

# **Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)**

Portugal, novembro de 2018

*{página em branco}*

# Índice

Sumário Executivo .....	4
1. Enquadramento .....	10
1.1 Enquadramento legislativo .....	10
1.2 Âmbito do RMSA-E .....	10
2.1 Procura .....	11
2.2 Oferta .....	14
2.3 Análise Oferta vs. Procura .....	16
3. Pressupostos e Análises .....	19
3.1 Pressupostos gerais .....	19
3.2. Perspetivas analisadas .....	23
3.2.1 Trajetória Continuidade .....	24
3.2.2 Trajetória Ambição .....	27
3.2.3 Trajetória Ambição: Análise de Sensibilidade à Procura Superior .....	30
3.2.4 Teste de Stress .....	31
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020 .....	34
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte (RNT) e das Interligações .....	37
5.1 Interligações transfronteiriças .....	38
5.1.1. Futuros desenvolvimentos das interligações transfronteiriças .....	40
6. Qualidade de Serviço .....	44
7. Considerações Finais .....	47
Anexo 1 – Pressupostos RMSA-E 2018	
Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-2040 – Contributos para o RMSA-E	

*[página em branco]*

## Sumário Executivo

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, constituindo este documento a versão final do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040” (RMSA-E 2018), no qual foi tida em conta a análise sobre a evolução do sistema electroprodutor no médio e longo prazo (2019-2040), que consta no documento da REN “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2019-2040, Contributos para o RMSA-E”, que se encontra em anexo, e que faz parte integrante do presente relatório (Anexo 2).

A monitorização da segurança de abastecimento é uma peça fundamental para avaliar, no médio a longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do sistema. O RMSA-E deve abranger os requisitos estipulados na legislação, nomeadamente os definidos no artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e do artigo 32.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro:

- O equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;
- As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- O nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- A capacidade suplementar prevista ou em construção;
- A segurança, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores;
- As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos.

Na elaboração dos cenários e pressupostos que serviram de base ao estudo vertido neste relatório final (detalhados no Anexo 1) foram consideradas as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento e à promoção de fontes de energia renovável e de medidas de eficiência energética, consubstanciadas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), designadamente através das projeções para o nível de procura e para a capacidade de oferta, tendo em vista analisar o equilíbrio entre a oferta e a procura e, ainda, proceder a uma análise sobre a existência de riscos de falha face a níveis extremos de procura ou alterações no desenvolvimento do sistema electroprodutor nacional.

Foram também tidos em consideração os objetivos de capacidade instalada de renováveis em estudo no cenário de referência e no cenário de 40% de renováveis do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), de acordo com os cenários em consideração à data de junho de 2018, e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo da interligação Portugal-Marrocos, que está a ser desenvolvido por um consórcio liderado pela *DNV GL - Energy* para o período 2030-2050. Quanto à referida interligação, como os resultados preliminares não permitem uma simulação de mercado, o estudo de sensibilidade dos seus impactes foi orientado apenas para a vertente da segurança de abastecimento, pelo que foram realizados estudos de fiabilidade assumindo 10% da capacidade da referida interligação para trocas comerciais, à semelhança do critério assumido para as interligações com Espanha. Este estudo teve como principal

objetivo a identificação de eventuais adiamentos de reforços na capacidade de produção de forma a respeitar os padrões de segurança de abastecimento.

**SE1-** No que respeita à **evolução da oferta do Sistema Electroprodutor Nacional**, foram definidos três cenários: **Cenário Continuidade, Cenário Ambição e Teste de Stress** (melhor descritos no Anexo 1).

**Na componente da oferta da Grande Térmica**, considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2029 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro até ao final do período em análise no RMSA ou seja 2040;
- (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja até 2029;
- (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de Sines em 2019, de acordo com a data de validade da licença ambiental (abril 2019), e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 2021 e 2024 respetivamente, de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia.

**No que respeita às Grandes Hídricas**, considerou-se como referência, no Cenário Continuidade e no Cenário Ambição, as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento e cruzada com a informação dos promotores. No Teste de Stress, a capacidade instalada manteve-se constante face à situação atual.

**No caso da produção a partir de fontes de energia renovável (FER) e cogeração**, foram tidos em conta os objetivos em matéria de renováveis definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER, RCM n.º 20/2013, de 10/04), com as devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos à data de 30 de junho de 2018, bem como os objetivos de capacidade instalada em estudo no âmbito do PNEC à data de junho de 2018, e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo da interligação Portugal-Marrocos para o período 2030-2050. Assim, considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, a informação mais recente disponível, até 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, estando prevista a sua entrada em funcionamento de acordo com as tabelas 7 e 8 dos Pressupostos (Anexo 1). Consideraram-se ainda os objetivos previstos no cenário de referência do PNEC (à data de junho de 2018) e nos cenários do estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050;
- (ii) no Cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, disponível a 30 de junho de 2018, consideraram-se os objetivos até 2030 do cenário de 40% de renováveis do PNEC (à data de junho de 2018) e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050;
- (iii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, até 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada e à entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2018.

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

**SE2- Para a evolução da procura**, para além dos pressupostos macroeconómicos (apresentados no Anexo 1), foi tida em conta a previsão da evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente do PNAEE para o horizonte 2020 e da nova diretiva para a eficiência energética para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução da penetração dos veículos elétricos e do auto-consumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP). Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

(i) Cenário Inferior Continuidade, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética;

(ii) Cenário Central Continuidade, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética;

(iii) Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética;

(iv) Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética;

(v) Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, que considera as mesmas condições de crescimento económico e o mesmo cenário de objetivos de política energética que o Cenário Superior Ambição, mas que assume uma evolução da capacidade instalada diferente, uma vez que considera apenas a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2018, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos. Para efeitos do RMSA-E 2018 optou-se por considerar no cenário Continuidade uma taxa de penetração de 30% de veículos elétricos nas vendas de novos veículos em 2030. No cenário Ambição considerou-se uma taxa de penetração de 50% de veículos elétricos nas vendas de novos veículos em 2030.

**SE3- Tendo em conta os cenários de evolução da oferta e da procura atrás elencados, foram analisadas três 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 prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040; Foi também efetuada 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 prolongamento das centrais de Sines e do Pego até 2025 e da central da Tapada do Outeiro até 2029. Foi efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o Cenário Superior Ambição;

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

#### SE4 - Das análises efetuadas para os cenários definidos são de salientar os seguintes resultados:

- A evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida<sup>1</sup> projetada para o período 2018-2040 aponta para taxas médias de crescimento anual de 1,3% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,2% no Cenário Superior Ambição, 0,8% no Cenário Central Ambição, 0,8% no Cenário Central Continuidade e 0,4% no Cenário Inferior Continuidade.
- O sistema electroprodutor em Portugal Continental, com base na informação disponível, à data de 30 de junho de 2018, sobre os projetos já licenciados e em licenciamento e a capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, e considerando os descomissionamentos previstos, poderá alcançar em 2040 no Cenário Continuidade de evolução da oferta 30,2 GW (+10,3 GW face a 2017) e no Cenário Ambição de evolução da oferta 37,1 GW (+ 17,2 GW face a 2017).
- Na trajetória Continuidade, entre 2020 e 2040, a evolução do ICP (Índice de Cobertura probabilístico da Ponta) apresenta valores sempre superiores a 1,11 (para probabilidade de excedência de 99%), em virtude da manutenção em serviço das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040. Relativamente ao indicador LOLE (*Loss Of Load Expectation*), no mesmo período verifica-se um decréscimo de 0,34 h/ano para sensivelmente 0 h/ano, sendo que a EENS (*Expected Energy Not Supplied*) não excede 0,0001% da procura anual.
- No caso da trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2025, os valores de ICP obtidos em 2026 são inferiores aos da trajetória Continuidade, ainda que nunca abaixo de 1,20 (para probabilidade de excedência de 99%). Em 2030, apesar da desclassificação da central da Tapada do Outeiro (no final de 2029), esses níveis mantêm-se acima de 1,10, em consequência de uma mais expressiva integração de energias renováveis. Contudo, em 2040, estima-se que nesta trajetória o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja inferior a 1,0, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de nova capacidade térmica de ponta. Para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, será necessário instalar 2 grupos da gama dos 155 MW.
- Da análise de sensibilidade à procura na trajetória Ambição, assumindo a ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução dos consumos, identifica-se uma maior necessidade de capacidade térmica de ponta para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento em 2030 (reforço com 2 grupos da gama 155 MW) e em 2040 (reforço com 5 grupos adicionais da gama 155 MW). Neste horizonte, os impactes de um cenário mais exigente de procura traduzem-se em 5 grupos adicionais face à trajetória Ambição (cenário central).

<sup>1</sup> Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

- Na eventualidade da concretização da interligação Portugal-Marrocos no horizonte 2025, o contributo adicional de 100 MW para a segurança de abastecimento não tem impacto, dado que não se identificaram necessidades de reforço da capacidade de produção em qualquer das trajetórias. Em 2030, na trajetória Ambição com o cenário de procura Superior Ambição, a existência da interligação poderá evitar a integração de 1 dos 2 grupos da gama 155 MW identificados.
- Relativamente aos veículos elétricos (VE), consideraram-se duas hipóteses de evolução de penetração, admitindo-se na trajetória Continuidade 30% de VE nas vendas de novos veículos em 2030, enquanto na trajetória Ambição essa proporção é de 50%. Dado o incremento e a diversidade dos proprietários, o mais expectável será que no futuro o carregamento dos VE corresponda a uma combinação de duas estratégias extremas de carregamento: *Smart* em que se assume que o VE é carregado nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo; e *Dumb* em que não é tida em conta qualquer tipo de análise de custos ou de regimes tarifários, bem como das restrições ao abastecimento. Como cenário base nestes estudos, em ambas as trajetórias considerou-se que 80% dos VE assumem uma estratégia de carregamento *Smart* e 20% uma estratégia *Dumb*.

De forma a avaliar o impacto de diferentes estratégias de carregamento dos VE, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade, em que se assume o carregamento *Dumb* para 60% dos casos, com consequências ao nível do agravamento da ponta de consumos anual. Na ocorrência da Trajetória Ambição (50% de VE nas vendas de novos veículos), esse agravamento de ponta ascende a 345 MW, pelo que se afigura necessário instalar 2 grupos térmicos de ponta adicionais (2 x 155 MW), ao contrário do que ocorrerá se forem privilegiados os carregamentos de forma mais inteligente, caso em que não são identificadas necessidades de reforços de capacidade.

- Os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de eletricidade nas trajetórias Continuidade e Ambição aproximam-se das estimativas apresentadas no PNAER 2020 para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal. Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de aproximadamente 62,1% do consumo bruto de eletricidade na Trajetória Continuidade e 62,4% na Trajetória Ambição. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 79,5% e de 93,6%, para o caso da trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajetória Ambição aponta para uma quota da produção renovável em 2020 de 60,0% do consumo bruto de eletricidade, que no caso de 2030 será de 89%.
- Do ponto de vista da RNT, nas hipóteses de desclassificação da atual central a carvão de Sines em 2029 ou em 2025, tal como assumido nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, constata-se que, antes da entrada em serviço de uma nova central de base nesta região, em alguns regimes de operação da rede com ausência de produção térmica de base na zona sul, a garantia de continuidade de serviço pode ficar em risco. Para ultrapassar estas restrições, será necessário implementar alguns reforços na RNT, os quais foram identificados nos projetos complementares da proposta da REN do PDIRT– E 2017.
- A nível geográfico, verifica-se que a região mais favorável para a localização de novos centros eletroprodutores, considerando aspetos técnicos e de gestão de rede, situa-se na faixa litoral

desde Braga até à Península de Setúbal, na medida em que, face ao elevado consumo desta região, a injeção de potência nesta zona permite, maximizar a estabilidade do sistema ao reduzir a volatilidade dos trânsitos na RNT, assim como contribuir também para uma redução de perdas no transporte de energia elétrica.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, para os quais a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresentam especial potencial, a rede conforme planeada no PDIRT-E 2017, mesmo no cenário de realização dos reforços constantes do grupo de projetos complementares, não apresenta capacidade de receção suficiente para acomodar os novos montantes de produção previstos nos cenários apresentados neste RMSA. Face aos montantes previstos para 2030, esta realidade será mais evidente na trajetória *Ambição*, com 10 110 MW, embora também surja na trajetória *Continuidade*, com 6 373 MW, perspetivando-se a necessidade de serem estudados novos reforços de rede a apresentar em futuras edições do PDIRT-E..

- O Teste de Stress, tendo por base a composição atual do sistema, deduzida da central de Sines a carvão em 2019, da central do Pego em 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 2024, e acrescida dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até final de 2018, permite constatar que a potência disponível para cobrir a ponta de consumos deixará de ser adequada em 2025 (ICP = 0,98 para uma probabilidade de excedência de 99%). No que diz respeito à rede, e de modo a fazer face à desclassificação das grandes centrais térmicas conforme aqui considerado, torna-se necessário realizar novos reforços de rede<sup>2</sup>. No que respeita à integração na rede de nova geração renovável, não serão necessários reforços de rede que se destinem unicamente à integração de nova geração renovável prevista neste cenário.
- Ao nível das interligações, no médio prazo, 2021/2022 estima-se um aumento significativo na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal, com a colocação em serviço da nova linha a 400 kV entre as regiões do Minho (Ponte de Lima) e da Galiza (Fontefría). A concretização desta nova linha de interligação a 400 kV, bem como de alguns reforços internos previstos nas redes, permitirão à REN e à *Red Eléctrica de España* (REE) atingir o objetivo a que as Administrações Portuguesa e Espanhola se propuseram, no âmbito da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos. No período 2023-2027 estima-se um ligeiro aumento de capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal (3 600 MW), tendo em consideração as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e dos desenvolvimentos internos das redes, em ambos os sistemas, português e espanhol. No horizonte 2030, com base em análises efetuadas no âmbito do TYNDP 2016 e reconfirmados no TYNDP 2018, estimam-se valores na gama 3.200 MW - 3.500 MW no sentido Portugal-Espanha e 3.600 MW - 4.200 MW no sentido Espanha-Portugal. Análises efetuadas nos cenários *Sustainable Transition* e *Distributed Generation* do TYNDP 2018 apontam para valores em 2040 na gama 3.500 MW – 4.000 MW no sentido Portugal-Espanha e 4.200 MW - 4.700 MW no sentido Espanha-Portugal (embora ainda não se encontrem identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores).

<sup>2</sup> Ver Capítulo 5 do PDIRT-E 2017: Concretização do eixo a 400 kV Falagueira- Estremoz – Divor – Pegões e colocação em serviço do eixo Rio Maior – ‘zona de Almagrem do Bispo’ – Fanhões, também a 400 kV. Pressupõe-se também em operação a linha a 400 kV Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão e o eixo a 400 kV Falagueira-Fundão, que criam nova capacidade de rede, parte da qual já reservada para projetos de produção já contruídos e em operação, mas sujeitos a restrições.

# 1. Enquadramento

## 1.1 Enquadramento legislativo

O quadro legislativo para o setor elétrico, definido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como o regime jurídico e as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, assim como do acesso à atividade de produção e de comercialização de eletricidade.

O Relatório de Monitorização de Segurança do Sistema de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E) deverá abranger os requisitos estipulados na legislação anteriormente referida, nomeadamente os definidos no artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do artigo 32-º-A do Decreto-Lei n.º 215-B/2012:

- O equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;
- As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- O nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- A capacidade suplementar prevista ou em construção;
- A segurança, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores;
- As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos.

## 1.2 Âmbito do RMSA-E

Questões fundamentais, como é o caso da segurança do abastecimento estão, e sempre estiveram, no centro das políticas energéticas adotadas a nível nacional e a nível comunitário. Mais recentemente, e motivado por questões geopolíticas que conduziram a situações de disrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros no seio da União Europeia (UE), despertou a atenção para a necessidade do reforço das políticas energéticas na área da segurança energética. Nesse sentido, a UE adotou um pacote de medidas que, entre outros, promove o reforço das infraestruturas de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento. Por outro lado, a crescente penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor, que acarreta questões de intermitência, aliado à crescente eletrificação de setores da economia, como é o caso do setor dos transportes, reforçam a necessidade de avaliar a resiliência do sistema elétrico para fazer face a estes desafios num futuro próximo. A monitorização da segurança do abastecimento é por isso uma peça fundamental para avaliar no médio a longo prazo as necessidades do sistema.

Funcionando o Sistema Elétrico Nacional (SEN) num ambiente de mercado liberalizado, compete ao Governo garantir a segurança do abastecimento do SEN, atuando de forma supletiva à iniciativa privada, através da adoção de medidas adequadas sempre que se verifique um desequilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, à diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das instalações necessárias. Este modelo de

funcionamento torna a monitorização permanente do sector elétrico uma condição necessária para a tomada de decisões em devido tempo, sem colocar em risco a segurança de abastecimento do sistema. No caso de terem sido detetadas situações que põem em causa a segurança do fornecimento, compete ao Governo promover ações que contribuam para o aumento dessa segurança através da abertura de um processo de adjudicação por concurso ou equivalente.

Pretende-se com o RMSA-E 2018 apresentar uma perspetiva da evolução do SEN, ao nível de Portugal Continental, tendo em vista a segurança de abastecimento e os requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados, para o horizonte 2019-2040, e num quadro de integração no MIBEL, para o que estiveram presentes os seguintes aspetos:

- Linhas de orientação política referente às perspetivas de promoção das fontes de energia renovável e medidas de eficiência energética e respetivos impactos ambientais (PNAER e PNAEE);
- Nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- Capacidade de oferta adicional, prevista ou em construção;
- Equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional;
- Qualidade e o nível de manutenção das redes.

O relatório apresenta ainda, face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais centros produtores ou comercializadores, uma análise sobre a existência de riscos de ruptura e necessidade de medidas destinadas a ultrapassar situações críticas. É também feita uma análise relativamente à segurança do funcionamento das redes, visando a identificação de medidas destinadas a reforçar a segurança de abastecimento incluindo futuros desenvolvimentos da rede e intenções de investimento em capacidade de interligação.

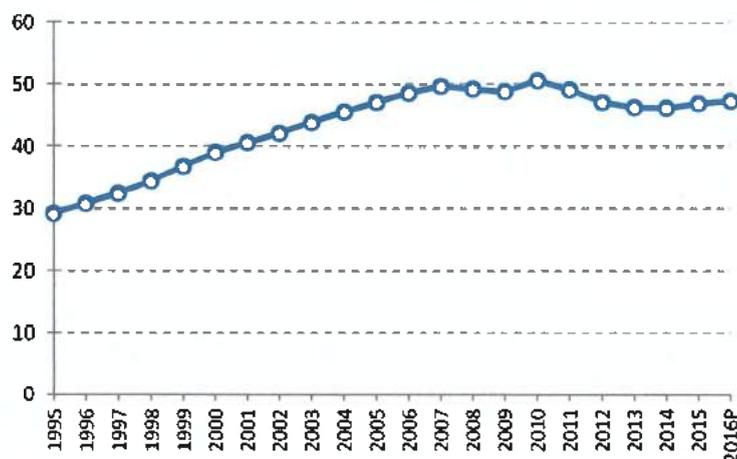
## 2. Caracterização do Sistema Electroprodutor Nacional (SEN)

Apresenta-se de seguida uma caracterização do sector elétrico nacional ao nível de Portugal Continental, de forma resumida, nos aspetos mais relevantes referentes à Procura e à Oferta.

### 2.1 Procura

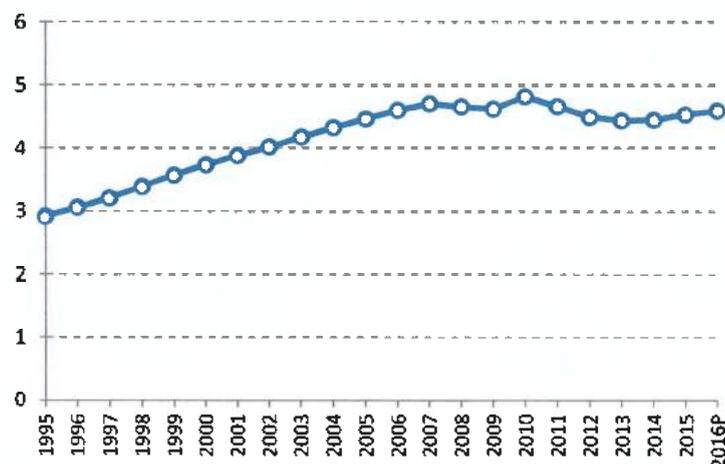
A procura de eletricidade em Portugal Continental registou um crescimento negativo no período 2007-2016 verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -0,5% neste período, em resultado de uma redução considerável do consumo ocorrida entre 2010 e 2014. Em 2016, o consumo total em Portugal Continental situou-se em cerca de 47,3 TWh, o que correspondeu a um aumento de aproximadamente 0,9% face a 2015. Relativamente ao consumo de eletricidade *per capita*, em 2016 verificou-se um consumo de cerca de 4,6 MWh/habitante, o que representa um aumento de aproximadamente 2,2% face a 2015.

**Figura 1 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental (TWh)**



Fonte: DGEG

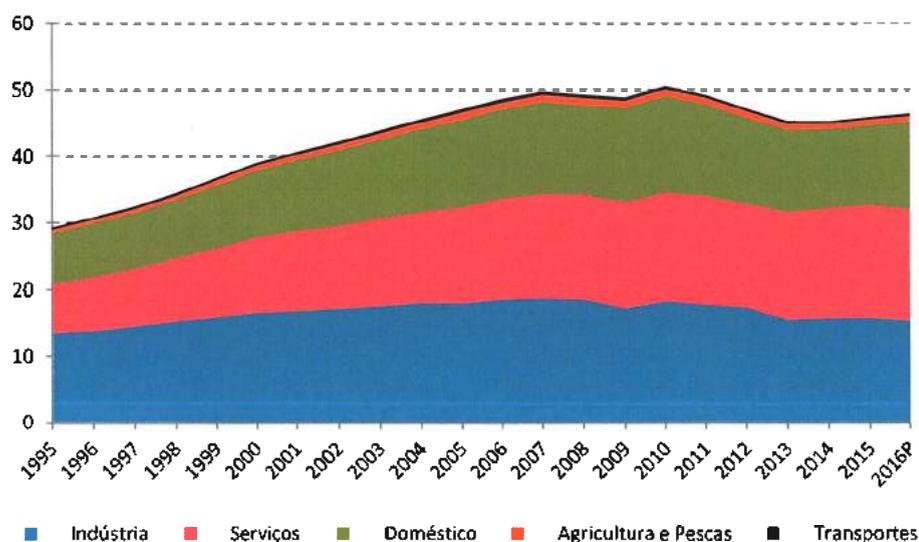
**Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental (MWh/habitante)**



Fonte: DGEG, INE

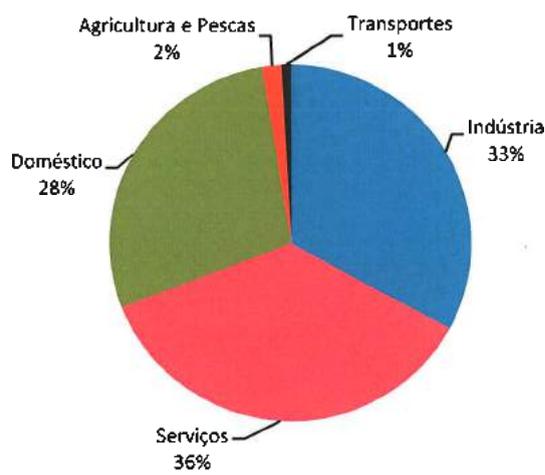
Em termos setoriais, o setor dos serviços representou a maior fatia de consumo de eletricidade em 2016 com 36%, seguido do setor da indústria com 33%, do sector doméstico com 28%, e dos setores da agricultura e pescas e transportes com 2% e 1% respetivamente.

**Figura 3 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental por setor de atividade (TWh)**



Fonte: DGEG

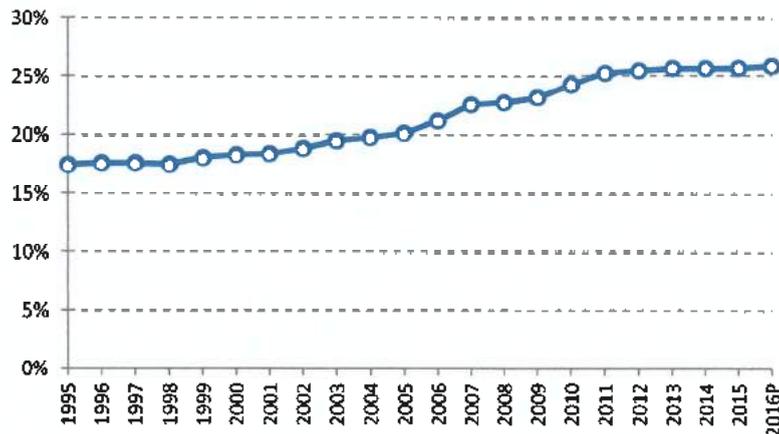
**Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2016 por setor de atividade**



Fonte: DGEG, INE

Em termos globais, o peso da eletricidade no consumo total de energia final tem vindo a aumentar nos últimos anos, sendo que em 2016 representava cerca de 26% do consumo total de energia final, o que demonstra a crescente importância da eletricidade no *mix* de consumo de energia.

**Figura 5 - Evolução do peso da eletricidade no consumo final de energia em Portugal**

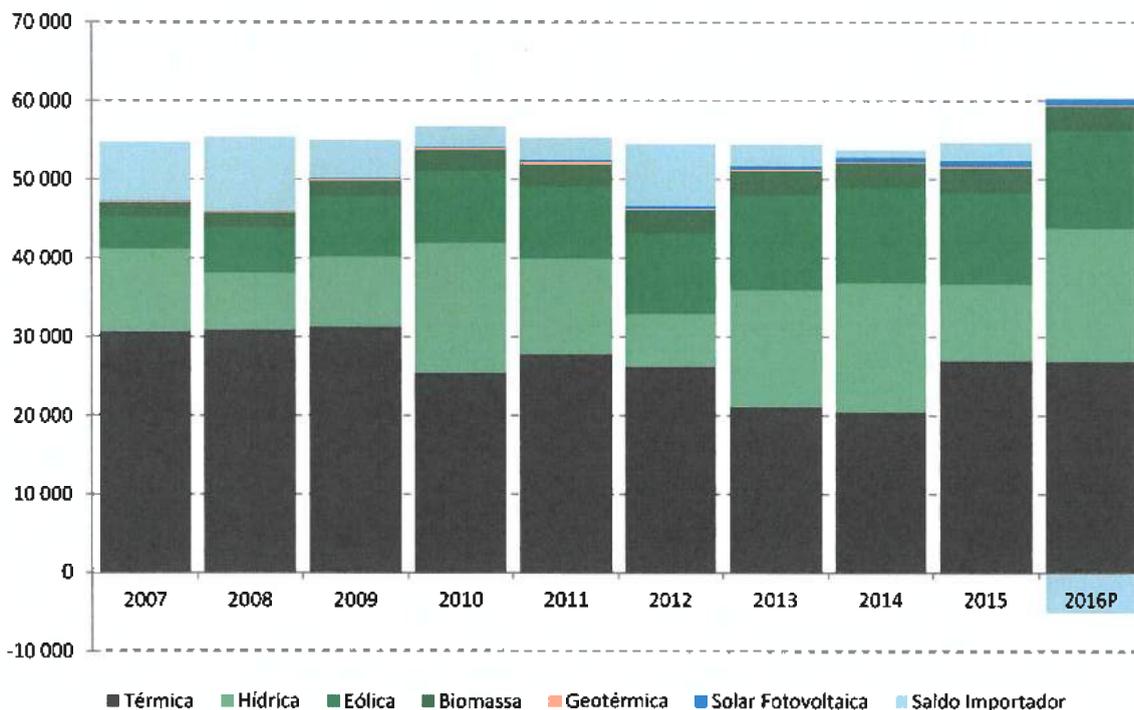


Fonte: DGEG

## 2.2 Oferta

A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2016 foi cerca de 60,3 TWh, verificando-se um aumento de aproximadamente 15%, ou 7,9 TWh, face a 2015, sendo que no período 2007-2016 registou-se uma tcm de cerca de 2,7%. Invertendo a tendência verificada ao longo dos anos, o saldo importador de eletricidade registou em 2016 o valor de -5 085 GWh.

**Figura 6 – Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental e Saldo Importador (GWh)**

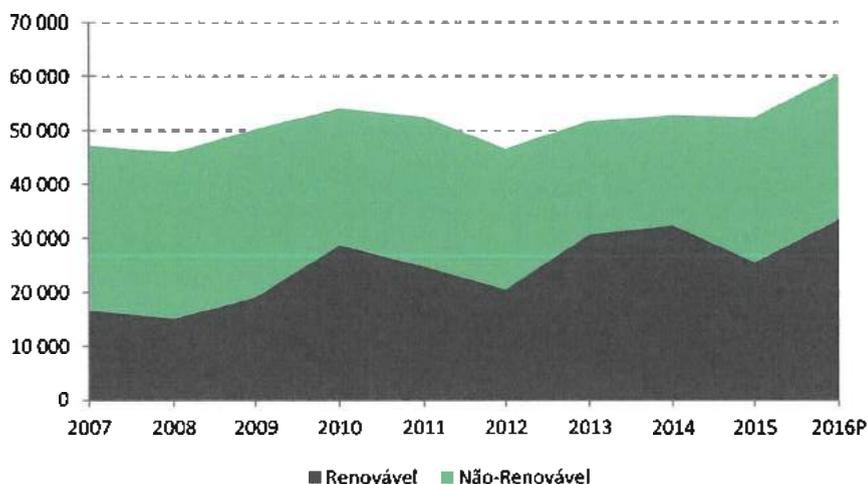


Fonte: DGEG

Em 2016, cerca de 55% da produção bruta de eletricidade teve origem em fontes renováveis, verificando-se um aumento de 6,8% face a 2015. Ao contrário de anos anteriores, em que se verificaram condições hidrológicas mais adversas, resultando numa menor produção hídrica, em 2016 a componente hídrica teve a maior fatia de produção com origem em fontes renováveis, com cerca de 28,1% da produção total (50,6% da produção total renovável), seguido da eólica com 20,7 % (37,3% da produção total renovável), biomassa

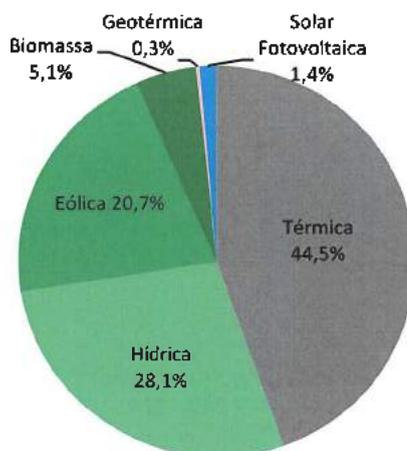
com 5,1% (9,2% da produção total renovável), solar fotovoltaica com 1,4% (2,5% da produção total renovável) e geotérmica com 0,3% (0,5% da produção total renovável).

**Figura 7 - Evolução da produção bruta de eletricidade Renovável (FER) e Não-Renovável (NFER) em Portugal Continental (GWh)**



Fonte: DGEG

**Figura 8 - Mix de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2016**



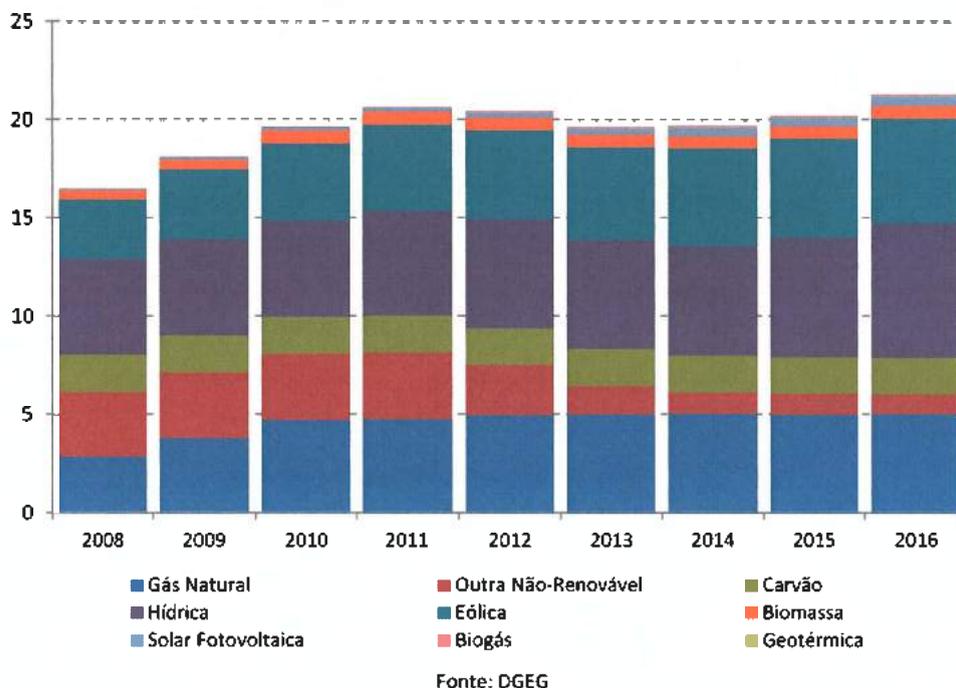
Fonte: DGEG

Ao nível da capacidade instalada em Portugal Continental, em 2016 encontravam-se instalados um total de 21,3 GW, verificando-se um aumento de 5,3%, ou 1075 MW, face a 2015, em resultado de um aumento de 784 MW na capacidade hídrica e 312 MW nas restantes renováveis e de uma redução de 20 MW na capacidade térmica não-renovável. Do total da capacidade instalada, cerca de 13,4 GW dizem respeito a potência instalada em tecnologias renováveis que, face a 2015, registou um aumento de 8,9%. Os restantes 7,9 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis que, face a 2015, registaram uma redução de 0,3%.

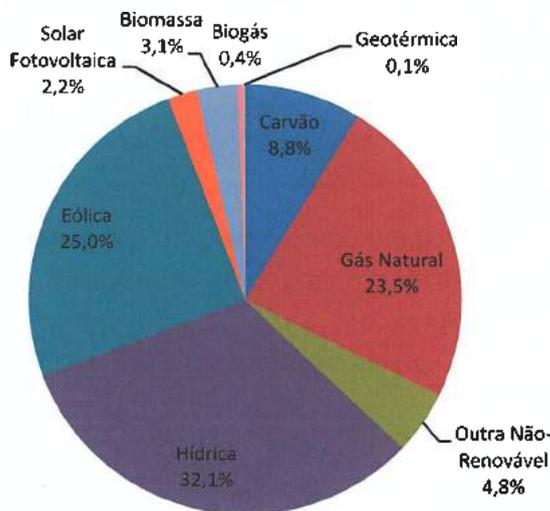
Nos últimos anos a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, em particular até 2010 com a entrada do Gás Natural em Portugal e algum reforço na capacidade hídrica, sendo que a partir desse ano verificou-se um crescimento considerável ao nível da capacidade eólica e a quase substituição da capacidade instalada em derivados de petróleo com o descomissionamento das grandes centrais térmicas

do Carregado, Setúbal e Tunes, e a substituição de praticamente todo o parque de cogeração com base em produtos de petróleo para gás natural.

**Figura 9 - Evolução da capacidade instalada em Portugal Continental (GW)**



**Figura 10 - Mix de capacidade instalada em Portugal Continental em 2016 (P)**



### 2.3 Análise Oferta vs. Procura

Analisando a relação entre a Produção, representada pela produção bruta de eletricidade em Portugal Continental e cuja evolução pode ser analisada na figura 6, e a Procura, representada pelo consumo final de eletricidade em Portugal Continental e cuja evolução pode ser analisada na figura 1, verifica-se que nos últimos anos esta relação tem oscilado entre os 93% e os 127%, como pode ser observado na figura 12.

Figura 11 - Evolução da Produção real vs. Procura (GWh)

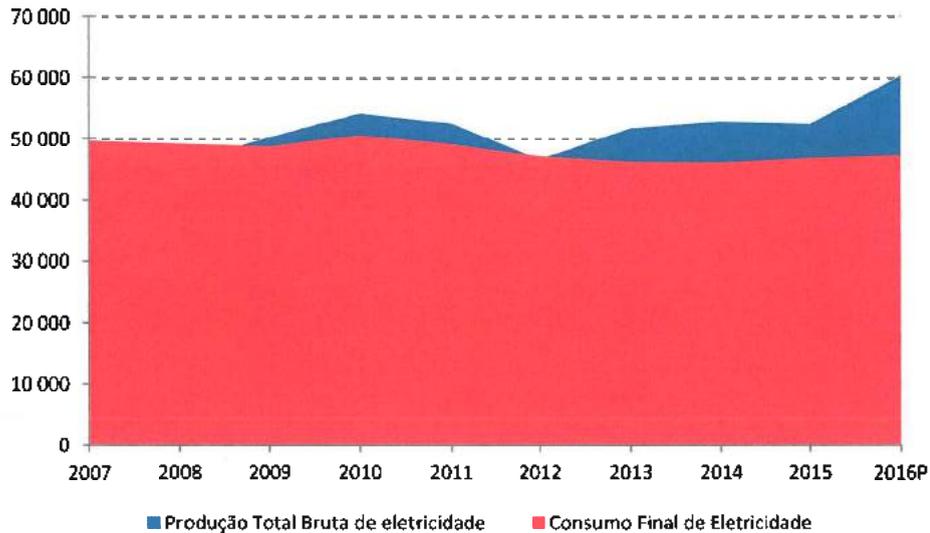
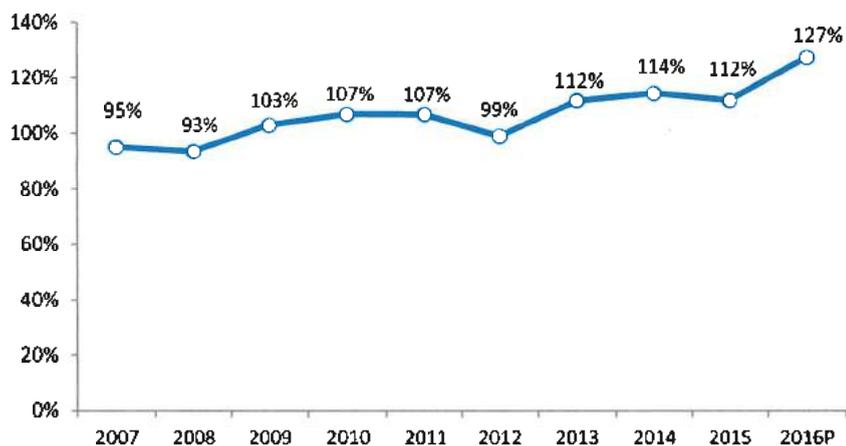


Figura 12 - Rácio entre Produção real e Procura



Analisando esta mesma relação mas considerando que as tecnologias podem trabalhar na sua capacidade máxima, no caso das centrais térmicas<sup>3</sup> e das cogerações<sup>4</sup>, e num regime médio no caso das Hídricas<sup>5</sup>, Eólicas<sup>6</sup> e do Solar<sup>7</sup>, verifica-se que a relação entre a Produção máxima/média e a Procura poderia ter atingido, nos últimos anos, valores na ordem dos 175% a 221%, como mostra a figura 14.

