estes projetos incorporam “os que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que simultaneamente não representam compromissos já assumidos com o ORD e traduzidos no PDIRD. Estes projetos são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética do Governo e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.”

No que se refere à evolução da procura, o PDIRT 2022-2031 considera o Cenário Central Ambição previsto no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento, RMSA-E, mais recente, RMSA-E 2020 de outubro de 2020. Este cenário considera a taxa de evolução anual dos consumos de 1,5 %, tendo em conta a evolução das pontas síncronas registadas a nível nacional e em algumas áreas do Continente nos anos mais recentes, bem como o valor máximo histórico de 9889 MW de ponta síncrona registado a 12 de janeiro de 2021. Considera ainda a forte aposta em fontes renováveis (nomeadamente no reforço da produção eólica e solar fotovoltaica) e o incremento muito forte da mobilidade elétrica previsto para o período em análise. O PDIRT 2022-2031 realiza ainda um teste de sensibilidade

considerando o limite máximo admitido para a evolução da procura, em linha com o valor considerado no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress especificado no RMSA-E mais recente.

Relativamente à oferta, para além de incorporar a desclassificação recente da Central a Carvão de Sines e a próxima desclassificação da Central do Pego, o PDIRT 2022-2031 considera ainda a saída de serviço da Central Térmica a Gás Natural da Tapada do Outeiro prevista para ocorrer em 2029 e a entrada em serviço prevista para 2023 de três centrais hídricas localizadas no norte do Continente e com a potência total instalada de 1154 MW. No que se refere à restante produção, em linha com as metas do PNEC 2030, o PDIRT 2022-2031 (Quadro 3.3 da Secção 3.7) considera o aumento muito expressivo da capacidade instalada eólica (passando de 5740 MW em 2021 para 9165 MW em 2031) e sobretudo da capacidade solar fotovoltaica (que se estima possa passar de 2023 MW em 2021 para cerca de 12000 MW em 2031, excedendo mesmo as metas previstas no PNEC 2030).

A este nível, e tendo em conta os planos de investimento em novos centros produtores nomeadamente utilizando energia solar fotovoltaica e eólica e considerando o estabelecido no Decreto Lei 76/2019, a Secção 3.3 do PDIRT reporta que o ORT encetou negociações com diversos promotores uma vez que os volumes de nova capacidade de produção requeriam a expansão e o reforço da rede, incluindo alguns novos eixos da RNT. Neste sentido, o ORT considera no PDIRT 2022-2031 a ligação de um primeiro conjunto de novos parques solares fotovoltaicos (diretamente à RNT ou à RND, mas exigindo reforço da capacidade de ligação à RND) com cerca de 3500 MW e o reforço da capacidade de produção eólica de cerca de 4000 MW. Em relação aos parques fotovoltaicos, a capacidade instalada já existente, acrescida da que foi já atribuída no âmbito dos procedimentos concursais que tiveram lugar em 2019 e em 2020 e do valor adicional de 3500 MW permitem antever que se encontra já verificada a meta estabelecida no Plano Nacional de Energia e Clima, PNEC 2030. De uma forma análoga, a capacidade instalada em parques eólicos já existentes acrescida do montante de cerca de 4000 MW considerado neste PDIRT permite igualmente antever que a meta estabelecida no PNEC 2030 se encontra igualmente verificada.

Como se referiu, as negociações conduzidas com a generalidade dos promotores destes projetos, nomeadamente os projetos envolvendo energia solar, permitiram estabelecer os investimentos em expansão e reforço da rede necessários para acomodar a potência associada atendendo, entre outros aspetos, à localização geográfica desses parques, e aos trânsitos de energia mais elevados no sentido sul norte que poderão vir a ocorrer em períodos de elevada produção de origem fotovoltaica no sul do país. Em relação aos equipamentos que se prevê ser necessário construir e diretamente relacionados com estes projetos contratualizados com o ORT, o PDIRT 2022-2031 refere na Secção 3.3 que eles incluem 580 kms de linhas a 400 kV e 4 postos de corte igualmente a 400 kV.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei 76/2019, estes investimentos serão suportados por esses promotores, não carecendo de aprovação/validação do concedente. Deste ponto de vista, estes custos de investimento não têm repercussões a nível tarifário (nomeadamente na Tarifa de Uso da Rede de Transporte e na Tarifa de Acesso às Redes) pelo que poderão ser considerados como um terceiro grupo de investimentos a realizar pelo ORT, para além dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

Em todo o caso, assinala-se que a RNT é única e que estes investimentos a suportar pelos promotores irão integrar os ativos de rede permitindo melhorar as condições gerais de exploração e de segurança de abastecimento. Deste ponto de vista, os consumidores serão beneficiados uma vez que irão usufruir de uma RNT de melhor qualidade, com uma segurança de exploração mais elevada, mais preparada para as alterações do paradigma de produção e podendo assim continuar a garantir a segurança de abastecimento com elevados padrões de qualidade e continuidade sem sentirem qualquer impacto tarifário decorrente destes investimentos.

4. Apreciação Global do PDIRT 2022–2031 e seus Impactos

Tal como vem ocorrendo nos exercícios de planeamento mais recentes, e como já se referiu, os projetos de investimento considerados no PDIRT 2022-2031 encontram-se organizados em Projetos Base e Projetos Complementares.