<sup>3</sup> No caso das grandes centrais térmicas a Carvão, Gás Natural e Outros, assume-se um *Load Factor* máximo de 100% (8 760 horas/ano) uma vez que estas centrais podem, e salvo exceções em que se verificam trabalhos de manutenção da central, trabalhar em contínuo durante todo o ano. No caso da Biomassa, Biogás e Geotermia, aplica-se um *Load Factor* máximo de 90% em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

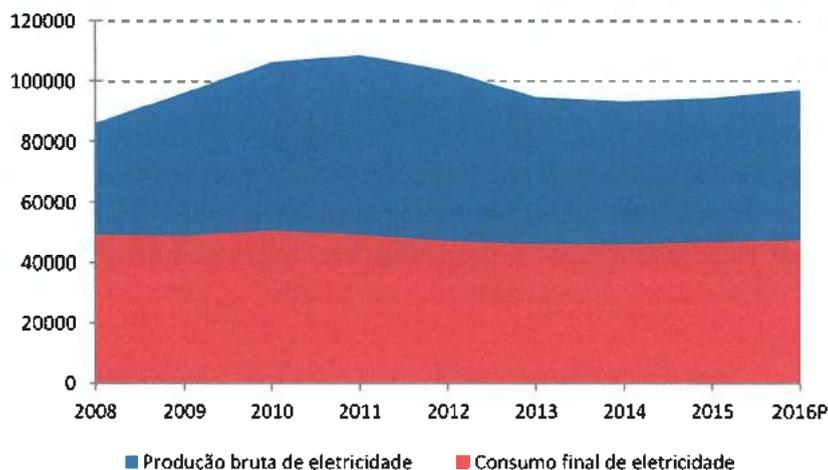
<sup>4</sup> No caso das Cogerações, assume-se um *Load Factor* máximo de 50% (4 380 horas/ano) em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

<sup>5</sup> No caso da Hídrica, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 15 anos, de acordo com a metodologia da Diretiva 2009/28/EC.

<sup>6</sup> No caso da Eólica aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

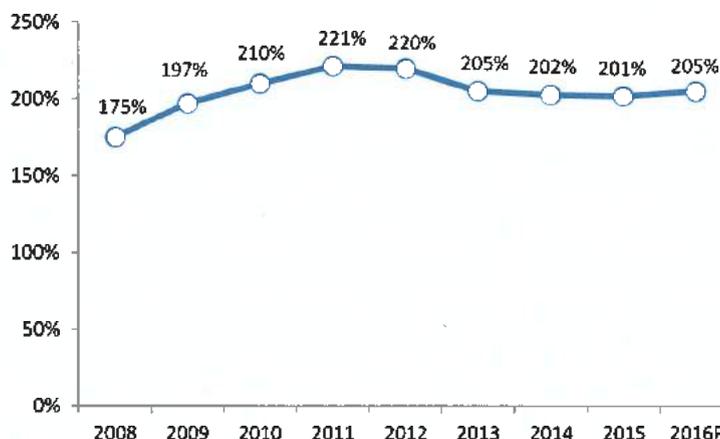
<sup>7</sup> No caso do Solar Fotovoltaico, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

**Figura 13 - Evolução da Produção máxima/média vs. Procura (GWh)**



Fonte: DGEG

**Figura 14 - Rácio entre Produção máxima/média e Procura**



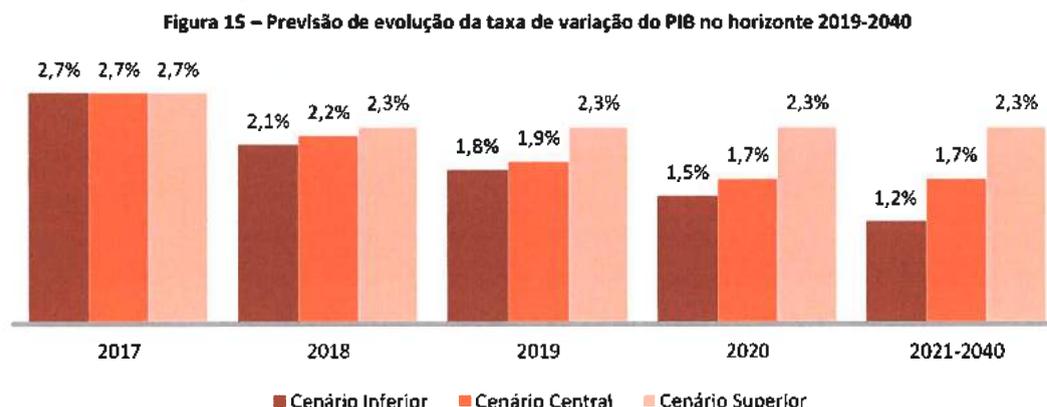
Fonte: DGEG

Este aparente “excesso” de produção, tendo como pressuposto que as centrais térmicas e as cogerações podem trabalhar na sua capacidade máxima e as restantes tecnologias (hídrica, eólica e solar) funcionam em regime médio, face à procura, resulta do facto de as centrais térmicas a gás natural funcionarem muito abaixo do seu potencial real, resultado de uma redução do consumo de eletricidade que à data do seu projeto e construção não era expectável. Este facto, aliado ao crescimento das renováveis, em particular da eólica, conduziu a um sobredimensionamento do sistema electroprodutor face a uma procura que só nos anos mais recentes volta a aumentar, quer por via da recuperação do consumo associado ao crescimento económico e dado o crescimento expectável em setores como o dos transportes, quer por via do descomissionamento de grandes centrais térmicas e por via da evolução do mercado interno europeu de eletricidade que potencia a exportação de eletricidade.

## 3. Pressupostos e Análises

### 3.1 Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos para o período 2019-2040, que se traduzem em cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB), tiveram por base as previsões mais recentes, à data da elaboração dos Pressupostos, do Ministério das Finanças, Banco de Portugal, Comissão Europeia, OCDE, FMI e Conselho das Finanças Públicas. A figura seguinte ilustra os três cenários de evolução da taxa de variação do PIB.



Relativamente aos **cenários da oferta**, a evolução do sistema electroprodutor considerada teve por base a informação mais recente à data da elaboração dos Pressupostos finais (Anexo 1). Em particular:

- Ao nível das grandes centrais térmicas considerou-se:
  - (i) no Cenário Continuidade, o descomissionamento das Centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2029 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro até ao final do período em análise no RMSA-E 2018 ou seja 2040;
  - (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja até 2029;
  - (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da Central de Sines em 2019 de acordo com a data prevista na licença ambiental (abril de 2019), e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 2021 e 2024 respetivamente, de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia.
- Quanto às grandes hídricas, considerou-se como referência, no Cenário Continuidade e no Cenário Ambição de evolução da oferta, as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento e cruzada com a informação dos promotores. No Teste de Stress, a capacidade instalada manteve-se constante face à situação atual;
- Quanto à evolução da produção a partir de fontes renováveis e cogeração, foram tidos em conta os objetivos em matéria de renováveis definidos no PNAER, com as devidas atualizações, em função

da última informação disponível relativa aos licenciamentos (à data de 30 de junho de 2018), bem como os objetivos de capacidade instalada em estudo no âmbito do PNEC (à data de junho de 2018), e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo da interligação Portugal-Marrocos, que está a ser desenvolvido por um consórcio liderado pela *DNV GL - Energy* para o período 2030-2050. Assim, considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, a informação mais recente disponível, até 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, estando prevista a sua entrada em funcionamento de acordo com as tabelas 7 e 8 dos Pressupostos (Anexo 1). Consideraram-se ainda os objetivos previstos até 2030 no cenário de referência do PNEC (à data de junho de 2018) e nos cenários do estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050;
- (ii) no Cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018 (a 30 de junho de 2018), consideraram-se os objetivos até 2030 do cenário de 40% de renováveis do PNEC (à data de junho de 2018) e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050;
- no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, até 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada e à entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2018.

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

Quanto aos **cenários da procura**, para além dos pressupostos macroeconómicos (apresentados no Anexo 1), foi tida em conta a previsão da evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente do PNAEE para o horizonte 2020 e da nova diretiva para a eficiência energética para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução da penetração nas vendas dos veículos elétricos. Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

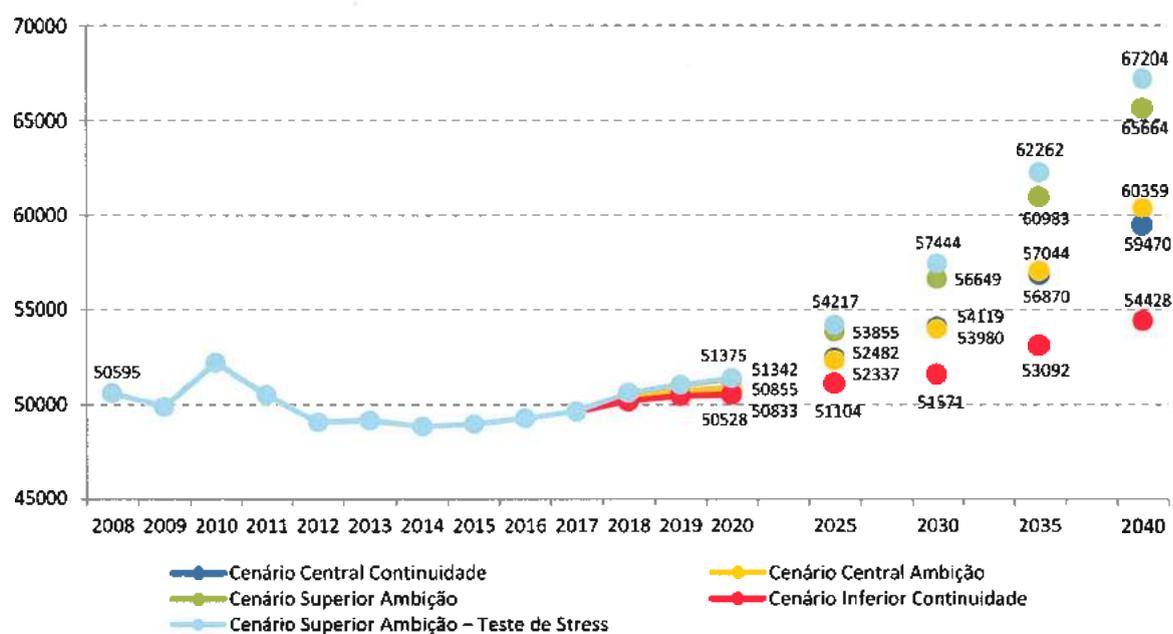
- (i) Cenário Inferior Continuidade, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética;
- (ii) Cenário Central Continuidade, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética;
- (iii) Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética;
- (iv) Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética;

(v) Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, que considera as mesmas condições de crescimento económico e o mesmo cenário de objetivos de política energética que o Cenário Superior Ambição, mas que assume uma evolução da capacidade instalada diferente, uma vez que considera apenas a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2018, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos. Para efeitos do RMSA-E 2018 optou-se por considerar no cenário Continuidade uma taxa de penetração de 30% de veículos elétricos nas vendas de novos veículos em 2030. No cenário Ambição considerou-se uma taxa de penetração de 50% de veículos elétricos nas vendas de novos veículos a partir de 2030.

A figura seguinte representa a evolução da procura para os cinco cenários em estudo.

Figura 16 – Cenários de evolução do consumo referido à produção líquida<sup>8</sup> considerados no RMSA-E 2018 (GWh)

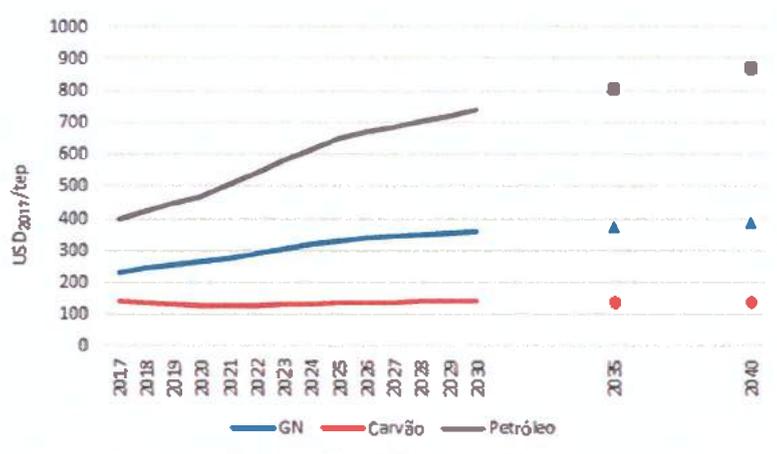


FONTE: REN

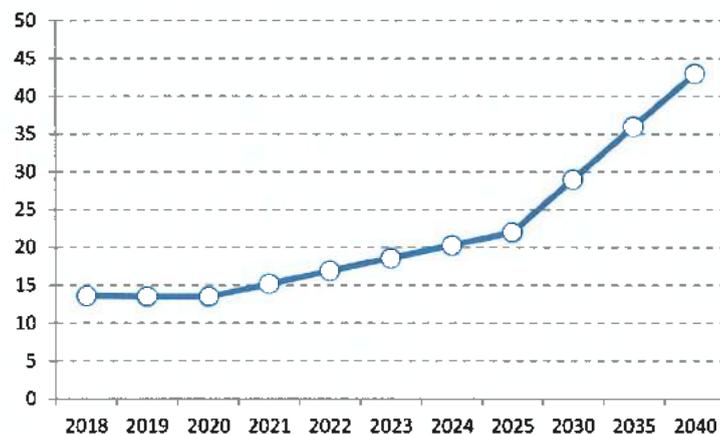
Os cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e das licenças de CO<sub>2</sub>, são ilustrados nas figuras seguintes.

<sup>8</sup> Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

**Figura 17 - Cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos<sup>9</sup>**



**Figura 18 - Cenário de evolução do preço das licenças de CO<sub>2</sub> (€<sub>2017</sub>/ton)<sup>10</sup>**



O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no “Anexo 1 – Pressupostos RMSA-E 2018” do presente relatório.

<sup>9</sup> **Petróleo:** Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *New Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2017*. Preços revistos para 2017 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

**Carvão:** CIF Sines; PCI = 6.000 kcal/Kg; 1%S.

**Gás Natural:** CIF RNTIAT. Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

<sup>10</sup> **2018, 2019 e 2020:** Valores obtidos com base nas cotações do *ECX ICE EUA Emissions Futures* para Dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 19 de abril de 2018)

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

## 3.2. Perspetivas analisadas

O RMSA-E 2018 compreende as seguintes análises:

Figura 19 - Análises efetuadas no RMSA-E 2018

Cenários da 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

A avaliação das condições de segurança de abastecimento do Sistema Electroprodutor Nacional é feita em duas vertentes: *Adequacy* e *Security*. A vertente de *Adequacy* permite avaliar a suficiência da capacidade para cobrir a procura horária de eletricidade, enquanto a vertente *Security* permite avaliar a capacidade de resposta do sistema para responder a perturbações do equilíbrio oferta-procura.

O principal indicador que permite avaliar o nível de segurança do Sistema Electroprodutor no abastecimento de eletricidade na vertente de *Adequacy* é o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP). Este indicador avalia a adequação da potência do sistema electroprodutor para cobrir a ponta da procura de eletricidade. O ICP com probabilidade de excedência entre 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e 99% (1 ocorrência a cada 100 anos) não deve ser inferior a 1 de forma a garantir a segurança de abastecimento. De notar que, para efeitos de cálculo do ICP, considera-se uma contribuição de 10% da capacidade de interligação (NTC).

Outro indicador analisado para aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento, quer na vertente de *Adequacy*, quer de *Security*, é o LOLE (*Loss of Load Expectation*). Este indicador, além de incorporar a expectativa de perda de carga (estática) por incapacidade da potência disponível para cobrir a procura, inclui ainda a que resulta por insuficiência de reserva operacional, constituída pela reserva secundária<sup>11</sup> e a reserva terciária<sup>12</sup>, para fazer face às necessidades decorrentes dos desvios no equilíbrio entre a oferta e a procura que ocorram entre períodos elementares (horas consecutivas). Na análise de garantia de abastecimento, de acordo com os estudos recentes desenvolvidos pela REN, este indicador deve ser igual ou inferior a 5 h/ano.

Apresentam-se de seguida, e de forma sumária, os aspetos mais relevantes para as diferentes análises.

<sup>11</sup> Capacidade mobilizável entre 15 segundos e 15 minutos

<sup>12</sup> Capacidade de substituição da Reserva Secundária mobilizável entre 15 minutos e 1 hora (albufeiras com e sem bombagem, assim como 10% da NTC)

### 3.2.1 Trajetória Continuidade

Na Trajetória Continuidade, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, admite-se o prolongamento das centrais térmicas de Sines e do Pego até final de 2029, sendo que no caso da central térmica da Tapada do Outeiro se considera o seu funcionamento até ao final do período em análise no RMSA-E 2018, ou seja, 2040.

Relativamente aos grandes aproveitamentos hidroelétricos consideraram-se as datas de entrada em serviço de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção a partir de fontes de energia renovável e cogeração, estes tiveram por base a informação disponível na DGEG a 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, estando prevista a sua entrada em funcionamento de acordo com as tabelas 7 e 8 dos Pressupostos (Anexo 1). Consideraram-se ainda os objetivos previstos no cenário de referência do PNEC (à data de junho de 2018), bem como os valores de capacidade instalada nos cenários do estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050;

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

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2017-2040 considerada para a Trajetória Continuidade (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

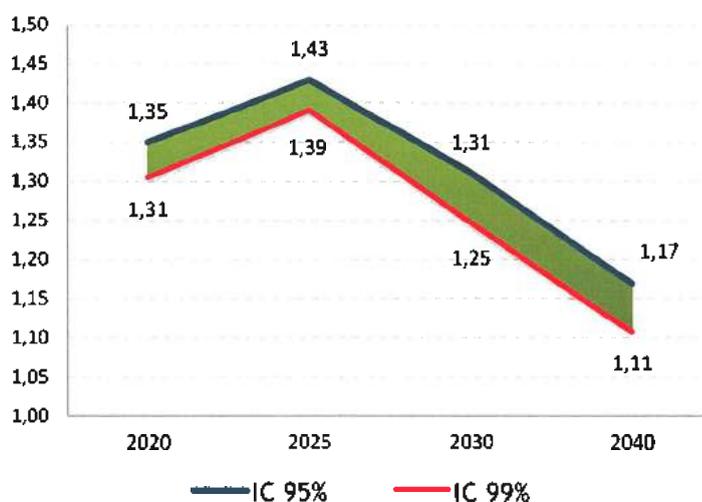
Tabela 1 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2017-2040: Trajetória Continuidade

Tecnologia (MW)	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>	<b>3 829</b>
Cogeração não renovável	736	754	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hídricas	6 388	6 388	7 542	8 335	8 335	8 335
<i>das quais reversíveis</i>	2 797	2 797	3 677	4 232	4 232	4 232
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	608	609	619	858	858	858
<b>Total Hídrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>	<b>8 161</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>
Eólica onshore	5 237	5 357	5 614	5 662	5 854	6 045
Eólica offshore	0	25	79	150	325	500
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 382</b>	<b>5 693</b>	<b>5 812</b>	<b>6 179</b>	<b>6 545</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	268	284	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)	79	87	76	76	53	30
Fotovoltaico (PV)	278	1 332	2 769	4 673	5 007	5 340
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	44	154	300	400	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	300	300
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>1 376</b>	<b>2 923</b>	<b>4 973</b>	<b>5 707</b>	<b>6 140</b>
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída*	227	317	783	1 400	2 149	2 564
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>1 693</b>	<b>3 706</b>	<b>6 373</b>	<b>7 856</b>	<b>8 704</b>
Ondas	1	1	22	50	125	200
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>21 422</b>	<b>24 948</b>	<b>27 038</b>	<b>28 939</b>	<b>30 206</b>
<i>do qual Renovável</i>	<b>13 556</b>	<b>15 083</b>	<b>18 596</b>	<b>22 442</b>	<b>24 344</b>	<b>25 611</b>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<b>6 321</b>	<b>6 339</b>	<b>6 351</b>	<b>4 595</b>	<b>4 595</b>	<b>4 595</b>

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

Como referido anteriormente, uma das vertentes da avaliação das condições de segurança de abastecimento do SEN é a vertente de *Adequacy*, a qual é avaliada pelo indicador ICP. A figura seguinte mostra a evolução do ICP na Trajetória Continuidade para o período 2020-2040.

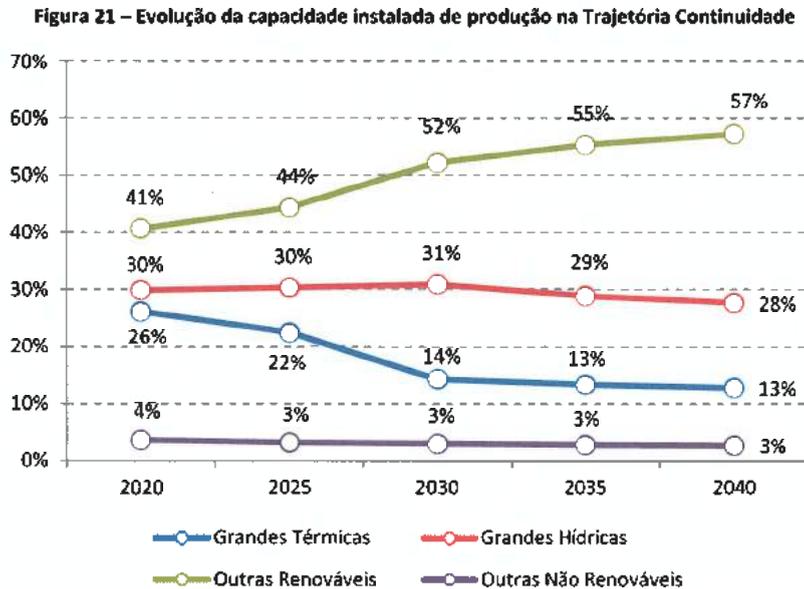
Figura 20 – ICP Trajetória Continuidade



Fonte: REN

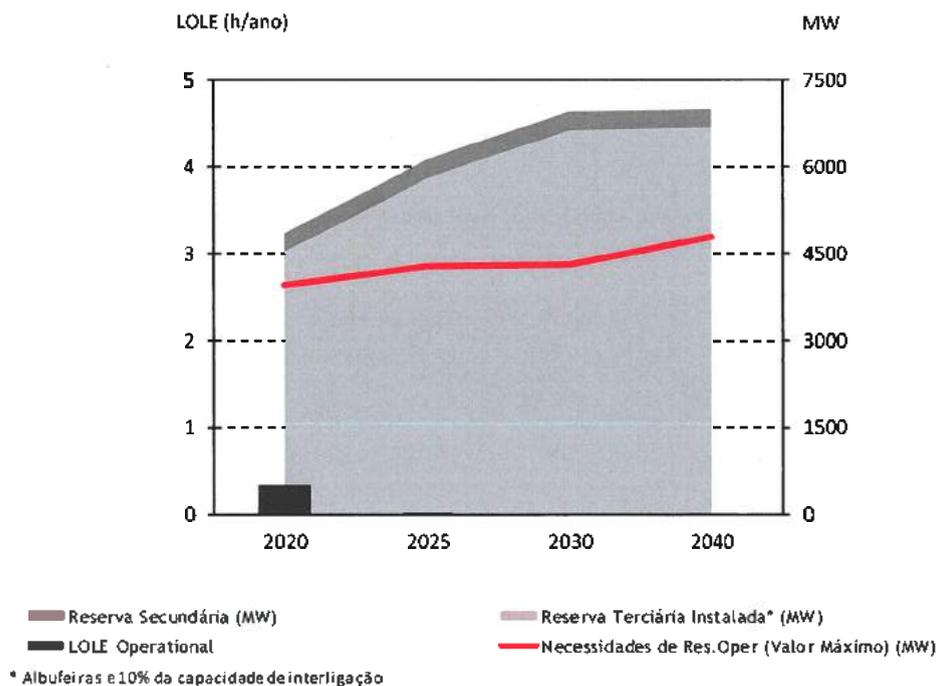
Da análise do gráfico anterior, observa-se que na Trajetória Continuidade, no período 2020-2040 os resultados apontam para um ICP sempre superior a 1, verificando-se um mínimo de 1,17 a 1,11 e um

máximo de 1,43 a 1,39 consoante a probabilidade de excedência seja de 95% ou 99% respetivamente%), em virtude da manutenção em serviço das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040.. Assim, considera-se que na Trajetória Continuidade a potência do sistema electroprodutor é suficiente para cobrir a ponta da procura de eletricidade no período 2020-2040.



O aumento da componente intermitente na produção de eletricidade, associada ao crescimento da produção eólica e solar, conduz à necessidade de dispor de maior reserva operacional (reserva secundária e reserva terciária), de forma a dotar o sistema de capacidade de resposta face a potenciais situações de desequilíbrio na produção. No período 2020-2040, o montante de reserva secundária e reserva terciária rapidamente mobilizável é superior às necessidades de reserva operacional, em resultado do aumento previsto na capacidade instalada em novos aproveitamentos hidroelétricos, traduzindo-se dessa forma em valores de LOLE bastante inferiores ao valor máximo considerado como adequado para o sistema ( $\leq 5$  h/ano) e mesmo próximo de zero em 2025, 2030 e 2040, sendo que a EENS (*Expected Energy Not Supplied*) não excede 0,0001% da procura anual.

Figura 22 – Necessidades de Reserva Operacional vs. Reserva Secundária e Terciária instalada na Trajetória Continuidade



Fonte: REN

### 3.2.2 Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, considera-se o descomissionamento das centrais térmicas de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central térmica da Tapada do Outeiro por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja até 2029.

Relativamente aos grandes aproveitamentos hidroelétricos consideraram-se as datas de entrada em serviço de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção através de fontes de energia renováveis e cogeração, estes tiveram por base, para além da informação mais recente disponível na DGEG, a 30 de junho de 2018, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como à capacidade hierarquizada no âmbito do sorteio de abril de 2018, os objetivos até 2030 do cenário de 40% de renováveis do PNEC (à data de junho de 2018) e os cenários de capacidade instalada previstos no estudo de modelação da interligação Portugal-Marrocos, para o período 2030-2050.

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

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2017-2040 considerada para a Trajetória Ambição (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

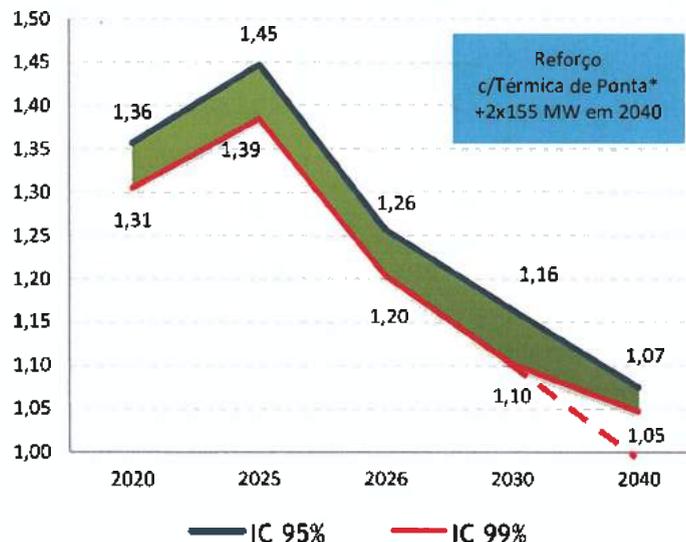
Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2017-2040: Trajetória Ambição

Tecnologia (MW)	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	5 585	5 585	2 839	2 839	2 839
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>
Cogeração não renovável	736	754	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hidricas	6 388	6 388	7 542	8 335	8 335	8 335
<i>das quais reversíveis</i>	2 797	2 797	3 677	4 232	4 232	4 232
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)	608	609	619	858	858	858
<b>Total Hidrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>	<b>8 161</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>	<b>9 193</b>
Eólica onshore	5 237	5 357	5 619	5 967	6 350	6 734
Eólica offshore	0	25	100	200	600	1 000
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 382</b>	<b>5 720</b>	<b>6 167</b>	<b>6 950</b>	<b>7 734</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	268	284	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)	79	87	76	76	53	30
Fotovoltaico (PV)	278	1 332	3 903	7 310	8 160	9 010
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	44	183	300	600	900
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	43	100	700	1 000
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>1 376</b>	<b>4 129</b>	<b>7 710</b>	<b>9 460</b>	<b>10 910</b>
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída*	227	403	1 262	2 400	3 687	4 397
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>1 779</b>	<b>5 390</b>	<b>10 110</b>	<b>13 147</b>	<b>15 307</b>
Ondas	1	1	22	50	175	300
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>21 508</b>	<b>26 659</b>	<b>30 140</b>	<b>34 062</b>	<b>37 107</b>
<i>do qual Renovável</i>	<b>13 556</b>	<b>15 169</b>	<b>20 308</b>	<b>26 534</b>	<b>30 457</b>	<b>33 502</b>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<b>6 321</b>	<b>6 339</b>	<b>6 351</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>

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

A figura seguinte ilustra a evolução do ICP na Trajetória Ambição, considerando os reforços de potência necessários para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento (a evolução do ICP para probabilidade de excedência de 99% sem os referidos reforços encontra-se ilustrada a tracejado).

Figura 23 - ICP Trajetória Ambição

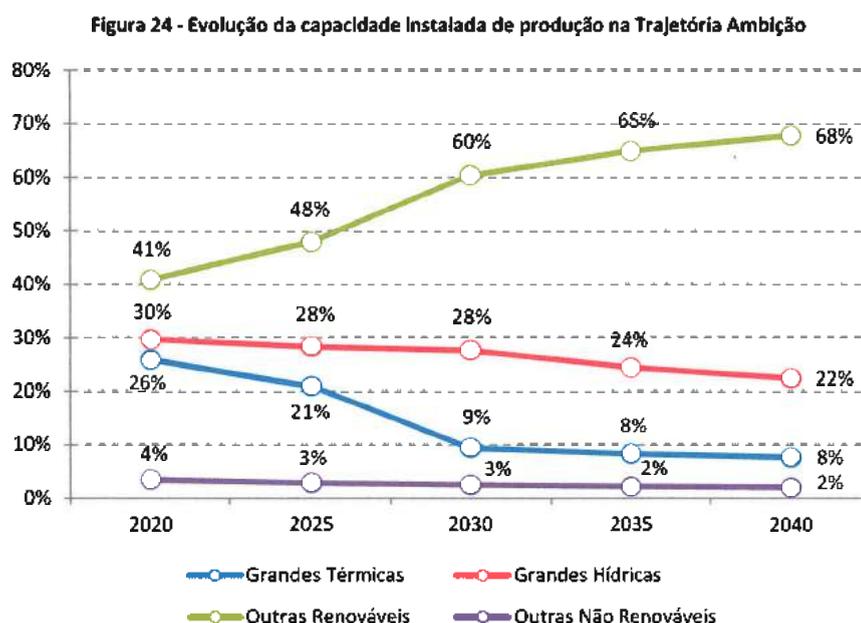


\* + 2 x 155 MW em 2030, no caso de carregamento dos VE 60% Dumb/40% Smart

Fonte: REN

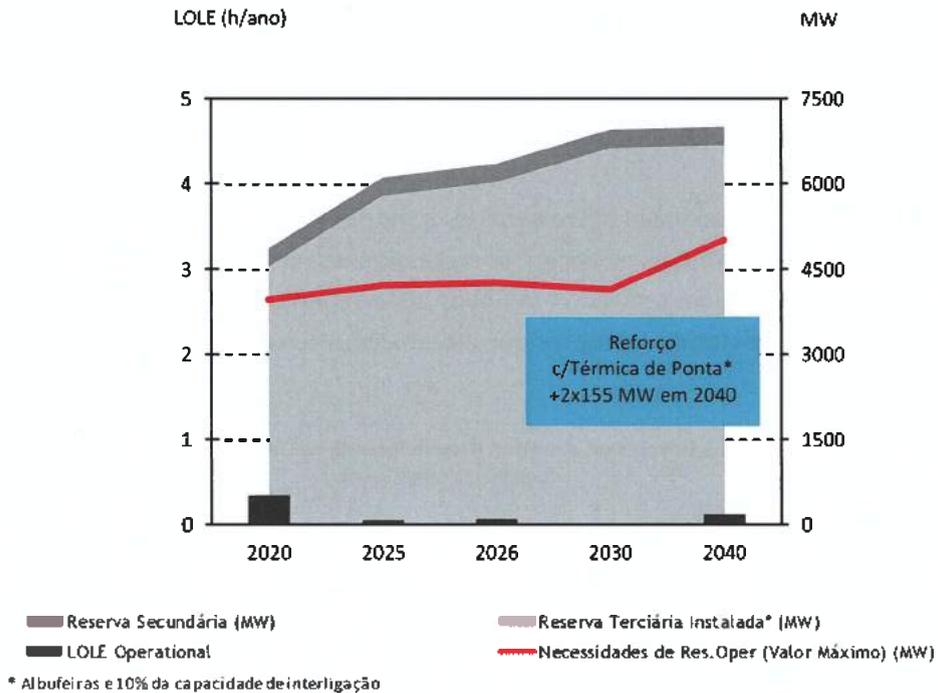
Da análise do gráfico anterior observa-se que, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2025, os valores de ICP obtidos em 2026 são inferiores aos da trajetória Continuidade (1,26 para probabilidade de excedência de 95% e 1,20 para probabilidade de excedência de 99%). Em 2030, apesar da desclassificação da central da Tapada do Outeiro no final de 2029, em consequência de uma maior integração de energias renováveis, esses níveis mantêm-se ainda acima de 1, com valores de 1,16 para probabilidade de excedência de 95% e 1,10 para probabilidade de excedência de 99%. Contudo, em 2040, estima-se que nesta trajetória o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja inferior a 1,0, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de nova capacidade térmica de ponta. Para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, será necessário instalar 2 grupos da gama dos 155 MW.

Analisando a evolução da capacidade instalada de produção, no caso da Trajetória Ambição, verifica-se que em 2030 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 9%, decrescendo para 8% em 2040, revelando-se insuficiente para superar as necessidades de consumo na ocorrência de um regime hidrológico seco, o que, associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 88 e 90%. Este défice poderá ser compensado com a instalação de 2 grupos da gama dos 155 MW em 2040.



No período 2020-2040, o montante de reserva secundária e reserva terciária rapidamente mobilizável é superior às necessidades de reserva operacional, em resultado do aumento previsto na capacidade instalada em novos aproveitamentos hidroelétricos, traduzindo-se dessa forma em valores de LOLE bastante inferiores ao valor máximo considerado como adequado para o sistema ( $\leq 5$  h/ano).

Figura 25 - Necessidades de Reserva Operacional vs. Reserva Secundária e Terciária instalada na Trajetória Ambição



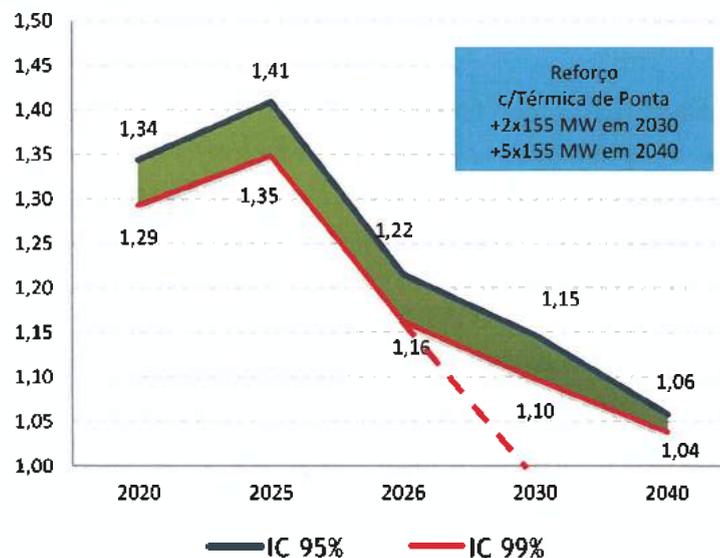
Fonte: REN

### 3.2.3 Trajetória Ambição: Análise de Sensibilidade à Procura Superior

Em complemento à análise da Trajetória Ambição, efetuou-se uma análise de sensibilidade assumindo a ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução dos consumos, de forma a aferir a adequação do sistema electroprodutor face a um cenário de procura mais elevado.

A figura seguinte ilustra a previsão de evolução do ICP, para a análise de sensibilidade à procura superior, considerando os reforços de potência necessários para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento (a evolução do ICP para probabilidade de excedência de 99% sem os referidos reforços encontra-se ilustrada a tracejado).

Figura 26 - ICP Trajetória Ambição (análise de sensibilidade à procura)

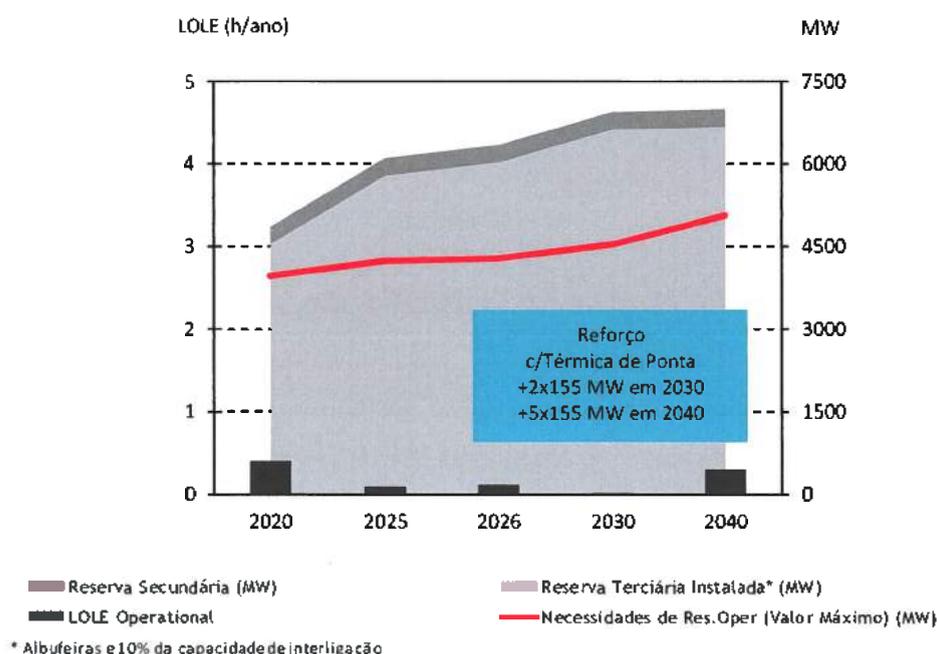


Fonte: REN

Da análise do gráfico anterior identifica-se uma maior necessidade de capacidade térmica de ponta para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, com reforço com 2 grupos da gama 155 MW em 2030 e reforço com 5 grupos adicionais da gama 155 MW em 2040. Neste horizonte, os impactos de um cenário mais exigente de procura traduzem-se em 5 grupos adicionais face à trajetória Ambição (cenário central).

No período 2020-2040, na ocorrência deste cenário, o montante de reserva secundária e reserva terciária rapidamente mobilizável é também superior às necessidades de reserva operacional, em resultado do aumento previsto na capacidade instalada em novos aproveitamentos hidroelétricos, traduzindo-se dessa forma em valores de LOLE bastante inferiores ao valor máximo considerado como adequado para o sistema ( $\leq 5$  h/ano).

**Figura 27 - Necessidades de Reserva Operacional vs. Reserva Secundária e Terciária instalada na Trajetória Ambição (análise de sensibilidade)**



Fonte: REN

### 3.2.4 Teste de Stress

O objetivo desta análise passa por identificar o estágio a partir do qual se prevê que o sistema electroprodutor deixa de ser adequado para responder à procura de eletricidade. Nesta análise considerou-se o cenário de procura Superior Ambição. O cenário de oferta teve por base a composição do sistema atual, acrescida dos centros electroprodutores em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2018, considerando ainda o descomissionamento da Central de Sines em 2019, de acordo com a data prevista na licença ambiental (abril 2019), e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 2021 e 2024 respetivamente, de acordo com o estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia.

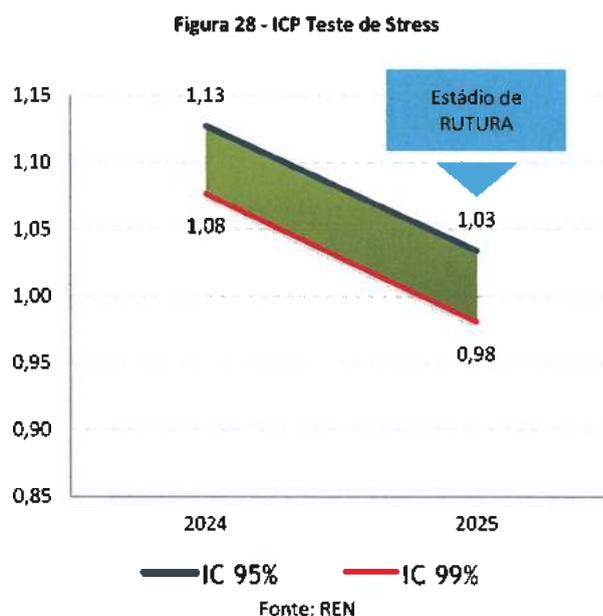
A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2017-2040 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1).

Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2015-2030: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas	5 585	4 405	2 839	2 839	2 839	2 839
Outras Térmicas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	<b>5 585</b>	<b>4 405</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>	<b>2 839</b>
Cogeração não renovável	736	754	766	766	766	766
Cogeração renovável	526	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	<b>1 262</b>	<b>1 331</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>	<b>1 344</b>
Grandes Hídricas	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388	6 388
<i>das quais reversíveis</i>	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797	2 797
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	608	609	609	609	609	609
<b>Total Hídrica</b>	<b>6 996</b>	<b>6 997</b>				
Eólica onshore	5 237	5 357	5 357	5 357	5 357	5 357
Eólica offshore	0	25	25	25	25	25
<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 382</b>				
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	268	268	268	268	268
Biogás (s/ cogeração)	79	87	87	87	87	87
Fotovoltaico (PV)	278	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332
Fotovoltaico Concentração (CPV)	14	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>1 349</b>				
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída*	227	317	317	317	317	317
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>1 666</b>				
Ondas	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>20 215</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>	<b>18 661</b>
<i>do qual Renovável</i>	<b>13 556</b>	<b>15 056</b>				
<i>do qual Não-Renovável</i>	<b>6 321</b>	<b>5 159</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>

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

A figura seguinte ilustra a evolução do ICP para no Teste de Stress, para os estádios 2024 e 2025.



Verifica-se que em 2025 o ICP regista valores de 1,03 e 0,98 com probabilidade de excedência de 95% e 99%, respetivamente, ilustrando a insuficiência do sistema electroprodutor para dar resposta às

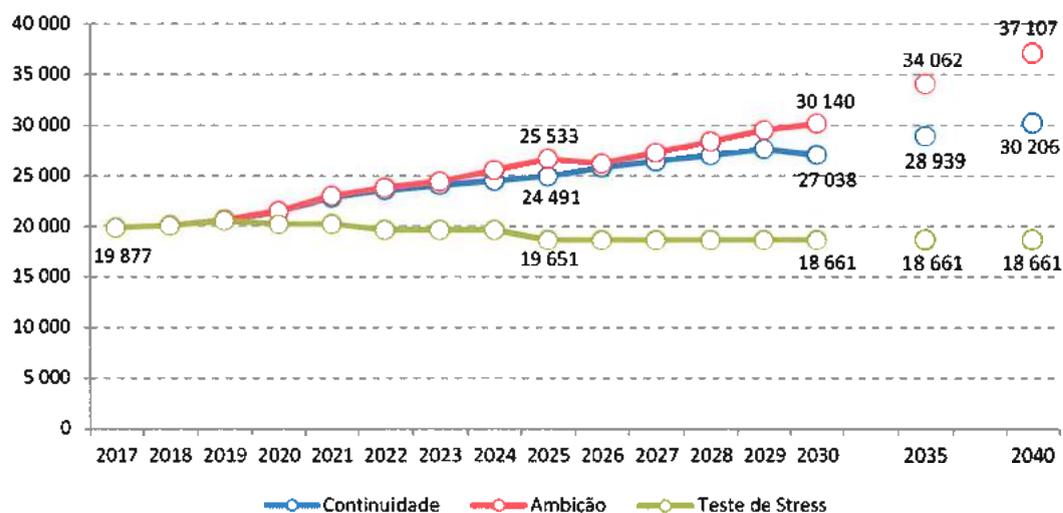




necessidades de consumo a partir desse ano. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além do que está previsto até final de 2018, acrescido do descomissionamento das centrais Térmicas de Sines em 2019, do Pego em 2021 e da Tapada do Outeiro em 2024, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de electricidade a partir de 2025.

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2025, ano em que se prevê a ruptura do sistema, caso não evolua mais para além do que está previsto até final de 2018, estima-se uma diferença de 4 840 MW e 5 882 MW no total da capacidade instalada, respetivamente. Em 2030 a diferença prevista é de 8 377 MW e 11 479 MW e em 2040 de 11 545 MW e 18 446MW, respetivamente, como mostra a figura seguinte.

**Figura 29 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal Continental (MW) nas três trajetórias consideradas**



Fonte: DGEG

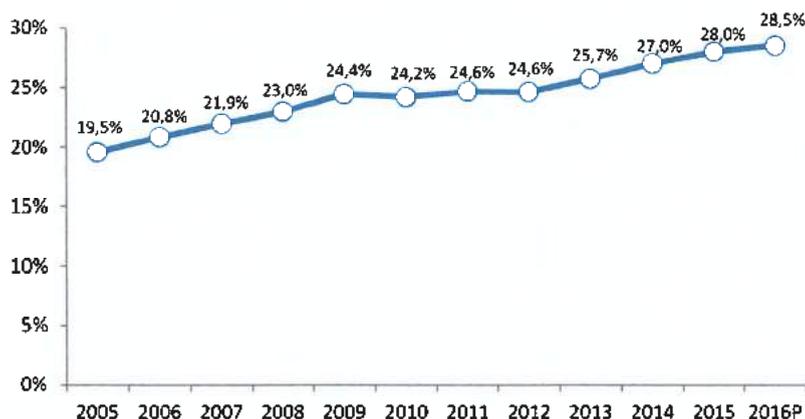
## 4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020

A Diretiva 28/2009/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, introduz a obrigatoriedade dos países membros da UE submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (FER). O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) fixa objetivos nacionais relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida, tanto a nível global, como para os setores dos Transportes (FER-T), Eletricidade (FER-E) e Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A) em 2020.

Portugal está comprometido com uma meta de 31,0% de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020. A nível sectorial, os objetivos de incorporação de FER no consumo final bruto de energia são de 11,3% para o setor dos Transportes, 59,6% para o sector da Eletricidade e 35,9% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento. A revisão do PNAER (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013) foi feita num pressuposto de haver um excesso de oferta de produção de eletricidade face à redução da procura, mas de forma a adequar e a mitigar os custos inerentes, sem no entanto pôr em causa a aposta nas fontes de energia renovável, resultando numa redução da capacidade renovável a instalar quando comparado com o plano anterior de 2010.

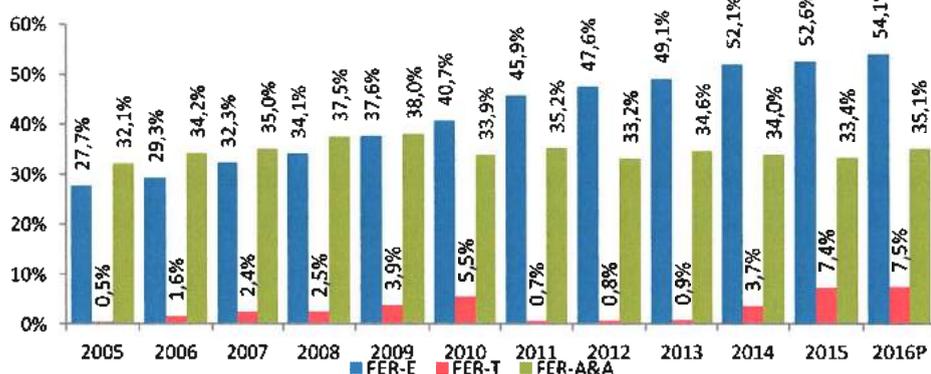
Em 2016, e numa estimativa ainda provisória, a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia deverá situar-se nos 28,5%, fazendo com que Portugal tenha já alcançado cerca de 92% da sua meta para 2020 (31,0%). Ao nível dos setores da Eletricidade (FER-E), Transportes (FER-T) e do Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A), a incorporação de FER em 2016 (valores provisórios) deverá situar-se nos 54,1%, 7,5% e 35,1%, respetivamente, representando 91% da meta para o sector da Eletricidade, 66% para o sector dos Transportes e 98% para o sector do Aquecimento e Arrefecimento.

Figura 30 - Evolução da meta de incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE



Fonte: DGEG/Eurostat

**Figura 31 - Evolução da incorporação de Renováveis por setor de acordo com a Diretiva 28/2009/CE**



Fonte: DGEG/Eurostat

O cumprimento da meta de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020, que depende da sua incorporação nos 3 setores referidos deverá ser assegurado com uma componente muito importante do setor da Eletricidade, cerca de 60%, pelo que deve garantir-se que este valor mínimo seja atingido em 2020. Tendo em conta os cenários de evolução da procura e de oferta apresentados anteriormente, em particular no que diz respeito à componente renovável, é expectável que em 2020 a referida quota de FER na eletricidade seja atingida, o que é um bom indicador para o cumprimento da meta de 31,0% em 2020.

Comparando o cenário de evolução da oferta de acordo com a Trajetória Continuidade e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 712 MW em 2020. A grande diferença verifica-se ao nível das centrais hídricas (-1943 MW devido à reformulação do Plano Nacional de Barragens), como mostra a tabela seguinte.

**Tabela 4 – Comparação entre a capacidade instalada prevista na Trajetória Continuidade e a previsão da capacidade instalada no PNAER**

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

Apesar da diferença verificada na tabela anterior, os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de eletricidade nas trajetórias Continuidade e Ambição aproximam-se das estimativas apresentadas no PNAER 2020 para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal.

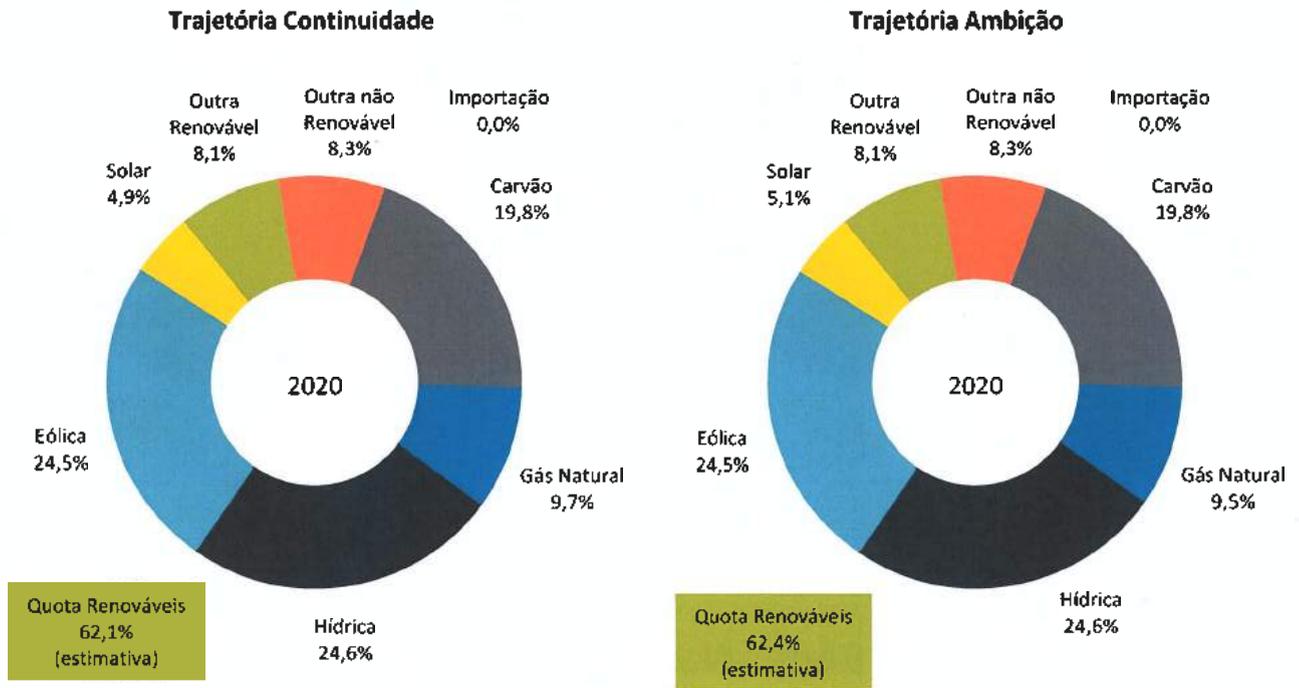
<sup>13</sup> > 30 MW

<sup>14</sup> < 30 MW

<sup>15</sup> < 10 MW

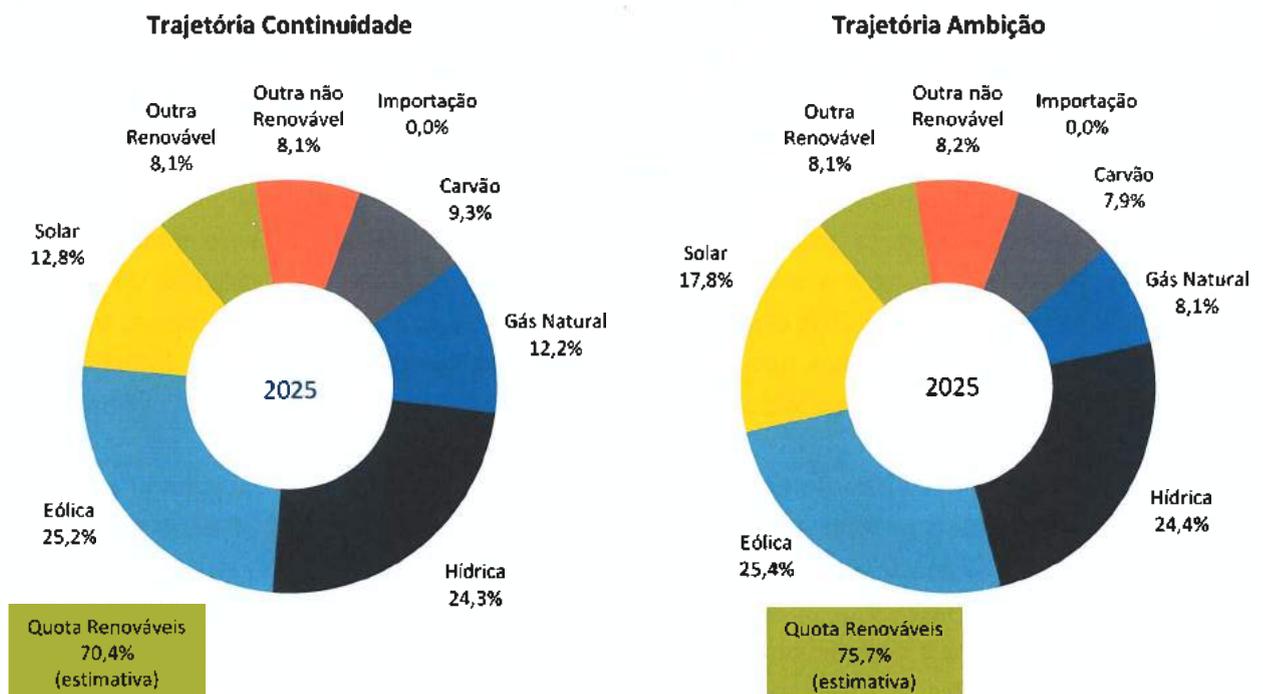
Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de aproximadamente 62,1% do consumo bruto de eletricidade na Trajetória Continuidade e 62,4% na Trajetória Ambição (figura 32). No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 79,5% e de 93,6%, para as Trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente (figura 34).

Figura 32 – Estrutura do abastecimento em 2020 (Média dos Regimes) – Trajetórias Continuidade e Ambição



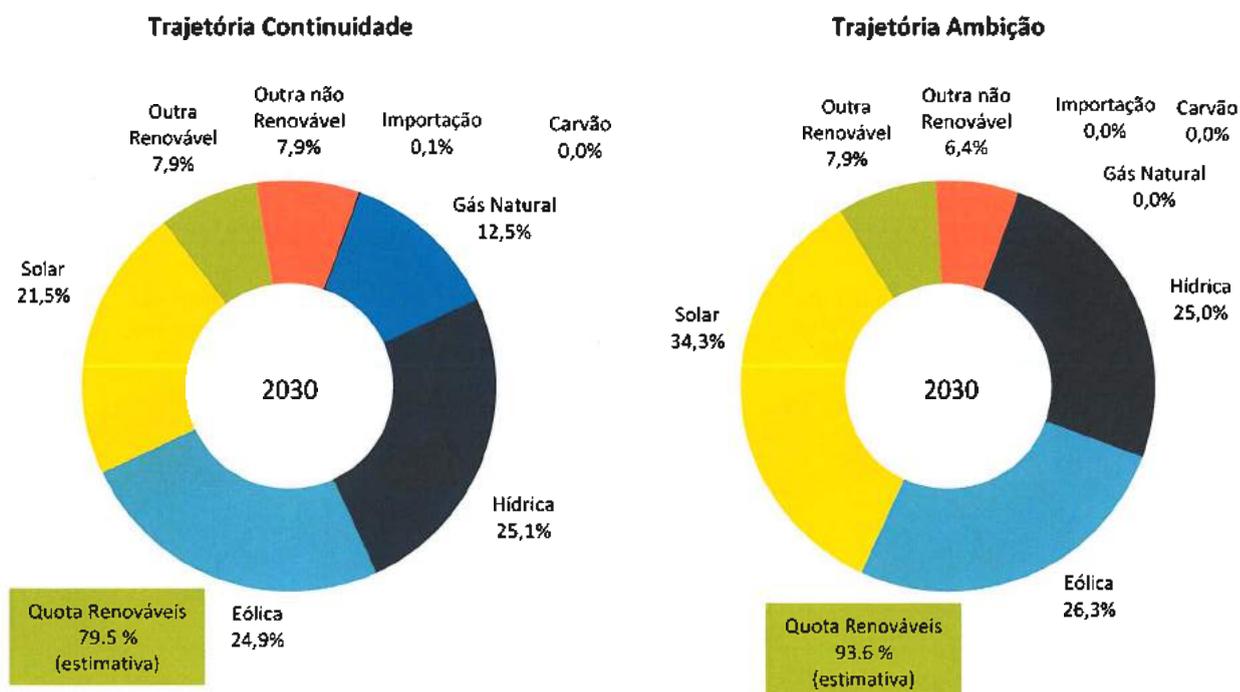
Fonte: REN

Figura 33 – Estrutura do abastecimento em 2025 (Média dos Regimes) – Trajetórias Continuidade e Ambição



Fonte: REN

Figura 34 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes) – Trajetórias Continuidade e Ambição



Fonte: REN

## 5. Evolução da Rede Nacional de Transporte (RNT) e das Interligações

O planeamento da RNT obedece aos princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento dos clientes que resultam da concessão em regime de serviço público e que constam dos Regulamentos da ERSE, em particular do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) e do Regulamento da Rede de Transporte (RRT), este último publicado pela Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, e contendo no seu capítulo 9.º “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”.

O desenvolvimento da RNT tem também em consideração as orientações de política energética nacional, tendo em conta a informação obtida dos pedidos de ligação à rede dos utilizadores da RNT (produtores e consumidores), de modo a permitir a adoção de estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, assegurando a estabilidade do sistema elétrico nacional e mantendo um nível de capacidade de interligação com Espanha que permita as trocas de energia entre os dois sistemas ibéricos que suportam o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), contribuindo assim para a implementação do Mercado Europeu de Energia e a integração de energias renováveis.

Dando cumprimento à legislação em vigor, o operador da RNT (ORT), a REN, apresentou a sua proposta de PDIRT-E 2017, para o período 2018-2027. Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT previstos nessa proposta de PDIRT visam permitir ao ORT continuar a assegurar a segurança do funcionamento das redes e de abastecimento, incluindo a sua qualidade e o nível de manutenção, e ainda criar condições para o cumprimento das orientações de política energética (nomeadamente na área do desenvolvimento das energias renováveis) e dar resposta aos compromissos estabelecidos com os operadores da RND, e da rede de transporte espanhola bem como aos pedidos de ligação à rede já

aprovados. Além disso, o ORT procura desenvolver a sua rede, em matéria de interligações de forma ser possível ao Governo de Portugal dar resposta aos compromissos estabelecidos neste âmbito.

No Anexo 2 do presente relatório consta o documento da REN “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-2040 – Contributos para o RMSA-E” que, no que se refere ao desenvolvimento de redes, para além de seguir uma abordagem em linha com o PDIRT-E 2017, complementa-a com a informação atualizada relativa à procura e oferta de eletricidade definida nos Pressupostos (Anexo 1).

Relativamente à capacidade de recepção da rede e consequentes necessidades de desenvolvimento das redes, destaca-se o seguinte:

- As zonas mais favoráveis para a localização de novos centros electroprodutores são as que se situam na faixa litoral desde Braga até à zona da península de Setúbal, na medida em que, face ao elevado consumo desta região, a injeção de potência nesta zona permite maximizar a estabilidade do sistema ao reduzir a volatilidade dos trânsitos na RNT, assim como contribuir também para uma redução de perdas no transporte de energia elétrica;
- Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, para os quais a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresentam especial potencial, a rede conforme planeada no PDIRT-E 2017, mesmo no cenário de realização dos reforços constantes do grupo de projetos complementares, não apresenta capacidade de receção suficiente para acomodar os novos montantes de produção previstos nos cenários apresentados neste RMSA. Face aos montantes previstos para 2030, esta realidade será mais evidente na trajetória Ambição, com 10 110 MW, embora também surja na trajetória Continuidade, com 6 373 MW, perspetivando-se a necessidade de serem estudados novos reforços de rede a apresentar em futuras edições do PDIRT-E.

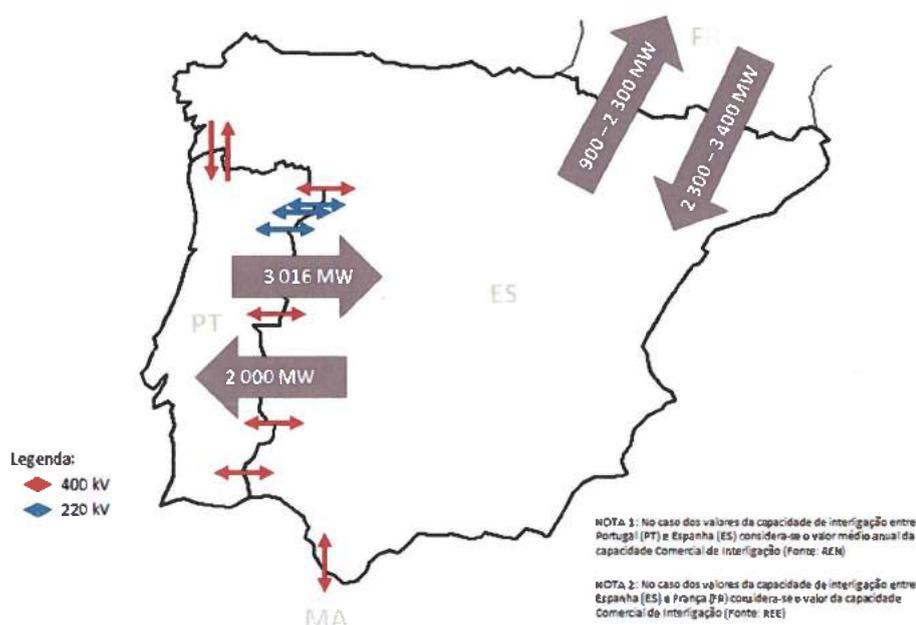
No que se refere à estabilidade e segurança do sistema (tendo por base, entre outras diretrizes, o código de rede relativo aos requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede<sup>16</sup>), verifica-se que o aumento de integração de renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado neste relatório, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações, e a diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribuem para que o acompanhamento e a análise da estabilidade dinâmica do sistema venham a tornar-se cada vez mais críticos, nomeadamente ao nível da atividade de planeamento de redes.

## 5.1 Interligações transfronteiriças

O adequado funcionamento do MIBEL e do Mercado Europeu de Energia pressupõe a existência de capacidade de rede que permita trocas de energia elétrica, quer no sentido Portugal-Espanha quer no sentido Espanha-Portugal, com um número reduzido de situações de congestionamentos de rede. A capacidade de interligação entre Portugal e Espanha tem registado uma evolução positiva nos últimos anos, fruto da evolução do MIBEL, o que permitiu uma maior convergência entre os dois mercados, contando atualmente com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV, como mostram a figura e tabela seguintes.

<sup>16</sup> Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança de operação dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia (CE) o Regulamento (EU) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que estabelece o “*Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG)*”,

Figura 35 – Mapa das Interligações transfronteiriças na Península Ibérica



Fonte: REN<sup>17</sup>, REE<sup>18</sup>

Tabela 5 - Interligações de Eletricidade existentes entre Portugal (PT) e Espanha (ES)

Interligação	Localização	Nível de Tensão (kV)	Capacidade Inverno (MVA)	Capacidade Verão (MVA)
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 1 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 2 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Lagoaça (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Lagoaça, Freixo de Espada à Cinta (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	400	1.706	1.469
Falagueira (PT) – Cedillo (ES)	Falagueira, Nisa (PT) – Cedillo, Extremadura (ES)	400	1.386	1.386
Alqueva (PT) – Brovales (ES)	Alqueva, Évora (PT) – Brovales, Extremadura (ES)	400	1.386	1.280
Tavira (PT) – Guzman (ES)	Tavira, Algarve (PT) - Puebia de Guzman, Andaluzia (ES)	400	1.386	1.386
Pocinho (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Aldeadávila 2 (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Saucelle (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Saucelle, Castela e Leão (ES)	220	430	360

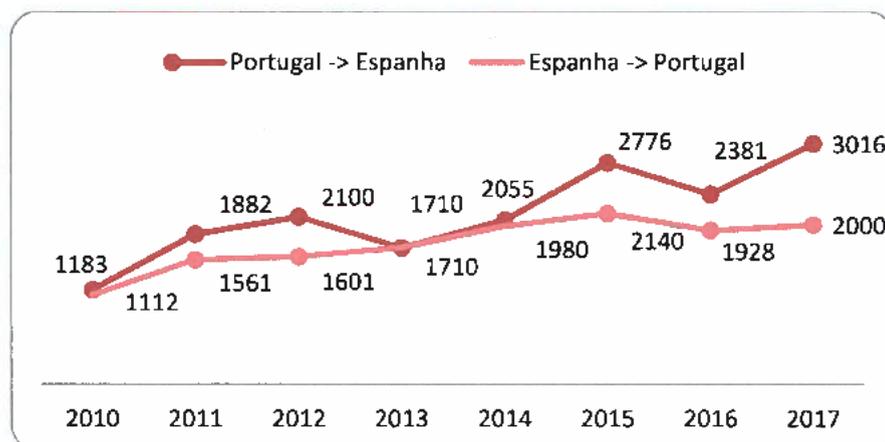
Fonte: REN

As interligações desempenham também um importante papel ao nível da segurança do abastecimento. Esta evolução traduz-se numa maior capacidade de interligação disponível para fins comerciais, sendo que em 2017 se registou um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem 3.016 MW entre Portugal e Espanha (sentido da exportação) e na ordem dos 2.000 MW entre Espanha e Portugal (sentido da importação), como mostra a figura seguinte.

<sup>17</sup> “Caracterização das Interligações em 31 de Dezembro de 2015”

<sup>18</sup> “Informe del Sistema Eléctrico Español”

Figura 36 – Evolução do valor médio anual da capacidade Comercial de Interligação entre Portugal e Espanha (MW)



Fonte: REN

Nota: A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC “*Net Transfer Capacity*”) define-se como a capacidade livre para transações comerciais de energia elétrica entre Portugal e Espanha. De acordo com o estipulado pela ENTSO-E, a NTC representa o valor mínimo mais provável de capacidade livre garantido para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte. A determinação da NTC é efetuada de acordo com pressupostos de cenarização do funcionamento da rede em ambiente de mercado, tendo presente as condições de aceitabilidade e segurança de operação do sistema ibérico interligado em situações de contingência conforme os critérios previamente estabelecidos. De salientar que o valor de capacidade comercial nem sempre resulta de restrições de rede, mas de outras condições, quer de limitações dos parques electroprodutores português e/ou espanhol, quer do valor de consumo disponível para ser abastecido em mercado.

### 5.1.1. Futuros desenvolvimentos das interligações transfronteiriças

O reforço da segurança do abastecimento e a conclusão da implementação do Mercado Interno de Energia (MIE) está no topo da agenda da política energética europeia. Para atingir este objetivo, a Comissão Europeia adotou um objetivo comum de 10%<sup>19</sup> de interligações elétricas em 2020 e 15% em 2030, definido nas conclusões do Conselho Europeu de 24 de outubro de 2014 e incorporado na proposta de Regulamento Europeu para a Governação da União da Energia, incluído no pacote legislativo da “Energia Limpa para todos os Europeus”, através da promoção de investimentos em novas infraestruturas. Atualmente, a ambição de Portugal, e por consequência da Península Ibérica, em assegurar uma efetiva e robusta ligação ao mercado europeu de energia está comprometida devido ao estrangulamento que se continua a verificar nos Pirenéus, fronteira entre Espanha e França. Prova disso, é o nível de interligação em relação ao total da capacidade instalada nos sistemas electroprodutores, como mostra a tabela seguinte.

Tabela 6 – Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Portugal – Espanha<sup>20</sup></b>	5,0%	6,6%	6,9%	7,7%	8,9%	9,2%	7,9%	8,2%
<b>Península Ibérica<sup>21</sup> – França</b>	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,9	1,9

Fonte: REN, REE e Comissão Europeia

<sup>19</sup> Objetivo medido com o rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor. A metodologia de cálculo ainda se encontra em discussão na Comissão Europeia

<sup>20</sup> Calculado de acordo com a metodologia ENTSO-E baseado no relatório SOAF (“*For system adequacy purposes, Simultaneous Interconnection Transmission Capacity is based on 80 % of expected NTC between Portugal – Spain*”)

<sup>21</sup> Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha

No âmbito do desenvolvimento do MIBEL, de forma a fomentar e reforçar a convergência de preços entre os dois mercados, bem como do reforço da segurança do abastecimento, está prevista a construção de uma nova interligação entre Portugal e Espanha, uma linha a 400 kV entre Minho (Ponte de Lima) (PT) e Galiza (Fontefría) (ES) prevista entrar em serviço em 2021. É de realçar que este projeto tem o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PCI)<sup>22</sup> atribuído pela Comissão Europeia, constando na 3.ª lista de PIC, publicada em novembro de 2017<sup>23</sup>. Na proposta de PDIRT-E 2018-2027 estão igualmente previstos reforços internos de rede que também contribuirão para reforçar a capacidade de interligação, com destaque para o projeto da linha a 400 kV a estabelecer entre a atual subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado, igualmente reconhecido pela Comissão Europeia como PCI<sup>24</sup>.

Com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, prevê-se aumentar a capacidade de interligação para uma gama de 3.200 MW - 3 500 MW no sentido Portugal-Espanha e 3.600 MW - 4 200 MW no sentido Espanha-Portugal no horizonte 2030, nomeadamente:

- Em 2021-2022, com a entrada em serviço da futura linha de interligação a 400 kV entre o Minho (PT) e a Galiza (ES), anteriormente referida, prevista para 2021, será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 000 MW, objetivo este que foi proposto pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.
- Até 2025, estima-se um ligeiro aumento na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal, tendo em consideração as evoluções previstas ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e dos desenvolvimentos internos das redes, em ambos os sistemas, que no caso português prevê a entrada em serviço da nova linha de 400 kV Pedralva-Sobrado, a qual, para além de permitir evitar uma redução dos valores de capacidade de interligação após a entrada plena em serviço da produção das centrais do Alto Tâmega (cerca de 1 150 MW, que se juntam nesta zona aos recentes cerca de 1 000 MW referentes às centrais hidroelétricas de Salamonde II e Venda Nova III), proporcionarão mesmo um ligeiro aumento nos valores da capacidade, especialmente no sentido Espanha-Portugal.
- Para o horizonte 2030, foram efetuados pela REN e REE no âmbito do *Ten Year Development Plan 2016 (TYNDP)* um conjunto de análises de muito longo prazo, as quais conduziram a uma estimativa de valores de capacidade de interligação um pouco superiores aos previstos para 2023-2025, o que encontra justificação na evolução futura expectável da procura e em particular da oferta, e também nos desenvolvimentos internos de ambas as redes.

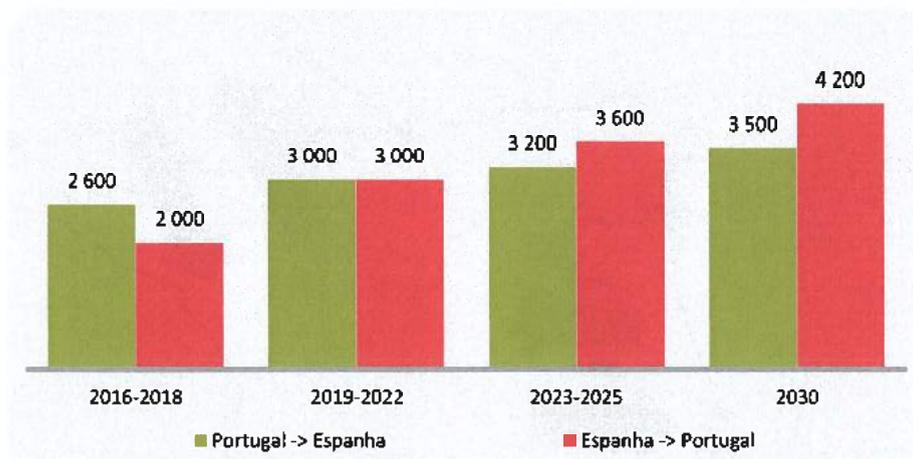
A figura seguinte ilustra a evolução prevista dos valores de Capacidade Comercial de Interligação para o horizonte 2030, tendo em consideração os desenvolvimentos previstos na rede anteriormente referidos.