O Capítulo 4 do documento em análise aborda os Projetos Base de Investimento, o Capítulo 5 descreve os Projetos Complementares de Investimento e o Capítulo 6 apresenta os Impactos dos Investimentos Apresentados no PDIRT a diversos níveis. Neste âmbito, o Capítulo 6 corresponde a uma análise de sensibilidade muito alargada e relativa a diversos parâmetros (tais como a oferta e a procura de energia elétrica, as perdas, o impacto tarifário, e capacidade de receção da RNT a curto e médio/longo prazo). A presença deste género de análises em documentos deste tipo é muito relevante permitindo aferir de um modo mais próximo o grau de robustez do Plano proposto em termos da sua adequação aos diversos critérios adotados se alguns dos pressupostos inicialmente assumidos se alterarem. Este ponto é tanto mais significativo se se considerar que num horizonte de 10 anos muitos parâmetros e variáveis relevantes para o exercício de planeamento estão sujeitas a incertezas pelo que é importante estimar como é que essas incertezas poderão impactar na resposta que o Plano poderá dar a essas alterações.

Em relação aos investimentos nos Projetos Base e Complementares e seus impactos, enumeram-se em seguida diversos pontos considerados relevantes:

- i) Os Projetos Base incluem projetos referentes à Remodelação e Modernização de Ativos, a reforços para manter a segurança de abastecimento e a continuidade de serviço a pontos de ligação à RND, a compromissos já assumidos com o ORD em termos de projetos já incluídos no PDIRD, a projetos relativos à Gestão do Sistema e à Rede de Telecomunicações de Segurança, à Reabilitação e Adequação Regulamentar de Edifícios Administrativos e a reforços da RNT para dar resposta a necessidades adicionais de capacidade de receção na sequência da resposta favorável da DGEG à ligação de um elevado número de UPP e UPAC à RND com potência global de cerca de 1500 MW;
- ii) Por sua vez os Projetos Complementares incluem projetos relativos à integração de mercados e concorrência incluindo as interligações com Espanha, a ligação a novos polos de consumo, ao desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (de modo a capacitar a RNT para receber a nova produção renovável considerando as metas do RMSA-E e do PNEC 2030), e projetos para promover a sustentabilidade (relacionados por exemplo com a alimentação das zonas urbanas de Lisboa e do Porto e alterações da RNT no Alto Douro Vinhateiro);
- iii) Em termos temporais, e em linha com a organização já utilizada em exercícios anteriores, o horizonte temporal de 10 anos a que o PDIRT se refere está estruturado em dois quinquénios. No primeiro, de 2022 a 2026, os projetos apresentam maior grau de detalhe e são apresentados valores de investimento anuais. No segundo quinquénio, de 2027 a 2031, a maior distância temporal e as incertezas associadas, levam a que o PDIRT inclua apenas valores indicativos de investimento em termos de valores médios anuais baseados nos valores de investimento propostos para os últimos três anos do primeiro quinquénio;
- iv) No primeiro quinquénio, e em termos globais, o investimento em Projetos Base é de 289,5 M€ (valor médio anual de 57,9 M€) e o investimento em Projetos Complementares é de 66,0 M€ (valor médio anual de 13,2 M€);

- v) Em relação aos Projetos Base, verifica-se que os projetos relativos à Remodelação e Modernização de Ativos, a Compromissos com o ORD e à Capacitação da RNT para a ligação de pequena produção à RND são dominantes no período de 2022 a 2026 correspondendo a valores médios anuais de 26,3, de 5,5 e de 21,2 M€ respetivamente, para um montante médio anual de investimento na totalidade dos Projetos Base de 57,9 M€. Em termos médios, o primeiro destes itens é responsável por 45,4% do investimento em Projetos Base e o segundo e terceiro itens correspondem respetivamente a 9,5% e a 36,6%. No seu conjunto, estes três tipos de projetos são responsáveis por 91,5% do investimento total em Projetos Base e por 74,5 % do investimento total em Projetos Base e Complementares no primeiro quinquénio;
- vi) De entre este três itens, devem salientar-se os Projetos relativos à Remodelação e Modernização de Ativos que são abordados de forma detalhada na Secção 4.3 do PDIRT. Em relação à seleção dos equipamentos a remodelar/modernizar, o ORT indica que adotou uma abordagem baseada no Indicador de Estado de Ativos (detalhado na Secção 4.3.2.2), em detrimento de uma seleção de equipamentos unicamente baseada na idade. Como resultado da adoção deste indicador de ajuda à decisão, o ORT indica que foi possível construir um Plano de Remodelação de Ativos envolvendo o investimento total de 131,5 M€ no primeiro quinquénio do PDIRT (representando 45,4% do investimento em Projetos Base nesse quinquénio) estimando-se o valor evitado de CAPEX em 817 M€ igualmente no primeiro quinquénio do PDIRT (por comparação, no primeiro quinquénio do PDIRT 2020-2029, o valor evitado estimado do CAPEX era de 490 M€);
- vii) Como resultado da aplicação deste Plano de Remodelação de Ativos, e de acordo com a informação da Figura 4.9, a idade média de diversos tipos de ativos é reduzida em alguns casos de forma muito ligeira. No entanto, o perfil de idades de diversos componentes detalhado na Secção 4.3.1.1 indica que existe um número não desprezável, por exemplo, de transformadores de potência com idade superior a 25 anos. Tendo em conta este perfil, e pese embora a percentagem que o investimento em Projetos de Remodelação e Modernização de Ativos já assume no total de Projetos Base, seria aconselhável adotar um plano de remodelação e modernização mais ambicioso, eventualmente resultante de uma combinação da seleção de equipamentos utilizando o Indicador de Estado de Ativos com uma decisão de remodelar/renovar equipamentos que atingissem um valor de idade a fixar para cada tipo de equipamento. A adoção de uma abordagem mista deste tipo, permitiria antecipar algumas decisões de investimento sem provocar pressões excessivas a nível tarifário. A adoção neste momento de uma abordagem unicamente baseada no Indicador de Estado de Ativos tem, como se compreende, efeitos positivos a curto prazo (contabilizados através do valor evitado do CAPEX, já mencionado), mas poderá a prazo determinar a necessidade de realizar investimentos muito avultados e muito concentrados no tempo, consubstanciando aquilo que em literatura de língua Inglesa é conhecido por *replacement wave*, e determinando então um impacto tarifário muito mais substancial;
- viii) Realça-se igualmente o peso crescente dos projetos associados ao terceiro item (Capacitação da RNT para a ligação de pequena produção à RND) ao longo dos cinco anos do primeiro quinquénio. Com efeito, em 2022 e em 2023 o montante de investimento associado a este item é nulo ou residual, elevando-se a 71,9 M€ em 2026, passando portanto de um peso de 0% em 2022 para 72,8% do montante associado aos Projetos Base em 2026;
- ix) Este perfil de investimentos em Projetos Base evidencia a preocupação do ORT em assegurar a possibilidade de receber excessos de produção verificados na RND por efeito dos pedidos de ligação de pequena produção com decisão favorável já concedida, e contabilizada em cerca