*PIC 2.17 - Interligação Portugal-Espanha: Beariz-Fontefría (ES), Fontefría (ES)-Ponte de Lima (PT) (anteriormente «Vila Fria / Viana do Castelo») e Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão (PT) (anteriormente «Vila do Conde»); inclui subestações em Beariz (ES), Fontefría (ES) e Ponte de Lima (PT)*

<sup>23</sup> Documento C(2017) 7834 final, de 23 de novembro de 2017

<sup>24</sup> PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado (PT), anteriormente «Pedralva e Alfena (PT)»

Figura 37 – Evolução expectável dos valores mínimos Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação



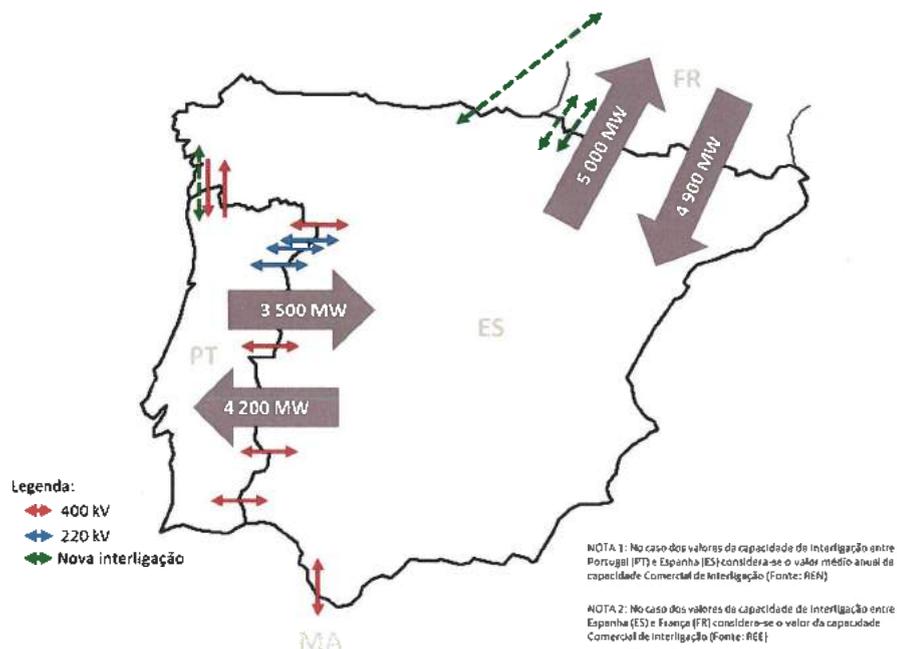
Fonte: REN

Em 2040 as capacidades comerciais poderão situar-se em gamas entre 3500 MW e 4000 MW (sentido PT-ES) e 4200 MW e 4700 MW (sentido ES-PT), com base em análises efetuadas (com os cenários *'Sustainable Transition'* e *'Distributed Generation'*) no âmbito do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Estes projetos permitirão dar cumprimento ao compromisso definido pelos Governos de Portugal e de Espanha no âmbito do MIBEL (estabelecimento de uma capacidade comercial de interligação de 3000 MW) contribuindo também para dar resposta aos objetivos definidos pela Comissão Europeia, nomeadamente os definidos nas conclusões do Conselho Europeu de outubro de 2014, em matéria de interligações (10% em 2020 e 15% em 2030), e que tudo indica ficarão definidos no futuro Regulamento da Governação para a União da Energia.

No que diz respeito às futuras interligações entre Espanha e França, estão previstas três (3) novas interligações, duas das quais através dos Pirenéus e outra através do Golfo da Biscaia, previstas entrar em funcionamento até 2025, o que permitirá aumentar a capacidade comercial de interligação entre os dois países para 5 000 MW.

Figura 38 – Novas interligações transfronteiriças previstas para a Península Ibérica até 2030



Fonte: REN, REE, Comissão Europeia

## 6. Qualidade de Serviço

O fornecimento de energia elétrica com um elevado nível de qualidade constitui uma necessidade essencial para a satisfação da sociedade em geral e, em particular, um suporte para sustentar o desenvolvimento das atividades económicas em condições competitivas num mercado cada vez mais global.

Os padrões de natureza técnica abrangem as questões relacionadas com a continuidade do fornecimento de energia elétrica bem como as questões que se prendem com a qualidade da onda de tensão que é colocada à disposição dos clientes.

No que se refere aos padrões de natureza comercial, que abrange a natureza e a qualidade dos serviços que são prestados aos consumidores de energia elétrica (condições gerais de atendimento, modalidades de atendimento, os centros de atendimento presencial, o atendimento telefónico, o cumprimento do dever de informar os clientes, a assistência técnica e a avaliação da satisfação dos clientes), o respetivo acompanhamento é da competência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Tendo por base o Relatório da Qualidade de Serviço de 2016, publicado pela ERSE, em outubro de 2017, constata-se que, de um modo geral, a qualidade de serviço técnica, percecionada pelos clientes, manteve-se ao nível da registada em 2016, ou seja com um bom nível.

Em particular, ao nível da RNT salienta-se (informação sobre indicadores na tabela abaixo):

- Em termos globais, e por análise dos principais indicadores gerais de continuidade de serviço, verificou-se uma diminuição do desempenho em alguns indicadores, mas mantendo-se contudo bons valores de desempenho;
- No que se refere aos indicadores da Continuidade de Serviço, registaram-se três interrupções longas de fornecimento (das quais uma delas foi classificada como evento excecional) e três interrupções breves, que conduziram a uma diminuição do desempenho na continuidade de serviço face a 2015 nomeadamente nos indicadores de ENF<sup>25</sup> e TIE<sup>26</sup>;
- Na Qualidade de Energia Elétrica, em 2016 foram identificados alguns incumprimentos no que se refere ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica. Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que o seu número por ponto de entrega aumentou 37% relativamente a 2015.

<sup>25</sup> Energia Não Fornecida (MW)

<sup>26</sup> Tempo de Interrupção Equivalente (min)

Tabela 7 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RNT

Indicador	2015	2016	Variação 2015-2016
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	2	3	50,0%
Duração das interrupções longas (min.)	23,7	22,3	-5,9%
ENF (MWh) <sup>27</sup>	19,9	31,8	59,8%
TIE (min.) <sup>28</sup>	0,21	0,34	61,9%
SAIFI <sup>29</sup>	0,02	0,04	100,0%
SAIDI <sup>30</sup>	0,29	0,28	-3,4%
SARI <sup>31</sup>	11,9	7,43	-37,6%
MAIFI <sup>32</sup>	0,09	0,04	-55,6%
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,44	98,33	-0,1%

Fonte: ERSE

Para a RND, salienta-se (informação sobre indicadores nas tabelas abaixo):

- No nível de Continuidade de Serviço, verificou-se que desempenho foi semelhante aquele ocorrido em 2015. Os aumentos verificados em alguns indicadores deveram-se na maioria das situações, à ocorrência de acidentes de natureza excecional;
- Na rede AT, relativamente à Continuidade de Serviço, os valores registados para os indicadores gerais em 2016 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2015;
- Na rede MT e BT, todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados nas respetivas zonas de qualidade de serviço.
- Ainda na Continuidade de Serviços, mas nos indicadores individuais verificou-se um aumento (em cerca de 48%) de incumprimentos em matéria de número e duração de interrupções (essencialmente na duração, e, grande parte devidos a uma concentração territorial de incidentes), aumentando consequentemente os montantes das compensações financeiras (cerca de 39%).
- Na Qualidade de Energia Elétrica, registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas.

<sup>27</sup> Energia Não Fornecida (MW)

<sup>28</sup> Tempo de Interrupção Equivalente (min)

<sup>29</sup> Frequência Média de Interrupção do Sistema

<sup>30</sup> Duração Média das Interrupções do Sistema (min)

<sup>31</sup> Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema (min)

<sup>32</sup> Frequência Média das Interrupções de Curta Duração do Sistema (min)

**Tabela 8 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RND em AT**

Rede	Indicador	2015	2016	var. 2015-2016
AT	Interrupções longas (acidentais   previstas) (> 3 min.)	121   146	n.d.*	-
	Interrupções breves (acidentais   previstas) (< 3 min.)	148   2	n.d.*	-
	SAIFI (acidentais   previstas)	0,21   0,00	0,27   0,00	28,6%   0,08%
	SAIDI (acidentais   previstas)	16,57   1,68	113,39   0,41	584,3%   -75,6%
	MAIFI (acidentais   previstas)	0,98   0,0	1,47   0,00	50,0%   0,0%

\*- n.d. – Não Disponível

Fonte: ERSE

**Tabela 9 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RND em MT**

Rede	Indicador	2015	2016	var. 2015-2016
MT	Interrupções longas (acidentais   previstas) (> 3 min.)	4 962   66	n.d	-
	Interrupções breves (acidentais   previstas) (< 3 min.)	7 691   21	n.d	-
	TIEPI (acidentais   previstas)	52,5   0,1	58,96   0,09	12,3%   10,0%
	END (acidentais   previstas)	3 530   8,1	4073   5,83	15,4%   28,0%
	SAIFI (acidentais   previstas)	1,6   0,0	1,94   0,00	21,3%   0,0%
	SAIDI (acidentais   previstas)	74,3   0,1	87,65   0,16	18,0%   60,0%
	MAIFI (acidentais   previstas)	10,2   0,0	10,59   0,02	3,8%   0,0%

\*- n.d. – Não Disponível

Fonte: ERSE

**Tabela 10 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RND em BT**

Rede	Indicador	2015	2016	var. 2015-2016
BT	Interrupções acidentais	26 195	n.d	-
	Interrupções previstas	1 310	n.d	-
	SAIFI (acidentais   previstas)	1,44   0,02	1,69   0,01	17,4%   -100,0
	SAIDI (acidentais   previstas)	66,22   2,44	75,74   1,91	14,4%   -21,7%

\*- n.d. – Não Disponível

Fonte: ERSE

## 7. Considerações Finais

1. Os cenários de procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, confirmam a tendência de recuperação do consumo de eletricidade, apontando para taxas médias de crescimento anual<sup>33</sup> no período 2018-2040 de 1,3% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,2% no Cenário Superior Ambição, 0,8% no Cenário Central Ambição, 0,8% no Cenário Central Continuidade e 0,4% no Cenário Inferior Continuidade.
2. O sistema electroprodutor nacional evoluirá, para um sistema cada vez mais renovável, o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência associada a estas fontes. Além disso, perspectiva-se uma crescente electrificação dos consumos, em particular no setor dos transportes, o que também coloca novos desafios à gestão da rede e dos consumos.
3. Na Trajetória Continuidade, na vertente de *Adequacy*, que permite analisar a suficiência da capacidade para cobrir a procura horária de eletricidade, verifica-se que entre 2020 e 2040, período em que se admite a desclassificação da central de Sines e do Pego (2029), a evolução do Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) apresenta valores sempre superiores a 1 (mínimo de 1,17 a 1,11 e máximo de 1,43 a 1,39, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% ou 99% respetivamente). Assim, considera-se que na Trajetória Continuidade a potência do sistema electroprodutor é suficiente para cobrir a ponta da procura de eletricidade no período 2020-2040.
4. Na Trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2025, os valores de ICP obtidos em 2026 são inferiores aos da trajetória Continuidade, ainda que nunca abaixo de 1,20 (para probabilidade de excedência de 99%). Em 2030, apesar da desclassificação da central da Tapada do Outeiro (no final de 2029), esses níveis mantêm-se acima de 1,10, em consequência de uma mais expressiva integração de energias renováveis. Contudo, em 2040, estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja inferior a 1,0, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de nova capacidade térmica de ponta. Para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, será necessário instalar 2 grupos da gama dos 155 MW.
5. Da análise de sensibilidade à procura na Trajetória Ambição, que assume o cenário Superior Ambição de evolução do consumo, identifica-se uma maior necessidade de capacidade térmica de ponta para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, em 2030 (reforço com 2 grupos da gama 155 MW) e em 2040 (reforço com 5 grupos da gama 155 MW). Neste horizonte, os impactes de um cenário mais exigente de procura traduzem-se em 5 grupos adicionais face à trajetória Ambição.
6. No Teste de Stress, que permite uma análise da suficiência do sistema electroprodutor para fazer face aos consumos, assumindo o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura, e na qual se considera a composição atual do sistema, deduzida da Central de Sines a carvão em 2019, da central do Pego em 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 2024, e a entrada em serviço dos centros electroprodutores em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2018, verifica-se que a potência disponível para cobrir a ponta de consumos deixará de ser adequada em 2025 (ICP = 0,98 para uma probabilidade de excedência de 99%).

<sup>33</sup> Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

7. Na eventualidade da concretização da interligação Portugal-Marrocos no horizonte 2025, o contributo adicional de 100 MW para a segurança de abastecimento não terá impacte, dado que não se identificaram necessidades de reforço da capacidade de produção em qualquer das trajetórias. Em 2030, na trajetória Ambição, com o cenário Superior Ambição da procura, a existência da interligação poderá evitar a integração de 1 dos 2 grupos da gama 155 MW identificados.

8. Uma vez identificada a necessidade de dispor de capacidade térmica de ponta adicional para garantir os critérios de segurança de abastecimento para fazer face à procura em 2030 e 2040, devem ser avaliadas de forma técnica e económica opções tecnológicas que permitam fazer face a esta situação e que representem o menor custo para o SEN. Importa realçar que a tomada de decisão sobre a melhor opção a tomar para os devidos efeitos, deve ser feita atempadamente de forma a evitar disrupções no abastecimento de eletricidade. Algumas das soluções atualmente disponíveis, como sejam o reforço da eficiência energética, o investimento em redes inteligentes que permitem uma melhor gestão da rede e dos consumos, o investimento em sistemas de armazenamento que Portugal já dispõe, como é no caso das centrais hidroelétricas dotadas de reversibilidade, entre outras, não substituem na totalidade a necessidade de no futuro próximo dispor de nova capacidade de ponta para dar suporte à crescente componente renovável no sistema electroprodutor nacional que tem um carácter intermitente.

9. Na vertente de *Security* que permite avaliar a capacidade de resposta do sistema para responder a perturbações do equilíbrio oferta-procura, e em ambas as Trajetórias analisadas, verifica-se que no período 2020-2040 o montante de reserva secundária e reserva terciária rapidamente mobilizável é superior às necessidades de reserva operacional, em resultado do aumento previsto na capacidade instalada em novos aproveitamentos hidroelétricos, traduzindo-se desta forma em valores de LOLE bastante inferiores ao valor máximo considerado como adequado para o sistema ( $\leq 5$  h/ano), e mesmo próximos de zero em 2025, 2030 e 2040 na Trajetória Continuidade, sendo que, nessa Trajetória, a EENS (*Expected Energy Not Supplied*) não excede 0,0001% da procura anual.

10. Ao nível das interligações, no médio prazo (2021/2022) estima-se um aumento significativo na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal, com a colocação em serviço da nova linha a 400 kV entre as regiões do Minho e da Galiza, que em conjunto com alguns reforços internos permitirá atingir o objetivo a que as Administrações Portuguesa e Espanhola se propuseram de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos. No período 2023-2027 estima-se um ligeiro aumento de capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal (3 600 MW). No horizonte 2030, estimam-se valores na gama 3.200 MW - 3.500 MW no sentido Portugal-Espanha e 3.600 MW – 4.200 MW no sentido Espanha-Portugal. Análises efetuadas nos cenários *Sustainable Transition* e *Distributed Generation* do TYNDP 2018 apontam para valores em 2040 na gama 3.500 MW – 4.000 MW no sentido Portugal-Espanha e 4.200 MW - 4.700 MW no sentido Espanha-Portugal (embora ainda não se encontrem identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores).

11. A desclassificação da central de Sines a carvão, prevista para final de 2029 ou final de 2025, consoante se considere a Trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente, conjuntamente com a não construção da nova central a gás natural anteriormente prevista para este local da rede, conduz a que a zona sul da rede fique, a partir desses anos, sem qualquer central térmica de base, o que em determinadas situações de operação da RNT pode conduzir a fragilidades ou mesmo situações em que se torne impossível garantir a segurança do seu funcionamento dentro dos padrões de segurança

estabelecidos regulamentarmente. Para ultrapassar estas restrições, será necessário implementar na RNT um conjunto de reforços de rede que se encontram previstos na proposta de PDIRT-E 20172018-2027.

**12.** Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, para os quais a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresentam especial potencial, a rede conforme planeada no PDIRT-E 2017, mesmo no cenário de realização dos reforços constantes do grupo de projetos complementares, não apresenta capacidade de receção suficiente para acomodar os novos montantes de produção previstos nos cenários apresentados neste RMSA. Face aos montantes previstos para 2030, esta realidade será mais evidente na trajetória Ambição, com 10 110 MW, embora também surja na trajetória Continuidade, com 6 373 MW, perspetivando-se a necessidade de serem estudados novos reforços de rede a apresentar em futuras edições do PDIRT. Por outro lado, verifica-se que a região mais favorável para a localização de novos centros electroprodutores, considerando aspetos técnicos e de gestão de rede, é a zona litoral (entre Braga e a Península de Setúbal), na medida em que, face ao elevado consumo desta região, a injeção de potência nesta zona permite, maximizar a estabilidade do sistema ao reduzir a volatilidade dos trânsitos na RNT, assim como contribuir também para uma redução de perdas no transporte de energia elétrica.

**13.** Quanto à qualidade de serviço em 2016, tanto na RNT como na RND, em termos globais, e por análise dos principais indicadores de continuidade de serviço, verificou-se uma diminuição do desempenho em alguns indicadores devido essencialmente a situações de natureza excecional, mantendo-se contudo bons valores de desempenho. Na Qualidade de Energia Elétrica, na RNT e RND, o desempenho foi igualmente idêntico ao de 2015, registando-se alguns incumprimentos, nomeadamente nos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas.

## Anexos

Anexo 1 – Pressupostos RMSA-E 2018

Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-2040 –  
Contributos para o RMSA-E (contributos REN)

*[página em branco]*

**Anexo 1**  
**Pressupostos RMSA-E 2018**

*[página em branco]*

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

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte

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

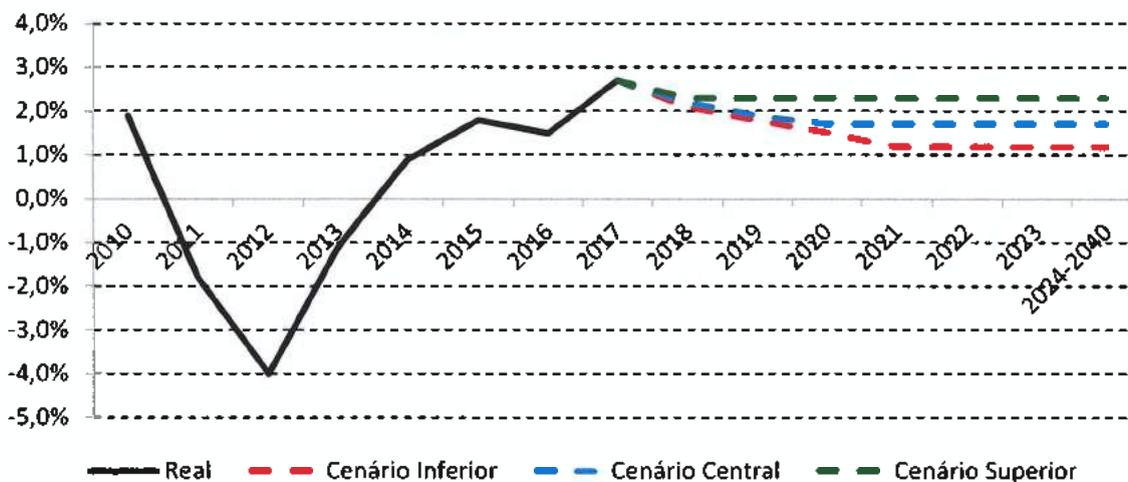
### 2. Cenário Macroeconómico

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

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

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

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



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



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

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

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

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

Tabela 3 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais

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

\* Projeção DGEG

\*\* Média histórica 2012-2015

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

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

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



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

### 3. Pressupostos de Oferta

O cenário de oferta tem em consideração os seguintes pressupostos:

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



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

Tabela 4 - Datas de descomissionamento das grandes centrais térmicas

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

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

Tabela 5 – Datas de comissionamento das grandes centrais hídricas

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



### 3.1 Cenários de Oferta

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

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

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



	227	257	287	317	414	512	602	692	783	902	1.021	1.147	1.274	1.400	2.149	2.564
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída**	519	592	572	1.693	2.099	2.564	2.869	3.287	3.706	4.220	4.735	5.281	5.827	6.373	7.856	8.704
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	1	1	1	1	1	2	9	16	22	28	33	39	44	50	125	200
<b>TOTAL</b>	19.877	20.056	20.561	21.422	22.833	23.551	24.044	24.491	24.948	25.805	26.424	27.029	27.634	27.038	28.939	30.206
<i>do qual Renovável</i>	13.556	13.735	14.226	15.083	16.482	17.200	17.693	18.139	18.596	19.453	20.073	20.678	21.282	22.442	24.344	25.611
<i>do qual Não-Renovável</i>	6.321	6.321	6.335	6.339	6.351	6.351	6.351	6.351	6.351	6.351	6.351	6.351	6.351	4.595	4.595	4.595

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

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

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

Tecnologia (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
<b>Grandes Térmicas</b>	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
<b>Outras Térmicas</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Térmica</b>	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585
<b>Cogeração não renovável</b>	736	736	750	754	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766	766
<b>Cogeração renovável</b>	526	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577
<b>Total Cogeração</b>	1.262	1.313	1.327	1.331	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344	1.344
<b>Grandes Hídricas</b>	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388	6.388
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Daiivões	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fridão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carvão-Ribeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>das quais reversíveis</b>	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797	2.797
<b>Pequenas Centrais Hídricas (&lt; 30 MW)</b>	608	608	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
<b>Total Hídrica</b>	6.996	6.996	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997	6.997
<b>Eólica onshore*</b>	5.237	5.237	5.237	5.357	5.357	5.585	5.596	5.608	5.619	5.686	5.754	5.825	5.896	5.967	6.350	6.734
<b>Eólica offshore</b>	0	0	25	25	25	50	67	84	100	120	139	159	180	200	600	1.000



<b>Total Eólica</b>	<b>5 237</b>	<b>5 262</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 382</b>	<b>5 635</b>	<b>5 663</b>	<b>5 691</b>	<b>5 720</b>	<b>5 806</b>	<b>5 892</b>	<b>5 984</b>	<b>6 075</b>	<b>6 167</b>	<b>6 950</b>	<b>7 734</b>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	121	258	268	269	271	275	280	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)	79	82	87	85	83	80	78	76	76	76	76	76	76	76	76	53	30
Fotovoltaico (PV)	278	319	668	1 332	1 617	1 962	2 155	3 029	3 903	4 560	5 218	5 915	6 613	7 310	8 160	9 010	9 010
Fotovoltaico Concentrado (CPV)	14	17	17	44	67	90	121	152	183	197	210	240	270	300	300	600	900
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	9	18	26	35	43	54	65	77	88	100	100	700	1 000
<b>Total Solar</b>	<b>292</b>	<b>685</b>	<b>1 376</b>	<b>1 693</b>	<b>2 070</b>	<b>2 303</b>	<b>3 216</b>	<b>4 129</b>	<b>5 493</b>	<b>6 232</b>	<b>6 971</b>	<b>7 710</b>	<b>8 460</b>	<b>9 200</b>	<b>10 010</b>	<b>10 910</b>	<b>10 910</b>
Fotovoltaico (PV) - Produção Distribuída **	227	286	344	403	583	762	929	1 095	1 262	1 481	1 701	1 934	2 167	2 400	2 637	3 687	4 397
<b>Total Solar + PV Produção Distribuída</b>	<b>519</b>	<b>1 029</b>	<b>1 779</b>	<b>2 276</b>	<b>2 833</b>	<b>3 232</b>	<b>4 311</b>	<b>5 390</b>	<b>6 292</b>	<b>7 194</b>	<b>8 166</b>	<b>9 138</b>	<b>10 110</b>	<b>11 100</b>	<b>12 147</b>	<b>13 147</b>	<b>15 307</b>
Ondas	1	1	1	1	1	2	9	16	22	28	33	39	44	50	50	175	300
<b>TOTAL</b>	<b>19 877</b>	<b>20 085</b>	<b>20 618</b>	<b>21 508</b>	<b>23 010</b>	<b>24 416</b>	<b>25 533</b>	<b>26 659</b>	<b>27 280</b>	<b>28 378</b>	<b>29 476</b>	<b>30 140</b>	<b>31 140</b>	<b>32 140</b>	<b>33 140</b>	<b>34 062</b>	<b>37 107</b>
<b>do qual Renovável</b>	<b>13 556</b>	<b>13 764</b>	<b>14 283</b>	<b>15 169</b>	<b>16 659</b>	<b>17 469</b>	<b>18 065</b>	<b>19 181</b>	<b>20 308</b>	<b>21 615</b>	<b>22 685</b>	<b>23 783</b>	<b>24 881</b>	<b>26 534</b>	<b>28 534</b>	<b>30 457</b>	<b>33 502</b>
<b>do qual Não-Renovável</b>	<b>6 321</b>	<b>6 321</b>	<b>6 335</b>	<b>6 339</b>	<b>6 351</b>	<b>4 595</b>	<b>3 605</b>	<b>3 605</b>									

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

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

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

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



**Direção Geral  
de Energia e Geologia**

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

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



### 3.2 Evolução prevista da Capacidade vs PNAER

Comparando o cenário de evolução da oferta de acordo com o Cenário Continuidade e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 712 MW em 2020. A grande diferença verifica-se ao nível das grandes centrais hídricas.

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

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

## 4. Cenários de Procura

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

<sup>1</sup> > 30 MW

<sup>2</sup> < 30 MW

<sup>3</sup> < 10 MW



#### 4.1 Eficiência Energética

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

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

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

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

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

Fonte: PNAEE e estimativa DGEG

#### 4.2 Mobilidade Elétrica

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



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

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

### 4.3 Autoconsumo

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

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

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

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

<sup>5</sup> Fonte: ACAP

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



Tabela 15 - Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

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

#### 4.4 Cenários de evolução da procura

Tabela 16 – Cenário Central Continuidade

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

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



Tabela 17 - Cenário Central Ambição

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

Tabela 18 - Cenário Superior Ambição

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

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

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



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 <sup>10</sup>		GWh	%	GWh	tvh
2018	405	17	46 741		1494	4 941	9,8%	50 188	
2019	826	32	47 040	0,6%	1519	4 931	9,8%	50 452	0,5%
2020	1 349	53	47 159	0,3%	1534	4 903	9,7%	50 528	0,2%
2021	1 713	78	47 360	0,4%	1581	4 880	9,6%	50 659	0,3%
2022	2 077	106	47 533	0,4%	1616	4 855	9,6%	50 773	0,2%
2023	2 441	140	47 703	0,4%	1647	4 831	9,5%	50 887	0,2%
2024	2 805	180	47 871	0,4%	1678	4 805	9,4%	50 998	0,2%
2025	3 169	225	48 035	0,3%	1710	4 779	9,4%	51 104	0,2%
2026	3 533	278	48 205	0,4%	1751	4 753	9,3%	51 206	0,2%
2027	3 897	337	48 373	0,3%	1792	4 726	9,2%	51 306	0,2%
2028	4 261	404	48 537	0,3%	1836	4 698	9,1%	51 400	0,2%
2029	4 625	476	48 698	0,3%	1880	4 670	9,1%	51 488	0,2%
2030	4 989	553	48 854	0,3%	1924	4 641	9,0%	51 571	0,2%
2035	5 559	989	50 763		2184	4 513	8,5%	53 092	
2040	6 129	1 471	52 402		2328	4 354	8,0%	54 428	

Tabela 20 - Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

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

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

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

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



## 5. Outros pressupostos

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

### 5.1 - Preços dos combustíveis

Tabela 6 - Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 6. Análises e Indicadores

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



## **Anexo 2**

**Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-  
2040 – Contributos para o RMSA-E**





## *Sumário Executivo*

# **Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN**

**Período 2019-2040**

**CONTRIBUTOS PARA O RMSA-E**



## SUMÁRIO EXECUTIVO

### Enquadramento

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 63º do Decreto-Lei n.º 29/2006, revisto e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, e Artigo 32º do Decreto-Lei n.º 172/2006 revisto e publicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012), compete à REN fornecer os elementos que a DGEG considerar necessários à preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA), a submeter nos anos pares ao Ministro da Economia e Inovação. Nos anos ímpares a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado. O Governo publica o Relatório, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

Enquanto contributo para o RMSA, no documento preparado pela REN são contemplados, entre outros:

- a) A segurança do funcionamento das redes;
- b) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de 5 anos;
- c) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos;
- d) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos 5 anos.

As análises desenvolvidas pela REN têm por base a evolução do Sistema Elétrico Nacional, os cenários de evolução dos consumos de eletricidade e os restantes elementos prospetivos no período 2019-2040 indicados pela DGEG.

### Análises realizadas

No desenvolvimento dos estudos são utilizados dois modelos de simulação:

- VALORAGUA - simulação do sistema eletroprodutor em ambiente MIBEL<sup>1</sup>;
- RESERVAS - análise probabilística da segurança de abastecimento.

Os estudos sobre a evolução do sistema eletroprodutor incidem sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG:

- **Trajectoria "Continuidade"**, assumindo o cenário da procura Central Continuidade e o cenário da oferta Continuidade incluindo, nomeadamente, o descomissionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2029 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro até ao final do período em análise no RMSA, ou seja 2040;
- **Trajectoria "Ambição"**, assumindo o cenário da procura Central Ambição e o cenário da oferta Ambição incluindo, nomeadamente, o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja até 2029; para esta trajetória é ainda efetuada uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição; e
- **"Teste de Stress"**, assumindo o cenário da procura Superior Ambição - Teste de Stress e, do lado da oferta, o sistema existente, considerando o descomissionamento da Central de Sines em 2019 de acordo com a data de validade da licença ambiental (abril 2019), o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro nas datas estabelecidas nos CAE (2021 e 2024, respetivamente), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2018. No caso das grandes centrais hídricas, não se considera nenhuma nova entrada em exploração.

---

<sup>1</sup> Nos estudos realizados com o VALORAGUA é assumido um modelo de mercado em concorrência perfeita, sem consideração de estratégias comerciais dos agentes de mercado, nem eventuais restrições contratuais.

As datas de desclassificação assumidas nas trajetórias estudadas são as seguintes:

Central	Trajetoária “Continuidade”	Trajetoária “Ambição”	“Teste de Stress”
Sines (carvão)	2029	2025	2019
Pego (carvão)	2029	2025	2021
Tapada do Outeiro (gás natural)	2040	2029	2024

As trajetórias “Continuidade” e “Ambição” têm por objetivo estudar a evolução do sistema eletroprodutor nacional num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos da política energética definidos pelo Governo que, em matéria de renováveis, estão definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER, RCM n.º 20/2013, de 10/04), com as devidas atualizações, bem como os objetivos em estudo do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC) (à data de junho de 2018). Na trajetória “Continuidade” considera-se os objetivos previstos no cenário referência do PNEC e, no caso da trajetória “Ambição”, os objetivos até 2030 do cenário 40% de renováveis do PNEC. Em ambas as trajetórias, considera-se ainda os cenários de capacidade instalada previstos no estudo da interligação Portugal-Marrocos, que está a ser desenvolvido por um consórcio liderado pela DNV GL - Energy para o período 2030-2050.

No que diz respeito à procura, estas trajetórias assentam em condições moderadas de crescimento económico, combinados com 2 evoluções distintas de produção descentralizada e de penetração dos veículos elétricos: moderada no caso da trajetória “Continuidade” e mais elevada no caso da “Ambição”.

Para o desenvolvimento das análises, consideraram-se os Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG (ver Anexo I), onde se inclui a evolução dos consumos de eletricidade<sup>2</sup>.

Nas trajetórias “Continuidade” e “Ambição” procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção), à análise do equilíbrio entre as diferentes componentes da produção e da competitividade do sistema eletroprodutor nacional no âmbito do MIBEL, e à avaliação do cumprimento das metas da política energética e do nível de otimização da utilização dos recursos renováveis.

Tendo por objetivo balizar o comportamento do sistema eletroprodutor no contexto dos cenários de evolução da capacidade da oferta e da procura considerados, são efetuadas duas análises de sensibilidade. Com base na trajetória “Continuidade”, é analisada uma situação de maior oferta térmica e procura menos exigente, incidindo sobre o cenário dos consumos Inferior Continuidade. Por sua vez, a partir da trajetória “Ambição”, assume-se uma hipótese de evolução dos consumos de eletricidade de acordo com o cenário Superior Ambição, procurando avaliar o comportamento do sistema em condições de menor oferta térmica face a uma procura mais exigente.

Complementarmente às trajetórias, é efetuado um “Teste de Stress” tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo (em que se assume a desclassificação da central de Sines em 2019) e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2018, à exceção das grandes centrais hídricas, em que não se considera nenhuma nova entrada em exploração. O objetivo desta análise consiste em identificar o estádio a partir do qual se deixe de verificar a adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição - Teste de Stress.

<sup>2</sup> No Anexo II é apresentada uma nota sucinta sobre os cenários de previsão da procura e no Anexo III inclui-se a previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2019-2040, tendo por base os pressupostos da DGEG

Relativamente à evolução da RNT e das Interligações (ver Anexo IV), neste exercício são avaliados os impactos sobre o desenvolvimento da rede decorrentes das trajetórias assumidas.

No médio prazo, 2021/2022, estima-se um aumento significativo na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha→Portugal, com a colocação em serviço da nova linha de interligação a 400 kV a norte, entre as regiões do Minho (Ponte de Lima) e da Galiza (Fontefría). A concretização desta nova linha de interligação a 400 kV, bem como de alguns reforços internos previstos nas redes, permitirão à REN e à REE atingir o objetivo a que as Administrações Portuguesa e Espanhola se propuseram, em Cimeira Ibérica, no âmbito da criação do MIBEL, de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos.

No período 2023-2027(2030), estima-se um ligeiro aumento de capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha→Portugal, tendo em consideração as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e dos desenvolvimentos internos das redes, em ambos os sistemas português e espanhol. No âmbito da cooperação acordada entre ambos os operadores, encontram-se em curso novos estudos conjuntos REN-REE para reavaliação da evolução das capacidades de interligação de médio-longo prazo, tendo em conta as perspetivas mais recentes para a evolução da oferta e da procura em ambos os sistemas, bem assim como os desenvolvimentos presentemente previstos nas duas redes.

## Resumo dos principais resultados

Seguidamente são apresentados os principais resultados preliminares dos estudos sobre a evolução do sistema eletroprodutor.

### Segurança de Abastecimento

Na trajetória “Continuidade”, em todo o horizonte de estudo a evolução do ICP (Índice de Cobertura probabilístico da Ponta) apresenta valores sempre superiores 1,11 (para probabilidade de excedência de 99%), em virtude da manutenção em serviço das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2029 e da central da Tapada do Outeiro até 2040. Relativamente ao indicador LOLE (Loss Of Load Expectation), no mesmo período verifica-se um decréscimo de 0,34 h/ano para sensivelmente 0 h/ano, sendo que a EENS (Expected Energy Not Supplied) não excede 0,0001% da procura anual.

No caso da trajetória “Ambição”, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão até final de 2025, os valores de ICP obtidos em 2026 sofrem um decréscimo, ainda que nunca abaixo de 1,20 (para probabilidade de excedência de 99%). Em 2030, apesar da desclassificação da central da Tapada do Outeiro (no final de 2029), esses níveis mantêm-se acima de 1,10, em consequência da mais expressiva penetração da capacidade instalada em energias renováveis. Contudo, em 2040, estima-se que nesta trajetória o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja inferior a 1,0, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de nova capacidade térmica de ponta. Para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, será necessário instalar 2 grupos da gama dos 155 MW.

Da análise de sensibilidade à procura na trajetória “Ambição”, assumindo a ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução dos consumos, identifica-se uma maior necessidade de capacidade térmica de ponta para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento: em 2030, reforço com 2 grupos da gama 155 MW e em 2040, reforço com 5 grupos adicionais da gama 155 MW.

Na eventualidade da concretização da interligação Portugal-Marrocos no horizonte 2025, o contributo adicional de 100 MW para a segurança de abastecimento não tem impacto, dado que não se

identificaram necessidades de reforço da capacidade de produção em qualquer das trajetórias. Em 2030, na trajetória “Ambição” com o cenário de procura Superior Ambição, a existência da interligação poderá evitar a integração de 1 dos 2 grupos da gama 155 MW identificados.

Relativamente aos veículos elétricos (VE), consideraram-se duas hipóteses de evolução de penetração. Na trajetória “Continuidade” admite-se 30% de VE’s nas vendas de novos veículos em 2030. Na trajetória “Ambição” esta proporção é de 50% a partir de 2030.

		Evolução dos VE	
		PNEC 30% (Continuidade)	PNEC 50% (Ambição)
Estratégias de Carregamento	80% <i>Smart</i> - 20% <i>Dumb</i>	X	X
	40% <i>Smart</i> - 60% <i>Dumb</i>	(Sensibilidade 2030)	(Sensibilidade 2030)

Em termos de opção de carregamento, dado o incremento e a diversidade dos proprietários, o mais exetável será que no futuro o carregamento dos VE’s corresponda a uma combinação de duas estratégias extremas de carregamento: *Smart* em que se assume que o VE é carregado nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo; e *Dumb* em que não é tida em conta qualquer tipo de análise de custos ou de regimes tarifários, bem como das restrições ao abastecimento. Em ambas as trajetórias, considerou-se que 80% dos VE’s assumem uma estratégia de carregamento *Smart* e 20% uma estratégia *Dumb*.

De forma a avaliar o impacte de diferentes estratégias de carregamento dos VE’s, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade em que se assumiu o carregamento *Dumb* para 60% dos casos, com consequências ao nível do agravamento da ponta de consumos anual. Na ocorrência da trajetória “Ambição” (50% de VE’s na venda de novos veículos), esse agravamento de ponta ascende a 345 MW, pelo que se afigura necessário instalar 2 grupos térmicos de ponta adicionais (2 x 155 MW), comparado com o caso de se privilegiar os carregamentos de forma mais inteligente em que não são identificadas necessidades de reforços de capacidade.

Do ponto de vista da RNT, na hipótese de desclassificação da atual central a carvão de Sines em 2029 ou em 2025, tal como assumido nas trajetórias “Continuidade” e “Ambição”, respetivamente, constata-se que, antes da entrada em serviço de uma nova central de base nesta região, em alguns regimes de operação da rede com ausência de produção térmica de base na zona sul, a garantia de continuidade de serviço pode ficar em risco. Para ultrapassar estas restrições, será necessário implementar alguns reforços na RNT, os quais se encontram identificados e assinalados nos Projetos Complementares da proposta de PDIRT 2018-2027.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, para os quais a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresentam especial potencial, a rede conforme planeada no PDIRT 2018-2027, mesmo no cenário de realização dos reforços constantes do grupo de projetos complementares, não apresenta capacidade de receção suficiente para acomodar os novos montantes de produção solar previstos nos

cenários apresentados neste RMSA. Face aos montantes previstos para 2030, esta realidade será mais evidente na trajetória “Ambição”, embora também surja na trajetória “Continuidade”, respetivamente 10110 MW e 6373 MW, perspetivando-se a necessidade de serem estudados novos reforços de rede a apresentar em futuras edições do PDIRT.