de 1500 MW. Na Secção 4.5 do PDIRT o ORT esclarece que, devido a este previsível aumento de produção ligada à RND, foram identificadas diversas subestações para as quais não se encontravam asseguradas as condições de segurança n-1 da rede e em que, em algumas delas, em regime n-1, a sua capacidade de transformação seria muito ultrapassada “nalguns casos com valores suscetíveis de causar preocupação ao nível da segurança de operação”. Tendo em conta este critério, o ORT identificou 8 subestações que se propõe reforçar de modo a dar resposta em condições de segurança de operação a decisões favoráveis de ligação de nova produção já assumidas pela DGEG;

- x) Em relação aos Projetos Complementares, o seu valor médio anual é muito diferente no primeiro e no segundo quinquénios. No período de 2022-2026 o valor médio anual deste tipo de investimentos é de 13,2 M€ (correspondendo a 18,6% do investimento total em Projetos Base e Complementares) elevando-se para 47,7 M€ no segundo quinquénio (correspondendo a 59,9% do investimento total em Projetos Base e Complementares). O PDIRT indica no Quadro 5.3 que em relação a este montante de investimento se estima vir a ocorrer um nível elevado de comparticipações (contabilizadas em cerca de 83 M€) com as consequências positivas que daí decorrem a nível da redução do impacto tarifário, por exemplo;
- xi) Os Projetos Complementares de Investimento são enumerados na Secção 5.2 e descritos na Secção 5.3 do PDIRT e os montantes de investimento de cada projeto encontram-se indicados no Quadro 5.2. Os projetos com montante de investimento mais elevado correspondem à receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo, à otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT, à ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça e à ligação a 400 kV Pedralva – Sobrado. No seu conjunto, estes quatro projetos são responsáveis por 46% do montante de investimento estimado para os 17 Projetos Complementares previstos;
- xii) Tendo em conta estas indicações, o montante global de investimento proposto neste PDIRT pelo ORT para os Projetos Base e Complementares ascende no primeiro quinquénio a 355,5 M€ dos quais 81,4% corresponde a Projetos Base e 18,6% a Projetos Complementares. No segundo quinquénio o valor global de investimento proposto é de 398,0 M€ dos quais 40,1% corresponde a Projetos Base e 59,9% a Projetos Complementares;
- xiii) Considerando os montantes de investimento propostos em PDIRTs anteriores, a Tabela seguinte apresenta os valores médios anuais associados ao primeiro quinquénio de cada um dos PDIRTs indicados. Após uma redução continuada do valor do investimento proposto desde o PDIRT 2012-2021 até ao PDIRT 2020-2029, verifica-se agora uma elevação do valor do montante de investimento proposto em Projetos Base e Complementares para níveis próximos do proposto no PDIRT 2018-2027, mas ainda assim muito inferiores aos propostos nos PDIRTs 2012-2021 e 2014-2023.

PDIRT	Valor médio anual no primeiro quinquénio
2012-2021	327 M€
2014-2023	208 M€
2016-2025	121 M€
2018-2027	82 a 92 M€
2020-2029	34 M€
2022-2031	71,1 M€

Tabela 1: Níveis de investimento global do ORT Português.

- xiv) Se o nível de investimento proposto para o primeiro quinquénio no PDIRT 2012-2021 for utilizado como índice 100, então no primeiro quinquénio o investimento corresponde a:
- 63,6 % no PDIRT 2014–2023;
 - 37,0 % no PDIRT 2016–2025;
 - um valor entre 25,1 % e 28,1 % no PDIRT 2018–2027;
 - 10,4 % no PDIRT 2020–2029;
 - 21,7 no PDIRT 2022-2031;
- xv) Esta elevação do nível de investimento proposto no PDIRT 2022 - 2031 deve ser devidamente assinalada e saudada uma vez que, como se assinalou em Pareceres anteriores, a redução continuada de investimentos na RNT contribuiria para tornar as condições de operação da RNT cada vez mais exigentes e associadas a um nível de risco crescente em termos da segurança de operação e da garantia de abastecimento. Assim, espera-se que em próximos exercícios de planeamento, esta inversão de tendência possa ser confirmada de modo que a RNT possa continuar a assegurar os elevados padrões de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento que a têm caracterizado, dando simultaneamente resposta aos desafios impostos pela mudança de paradigma do sistema elétrico;
- xvi) Como se referiu de início, o Capítulo 6 do PDIRT aborda o Impacto dos Investimentos propostos, sendo de salientar os seguintes aspetos:
- **Impacto Tarifário** – este impacto é analisado na Secção 6.2. No período de 2022-2026 e para os Projetos Base estima-se que corresponda a 0,002% do preço médio da energia elétrica e que o impacto na Tarifa de Acesso às Redes seja negligenciável. Para os Projetos Complementares o PDIRT não indica valores agregados para o conjunto de projetos propostos. Para o conjunto de projetos Base e Complementares, estima-se um acréscimo de 0,014% do preço médio da energia elétrica face ao valor das tarifas em 2021 e que o impacto na Tarifa de Acesso às Redes corresponda em termos anuais a 0,025%;
 - **Análise Multicritério Custo/Benefício** – esta análise é detalhada na Secção 6.3 aplicada aos Projetos Base e aos Projetos Complementares. Neste âmbito, para diversos projetos propostos no PDIRT são estudadas alternativas e são contabilizados diversos critérios de decisão, tais como os que são indicados por exemplo no Quadro 6.4. De forma agregada, os Quadros 6.13, em relação aos Projetos Base, e 6.18, para os Projetos Complementares, sintetizam os benefícios esperados em termos, por exemplo, de benefícios sócio-económicos para o SEN, redução de perdas de energia, possibilidade de integração de maior volume de energia a partir de fontes renováveis e redução das emissões de CO₂;
 - **Impacto nas Perdas** – este impacto é analisado na Secção 6.5 indicando-se na Figura 6.15 apenas uma estimativa não quantificada da gama de valores para as perdas em GWh. Esta gama de valores parece indicar que as perdas em GWh se poderão elevar em relação aos valores ocorridos desde 2016 a 2020. No entanto, para melhor avaliar este indicador seria necessário que ele estivesse expresso em termos de percentagem da energia emitida para a rede, uma vez que as perdas são função de uma grande diversidade de condicionantes pelo que seria desejável dispor de informação mais completa em relação a este item;
 - **Impacto na Capacidade de Interligação** – este impacto é analisado na Secção 6.6. Como resultado dos investimentos em nova capacidade de interligação na zona do Alto Minho

e de reforços nas redes Portuguesa e Espanhola prevê-se que esta capacidade possa evoluir em 2026 para valores acima de 3000 MW nos dois sentidos. Em 2031, esta capacidade deverá atingir valores próximos de 4000 MW nomeadamente no sentido Espanha – Portugal aproveitando o reforço da produção hídrica na zona do Tâmega assim como novas unidades de produção solar e eólica na zona norte. Deste modo, estima-se que o *Interconnection Ratio* (indicador que relaciona a capacidade de interligação de um país com a sua capacidade instalada) possa atingir 12% (capacidade instalada prevista de 35 GW em 2031), sendo que o valor indicativo deste indicador é de 15%;

- **Impacto na Capacidade de Receção a Longo Prazo** – este impacto é analisado na Secção 6.7. A este nível o Quadro 6.22 contém a potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa ou com Título de Reserva de Capacidade, TRC, e que ainda não se encontra ligada à rede em 31 de dezembro de 2020 e a Figura 6.16 indica o total de pedidos formulados junto do ORT relativamente a projetos solares entre junho de 2019 e fevereiro de 2020. No curto prazo, num contexto de grande incerteza e com muitas condicionantes legais, o ORT indica não ser possível avaliar a capacidade de receção que estará disponível nas instalações de MAT e de AT. Relativamente ao longo prazo, considerando a infraestrutura atual da RNT e os reforços já aprovados e que ainda não se encontram em serviço, o ORT indica na Secção 6.7.4 que “verifica-se não existir capacidade de receção suficiente para a integração de novos centros electroprodutores por forma a atingir a meta de produção renovável eólica definida no RMSA-E e no PNEC 2030”. De entre os projetos propostos no PDIRT 2022-2031, diversos deles têm impacto na capacidade de receção de nova produção. O ORT refere nesta Secção em particular o acréscimo de cerca de 3400 MW de capacidade eólica essencialmente localizada nas regiões centro e norte, indicando que se estima “ser possível até 2030 acolher o acréscimo de cerca de 3,4 GW de potência eólica ...”. Em todo o caso, assinala em seguida que será necessário “efetuar uma reanálise das condições previsionais de funcionamento da rede para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação ...”. Por outro lado, assinala-se ainda que nesta secção não se menciona a elevação muito forte que se prevê ocorrer até 2030 na capacidade de produção em instalações solares fotovoltaicas, tendo em conta as metas do PNEC 2030. Parte deste acréscimo estará já contemplado nos acordos realizados entre o ORT e promotores de novos centros produtores mencionados na Secção 3.3 (correspondentes a cerca de 3500 MW), mas este montante é ainda muito inferior à meta já referida especificada no PNEC 2030 (cerca de 9000 MW). Nestas condições, poderá concluir-se que se a capacidade de receção de nova produção era já insuficiente considerando a nova capacidade eólica (tendo em conta o que é referido no início da Secção 6.7.4), então essa insuficiência poderá ser ainda mais evidente se se considerar a capacidade solar fotovoltaica prevista no PNEC 2030;
- **Impacto na Qualidade de Serviço** – a Secção 6.8 descreve o impacto dos Projetos Base em diversos indicadores de Qualidade de Serviço, nomeadamente em termos da redução da capacidade de transporte em risco de indisponibilidade, redução da potência de produção em risco de corte, redução da Energia Não Fornecida e redução do Tempo de Interrupção Equivalente. A generalidade dos projetos considerados apresenta impactos positivos nos diversos indicadores considerados, nomeadamente os Projetos Base relacionados com a Remodelação e Modernização de Ativos;