O “Teste de Stress” realizado, tendo por base a composição do sistema atual, deduzida das desclassificações previstas ao longo do tempo (em que se assume o funcionamento da central de Sines a carvão até 2019, da central do Pego até 2021 e Tapada do Outeiro até 2024) e acrescida dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até final de 2018 (à exceção das grandes hídricas), permite constatar que a potência disponível para cobrir a ponta de consumos deixará de ser adequada em 2025 (ICP = 0,98 para uma probabilidade de excedência do ICP de 99%). No que diz respeito à rede, e de modo a fazer face à desclassificação das grandes centrais térmicas conforme aqui considerado, torna-se necessário realizar novos reforços de rede<sup>3</sup>. No que respeita à integração na rede de nova geração renovável, não serão necessários reforços de rede que se destinem unicamente à integração de nova geração renovável que tenha início de construção até 31-12-2018.

### **Proteção do Ambiente**

Os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de eletricidade nas trajetórias “Continuidade” e “Ambição” enquadram-se nas estimativas apresentadas no PNAER 2020 para garantir o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal. Os resultados preliminares obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de aproximadamente 62% do consumo bruto de eletricidade em ambas as trajetórias. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 80% e de 94%, na trajetória “Continuidade” e “Ambição”, respetivamente.

A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajetória “Ambição” aponta para a um decréscimo de 2pp da quota da produção renovável em 2020 para 60,0% do consumo bruto de eletricidade, que no caso de 2030 é de 5 pp, com um valor de 89%.

### **Competitividade**

A progressiva incidência do ISP e da taxa de carbono na produção de eletricidade a carvão determina que o final da isenção deste tipo de produção ocorra até final de 2021. Nestas condições, a competitividade das atuais centrais de Sines e Pego é fortemente condicionada, pelo que se estima que a sua utilização média decresça já em 2020 para valores inferiores a 80% e, em 2025, para valores inferiores a 40%. No caso da trajetória “Ambição”, a maior penetração de renováveis induz uma redução ainda maior, para próximo de 30%.

Não obstante o ganho relativo de competitividade dos ciclos combinados a gás natural face aos grupos a carvão (por via do ISP e da taxa do carbono), nas condições da trajetória “Continuidade” a utilização

---

<sup>3</sup> Anexo IV, Ponto 6 - Concretização do eixo a 400 kV Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões e colocação em serviço do eixo Rio Maior - 'zona de Almagem do Bispo' - Fanhões, também a 400 kV. Pressupõe-se também em operação a linha a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e o eixo a 400 kV Falagueira-Fundão, que criam nova capacidade de rede, parte da qual já reservada para projetos de produção já contruídos e em operação, mas sujeitos a restrições.

média destas centrais não excede 25%, e evolui no longo prazo para valores inferiores a 20%. No caso da ocorrência do cenário da procura Inferior - Continuidade, este decréscimo é maior, apresentando uma utilização média de 11,5%.

Na trajetória “Ambição”, mesmo depois da desclassificação da totalidade das atuais centrais a carvão, prevista até o final de 2025, a utilização média do gás não vai além de 26,5% (em 2026). Em 2030 e 2040, o decréscimo progressivo da utilização das únicas centrais térmicas do sistema (a gás natural) é ainda mais evidente do que na trajetória “Continuidade”, evoluindo para valores da ordem dos 10%.

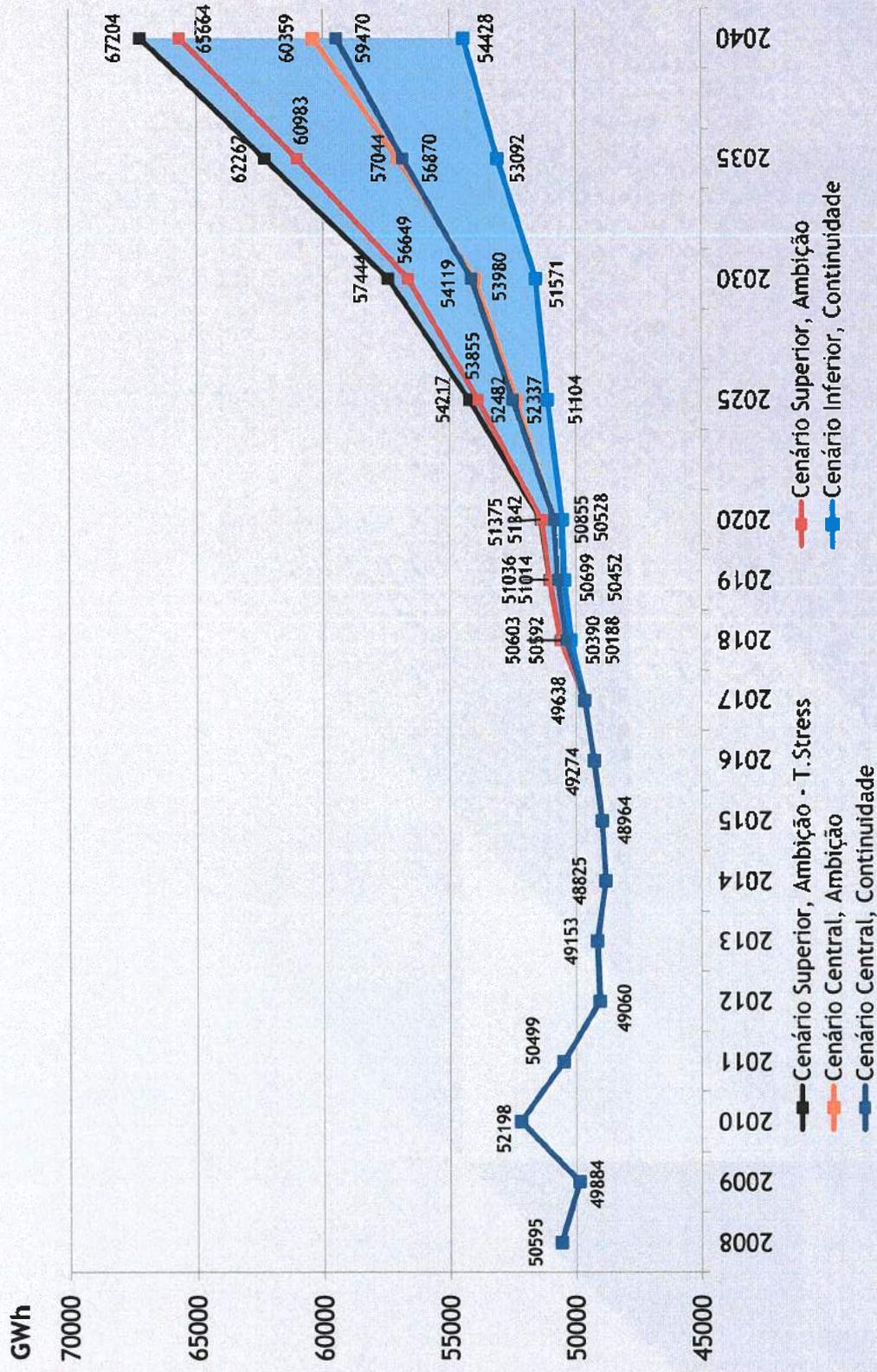


# Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-2040

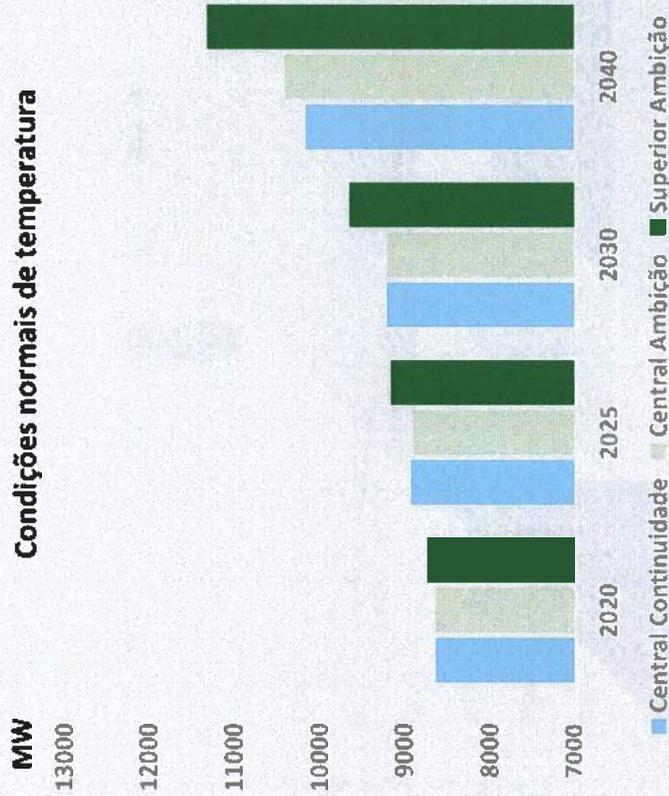
Resultados Preliminares

29 Outubro 2018

## Evolução do consumo referido à produção líquida



### Evolução das pontas de consumo



\*agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

29Out'2018

VE 20-80: Carregamento dos VE: 20% Dumb, 80% Smart

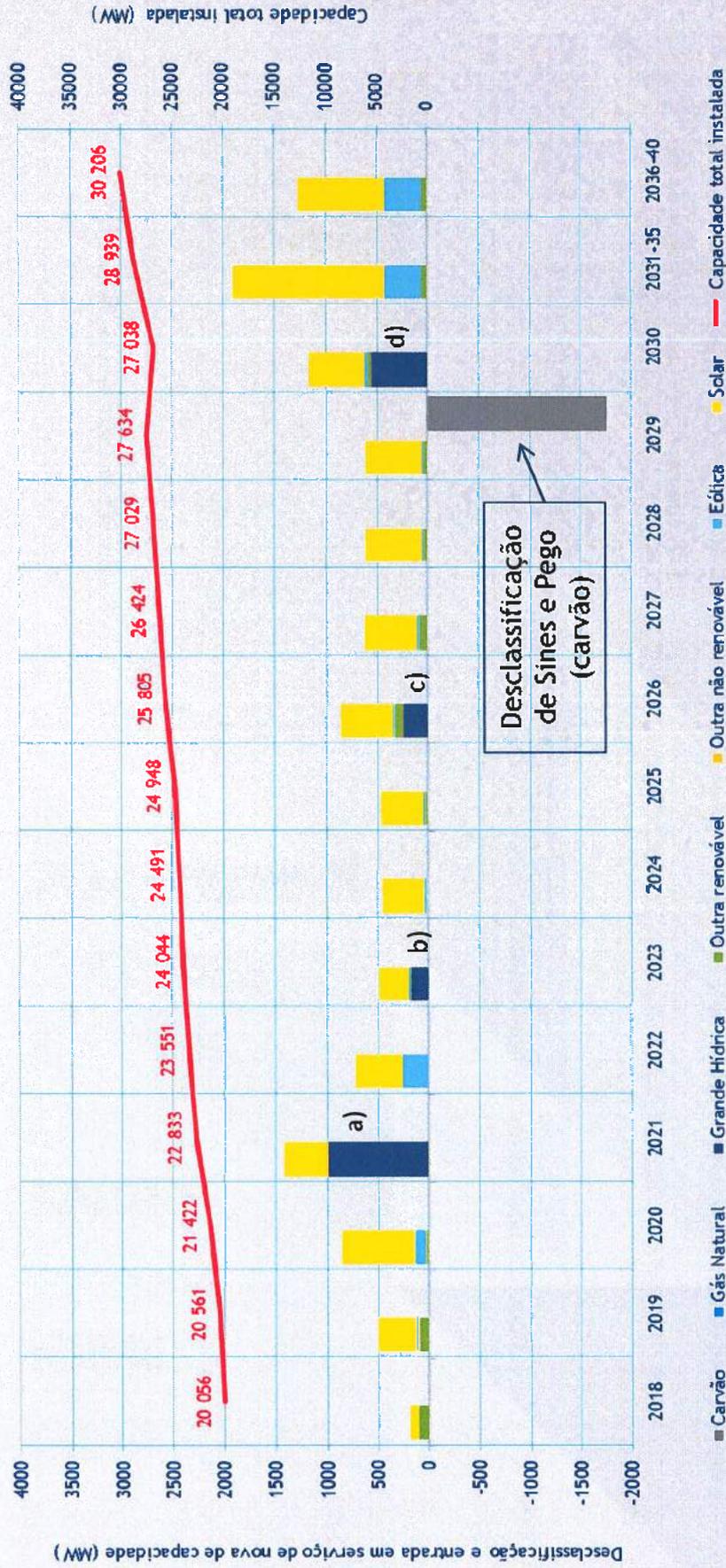
VE 60-40: Carregamento dos VE: 60% Dumb, 40% Smart

**2030**  
Efeito temperatura e estratégia de carregamento de VE



■ Central Continuidade VE 20-80   
 ■ Central continuidade VE 60-40  
■ Central Ambição - VE 20-80   
 ■ Central Ambição - VE 60-40   
 **3**  
■ Superior Ambição VE 20-80   
 ■ Superior Ambição VE 60-40

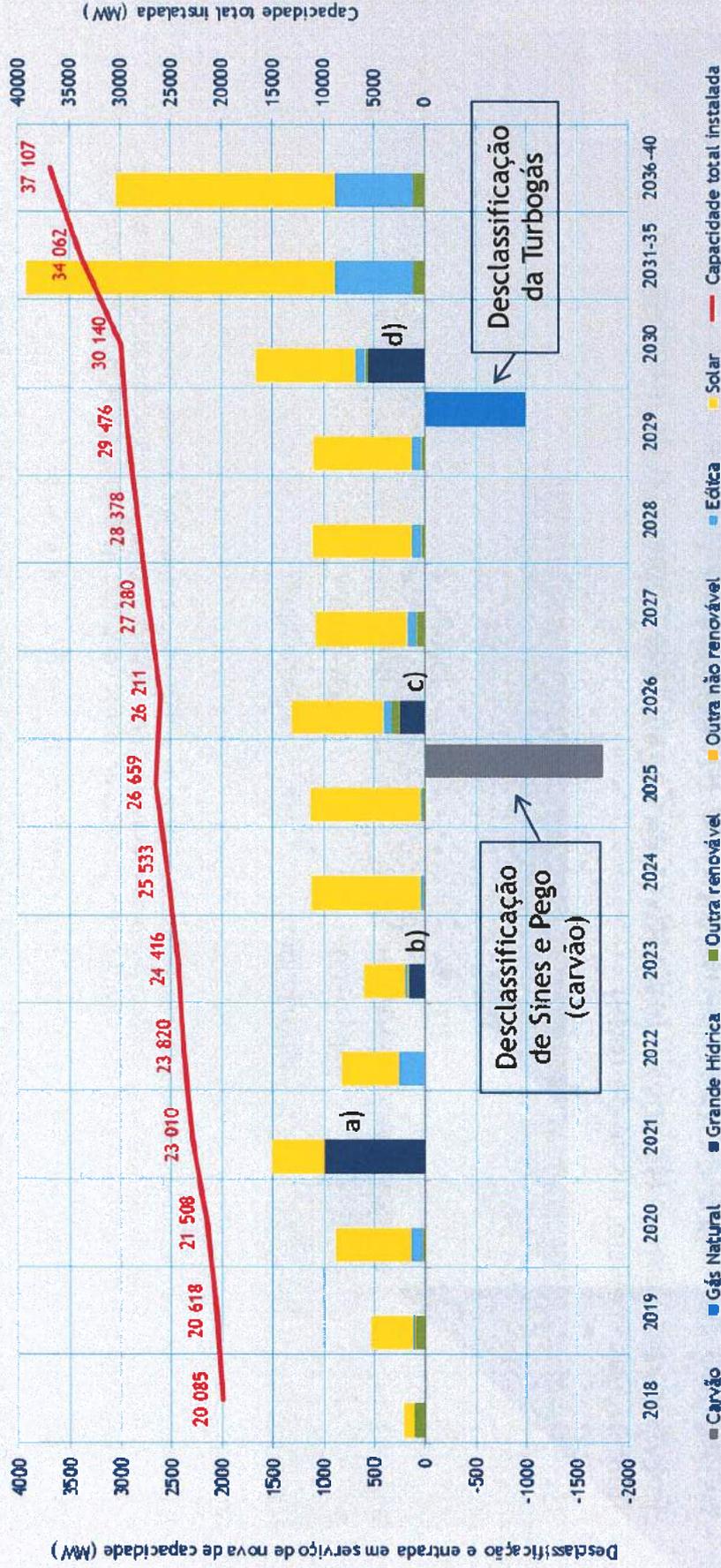
## Evolução do sistema electroprodutor: Cenário Continuidade



### Grande Hídrica:

- a) Gouvães e Daviões
- b) Alto Tâmega
- c) Fridão
- d) Carvão-Ribeira

### Evolução do sistema electroprodutor: Cenário Ambição



## Evolução da capacidade comercial de interligação (NTC)

**Previsão dos Valores Mínimos<sup>(1)</sup> Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (Limitações Previsionais só de rede)**

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2018	2600	2000
2022	3000 <sup>(2)</sup>	3000 <sup>(2)</sup>
2027	3200 <sup>(3)</sup>	3600 <sup>(3)</sup>
2030	3200-3500 <sup>(4)</sup>	3600-4200 <sup>(4)</sup>
2040	3500-4000 <sup>(5)</sup>	4200-4700 <sup>(5)</sup>

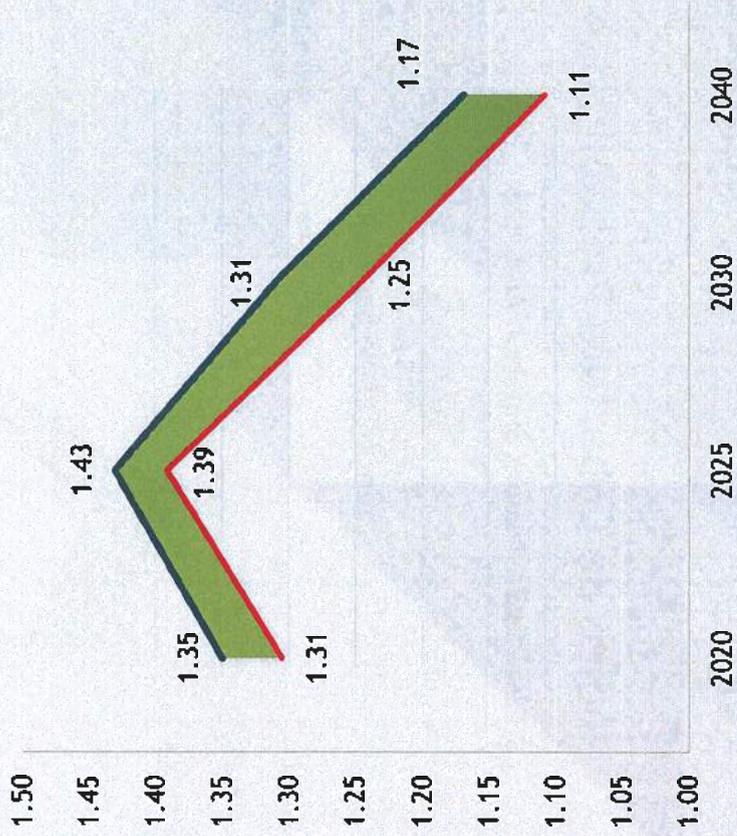
**Notas:**

- (1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Após concretização da futura linha de interligação a 400 kV Ponte de Lima (PT) - Fontefria (ES).
- (3) Estimativa com base em análises efetuadas considerando as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física das redes, nos sistemas portugueses e espanhol.
- (4) Intervalo estimado com base em análises efetuadas no âmbito do TYNDP 2016 e reconfirmados no TYNDP 2018.
- (5) Valor estimado com base em análises efetuadas nos cenários 'Sustainable Transition' e 'Distributed Generation' do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

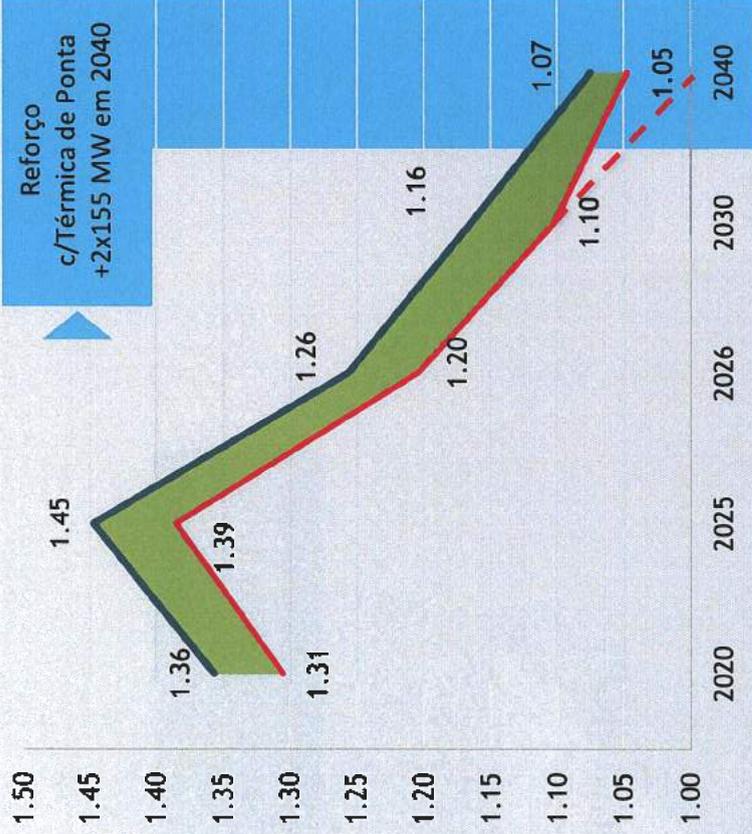
Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Necessidade de incorporação de nova capacidade para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento

Trajectoria Continuidade



Trajectoria Ambição



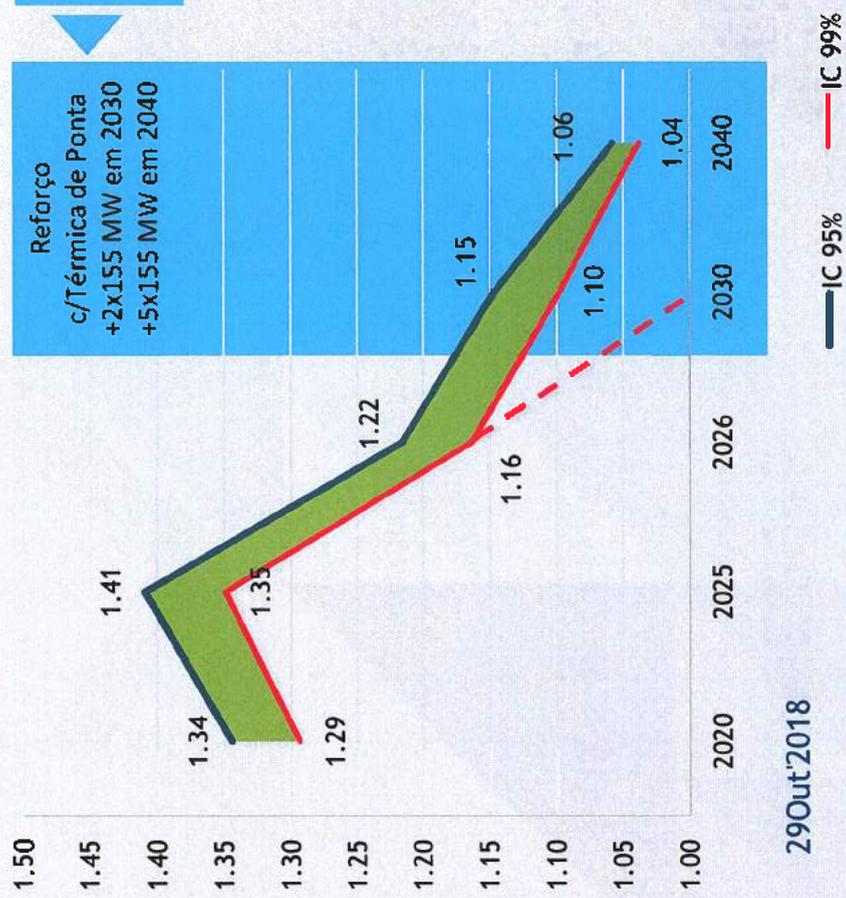
29Out'2018

Em 2030, no caso de carregamento dos VE 60% Dumb, 40% Smart será necessário reforço + 2x155 MW

### Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Cenário da Procura Superior, Ambição

Trajectoria Ambição  
Sensibilidade Superior

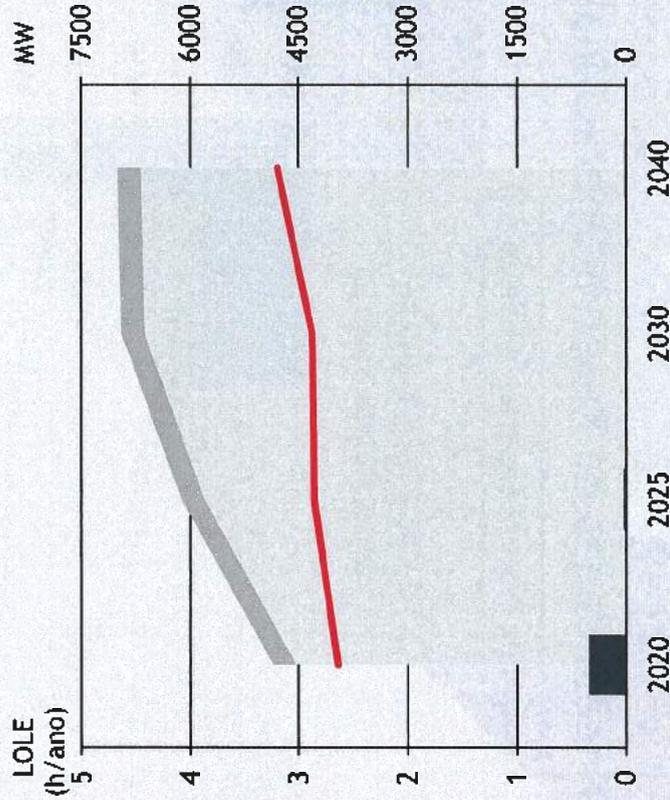


29Out'2018

Necessidade de incorporação de nova capacidade para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento

Necessidades de Reserva Operacional

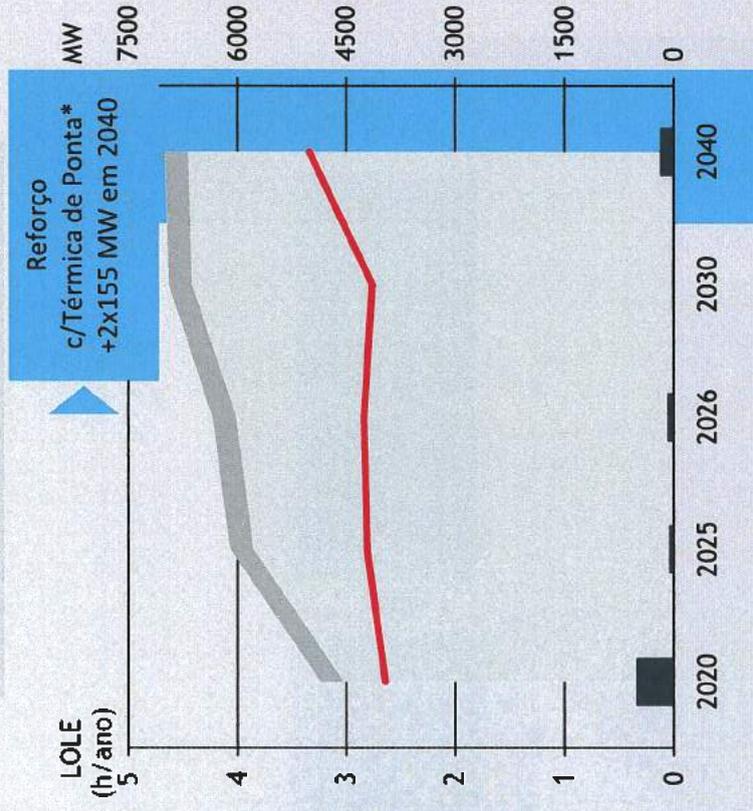
Trajectoria Continuidade



Reserva Secundária (MW)  
LOLE Operacional

\* Albufeiras e 10% da capacidade de interligação

Trajectoria Ambição

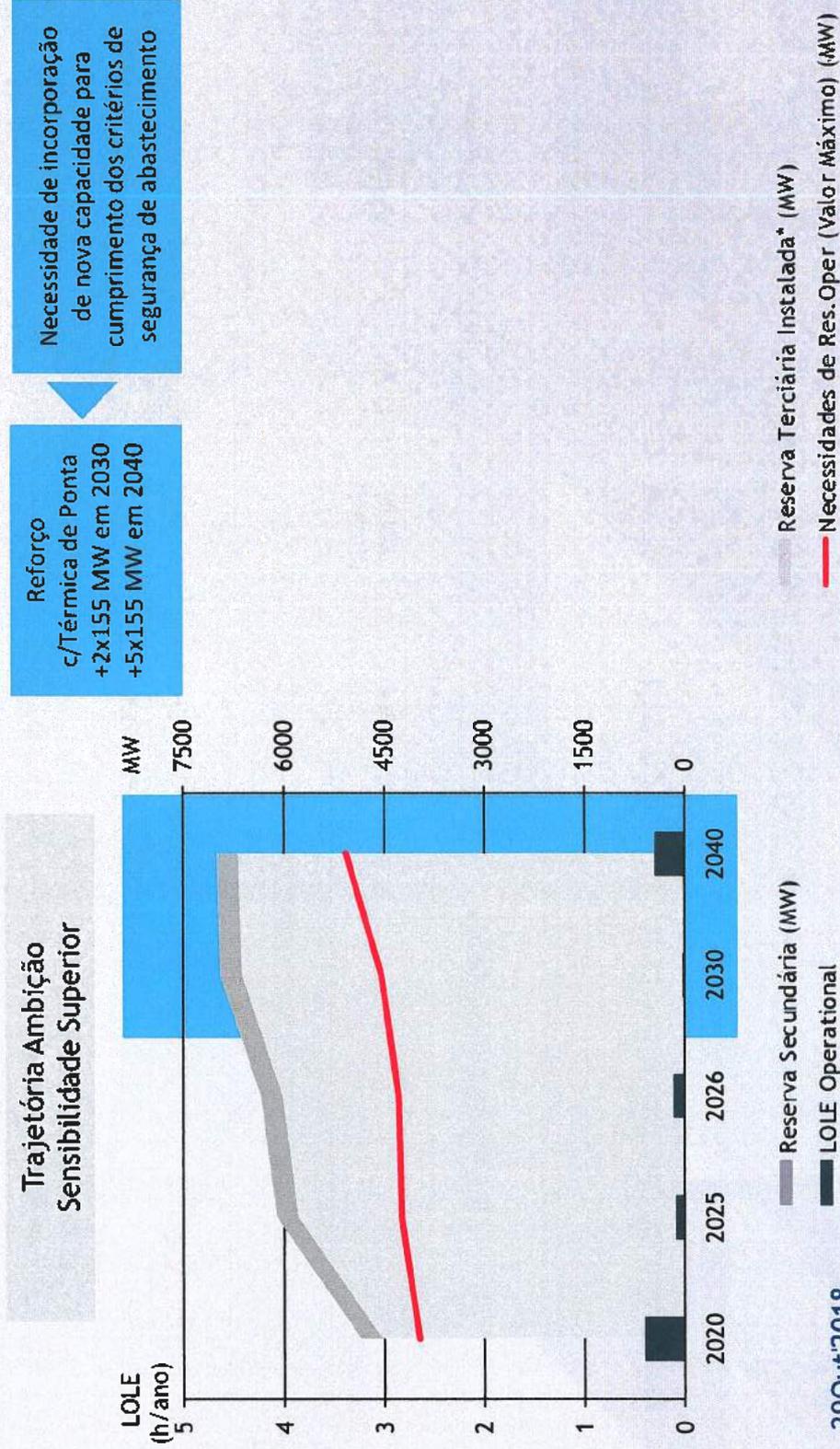


Reserva Terciária Instalada\* (MW)  
Necessidades de Res. Oper (Valor Máximo) (MW)

Reforço c/Térmica de Ponta\* +2x155 MW em 2040

### Necessidades de Reserva Operacional

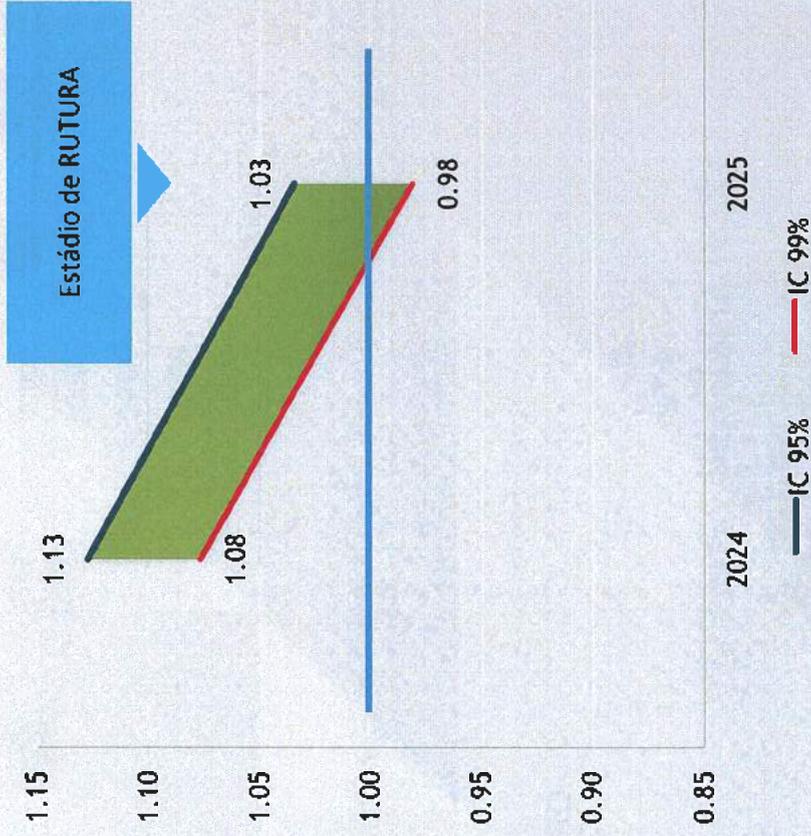
Cenário da Procura Superior, Ambição



## Teste de Stress - identificação do estágio de rutura

Cenário da Procura Superior, Ambição - Teste de Stress

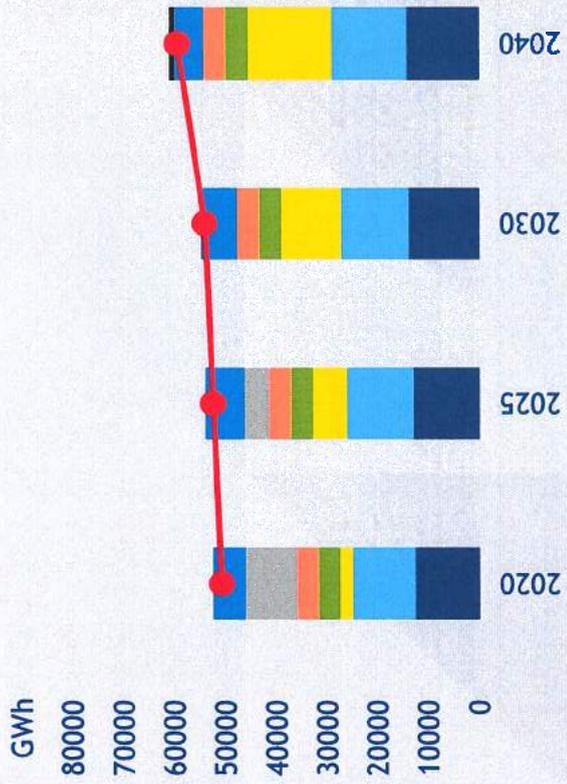
Sistema actual deduzido da Central de Sines em 2019 e das desclassificações nas datas estabelecidas nos CAE, acrescido dos novos centros em construção ou que se prevê o início da construção até 31-12-2018



Estrutura da produção

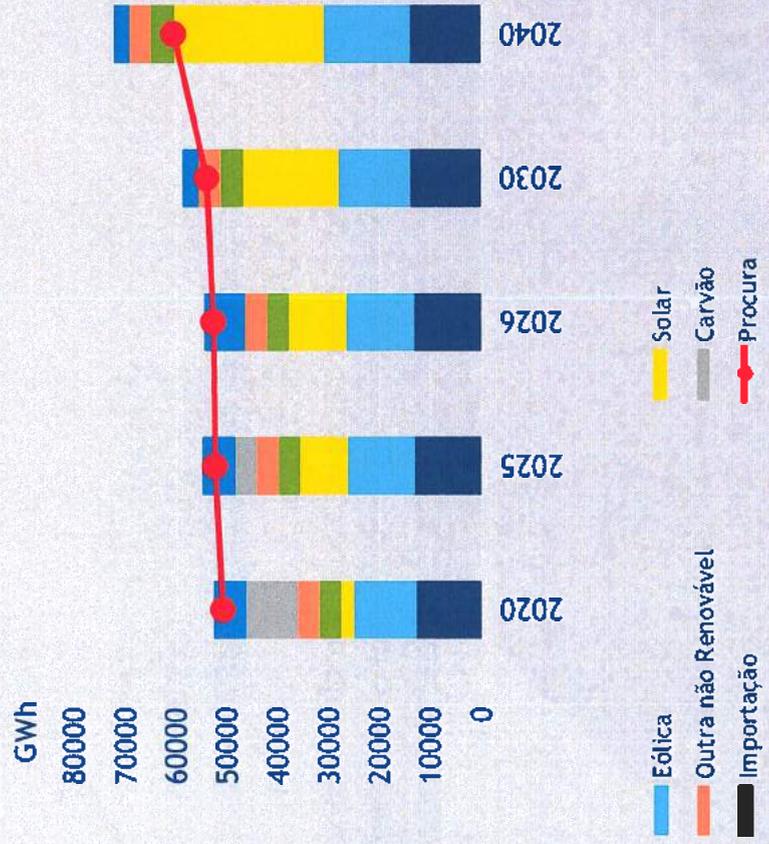
Média dos Regimes

Trajectoria Continuidade



29Out'2018

Trajectoria Ambição

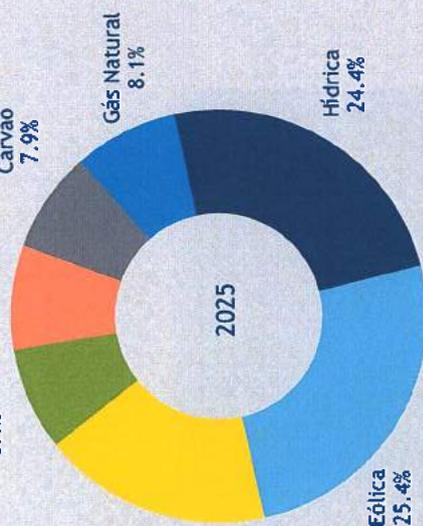
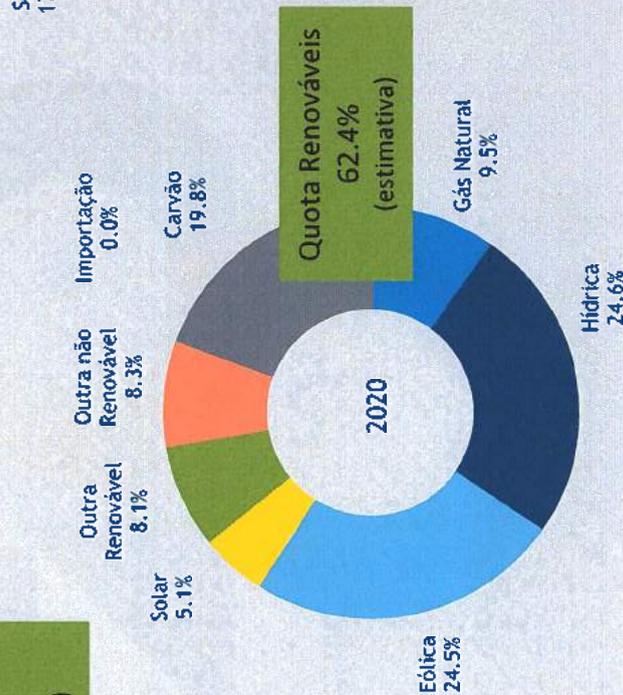
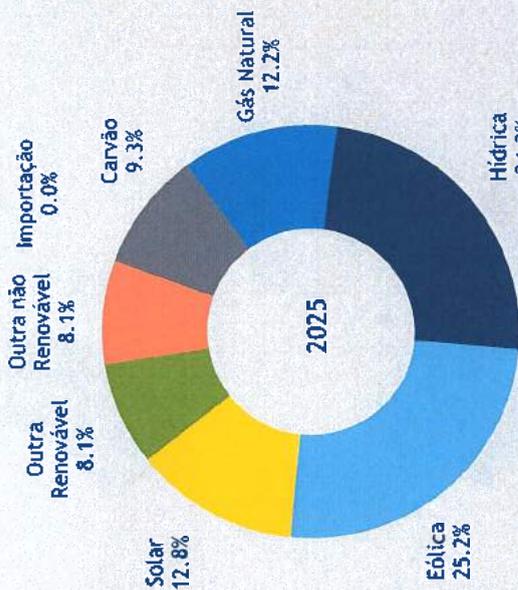
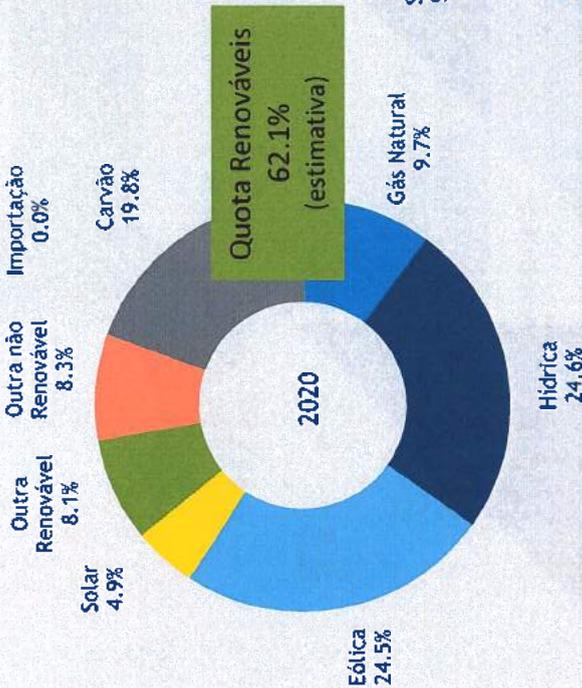


12

### Estrutura do abastecimento

Média dos Regimes

Trajectoria Continuidade

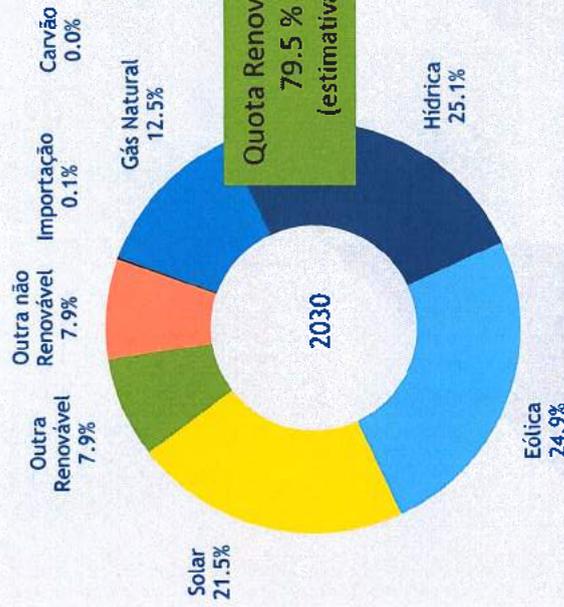


Estimativas de abastecimento do consumo nacional dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excessos

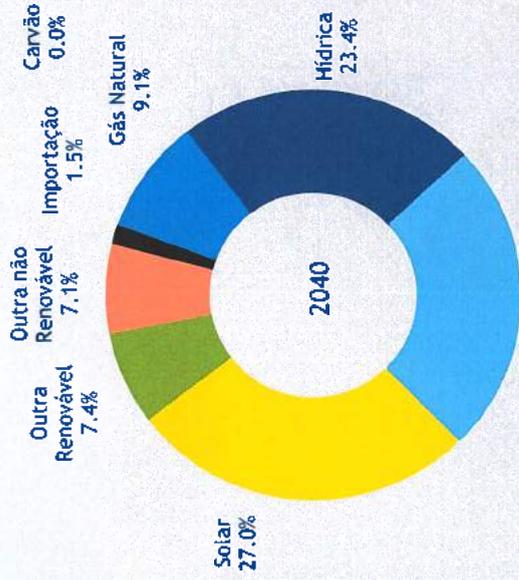
Estrutura do abastecimento

Média dos Regimes

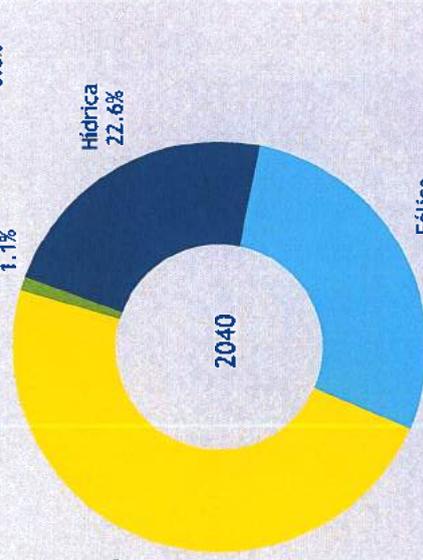
Trajectoria Continuidade



Quota Renováveis 79.5 % (estimativa)

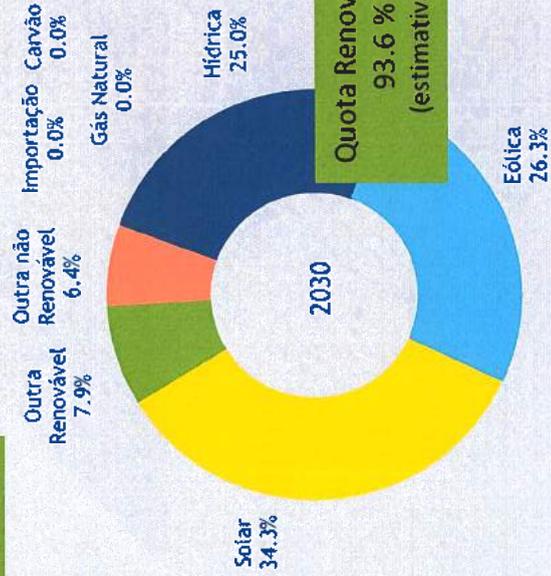


Estimativas de abastecimento do consumo nacional dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excessos



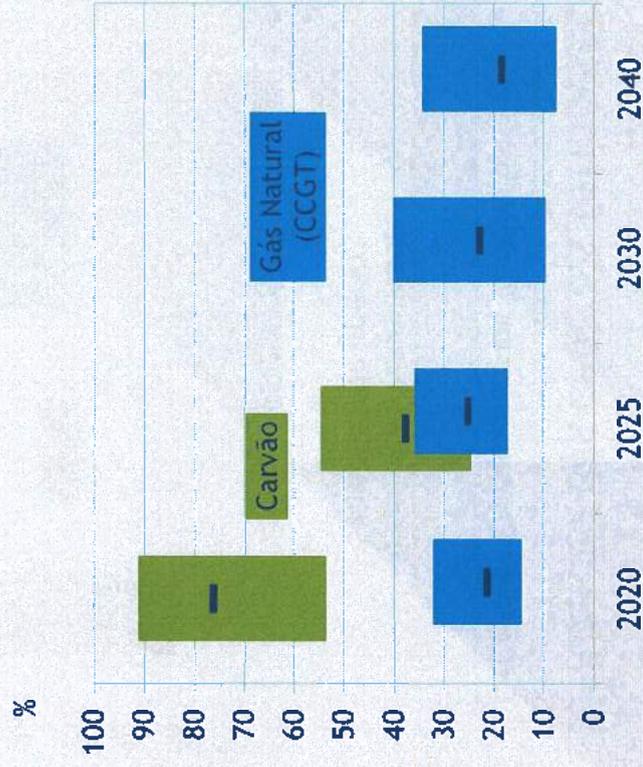
Quota Renováveis 93.6 % (estimativa)

Trajectoria Ambição

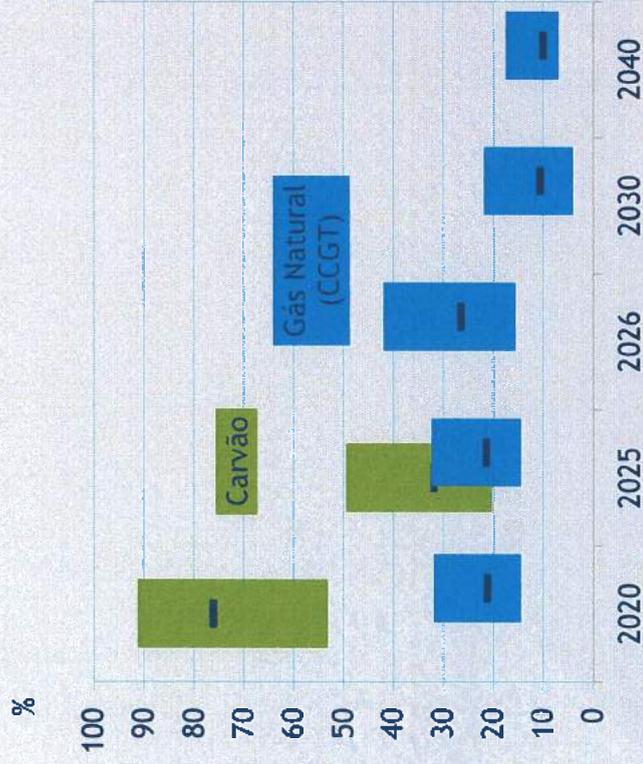


Utilização das centrais termoeléctricas

Trajectoria Continuidade



Trajectoria Ambição

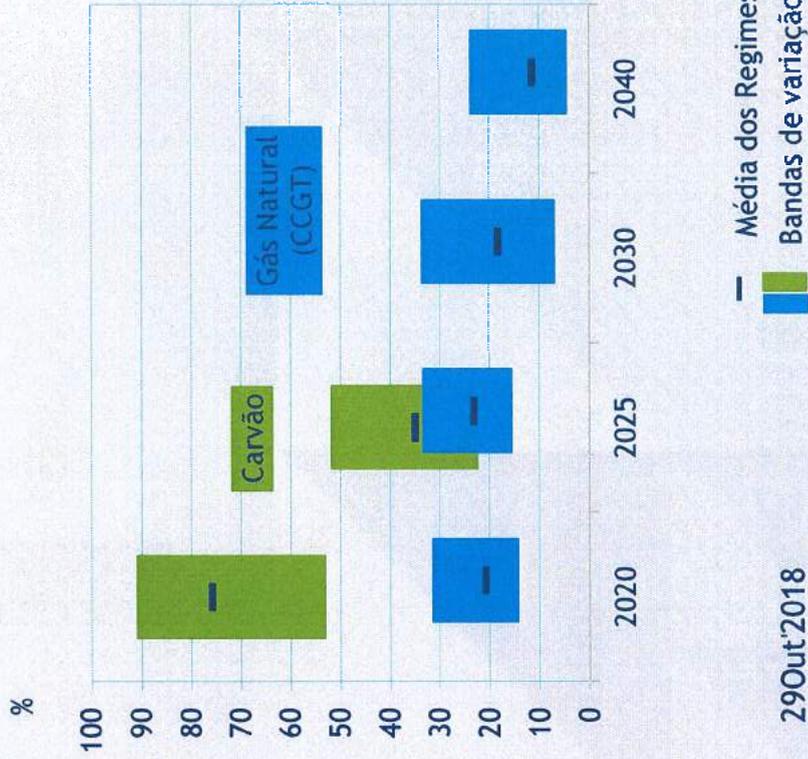


— Média dos Regimes  
 ■ Bandas de variação entre o Regime Sêco e o Regime Húmido

### Utilização das centrais termoelétricas

Cenário da Procura Inferior, Continuidade

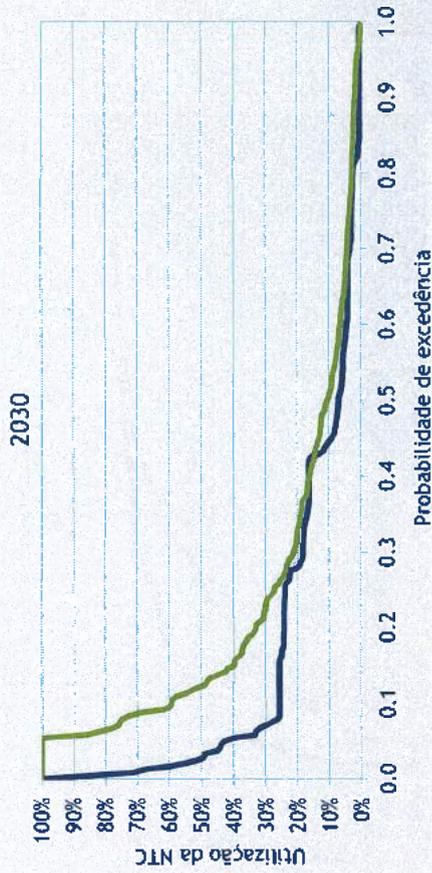
Trajetória Continuidade  
Sensibilidade Inferior



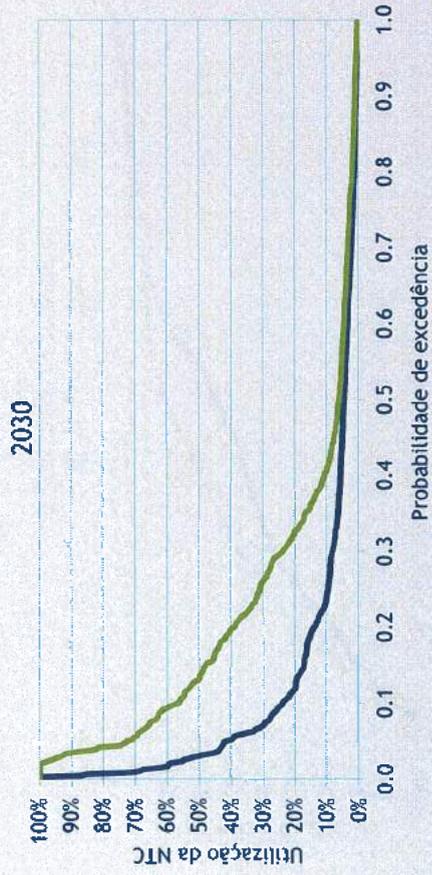
### Utilização da NTC

### Trajetória Ambição

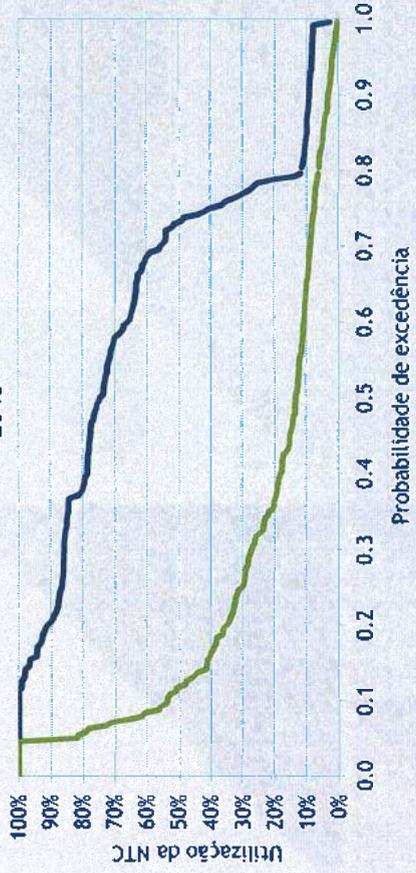
Período de Ponta



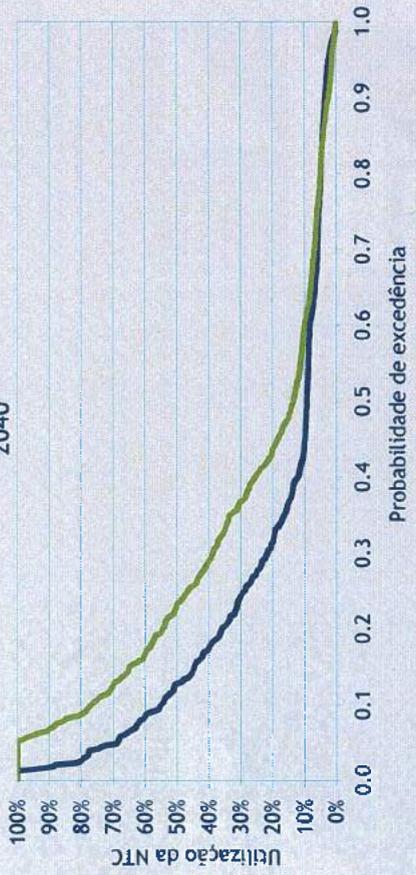
Período de Vazio



2040



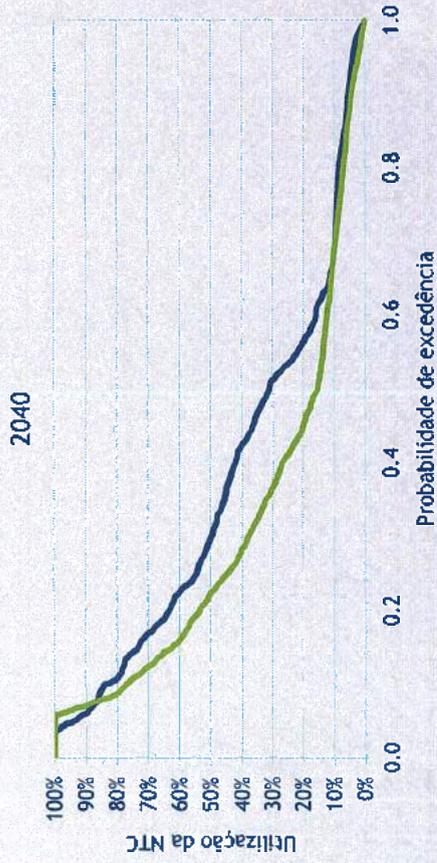
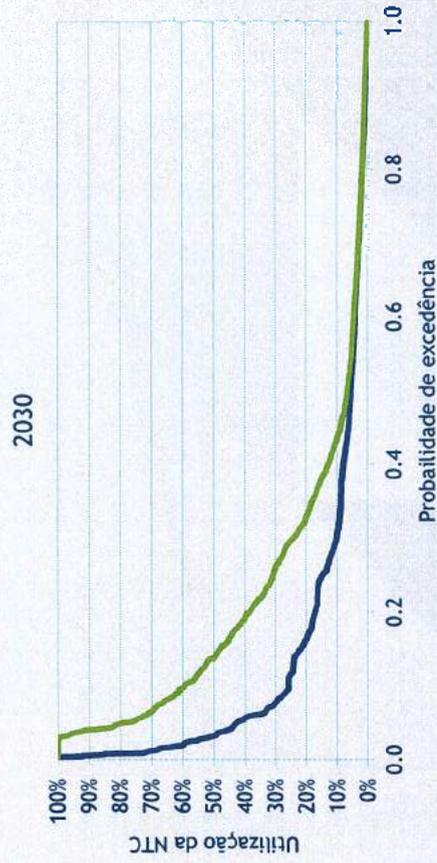
2040



### Utilização da NTC

#### Trajetória Ambição

Todos os Postos Horários



— Verão — Inverno

**ANEXO I**  
**Pressupostos Gerais - DGEG**



**ANEXO II**  
**Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade**





**Nota sucinta sobre**

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

SETEMBRO 2018



**ÍNDICE**

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

## ÍNDICE DE FIGURAS

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

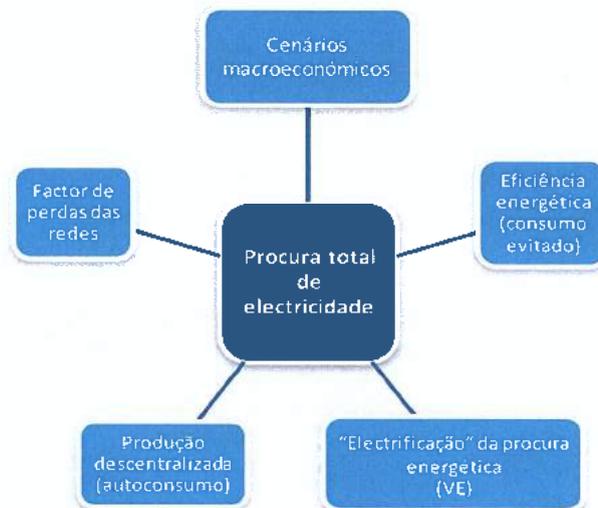
## ÍNDICE DE TABELAS

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

## 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

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

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



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

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

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

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

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

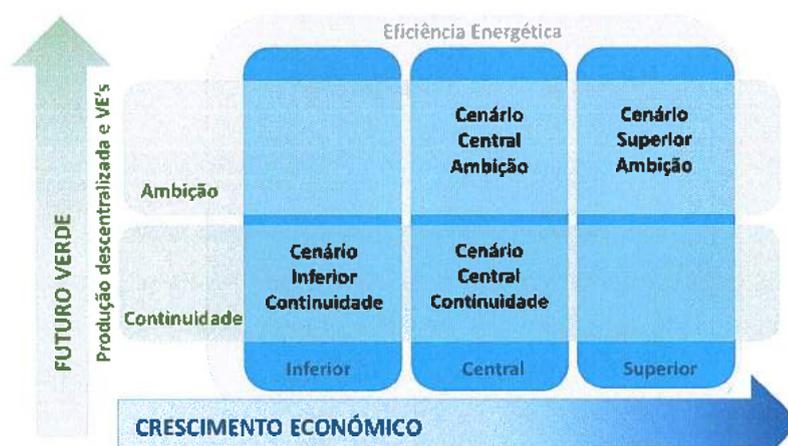
- ✓ Cenário Continuidade - mais moderado no que respeita aos objetivos de política energética a atingir

- ✓ Cenário Ambição - como o próprio nome indica, mais ambicioso nas metas a alcançar

Já em relação à eficiência energética, apenas é considerado um cenário que será comum a todas as combinações e perspectivas desenvolvidas.

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

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



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

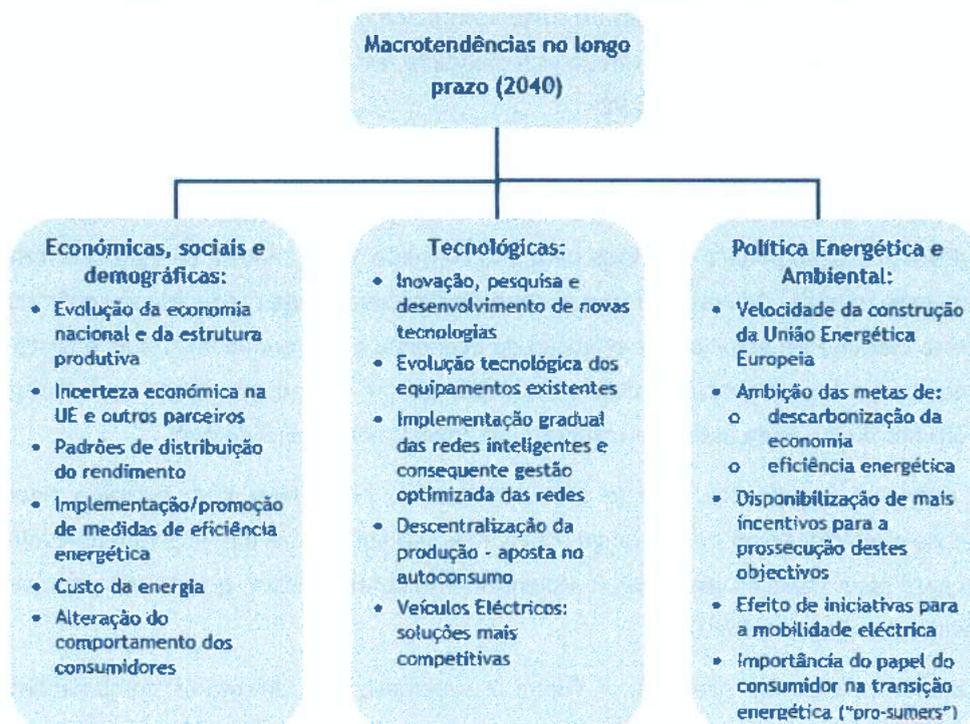
Por conseguinte, para efeitos da análise da trajetória Teste Stress, é criado um cenário da procura sobre o cenário Superior Ambição baseado num outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 7.

## 2. CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA

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

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

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



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

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

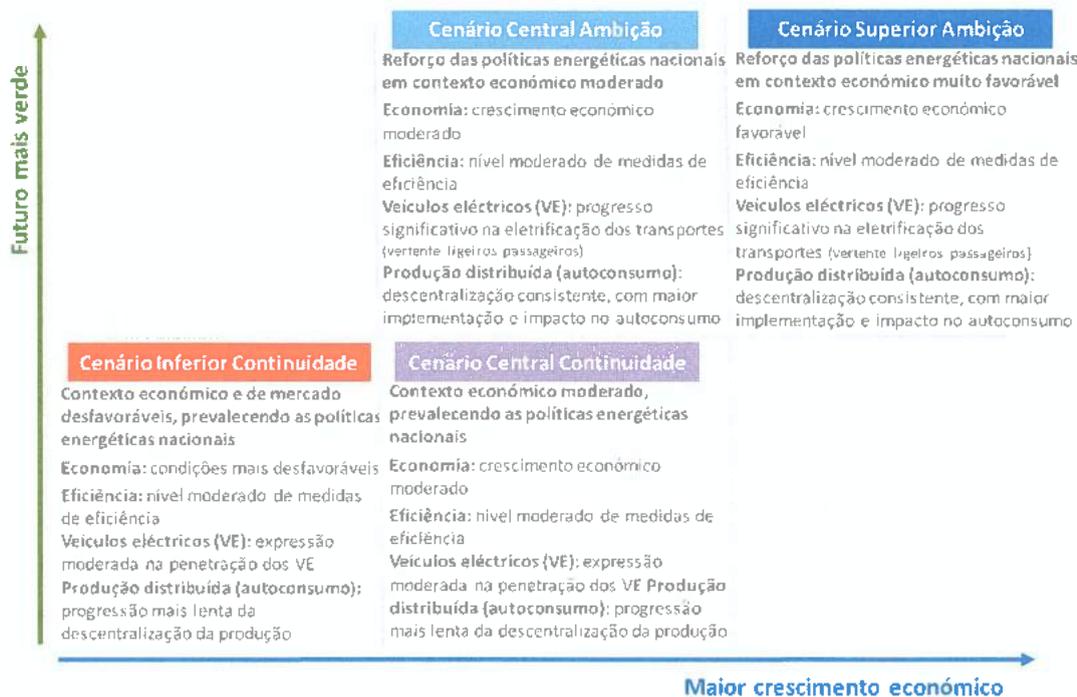
há uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas ou por razões ambientais.

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

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

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

**Figura 2 - Caracterização dos diferentes cenários**



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

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

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

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

### 3. METODOLOGIA DE PREVISÃO

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

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

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

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

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

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

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

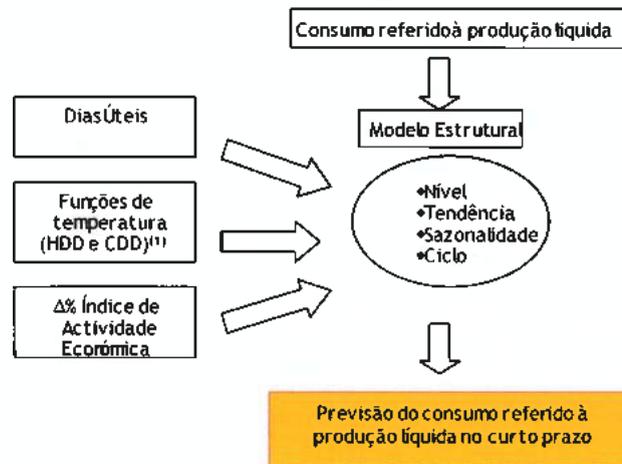
#### 3.1 Previsão de Curto Prazo

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

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

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

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



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

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

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

O consumo final de eletricidade para 2018, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

### 3.2 Previsão de Longo Prazo

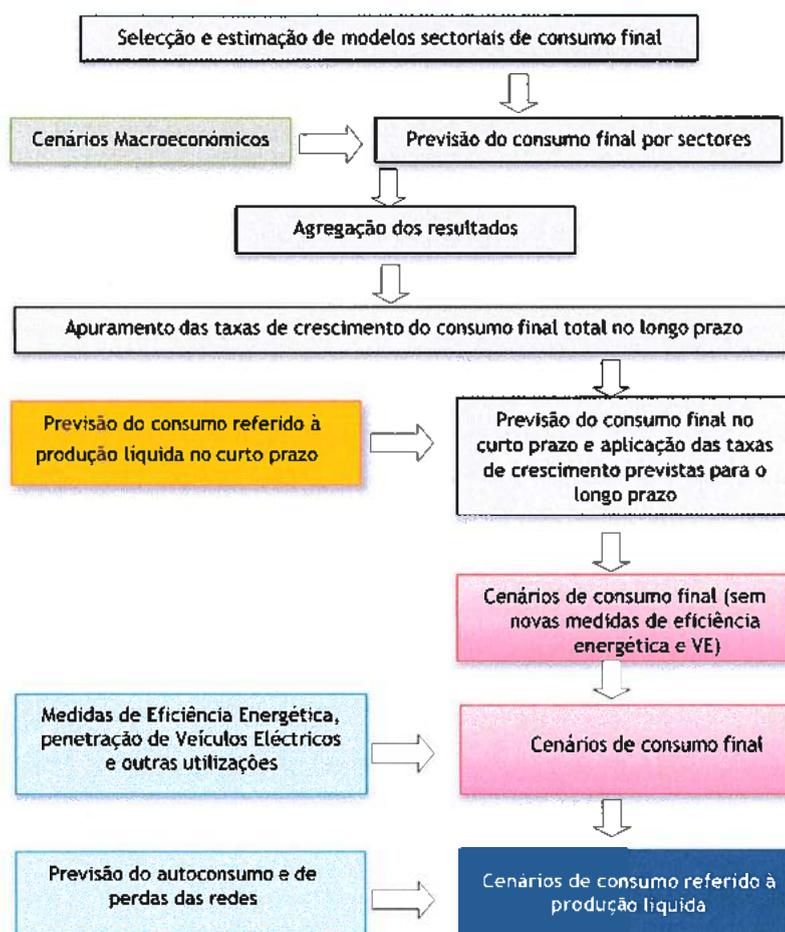
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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

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

As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final até à previsão do consumo referido à produção líquida encontram-se sistematizadas na Figura 4.

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



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como *input*

- as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta o crescimento esperado da economia,
- o impacto da implementação futura de novas medidas de eficiência energética,
- a evolução prevista da penetração dos VE e ainda

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

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

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

### 3.1.1 Modelos estruturais

#### Modelos estruturais univariados

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

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

em que

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

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

e

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

As equações (3), (4) e (5) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos  $\varepsilon$ ,  $\eta$ ,  $\xi$  e  $\omega$  definem perturbações aleatórias do tipo ruído branco, independentes entre si, com média nula e desvios padrão não necessariamente iguais entre si. Como extensão deste modelo básico é comum acrescentar a componente cíclica e/ou introduzir diferentes especificações para a componente de tendência.

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

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

que todas as componentes aleatórias têm desvio padrão nulo - e um modelo totalmente estocástico - caso em que todas as perturbações aleatórias se caracterizam por um desvio padrão não nulo - denominando-se neste caso por um modelo de tendência localmente linear.

Neste tipo de modelos a previsão é baseada nas estimativas para cada uma das componentes -  $\mu$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  - estimadas para a última observação da amostra.

### **Modelos estruturais com variáveis explicativas**

Se, para explicar a evolução de uma determinada variável, utilizarmos, para além das componentes estruturais, uma ou diversas variáveis explicativas temos uma extensão considerável quer da metodologia de base quer da capacidade explicativa/preditiva desses mesmos modelos. Ao mesmo tempo, e dado que os coeficientes associados a cada uma das variáveis podem ser diferentes ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS.

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

#### **3.1.2 Modelos econométricos estimados**

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

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

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

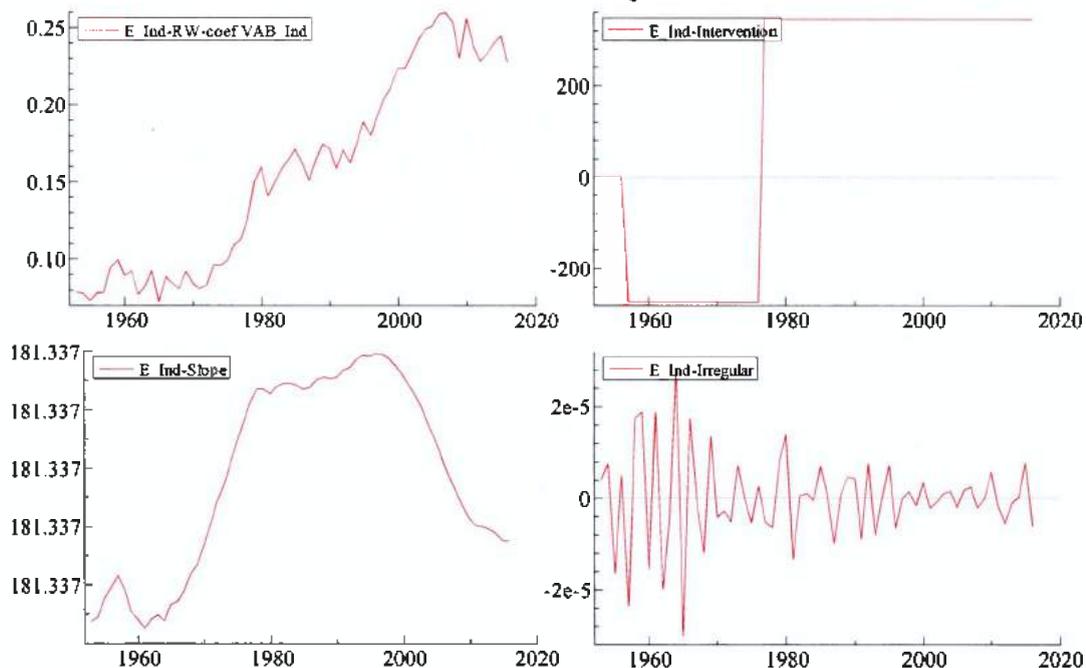
As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado exogenamente aos modelos econométricos. Resta o comportamento dos consumidores cuja alteração e impacto na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

### Sector da Indústria e Agricultura

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

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

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



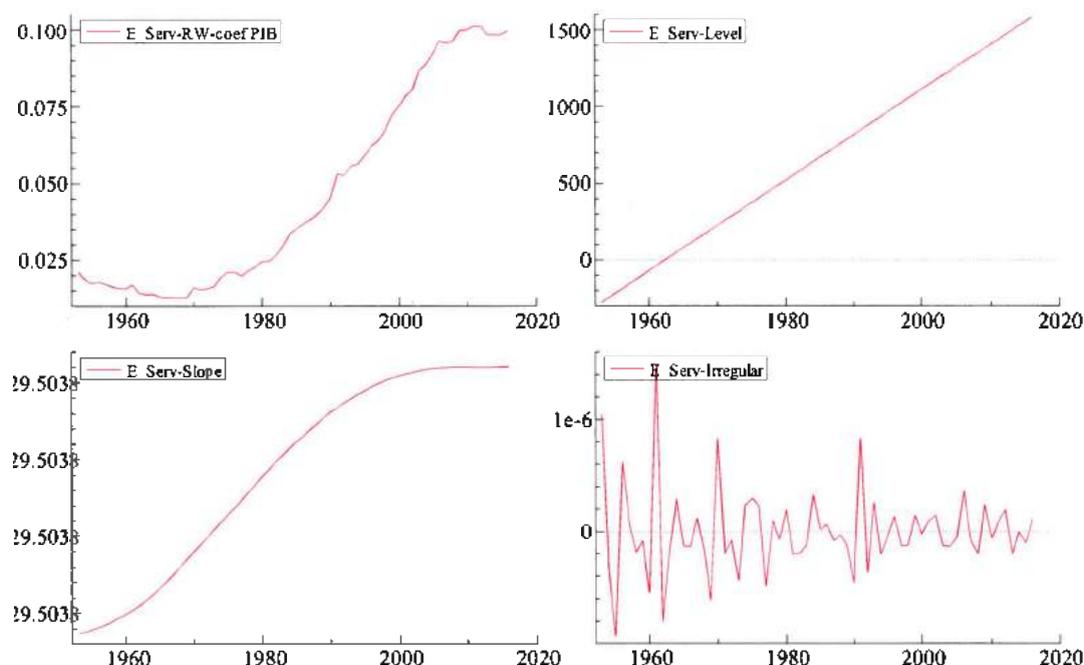
Na evolução do coeficiente estimado para a variável VAB, é bem patente a inversão da trajetória crescente a partir de 2010. Tal deve-se essencialmente a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica.