- **Sensibilidade à Evolução da Procura e da Oferta** – estes impactos são analisados de forma breve na Secção 6.10. Em relação à Procura, assinala-se que o PDIRT foi elaborado tendo por base o Cenário Central Ambição de evolução da procura especificado no RMSA-E 2020, correspondente a uma taxa média de evolução do consumo de 1,5% ao ano no decénio a que o PDIRT se refere. Na Secção 6.10.1 o ORT refere que, se esta taxa de crescimento foi aumentada para 1,8% (correspondente ao Cenário Superior Ambição – Teste de Stress), “até ao horizonte de 2025-2026 não se identifica a necessidade de proceder a um reforço adicional da capacidade de transformação MAT/AT”, acrescentando que “Para além deste horizonte, existe tempo e oportunidade para adaptar a capacidade de alimentação à RND em próxima edição do PDIRT, caso essa necessidade de verifique”. Este resultado tem uma índole excessivamente qualitativa para além do facto de aparentemente apenas se referir à capacidade de transformação em subestações associadas a pontos de entrega da RNT. No que se refere à Oferta, a Secção 6.10.2 indica que o Cenário Ambição previsto no RMSA-E 2020 inclui a desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro em 2029, sendo que esta saída de serviço se encontra já incorporada nos pressupostos do PDIRT em análise. Desta forma, considerando a rede prevista no final de 2031 e os equipamentos que se prevê construir/installar como resultado dos acordos com Promotores de novos centros de produção solar fotovoltaica, o ORT indica que “não se mostra necessário qualquer reforço de rede por forma a manter a segurança e a fiabilidade da operação da RNT”. No entanto, assinala-se que as metas incluídas no PNEC 2030, nomeadamente relativas à capacidade solar fotovoltaica são muito mais ambiciosas que o valor da capacidade associada aos referidos acordos com Promotores e que na Secção 6.7 o ORT parece sugerir que a capacidade de receção a longo prazo é insuficiente para acomodar toda a nova capacidade solar fotovoltaica e eólica prevista no PNEC 2030. Deste modo, considera-se que em próximas edições do PDIRT o ORT deverá visitar esta questão procurando, se necessário, reforçar o investimento proposto de modo a garantir que, em 2030, a RNT esteja capacitada para acomodar toda a produção de energia associada a esses novos centros produtores tendo em conta as metas estabelecidas no PNEC 2030;
- **Segurança e Estabilidade do Sistema** – este impacto é analisado na Secção 6.11. Relativamente a este tema o ORT evidencia preocupações fundadas sobre os problemas que os sistemas elétricos terão que enfrentar relativamente a problemas de estabilidade num futuro breve. Com efeito, face à previsível ocorrência de cada vez maior número de cenários de operação caracterizados por menores valores de inércia síncrona em resultado de grande volume de integração de produção ligada à rede através de conversores eletrónicos e da progressiva desclassificação de centrais térmicas, incluindo as nucleares, na Península Ibérica e na Europa Central, é expectável que os indicadores de estabilidade do sistema, nomeadamente o ROCOF, venham a degradar-se progressivamente em particular para perturbações severas, nomeadamente quando ocorrerem na Península Ibérica. Nestas situações, a adoção de soluções de emulação de inércia por parte dos conversores eletrónicos de aerogeradores, de parques solares PV e até de baterias de acumuladores não será suficiente para garantir a estabilidade de frequência da rede no médio/longo prazos, devido ao tempo de atraso da sua resposta inicial, o que implicará a necessidade de recorrer a soluções de compensação síncrona que necessitarão de começar a ser equacionadas por forma a garantir a robustez de exploração e a contribuição para correntes de curto-circuito, devendo a RNT ser preparada para acomodar a presença de compensadores deste tipo.

5. Benchmark com Planos de Investimento de outros ORT Europeus

Com o objetivo de comparar a proposta do PDIRT 2022-2031 com outros planos de investimento desenvolvidos a nível Europeu, foram analisados os Planos de Investimento de diversos ORT Europeus, nomeadamente:

- Red Eletrica de Espana, Espanha, referente ao período de 2015–2020;
- RTE, França, referente ao período de 2020–2035;
- Eirgrid, Irlanda, referente ao período de 2016–2020;
- Elia, Bélgica, referente ao período de 2019–2020;
- Energinet, Dinamarca, referente ao período de 2019–2028;
- National Grid, UK, referente ao período de 2014–2020;
- Terna, Itália, referente ao período de 2021–2025.

Os documentos analisados correspondem, em geral, a planos plurianuais (a 5, 10 ou mesmo 15 anos no caso da RTE) em que são caracterizados os sistemas elétricos em análise no ano inicial, são apresentados os pressupostos dos estudos a realizar, as projeções macroeconómicas, as previsões de evolução do consumo de energia elétrica e da potência de ponta, bem como a evolução esperada do mix de produção.

Estes documentos incluem ainda a caracterização dos sistemas elétricos considerando diversos índices de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento e enumeram os princípios orientadores de política energética definidos a nível superior ou obrigações que decorrem das concessões de serviço público outorgadas a estas empresas. De uma forma muito generalizada, os principais drivers dos investimentos realizados nos anos mais recentes ou a realizar são comuns a todos eles e incluem:

- o apoio à transição para economias mais verdes com uma presença crescente de fontes renováveis (incluindo a ligação parques eólicos *off-shore*) e a eletrificação acelerada do setor dos transportes e da climatização ambiente;
- o investimento em reforços de capacidade de interligação com outros países para reduzir os congestionamentos e reforçar as trocas de energia elétrica transnacionais;
- o investimento na renovação, digitalização e melhoria da eficiência das redes de transmissão atendendo ao envelhecimento de muitas delas, visto que em geral as redes de transmissão de energia elétrica se desenvolveram após a II Guerra Mundial;
- a melhoria da qualidade de serviço prestada aos consumidores, melhorando os sistemas de controlo de tensão, de estabilidade da rede e aumento da eficiência da rede.

A título ilustrativo, o ORT Italiano, TERNA, prevê realizar investimentos de 9000 M€ no período 2021-2025, representando um acréscimo de 22% face ao período quinquenal anterior. Este montante decompõe-se da seguinte forma:

- 5400 M€ (60,0 %) em ações associadas ao desenvolvimento da rede, nomeadamente no reforço da capacidade de transmissão entre diversas zonas em que se estrutura o Mercado de Eletricidade Italiano de forma a reduzir o nível de congestionamento, bem como no reforço da alimentação a diversos centros urbanos e na integração crescente de produção de origem eólica e solar;
- 2400 M€ (26,7 %) para modernizar e aumentar a eficiência da rede;



- 1200 M€ (13,3 %) para melhorar os sistemas de controlo de tensão e de garantia da estabilidade do sistema.

Por outro lado, o ORT Francês, RTE, apresenta uma estimativa do CAPEX para o período 2021-2035 de 33000 M€, indicando que este montante corresponde em média anual a um incremento de cerca de 50% face aos valores verificados no decénio anterior. Este montante resulta das seguintes parcelas:

- 21000 M€ (63,6 %) para modernização da rede;
- 7000 M€ (21,2 %) para ligação de instalações utilizando recursos renováveis, nomeadamente produção eólica *off-shore*;
- 2000 M€ (6,1 %) para reforço das interligações internacionais;
- 3000 M€ (9,1 %) para digitalização e automação.

Como se referiu, o carácter variável de diversos recursos primários renováveis é mencionado na generalidade destes documentos como um dos *drivers* fundamentais de uma parcela substancial dos investimentos a realizar de modo a tornar as redes de transporte mais resilientes e robustas tendo em conta diferentes possíveis padrões e diversas combinações de localização de centros produtores que possam estar a funcionar para alimentar os consumos.

Por outro lado, em geral estes documentos organizam os projetos e obras a realizar em grandes conjuntos referentes, por exemplo, à ligação de novas unidades de produção utilizando energias renováveis, ligação de novos centros produtores convencionais, apoio às redes de distribuição, reforços internos das redes de transporte de modo a garantir a segurança de abastecimento, melhoria dos perfis de tensão e, finalmente, investimentos relativos à condição de ativos de rede e seu envelhecimento.

Finalmente, tendo em conta a informação contida nos planos analisados, bem como a consulta de relatórios de contas de exercícios recentes de algumas destas empresas, foi possível obter valores médios do CAPEX da REE, Espanha, da RTE, França, da Eirgrid, Irlanda, da Terna, Itália, da National Grid, UK, da Elia, Bélgica, e da Energinet, Dinamarca. Em alguns casos, os valores obtidos estão incluídos em Planos de Investimento (casos da REE, National Grid, Terna e Energinet) e noutros referem-se a valores mencionados em relatórios de atividade de anos recentes (casos da Elia, e da Eirgrid). De forma a tornar estes valores comparáveis, foram obtidos os valores médios anuais por habitante, por Produto Interno Bruto per capita (em paridades de poder de compra, ppc) referentes ao ano de 2015 e por área de intervenção de cada empresa que se apresentam nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3.

Em relação ao ORT Português foram utilizados seis valores médios anuais referentes aos PDIRT 2016–2025, 2018–2027, 2020–2029 e 2022–2031 de modo a melhor avaliar a evolução mais recente. Assim:

- para os PDIRT 2016–2025 e 2018–2027 foram utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio desses períodos (121 M€ e 91,2 M€ respetivamente);
- para o PDIRT 2020–2029 foram utilizados o valor médio referente ao primeiro quinquénio (34 M€) bem como o valor médio referente aos dez anos a que este plano se refere (64,5 M€);
- finalmente, para o PDIRT 2022–2031 foram igualmente utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio (71,1 M€) e aos dez anos a que este plano se refere (75,4 M€).

Nas figuras mencionadas estes valores estão designados por REN_1, REN_2, REN_3, REN_4, REN_5 e REN_6.



Fig. 1 – Valor médio anual do investimento por habitante (€/ano e por habitante).