### Sector Terciário

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

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

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



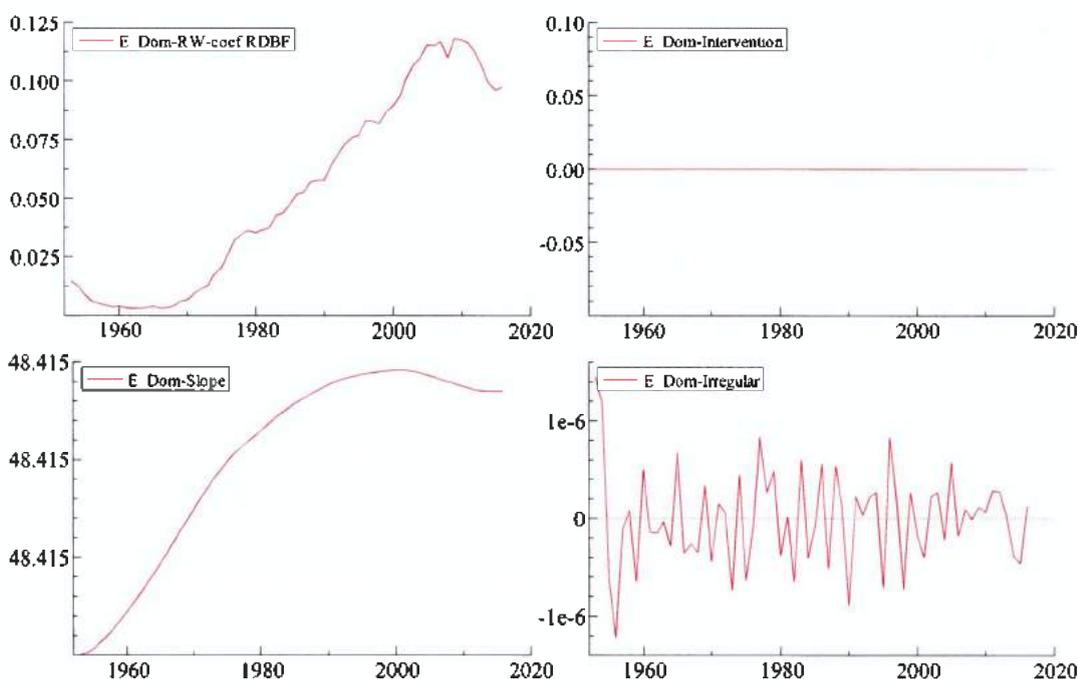
Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2010, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

## Sector Residencial

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

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

**Figura 7 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial**



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

## 4. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS

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

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

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

mantém-se o valor de 2,3% até 2040;

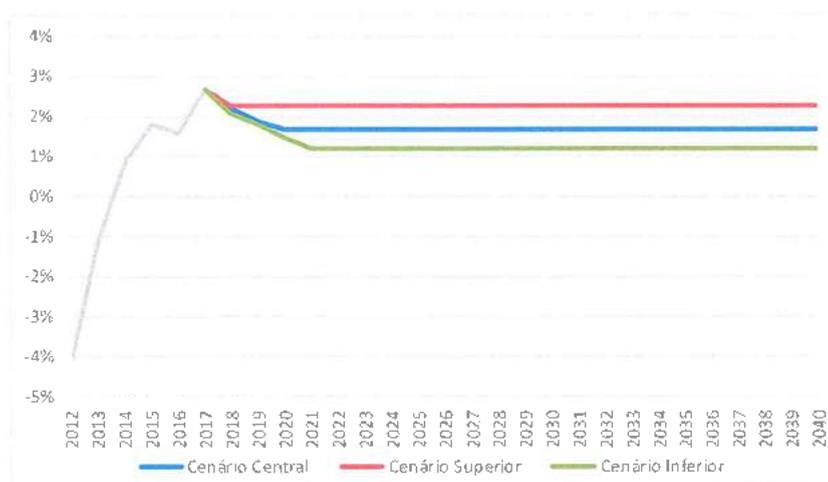
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico; previsões do OE para 2018 e projeções do Banco de Portugal publicadas em dezembro de 2017 para 2019 e 2020; cenário de evolução do PIB de 2,2% em 2018, 1,9% em 2019 e 1,7% em 2020. A partir deste ano mantém-se o valor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

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

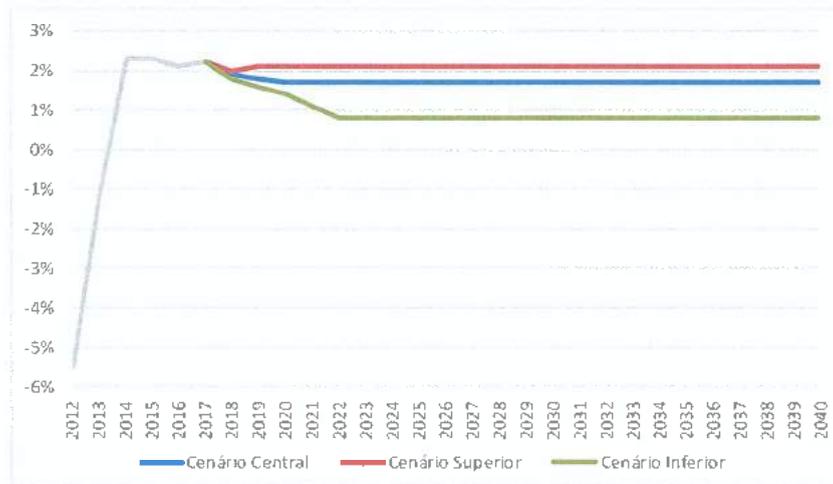
Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base nos pressupostos sobre a evolução do seu peso no PIB e que também constam do referido documento de pressupostos da DGEG.

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

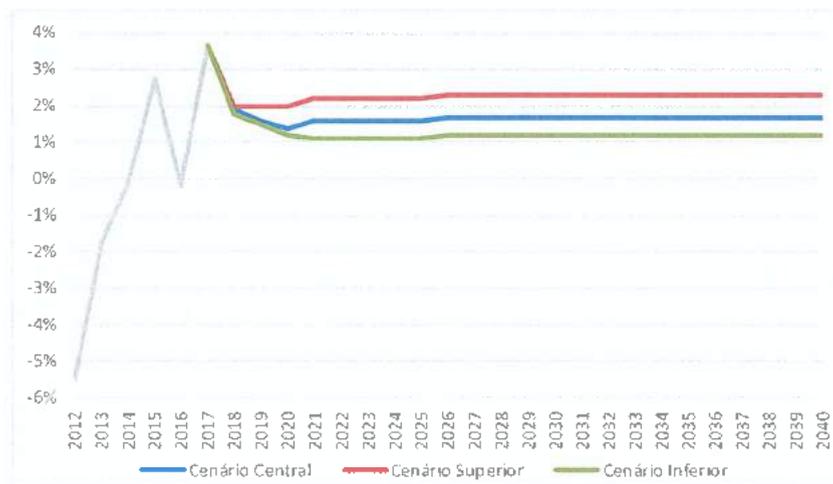
**Figura 8 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2018-2040**



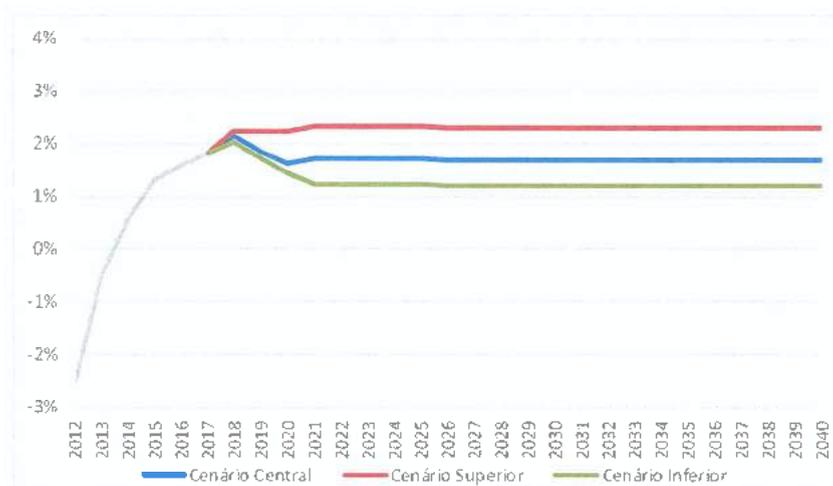
**Figura 9 - Evolução prevista para o Consumo Privado - Cenários DGEG 2018-2040**



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



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



## 5. IMPACTO DE NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

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

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

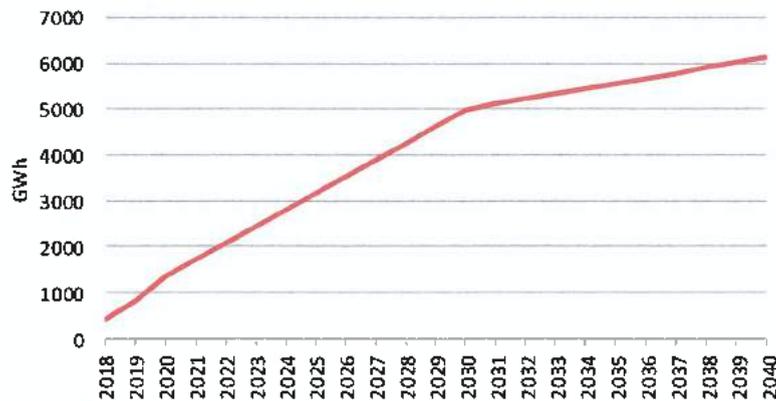
- Para o período 2018-2020 as poupanças previstas são as que constam do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Este plano é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. É essencialmente executado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

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

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



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



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

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

## 6. CONSUMO PREVISTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

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

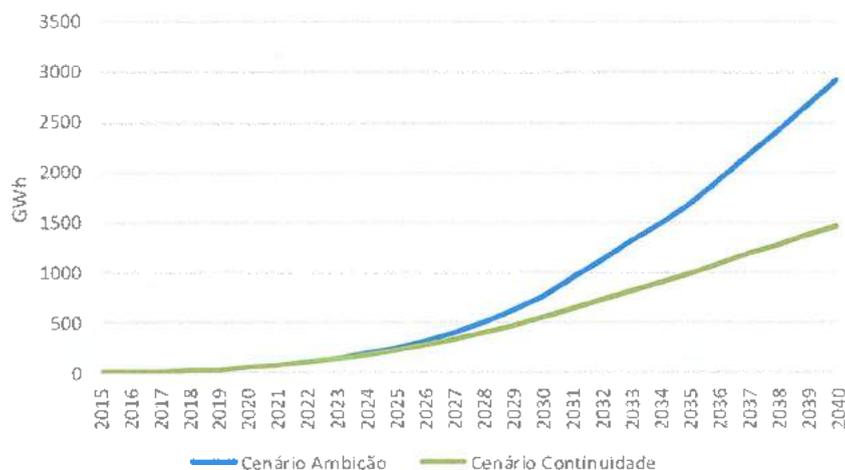
De assinalar que no Cenário Ambição se admite a eletrificação do transporte individual, no segmento de ligeiros de passageiros, em larga escala com um ritmo mais acelerado a partir de 2030, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados.

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

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

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

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



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

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

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

## 7. EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO

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

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

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

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

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

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

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

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

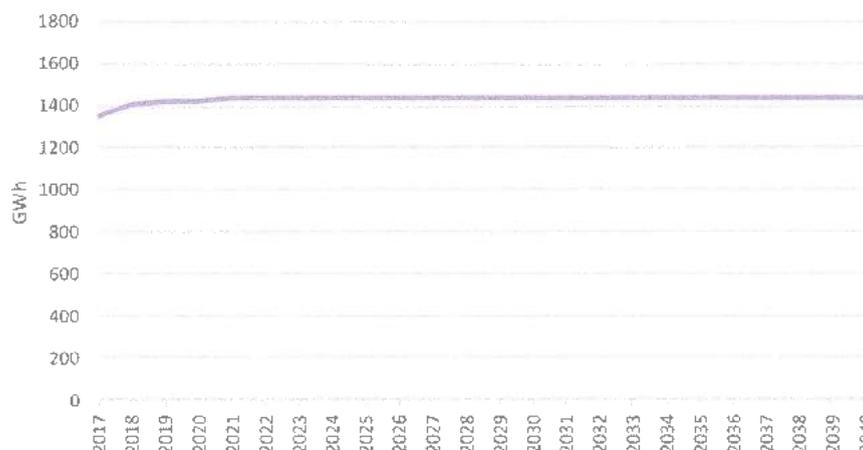
Nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas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

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

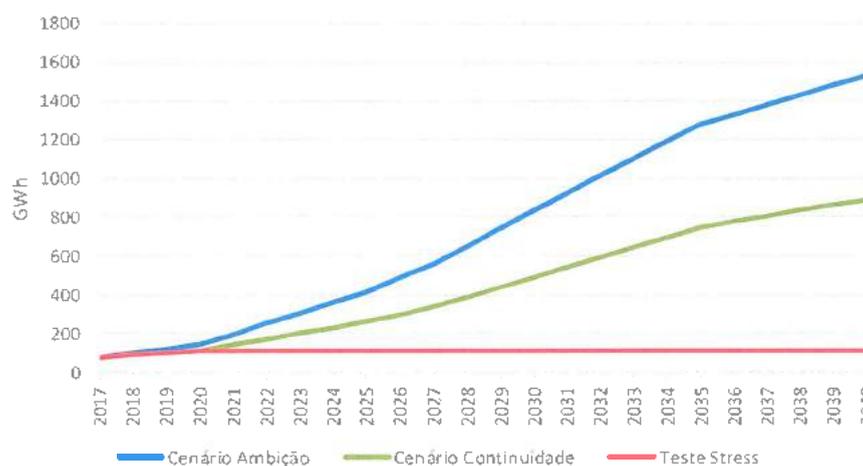
---

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

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



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



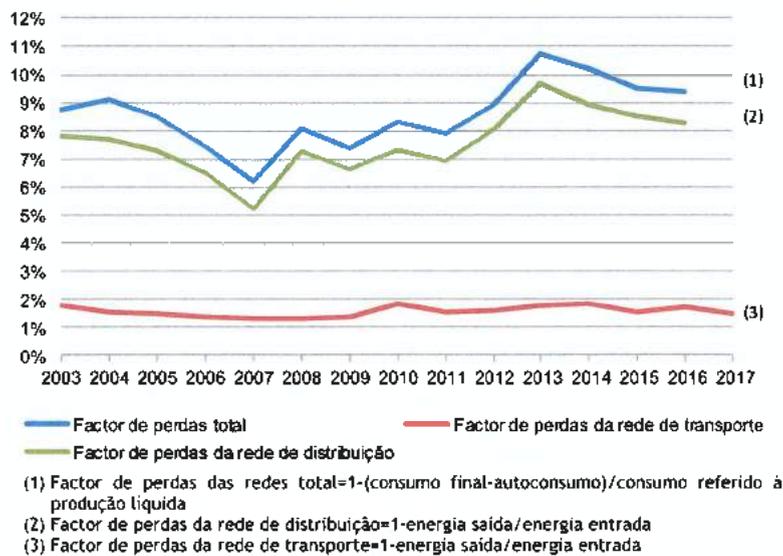
No que respeita às grandes instalações, é assumida a manutenção da capacidade instalada a partir de 2020, o que configura um valor constante do autoconsumo ao longo do período em análise.

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

## 8. EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS NAS REDES

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

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



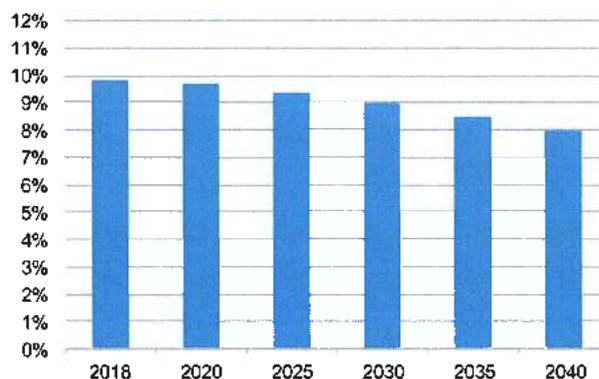
Fonte: DGEG, REN e EDP Distribuição

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

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

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

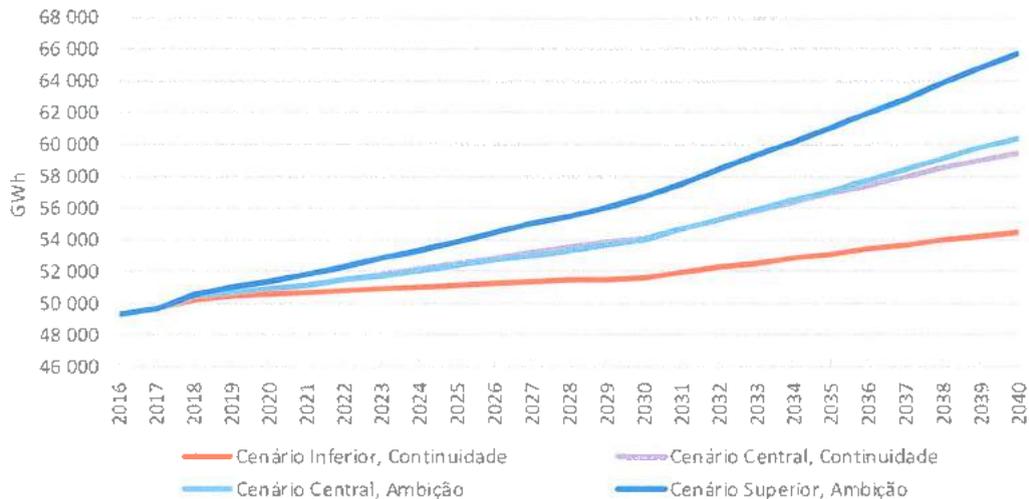
**Figura 18 - Evolução do fator de perdas das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Anos de 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040**



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

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

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



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

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

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

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

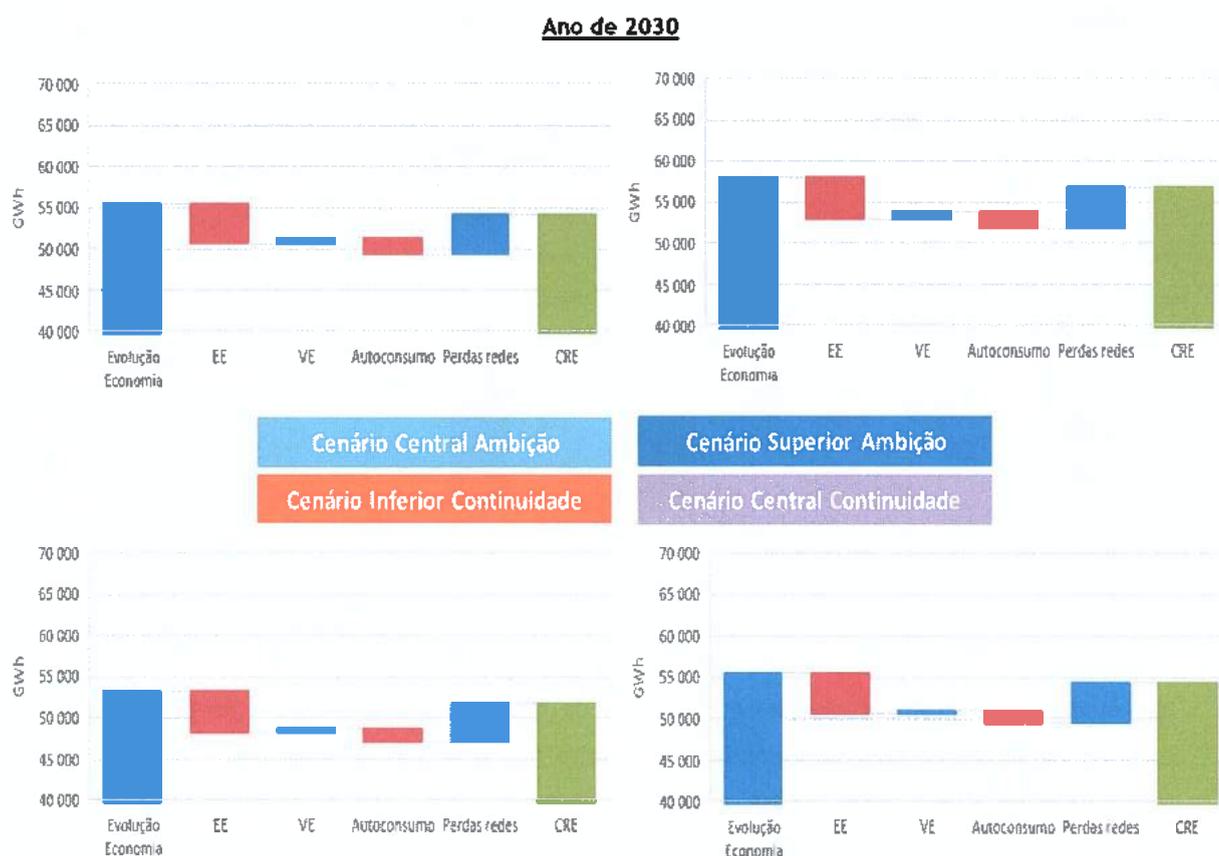
Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,2% no Cenário Superior Ambição, 0,8% nos cenários Central Ambição e Central Continuidade e 0,4% no Cenário Inferior Continuidade. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários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

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

## 10. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

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

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



**Ano de 2040**



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

## ANEXO III

### Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN





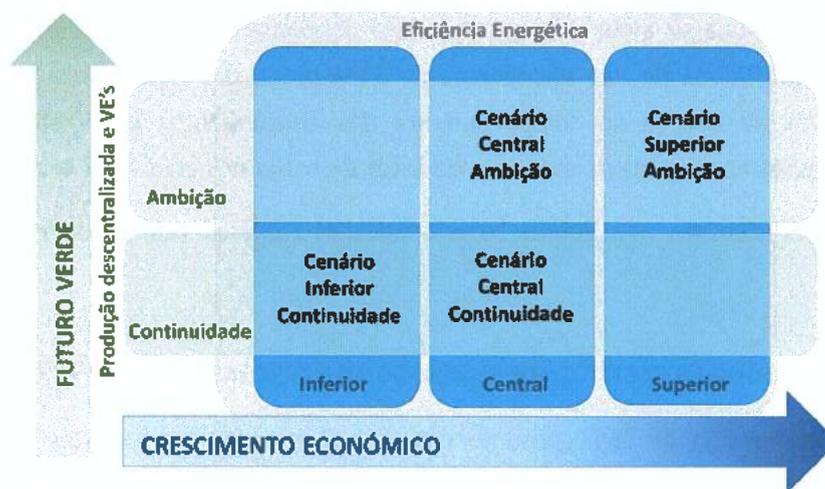
## **Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2040**



## 1. ENQUADRAMENTO

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

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



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

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

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

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

## 2. PONTAS SÍNCRONAS MENSAS

## 2.1 METODOLOGIA “FATOR DE CARGA”

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

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

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

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

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

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

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

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

A estratégia de carregamento inteligente “Smart”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo. De acordo com os preços

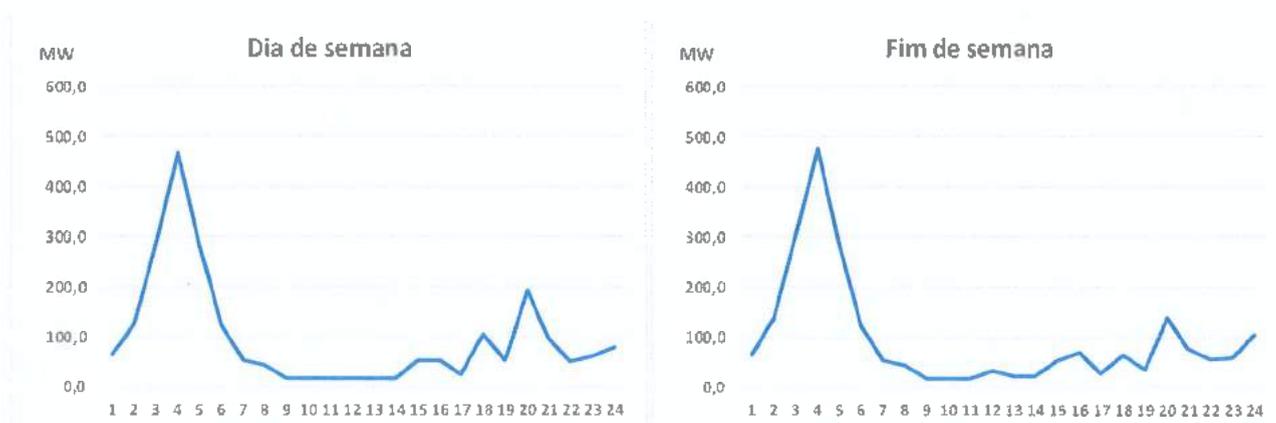
---

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

históricos de eletricidade em Portugal (informação do OMIP), assume-se que o período em que o custo da eletricidade é menor está compreendido entre as 22 horas e as 8 horas do dia seguinte (correspondente aos períodos de vazio e de super-vazio da tarifa bi-horária, em ciclo diário) e entre as 15 horas e as 16 horas.

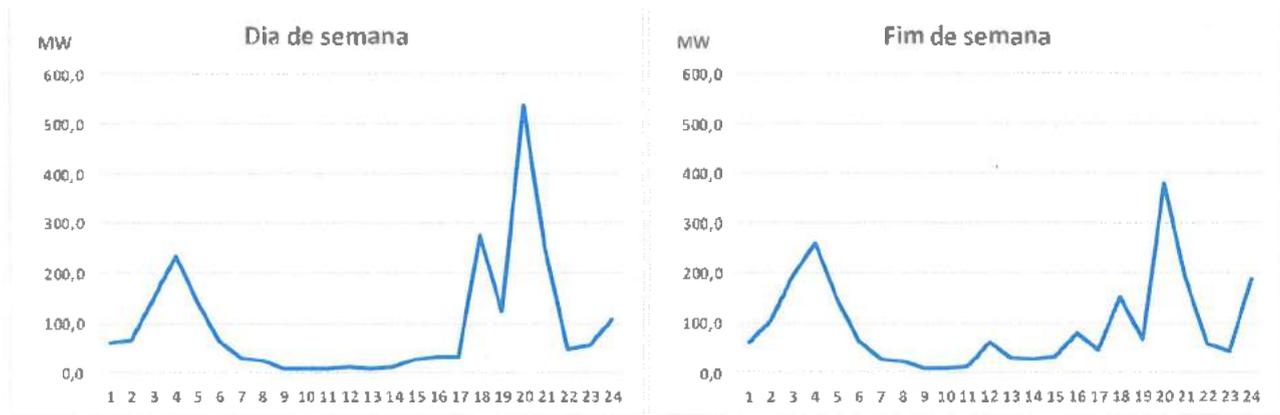
Dado o incremento e a diversidade dos proprietários, o mais expeável será que no futuro o carregamento dos VE corresponda a uma combinação destas duas estratégias extremas. Desta forma como cenário base nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento, atentos os resultados do projeto MERGE,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

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



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

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



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

### 3. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Cenário Superior Ambição

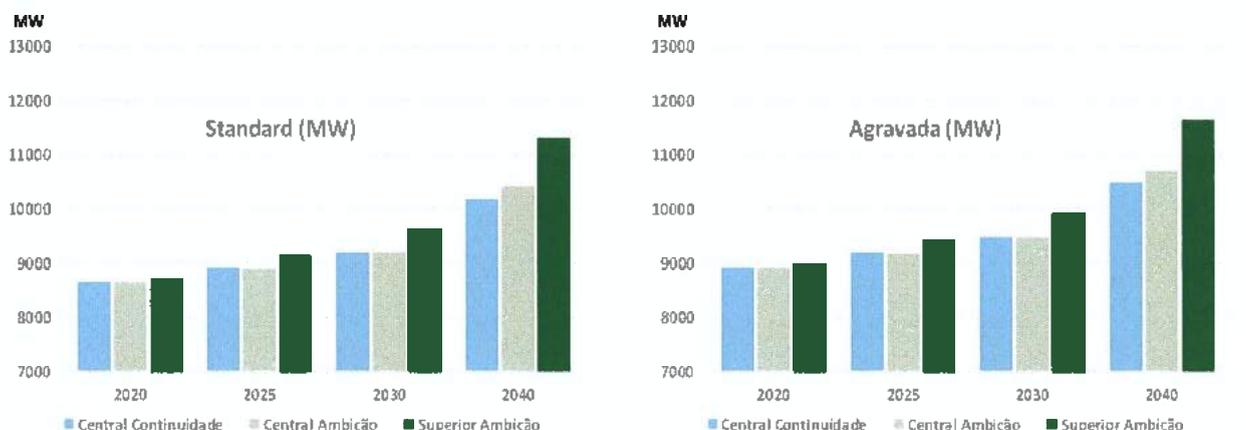
Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	51283	2020	51342	2020	8725	2020	8995
2025	53581	2025	53855	2025	9150	2025	9430
2030	55811	2030	56549	2030	9640	2030	9935
2040	62498	2040	65664	2040	11305	2040	11635

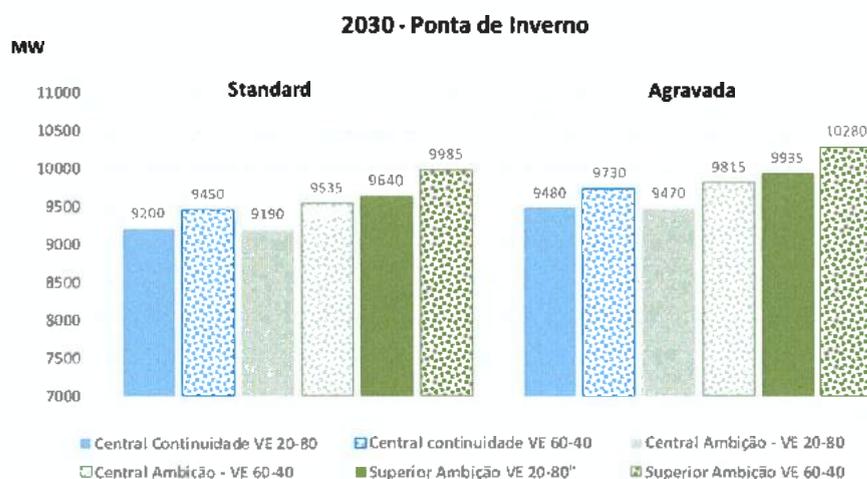
Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	55811	2030	56649	2030	9985	2030	10280

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

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



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



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

Em conclusão:

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

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

## ANEXO: CONSUMOS E PONTAS DE VERÃO

### Cenário Central Continuidade - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E20-80	
Ano	GWh	Ano	GWh
2020	50795	2020	50855
2025	52234	2025	52482
2030	53511	2030	54119
2040	57871	2040	59470

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E60-40	
Ano	GWh	Ano	GWh
2030	53511	2030	54119

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2020	7350	2020	7740
2025	7560	2025	7960
2030	7750	2030	8160
2040	8400	2040	8845

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2030	7745	2030	8155

a) Para condições standard de temperatura

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

### Cenário Central Ambição - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E20-80	
Ano	GWh	Ano	GWh
2020	50774	2020	50833
2025	52063	2025	52337
2030	53143	2030	53980
2040	57193	2040	60359

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E60-40	
Ano	GWh	Ano	GWh
2030	53143	2030	53980

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2020	7345	2020	7735
2025	7535	2025	7935
2030	7700	2030	8105
2040	8330	2040	8765

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2030	7695	2030	8100

a) Para condições standard de temperatura

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

### Cenário Superior Ambição - Ponta Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E20-80	
Ano	GWh	Ano	GWh
2020	51283	2020	51342
2025	53581	2025	53855
2030	55811	2030	56649
2040	62498	2040	65664

Consumo Total na Emissão (GWh)

S/ VE		C/ VE	
		E60-40	
Ano	GWh	Ano	GWh
2030	55811	2030	56649

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2020	7420	2020	7815
2025	7755	2025	8165
2030	8090	2030	8515
2040	9100	2040	9580

Ponta dos consumos total (MW)

Ponta dos Consumos		Ponta dos Consumos	
Standard (MW) <sup>a)</sup>		Agravada (MW) <sup>b)</sup>	
Ano	MW	Ano	MW
2030	8080	2030	8510

a) Para condições standard de temperatura

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



**ANEXO IV**  
**Evolução da RNT e das Interligações**





## **Evolução da RNT e das Interligações**

Outubro 2018



## **EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES**

### **1. PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO DA REDE**

O planeamento da RNT rege-se por princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento dos clientes que resultam da própria natureza da concessão em regime de serviço público e de exclusividade. Algumas destas regras constam do RARI, encontrando-se especificadas com mais pormenor nos “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” publicados no capítulo 9.º da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho.

O desenvolvimento da RNT observa também as orientações de política energética nacional, tendo em conta a informação recolhida dos pedidos de ligação à rede formulados pelos utilizadores da RNT (produtores e consumidores), de modo a propiciar as estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, assegurando ainda a estabilidade do sistema e mantendo um nível de capacidade de interligação com Espanha que permita gamas de troca de energia entre os dois sistemas ibéricos que suportem o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), contribuindo para a implementação do Mercado Europeu de Energia e a integração de energias renováveis.

Em cumprimento da legislação em vigor, em março de 2017 a REN apresentou à DGEG a proposta de PDIRT 2018-2027, a qual, após recebidos os comentários da DGEG relativamente à mesma, foi revista pela REN tendo em consideração esses comentários e novamente remetida à DGEG, em junho de 2017. A ERSE promoveu a consulta pública do documento entre 15 de fevereiro e 29 de março de 2018, tendo posteriormente emitido o seu Parecer, juntamente com os comentários recebidos durante a consulta pública, conteúdos disponibilizados no site da ERSE a 2 de julho de 2018. Após a análise destes documentos e a consequente consideração no Plano das alterações recomendadas, a REN enviou para a DGEG a 10 de agosto de 2018 a proposta final do PDIRT 2018-2027.

Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT apresentados na proposta de PDIRT visam permitir ao operador da RNT, nomeadamente, criar condições para o cumprimento das políticas energéticas superiormente definidas, dar resposta aos compromissos estabelecidos com os operadores da RND e da rede de transporte espanhola e ir ao encontro de outros pedidos de ligação à rede aprovados pelo Concedente, tendo como envolvente continuar a garantir a segurança do funcionamento das redes, incluindo a sua qualidade e o nível de manutenção.

Por outro lado, o RMSA-E 2018 constituirá uma base para a elaboração do próximo PDIRT, documento onde serão identificados os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT para o período de 2020 a 2029. A este respeito, destaca-se o facto de os novos cenários de evolução da oferta, cenário Continuidade e cenário Ambição, apresentarem uma evolução na produção a partir de fontes de energia solar muito mais elevada quando comparada com os cenários do RMSA-E 2016, relatório que serviu de base à elaboração do PDIRT 2018-2027.

Não obstante, tendo em consideração o tempo que é necessário para colocar em operação os reforços de rede, o facto de o próximo PDIRT abranger o horizonte de 2020 a 2029, e para o qual não existirá uma aprovação antes

de 2020, a aprovação do atual PDIRT 2018-2027 por parte de Estado-concedente torna-se cada vez mais premente se se pretender manter os atuais padrões de qualidade de serviço e de segurança do abastecimento no SEN.