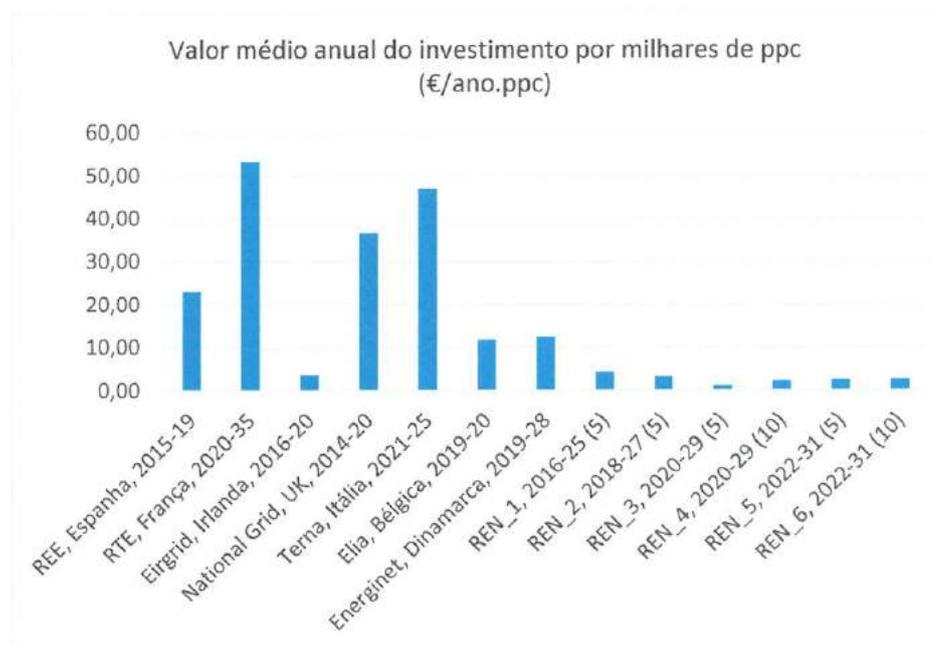


Fig. 2 – Valor médio anual do investimento por PIB per capita medido em milhares de ppc (paridades de poder de compra, referentes ao ano de 2015).



Fig. 3 – Valor médio anual do investimento por área de intervenção de cada empresa (milhares de € por km² de área concessionada).

Como se pode verificar pela análise destes três gráficos, os volumes de investimento propostos pelo ORT Português (associados aos valores REN_1 a REN_6) são muito reduzidos, quer considerando o valor médio por habitante, o valor médio por PIB per capita em ppc ou o valor por unidade de área concessionada a cada uma das empresas, nomeadamente quando comparados com os valores dos restantes congéneres Europeus.

De uma forma geral e em qualquer destes três gráficos, os valores mais elevados de investimento (por habitante, por milhar de ppc e por área de intervenção de cada empresa) estão associados aos ORT Belga e Dinamarquês. Estes valores elevados devem-se à reduzida área geográfica e população destes países, por um lado, e por outro à posição central que qualquer deles desempenha no sistema elétrico Europeu, num dos casos com interligações e elevados trânsitos de energia envolvendo a França, a Holanda e a Alemanha e, no outro, assegurando a interligação entre a Noruega/Suécia e a Alemanha. Por outro lado, quer a Bélgica quer a Dinamarca têm integrado grandes volumes de produção eólica nas suas redes ou têm previstos elevados investimentos em produção renovável, em particular eólica *off-shore* a que está associado tipicamente um custo de ligação à infraestrutura de transporte mais elevado.

Os valores de investimento previstos pelo ORT Português para o primeiro quinquénio considerado nos três últimos PDIRT (2016–2025, 2018–2027 e 2020–2029) são decrescentes assumindo quase sem exceção o valor mais reduzido em qualquer destes três indicadores em comparação com os restantes sete Operadores considerados. No PDIRT 2022–2031 o valor proposto eleva-se tornando-se comparável com o que foi proposto no primeiro quinquénio do PDIRT 2018–2027 (cerca de 78%) mas correspondendo ainda assim a cerca de 58% do montante proposto no PDIRT 2016–2025.

O valor médio anual do investimento proposto no PDIRT 2022–2031 mantém-se praticamente inalterado considerando apenas o primeiro quinquénio ou considerando a totalidade dos 10 anos. No primeiro quinquénio este valor médio anual é de 71,1 M€ e considerando a totalidade dos 10 anos a que este PDIRT se refere é de 75,4 M€. Esta ligeira elevação do montante proposto de investimento

deve-se ao facto do valor médio de investimento se elevar para 79,6 M€ no segundo quinquénio, sobretudo devido à elevação do valor médio do investimento em Projetos Complementares. O valor médio anual do investimento em Projetos Complementares passa com efeito de 13,2 M€ no primeiro quinquénio para 47,7 M€ no segundo quinquénio.

No entanto, mesmo considerando a totalidade dos 10 anos do período a que se refere o PDIRT 2022–2031, a elevação do valor médio anual de investimento para 75,4 M€ não retira o ORT Português da última posição da comparação apresentada no que se refere aos três indicadores considerados nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3. Esta posição relativa do ORT Português no contexto Europeu no que se refere ao valor médio do investimento proposto a 10 anos tem vindo a ser assinalada em Pareceres anteriores, notando-se de novo que a integração de parcelas crescentes de produção renovável com algum carácter intermitente, a desclassificação de centrais térmicas nas zonas centro e sul do país, e o reforço da capacidade hídrica na zona norte poderão dar origem a um sistema electroprodutor com padrões de produção mais desequilibrados do ponto de vista geográfico a que poderão determinar trânsitos de energia mais intensos que deverão poder ser acomodados pela RNT assegurando os necessários níveis de segurança de exploração.

6. Conclusão

Após análise do PDIRT 2022-2031, e tendo em conta os documentos que o enquadram nomeadamente o PNEC 2030 e o RMSA-E 2020, consideramos que o conjunto de investimentos em curso e programados pelo ORT para o decénio que se inicia em 2022 é adequado para manter os elevados níveis de segurança de abastecimento e de eficiência técnica da RNT. Deve notar-se que os investimentos programados para o decénio em análise incluem três tipos de realizações:

- i) investimentos que o ORT considera enquadrarem-se diretamente nas suas responsabilidades como concessionário da RNT (designados como Investimentos Base);
- ii) investimentos que o ORT considera estarem condicionados a opções de política energética a assumir ou assumidas pelo concedente e que, por esta razão, deverão ser sujeitos a aprovação explícita pelo concedente (designados como Investimentos Complementares);
- iii) investimentos a suportar por promotores de parques solares ou eólicos diretamente ligados à RNT ou que, vindo a ligar-se à RND, requerem o reforço ou expansão da RNT.

No PDIRT em análise o volume de investimentos de tipo i) e ii) é reduzido sendo previsivelmente muito mais volumosos os investimentos de tipo iii), atendendo aos acordos já firmados com promotores de parques solares (correspondentes à potência instalada de 3500 MW) e de novos parques eólicos de modo a contribuir para serem alcançadas as metas estabelecidas no PNEC 2030. Atendendo a que os investimentos de tipo iii) são suportados pelos promotores, não integram a base de ativos regulados para efeitos de determinação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte pelo que, no seu conjunto os investimentos de tipo i), ii) e iii) apresentam um impacto negligenciável nesta tarifa (impacto estimado em 0,025% para o período de 2022-2026).

Em contrapartida, os consumidores passarão a usufruir de uma rede de transmissão de energia elétrica mais densa, permitindo assegurar uma maior qualidade de serviço técnica, segurança de exploração e mais preparada para o novo paradigma do sistema produtor, tendo em conta a desclassificação de diversas centrais térmicas a carvão (já ocorrida ou a ocorrer no início do período em análise) bem como da Central Térmica a Gás Natural da Tapada do Outeiro, prevista para 2029, a que acresce a presença muito mais elevada de produção utilizando recursos renováveis, nomeadamente solar e eólico.

Assim, não se perspetivando impactos significativos do ponto de vista tarifário para os consumidores, estes poderão dispor de uma Rede Nacional de Transporte de maior qualidade e mais preparada para o futuro. Neste âmbito, chama-se a atenção para o facto da RNT ser única e integrada, isto é, não existirá uma rede associada aos investimentos de tipo iii) e outra aos restantes ativos pelo que a realização destes investimentos deve ser encarada de forma integrada e holística. De outra forma, o PDIRT 2022 - 2031 inclui um conjunto de investimentos (alguns com reflexo na Tarifa de Uso da Rede de Transporte, investimentos de tipo i) e ii), e outros sem impacto nessa tarifa e não sujeitos a aprovação regulatória, investimentos de tipo iii)) que devem ser encarados no seu conjunto.

Com feito, a rede é única e integrada e os investimentos a realizar não devem ser encarados de um modo parcelar ou como forma de responder ou resolver problemas locais. Na verdade, o carácter malhado e integrado da RNT faz com que investimentos desenhados para responder a um problema local tenham impacto nas condições de operação de toda a rede e, da mesma forma, um investimento selecionado para atender a um problema numa zona de rede pode, com frequência, resolver ou contribuir para resolver problemas noutras áreas. Esta natureza interligada e integrada permite sublinhar de novo a importância de não se proceder a aprovações parcelares de qualquer plano de investimento em redes ou sistemas com estas características sob pena de se perder ou não se aproveitar integralmente o carácter holístico e integrado já mencionado.

De referir ainda que é motivo de preocupação o facto de a remodelação e a modernização de ativos não ser mais ambiciosa, nomeadamente para aquelas situações em que os equipamentos estão demasiado envelhecidos, devendo antes procurar-se antecipar algumas decisões de investimento para evitar provocar pressões excessivas a nível tarifário num futuro de curto / médio prazo.

Nestas condições, entendemos:

- i. sublinhar e salientar o esforço da entidade concessionária da RNT na preparação deste PDIRT especialmente tendo em conta a necessidade de integrar informação muito recente sobre os investimentos nomeadamente em nova capacidade solar fotovoltaica, atendendo ao seu volume e à sua grande concentração na zona sul do país e considerando ainda os prazos muito exigentes associados à preparação deste documento;
- ii. sublinhar a necessidade de em próximas edições do PDIRT ser reavaliada a capacidade de receção a longo prazo, nomeadamente no horizonte de 2030, de modo a verificar a possibilidade de acomodar as produções resultantes dos incrementos muito substanciais de capacidade instalada nomeadamente em parques eólicos e instalações solares fotovoltaicas (com elevada concentração geográfica, nomeadamente no sul do território continental) juntamente com a saída de serviço de centrais térmicas (ou ocorridas recentemente ou a ocorrer no período de vigência do PDIRT agora proposto) de modo a ser possível atingir as metas estabelecidas no PNEC 2030;
- iii. emitir parecer fortemente e claramente favorável ao PDIRT 2022-2031, atendendo às informações contidas no documento analisado e à caracterização e justificação dos investimentos propostos e sujeitos a regulação tarifária. Estes investimentos regulados apresentam um reduzido impacto tarifário e, em conjunto com os investimentos a suportar pelos promotores de novos parques solares e eólicos, permitirão que a RNT continue a assegurar elevados padrões técnicos de operação e de segurança de abastecimento e um nível de perdas reduzido. Assim, consideramos que se encontram reunidas as condições que permitirão que a RNT se adapte de forma progressiva ao novo paradigma de produção de energia elétrica assentando fortemente em recursos primários renováveis e com elevada

variabilidade diária e crescente variação sazonal, sem que deste processo decorra qualquer impacto significativo ao nível tarifário e de qualidade de serviço para os consumidores.

INESC TEC, Porto 22 de abril de 2021



(João Paulo Tomé Saraiva)

(Professor Associado Agregado do DEEC da FEUP e Coordenador da Área de Economia dos Mercados e Regulação do Centro de Sistemas de Energia, CPES, do INESC TEC)



(João Abel Peças Lopes)

(Professor Catedrático do DEEC da FEUP e Diretor Associado do INESC TEC)