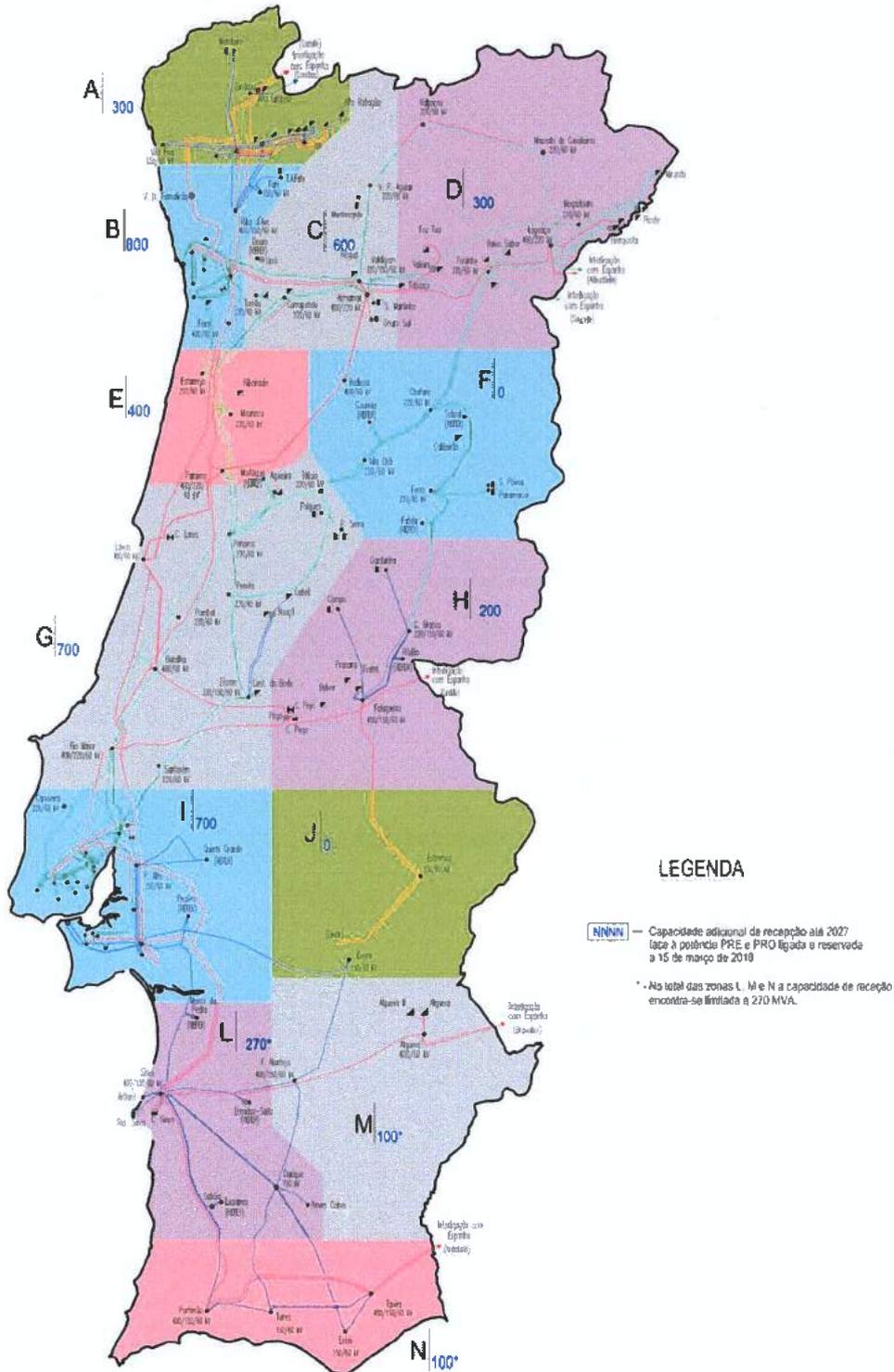
## **2. CAPACIDADES DE RECEÇÃO DAS REDES PLANEADAS DO PDIRT**

Tendo por base a perspetiva de evolução para o sistema elétrico português apresentada na proposta de PDIRT 2018-2027, nomeadamente ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física da RNT, considerando os Projetos Base da proposta de PDIRT, a Figura 1 permite dar uma indicação, por grandes zonas, onde se prevê que a RNT possa vir a apresentar capacidades de receção para nova geração até ao horizonte de 2027, para além daquela que se encontrava atribuída<sup>1</sup> a 15 março de 2018.

---

<sup>1</sup> No valor da potência atribuída pela DGEG, já se encontra contabilizada a potência relativa aos centros eletroprodutores ligados à rede a 15 de março de 2018.

**FIGURA 1 - PREVISÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DA RNT NO HORIZONTE 2027, TENDO EM CONTA O DESENVOLVIMENTO DA REDE CONSIDERADO NA PROPOSTA DE PDIRT 2018-2027 COM A REALIZAÇÃO DOS PROJETOS BASE (CAPACIDADE PARA ALÉM DAQUELA QUE SE ENCONTRAVA ATRIBUÍDA A 15 DE MARÇO DE 2018)**

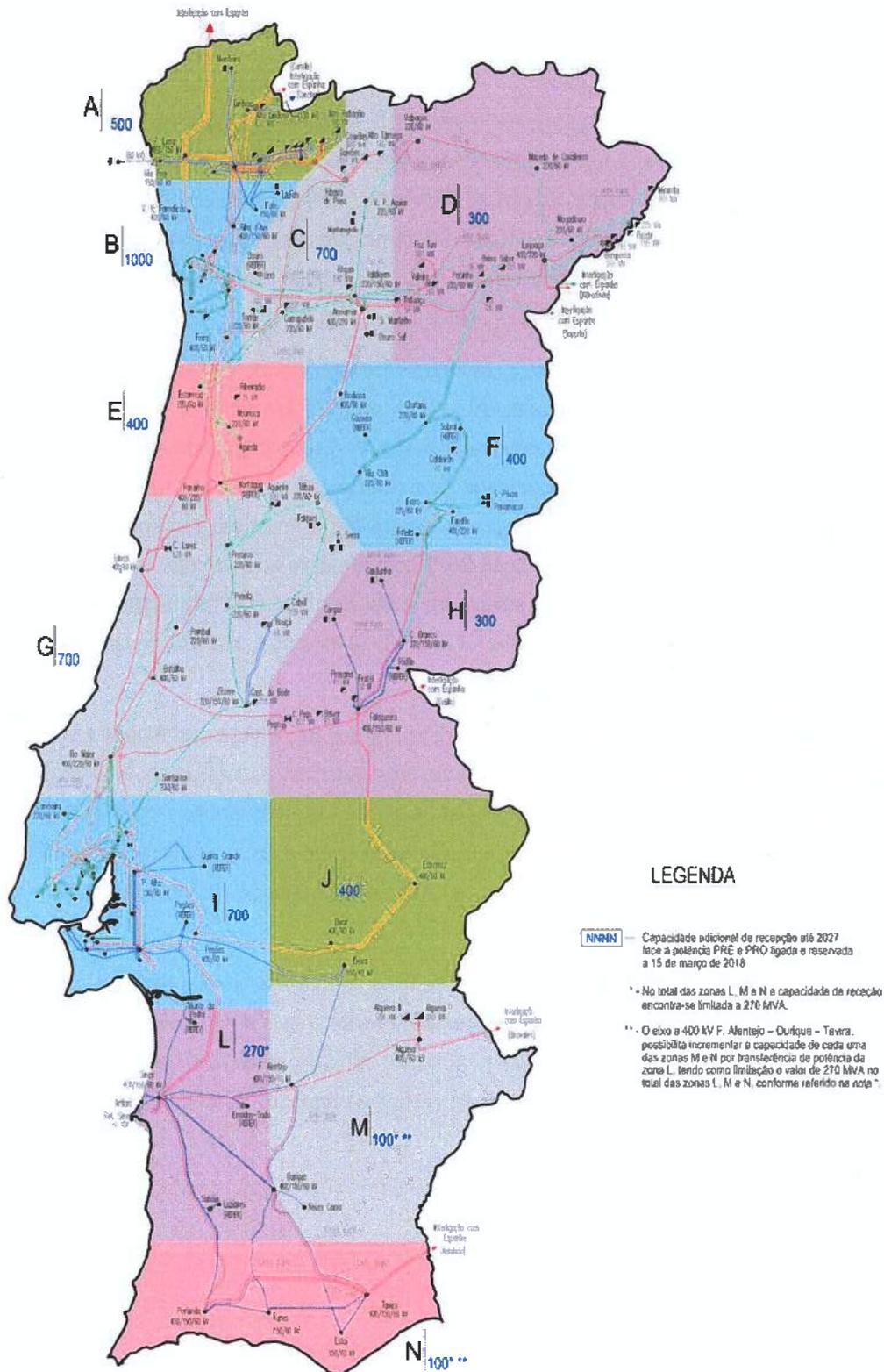


Considerando para além da realização dos Projetos Base da proposta de PDIRT 2018-2027, a concretização também dos Projetos Complementares, e de modo semelhante ao apresentado na Figura 1, a Figura 2 dá uma indicação, por grandes zonas, onde se prevê que a RNT possa vir a apresentar capacidades de receção adicionais até ao horizonte de 2027, para além daquela que se encontrava atribuída<sup>2</sup> a 15 março de 2018.

---

<sup>2</sup> No valor da potência atribuída pela DGEG, já se encontra contabilizada a potência relativa aos centros electroprodutores ligados à rede a 15 de março de 2018.

**FIGURA 2 - PREVISÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DA RNT NO HORIZONTE 2027, TENDO EM CONTA O DESENVOLVIMENTO DA REDE CONSIDERADO NA PROPOSTA DE PDIRT 2018-2027 COM A REALIZAÇÃO DOS PROJETOS BASE E DOS PROJETOS COMPLEMENTARES (CAPACIDADE PARA ALÉM DAQUELA QUE SE ENCONTRAVA ATRIBUÍDA A 15 DE MARÇO DE 2018)**



A nível geográfico, constata-se que as zonas mais favoráveis para a localização de novos centros electroprodutores são as que se situam na faixa litoral desde Braga até à zona da península de Setúbal, na medida em que, face ao elevado consumo desta região, a injeção de potência nesta zona permite, maximizar a estabilidade do sistema ao reduzir a volatilidade dos trânsitos na RNT, assim como contribuir também para uma redução de perdas no transporte de energia elétrica.

É também de assinalar que a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresenta um elevado potencial para a instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar. A rede conforme planeada no PDIRT 2018-2027 terá capacidade para acomodar apenas uma parte da potência prevista nos novos cenários de Continuidade e de Ambição apresentados no RMSA-E 2018, mas não a sua totalidade, a menos de novos reforços a identificar em futuras edições do PDIRT, eventualmente requerendo articulação com o operador da rede espanhola.

De acordo com os dados apresentados na Figura 2, os valores de capacidade de receção disponível nas zonas H, I, J, L, M e N, regiões onde o ORT tem recebido a larga maioria dos pedidos de ligação por parte dos promotores de projetos solares, totalizam no máximo 1 670 MW. Esta capacidade acresce à produção solar já instalada a nível nacional (490 MW) e à capacidade já atribuída (na ordem de 1100 MW), à data de 15 de março de 2018. Conclui-se, portanto, que a rede prevista para 2027, mesmo num cenário de realização dos Projetos Complementares constantes no PDIRT 2018-2027 com impacto ao nível das capacidades de receção de nova geração, não apresenta capacidade suficiente para acomodar a totalidade dos montantes de produção solar previstos nos cenários apresentados no RMSA-E 2018, com 6 373 MW no cenário Continuidade e 10 110 MW no cenário Ambição, em 2030<sup>3</sup>.

De referir que os valores de capacidade de receção apresentados nas Figura 1 e Figura 2 são de carácter indicativo, na medida em que se encontram fortemente dependentes da realização dos projetos da RNT apresentados na proposta de PDIRT e da real evolução do parque eletroprodutor, quer em Portugal, quer em Espanha. Neste contexto, na eventualidade de futuramente virem a ocorrer alterações significativas aos referidos pressupostos, terá de ser analisado, caso a caso, a necessidade de reavaliação dos valores de capacidade de receção agora apresentados.

Por outro lado, relativamente às capacidades incrementais indicadas, a sua eventual atribuição num montante global superior a 400 MW num período de tempo inferior a dois anos, exige uma análise prévia às condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de rede, com conseqüente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizada pela rede.

---

<sup>3</sup> O próximo PDIRT abrangerá o horizonte temporal de 2020 a 2029.

### **3. ESTABILIDADE E SEGURANÇA DO SISTEMA**

#### **3.1 Limitação de concentração de geração**

De forma a prevenir eventuais situações potencialmente mais gravosas, nomeadamente na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW que coloquem em risco a segurança e a estabilidade geral do sistema<sup>4</sup> ibérico, potenciais situações de elevadas concentrações de potência nos mesmos nós de rede ou em nós diretamente conexos com insuficientes ligações para o estabelecimento de alternativas de escoamento, deverão ser estudados individualmente através de análises específicas de comportamento da rede.

#### **3.2 Impacto da integração de grandes volumes de produção renovável**

Com o expectável crescimento da geração solar e eólica em Portugal e na Europa, os geradores síncronos convencionais térmicos serão gradualmente substituídos por geração baseada em fontes de energia renovável, sendo uma parte significativa ligada à rede através de eletrónica de potência. A flexibilidade que hoje em dia é proporcionada pela geração síncrona convencional, como o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia poderá no futuro ser muito menor, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em fontes de energia renovável que, intrinsecamente, poderá não providenciar essa flexibilidade. Este é um dos desafios que deve ser cuidadosamente analisado, de modo a evitar problemas de estabilidade nos sistemas elétricos no futuro.

Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia (CE) o Regulamento (EU) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que estabelece um código de rede relativo aos requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede - *Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG)*, o qual incorpora esta preocupação a nível europeu. Este regulamento estabelece, entre outros aspetos, requisitos técnicos para a ligação de geradores baseando-se na dimensão dos mesmos (potência instalada), garantindo que estes tenham um desempenho adequado, que é essencial para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico interligado. A existência destes requisitos torna-se imprescindível a partir do momento em que se verifica a saída de geração síncrona em favor das fontes de energia renovável, podendo existir no futuro muitas horas de operação com limitada capacidade de controlo de tensão e de frequência. Atualmente já existe um número de horas ao longo do ano em que Portugal apresenta um “mix” de geração com elevadas percentagens de geração eólica e reduzida geração convencional. Nestas situações, a segurança do sistema é assegurada pelas centrais convencionais que permanecem em serviço em Portugal e pelas interligações.

Em suma, o aumento de integração de renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado neste RMSA-E de 2018, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações, e a diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, têm contribuído para que a análise da estabilidade dinâmica do sistema venha a tornar-se cada vez mais crítica, nomeadamente ao nível das atividades de planeamento e operação da rede. Assim, impõe-se cada vez mais a necessidade de um acompanhamento

---

<sup>4</sup> N.º 9.3.3.1 do Cap. 9, Padrões de segurança para planeamento da RNT, do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

cuidado das condições de rede e de eventual adoção de medidas adicionais, nomeadamente na esfera dos serviços de sistema, por forma a permitir ao operador da RNT dispor dos meios necessários à controlabilidade, flexibilidade e equilíbrio da rede.

#### **4. CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA**

A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC “*Net Transfer Capacity*”) define-se como a capacidade livre para transações comerciais de energia elétrica entre Portugal e Espanha. De acordo com o estipulado pela ENTSO-E, a NTC representa o valor mínimo mais provável de capacidade livre garantido para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte<sup>5</sup>.

A determinação da NTC é efetuada de acordo com pressupostos de cenarização do funcionamento da rede em ambiente de mercado, tendo presente as condições de aceitabilidade e segurança de operação do sistema ibérico interligado em situações de contingência conforme os critérios previamente estabelecidos.

##### Evolução da capacidade de interligação nos últimos anos

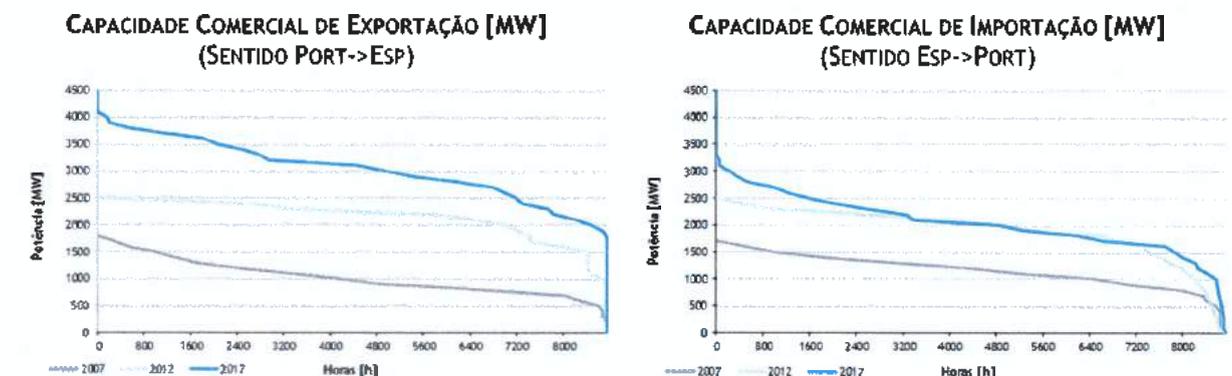
O livre funcionamento do MIBEL pressupõe a existência de capacidade de rede que permita trocas de energia elétrica, quer no sentido Portugal→Espanha quer no sentido Espanha→Portugal, com um número reduzido de situações de congestionamentos de rede. Nesse sentido, a REN, em conjunto com a REE, tem vindo ao longo dos anos a identificar e a colocar em serviço um conjunto de reforços de rede, com o objetivo de incrementar os valores da capacidade técnica de interligação disponível para o mercado, ao encontro das metas estabelecidas, designadamente atingir o valor de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos, acordado em Cimeira Ibérica entre os Governos de Portugal e de Espanha.

Os diversos reforços implementados têm permitido o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário verificado desde o ano de 2007, como se ilustra na Figura 3.

---

<sup>5</sup> Encontram-se desta forma excluídas as reduções de capacidade por motivos de: défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema; indisponibilidades prolongadas de elementos relevantes para a capacidade de interligação; elevada produção renovável com ‘prioridade’ face aos restantes agentes de mercado, em períodos de menor consumo.

**FIGURA 3 - CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2007, 2012, E 2017**



No entanto, saliente-se que o valor de capacidade comercial nem sempre resulta de restrições de rede, mas também de outras condições, quer de limitações dos parques electroprodutores português e/ou espanhol, quer do valor de consumo disponível para ser abastecido em mercado<sup>6</sup>.

Constata-se que em 2017 os valores de NTC registados se encontram, em cerca de 80% do tempo, acima dos 1 600 MW no sentido da importação e acima dos 2600 MW no sentido da exportação, o que representa um aumento significativo relativamente ao que se verificava em 2007. Atualmente, os valores de NTC mais reduzidos ocorrem maioritariamente no sentido de Espanha para Portugal (importação), e ficam a dever-se, na grande maioria dos casos, a condições de mercado e/ou produção, em particular devido à necessidade de manter alguns grupos síncronos no mínimo técnico para garantir a reserva do sistema, nomeadamente nos períodos de carga reduzida e elevada produção eólica, para além de limitações resultantes de diferença angular entre a subestação espanhola de Cartelle e o posto de corte português do Alto Lindoso.

## **5. INVESTIMENTOS EM CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO CONFORME A PROPOSTA DE PDIRT 2018-2027**

Constata-se que, no sentido de Espanha para Portugal, a capacidade de interligação tem vindo a ser limitada, na larga maioria do tempo, por diferença angular entre a subestação espanhola de Cartelle e o posto de corte português do Alto Lindoso, face à contingência da linha dupla de interligação que liga estas duas instalações. Para ultrapassar estas limitações na capacidade de interligação por desfaseamento angular, a solução que se mostrou ser técnica e economicamente a mais favorável, passa pela construção de uma nova linha de interligação nesta zona, por forma a garantir a continuidade elétrica entre as duas redes na região. Este reforço, construção de uma segunda linha de interligação entre as regiões do Minho e da Galiza, a ponte da atual linha Alto Lindoso - Cartelle (ligando as futuras subestações de Ponte de Lima, em Portugal, e Fontefría, em Espanha), para além de outros reforços internos de rede, dos quais uma grande

<sup>6</sup> Entende-se por valor de consumo para abastecimento em mercado, o montante de carga que pode ser abastecido em mercado após a colocação da produção dos centros electroprodutores que, de acordo com a legislação em vigor, têm prioridade.

parte já concretizada e em serviço, foram decididos conjuntamente entre a REN e a REE e são o resultado de estudos de reforço de capacidade de interligação realizados no âmbito do MIBEL, para se atingir a meta de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação<sup>7</sup>.

De referir que algum atraso que se tem vindo a registar na entrada em serviço desta nova interligação, atualmente prevista para 2021, tem sido motivado por dificuldades relacionadas com o seu licenciamento, em ambos os lados da fronteira.

Destaca-se ainda que, para além de contribuir para o incremento significativo da capacidade de interligação, permitindo cumprir com as metas definidas no âmbito do MIBEL, este reforço, que em Portugal terá continuidade através dos eixos Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão - Recarei/Vermoim e Ponte de Lima - Pedralva, introduzirá igualmente outras valias importantes para o SEN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e da garantia de continuidade de abastecimento.

---

<sup>7</sup> Valor mínimo mais provável.

TABELA 1 - LINHAS DE INTERLIGAÇÃO EXISTENTES E PLANEADAS E A SUA CAPACIDADE DE TRANSPORTE

	Tensão Exploração [KV]	Inverno [MVA]	Verão [MVA]
Alto Lindoso - Cartelle 1	400	1660	1390
Alto Lindoso - Cartelle 2	400	1660	1390
Lagoaça - Adeadavila 1	400	1706	1469
Falagueira - Cedillo	400	1386	1386
Alqueva - Brovales	400	1386	1280
Tavira - Puebla de Guzman	400	1386	1386
Pocinho - Aldeadavila 1	220	435	374
Pocinho - Aldeadavila 2	220	435	374
Pocinho - Saucelle	220	430	360
Ponte de Lima - Fontefría	400	Prevista para 2021	

Para além da futura interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefría, acima referida e também com impacto ao nível das capacidades de interligação, menciona-se, para horizonte temporal posterior, uma futura linha a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado, com o objetivo de compensar alguma redução sobre as capacidades de interligação após a entrada em serviço do conjunto de aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega.

De salientar que estes projetos de reforço das capacidades de interligação entre Portugal e Espanha fazem parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de “Projetos de Interesse Comum” (PIC), ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, a saber:

- *PCI 2.17: Portugal - Spain interconnection between Beariz - Fontefría - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão;*
- *PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado.*

Estes projetos adquiriram o estatuto de PIC logo na primeira lista de PIC, publicada em dezembro de 2013, tendo sido reconfirmados como PIC na segunda lista, publicada em janeiro de 2016, e também na lista mais recente, publicada no JOUE<sup>8</sup> em 6 de abril de 2018, através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão de 23 de novembro de 2017.

<sup>8</sup> JOUE - Jornal Oficial da União Europeia.

### Perspetivas de evolução da capacidade de interligação a médio e longo prazo

A REN e a REE têm em desenvolvimento um conjunto de projetos de investimento, de que se destaca a futura linha de interligação a 400 kV Minho-Galiza (atualmente prevista para 2021), que possibilitarão ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores comerciais de capacidade de interligação na ordem dos 3 000 MW. Na Tabela 2 apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC para os horizontes em análise neste relatório.

**TABELA 2 - PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS<sup>(1)</sup> INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO (LIMITAÇÕES PREVISIONAIS SÓ DE REDE)**

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2018	2600	2000
2022	3000 <sup>(2)</sup>	3000 <sup>(2)</sup>
2027	3200 <sup>(3)</sup>	3600 <sup>(3)</sup>
2030	3200-3500 <sup>(4)</sup>	3600-4200 <sup>(4)</sup>
2040	3500-4000 <sup>(5)</sup>	4200-4700 <sup>(5)</sup>

**Notas:**

- (1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Após concretização da futura linha de interligação a 400 kV Ponte de Lima (PT) - Fontefría (ES).
- (3) Estimativa com base em análises efetuadas considerando as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física das redes, nos sistemas português e espanhol.
- (4) Intervalo estimado com base em análises efetuadas no âmbito do TYNDP 2016 e reconfirmados no TYNDP 2018.
- (5) Valor estimado com base em análises efetuadas nos cenários 'Sustainable Transition' e 'Distributed Generation' do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

No médio prazo, 2021/2022, estima-se um aumento significativo na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha→Portugal, com a colocação em serviço da nova linha de interligação a 400 kV a norte, entre as regiões do Minho (Ponte de Lima) e da Galiza (Fontefría).

A concretização desta nova linha de interligação a 400 kV, bem como de alguns reforços internos previstos nas redes, permitirão à REN e à REE atingir o objetivo a que as Administrações Portuguesa e Espanhola se propuseram, em Cimeira Ibérica, no âmbito da criação do MIBEL, de 3 000 MW de capacidade de comercial de interligação em ambos os sentidos.

No período 2023-2027(2030), estima-se um ligeiro aumento adicional de capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha→Portugal, tendo em consideração as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e dos desenvolvimentos internos das redes, em ambos os sistemas português e espanhol.

De referir, contudo, que em relação aos valores apresentados, na operação diária da RNT poderão vir a ocorrer reduções, em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de rede, assim

como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque electroprodutor português e/ou espanhol.

Ainda no âmbito das interligações internacionais e das decorrentes capacidades de interligação para trocas comerciais, o impacto sobre o SEN da interligação em estudo entre Portugal e Marrocos poderá ser também futuramente estudado, com a disponibilização de informação mais detalhada sobre este projeto.

## **6. PRINCIPAIS ALTERAÇÕES AO DESENVOLVIMENTO DA REDE ANTERIORMENTE PREVISTO PERANTE OS CENÁRIOS DO PRESENTE RMSA**

### **OFERTA**

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, registadas no presente RMSA, e tal como no RMSA de 2017, ao nível da 'Oferta' são apresentados dois cenários (*Continuidade* e *Ambição*), os quais, no que diz respeito à Grande Térmica, consideram diferentes datas para a desclassificação da central de Sines e da central do Pego a carvão (ambas em 2029 e 2025, respetivamente nos cenários *Continuidade* e *Ambição*), e da central da Tapada do Outeiro a gás natural (até ao final do período do RMSA - 2040 - no cenário *Continuidade*, e em 2029 no cenário *Ambição*).

Conforme já referido anteriormente, e também na proposta de PDIRT 2018-2027, a desclassificação da atual central de Sines a carvão, a par da não construção da nova central a gás natural anteriormente prevista para este local da rede, conduz a que a zona mais a sul da rede fique, a partir desse ano, sem qualquer central térmica de base, o que, em determinadas situações de operação da RNT, pode conduzir a fragilidades, ou mesmo situações em que se torne impossível assegurar a segurança do seu funcionamento dentro dos padrões de segurança estabelecidos regulamentarmente.

Para ultrapassar estas restrições, será necessário implementar na RNT um conjunto de reforços que se encontram identificados e que também já foram referenciados em anteriores edições do PDIRT. Deste conjunto, destacam-se, pela sua relevância, o fecho do eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões e o estabelecimento da ligação a 400 kV Rio Maior - 'zona de Almargem do Bispo' - Fanhões.

Na hipótese de desclassificação da central do Pego a carvão, tendo em consideração os estudos até agora realizados, assumindo-se sempre em serviço o eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões, apontam no sentido de não se anteverem limitações à operação da rede decorrentes desta desclassificação.

Por último, relativamente à hipótese de desclassificação da central a gás natural da Tapada do Outeiro, face ao horizonte temporal mais afastado aqui em causa (2029 no *Cenário Ambição* e para além de 2040 no *Cenário Continuidade*), os estudos de rede para avaliação do seu eventual impacto sobre as condições de segurança de operação da RNT ainda se encontram numa fase preliminar.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, para os quais a região sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, apresentam especial potencial, a rede conforme planeada no PDIRT 2018-2027, mesmo num cenário de realização dos reforços constantes do grupo de Projetos Complementares com impacto ao nível das capacidades de receção de nova geração, não apresenta capacidade para acomodar os montantes de

produção solar previstos nos cenários apresentados no RMSA-E 2018. Face aos montantes previstos para 2030, esta realidade será mais evidente no cenário Ambição, embora também seja evidente no cenário Continuidade, respetivamente com 10 110 MW e 6 373 MW, perspetivando-se a necessidade de serem estudados novos reforços de rede, a apresentar em futuras edições do PDIRT.

Por outro lado, ainda relativamente à 'Oferta', salienta-se que no conjunto da informação trocada com os promotores, são acordados os prazos a ter em conta para a finalização da construção dos elementos de ligação, com o objetivo de criar condições para a disponibilização atempada de tensão para testes e ensaios dos equipamentos dos centros electroprodutores, os quais antecedem a entrada em serviço propriamente dita das instalações de produção. Normalmente, a necessidade de tensão para ensaios ocorre entre seis meses a um ano antes da entrada em serviço das instalações de produção, período este que deve ser tido em consideração nas datas-objetivo de finalização dos projetos da RNT para ligação de novos centros electroprodutores, os quais, assinala-se, estão condicionados à aprovação prévia por parte do Concedente.

## PROCURA

No que diz respeito à 'Procura', a sua variação, tanto no sentido do aumento como da redução das suas taxas de crescimento, traduz-se, fundamentalmente, em alterações às datas de entrada em serviço de novos transformadores MAT/AT ou painéis em AT para reforço da capacidade de entrega à Rede Nacional de Distribuição (RND).

De salientar neste particular que, para efeitos da previsão de evolução dos consumos na RNT, para além da previsão mais global obtida a nível nacional, é também tida em consideração informação disponibilizada pelo operador da Rede de Distribuição (ORD), contendo o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição e de instalações de clientes AT na área de influência de cada PdE da RNT e a sua evolução, para além dos desenvolvimentos previstos da RND. Da conjugação desta informação pode resultar que, embora globalmente a um nível nacional se possa observar uma tendência de evolução dos consumos num determinado sentido, seja de crescimento seja de decréscimo, a um nível local, em alguns casos, essa evolução pode, em simultâneo, dar-se em sentido contrário ou com maior intensidade, dependendo das dinâmicas locais próprias.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliados os cenários de evolução do número de veículos ligeiros de passageiros totalmente elétricos (VE) previstos nos pressupostos do RMSA-E 2018. Deste trabalho resultaram valores de procura e pontas de consumo associadas aos VE muito superiores àqueles que foram considerados no RMSA-E de 2016 e 2017, assim como no PDIRT 2018-2027. As pontas de consumo associadas aos VE podem ter uma variação significativa, dependendo da opção de carregamento utilizada pelos condutores, cujo impacto na RNT poderá ser relevante, quer a nível nacional, quer a nível local.

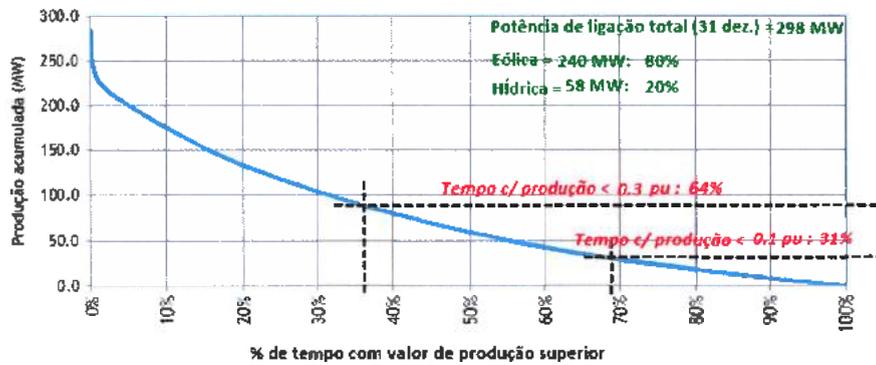
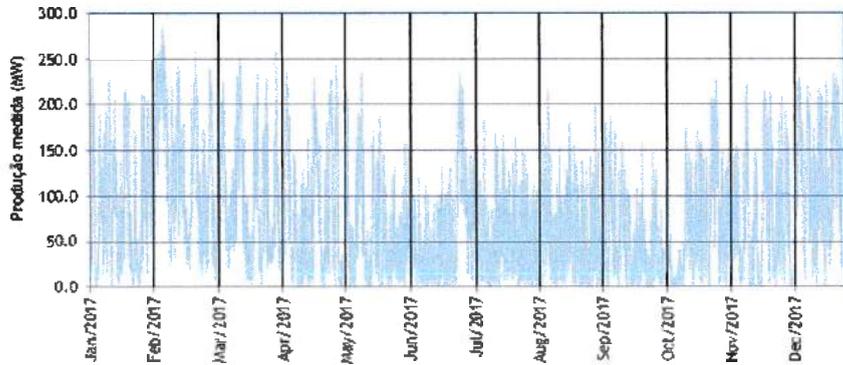
De referir também que, subsistindo ainda na RNT pontos de alimentação cuja falha pode conduzir a interrupções prolongadas de consumos, dada a insuficiência de capacidade de recurso através das redes da RND para suprir essa falha, ambos os operadores da RNT e da RND, dentro das suas competências e responsabilidades, procuram encontrar as melhores soluções para obviar e ultrapassar essas limitações de forma conjunta no exercício do planeamento das suas redes.

Cumulativamente, por ponto de entrega e para efeitos de verificação da adequação da potência de transformação instalada em cada subestação para satisfação dos respetivos consumos, o operador deve assegurar que a RNT não impõe restrições ao seu abastecimento, em conformidade com os padrões de segurança estabelecidos no RRT e com o estabelecido nos demais regulamentos, designadamente o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Realça-se que esta verificação deve salvaguardar casos em que a referida produção ligada em AT ou nível de tensão inferior não se encontra disponível, o que ocorre com grande frequência e em períodos longos durante o ano, dado o carácter intermitente das fontes de energia a que recorrem muitas destas centrais de produção. Relativamente à produção eólica embebida registada em 2017, acrescenta-se ainda que ocorreram valores de produção, em média, inferiores a 10% da potência de ligação na zona de influência dos respetivos pontos de entrega durante cerca de 20% do tempo.

A título de exemplo, ilustra-se nos gráficos seguintes a produção embebida ocorrida em 2017 nas subestações de Chafariz (com produção eólica e hídrica) e Portimão (essencialmente com produção eólica).

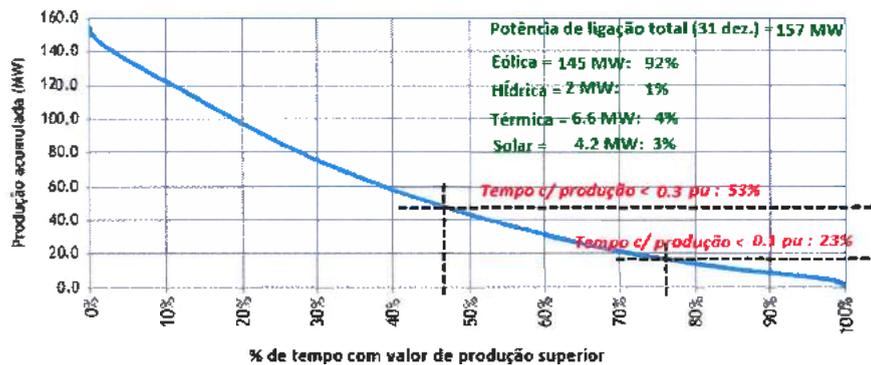
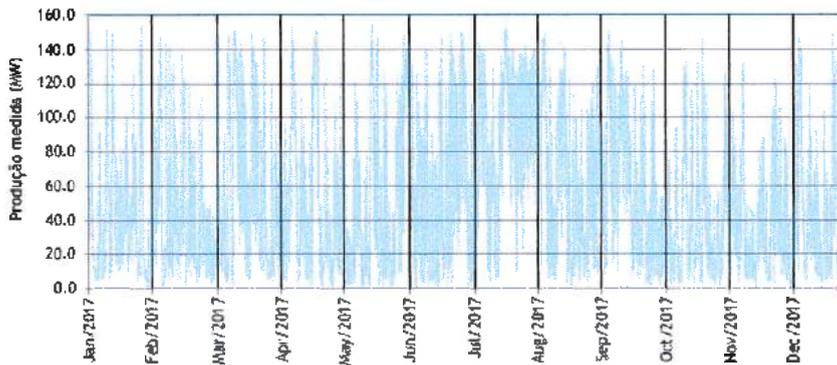
### Subestação RNT de Chafariz

Comportamento da produção embebida na sua área de influência - Ano 2017



### Subestação RNT de Portimão

Comportamento da produção embebida na sua área de influência - Ano 2017



## **7. LOCALIZAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO NA RNT**

Conforme relatado no ponto 6., de acordo com o 'Teste de Stress' deste RMSA, após a desclassificação da atual central a carvão de Sines em 2021, deixará de existir no sistema qualquer central térmica de base na zona mais a sul da RNT, o que poderá colocar dificuldades e restrições acentuadas à operação da rede que, dependendo dos regimes de funcionamento, poderá também colocar em causa a própria garantia de continuidade de serviço.

Também como referido, a colocação atempada em serviço de alguns dos projetos de reforço da RNT permitirá colmatar estas dificuldades. Não obstante, perante a hipótese de desclassificação da atual central a carvão de Sines, do ponto de vista da estrutura e segurança da RNT, e na perspetiva da adequação da distribuição territorial do parque electroprodutor, a península de Setúbal, a par da zona de Sines caso se verifique a referida desclassificação, apresentam-se como algumas das zonas mais favoráveis para a eventual construção de uma nova central de base.

## **8. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE À PROCURA**

Deste RMSA constam duas sensibilidades à Procura: em relação à trajetória 'Continuidade' é considerado o cenário Inferior 'Continuidade', e em relação à trajetória 'Ambição' é considerado o cenário Superior Ambição. Do ponto de vista da RNT, o impacto das análises de sensibilidade à Procura far-se-á sentir, acima de tudo, ao nível das datas em que se torna necessário o reforço na transformação MAT/AT ou de instalação de novos painéis em AT, destinados a aumentar a capacidade de entrega à RND. Assim, analisando o comportamento indicado ao nível das taxas de crescimento estimadas, se para o cenário Inferior Continuidade não se espera um impacto significativo ao nível das necessidades da rede, já para o cenário Superior Ambição admite-se a necessidade de vir a proceder a alguns novos reforços de rede.

Acresce ainda que, como referido no ponto 6., a tendência de evolução verificada nas pontas de consumo em cada subestação pode ser diferente da registada a nível nacional, podendo mesmo, em casos particulares, acontecer em sentido contrário.

## **9. 'TESTE DE STRESS'**

Esta hipótese assume que, do lado da 'Oferta', o sistema atual é acrescido dos novos centros em construção ou que se prevê o início da construção até 31-12-2018, e é deduzido da Central de Sines em 2019 e das desclassificações das restantes centrais térmicas (Pego e Tapada do Outeiro) nas datas estabelecidas nos CAE, (2021 e 2024 respetivamente). No caso das grandes centrais hídricas não se considera nenhuma nova entrada em exploração.

Neste cenário, do ponto de vista do equilíbrio geração/consumo, o sistema entra em rotura a partir de 2025, pois a partir deste horizonte a 'Oferta' não será suficiente para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento da 'Procura'. No que diz respeito à rede, e de modo a fazer face à desclassificação das grandes centrais térmicas conforme aqui considerado, torna-se necessário realizar

novos reforços de rede, conforme descrito no ponto 6.<sup>9</sup>. No que respeita à integração na rede de nova geração renovável, não serão necessários reforços de rede que se destinem unicamente à integração de nova geração renovável prevista neste cenário.

---

<sup>9</sup> Concretização do eixo a 400 kV Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões e colocação em serviço do eixo Rio Maior - 'zona de Almagem do Bispo' - Fanhões, também a 400 kV. Em qualquer cenário pressupõe-se em operação a linha a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e o eixo a 400 kV Falagueira-Fundão, que criam nova capacidade de rede, parte da qual já reservada para projetos de produção já hoje contruídos e em operação, mas sujeitos a restrições.