

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040 (RMSA-E 2019)

Portugal, julho de 2019

[página em branco]

Índice

Sumário Executivo	4
1. Enquadramento	10
1.1. Enquadramento legislativo	10
1.2. Âmbito do RMSA-E	10
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional	12
2.1. Procura	12
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.....	32
3.3. Ambiente e competitividade	34
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020 e 2030	36
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações.....	39
5.1. Desenvolvimento da RNT	39
5.2. Interligações transfronteiriças.....	40
5.2.1. Situação atual	40
5.2.2. Futuros desenvolvimentos	42
6. Qualidade de Serviço.....	45
6.1. Continuidade de serviço	45
6.2. Qualidade da energia elétrica	47
7. Considerações Finais	48
Anexos	51
Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2019	
Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2020-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2019	

[página em branco]

Sumário Executivo

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), constituindo este documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040” (RMSA-E 2019), no qual foi tida em conta a análise sobre a evolução do sistema electroprodutor no médio e longo prazo, que consta no documento “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN - Período 2020-2040, Contributos REN para o RMSA-E 2019”, que se encontra em anexo, e que dele faz parte integrante (Anexo 2).

O RMSA-E é uma peça fundamental para avaliar, no médio e longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do SEN. 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 no 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:

- (i) O equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;
- (ii) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (iii) O nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- (iv) A capacidade suplementar prevista ou em construção;
- (v) 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;
- (vi) 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 (detalhados no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E) 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), no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o horizonte 2020 e no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2021-2030) para o horizonte 2030, 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.

SE1 - No que respeita à evolução da oferta do Sistema Elétrico 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, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, dando resposta ao compromisso do Governo de encerrar estas centrais até 2030;
- (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, acomodando a previsão mais ambiciosa do Governo sobre esta matéria;
- (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 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, para além da capacidade instalada, teve-se em conta a entrada em exploração das centrais de Gouvães e Daivões, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração em 2021.

No caso da produção a partir de fontes de energia renovável (FER) e cogeração, considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, a informação mais recente disponível, a 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC, com alguns ajustamentos;
- (ii) no Cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, a 28 de fevereiro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC;
- (iii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, a 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2019.

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 definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

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 Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética, bem como da Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/UE, para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução da penetração dos veículos elétricos (VE) 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:

1. Cenário Inferior Continuidade, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
2. Cenário Central Continuidade, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
3. Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);
4. Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);

5. **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 2019, 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 e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos. Para efeitos do RMSA-E 2019 optou-se por considerar, no cenário Continuidade, uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e no cenário Ambição 80% e 40%, respetivamente.

À semelhança do que é considerado para a evolução do SEN, também para a evolução do número de veículos elétricos o Cenário Ambição corresponde às perspetivas definidas no PNEC. A evolução das vendas de veículos elétricos no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos elétricos. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada.

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:

1. **Trajetória Continuidade** - assumindo o cenário Central Continuidade da procura e o Cenário Continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029. Foi também efetuada para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Continuidade;
2. **Trajetória Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029. Foi efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;
3. **Teste de Stress** – assumindo o Cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2019.

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

1. A evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida¹ projetada para o período 2019-2040 aponta para taxas médias de crescimento anual de 1,8% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,7% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no Cenário Central Ambição, 1,1% no Cenário Central Continuidade e 0,9% no Cenário Inferior Continuidade.

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

2. O sistema electroprodutor em Portugal Continental, com base na informação disponível, à data de 28 de fevereiro de 2019, sobre os projetos já licenciados e em licenciamento, e considerando os descomissionamentos previstos, poderá alcançar em 2040 no Cenário Continuidade de evolução da oferta 29,4 GW (+9,3 GW face a 2018) e no Cenário Ambição de evolução da oferta 42,9 GW (+22,8 GW face a 2018).
3. Na Trajetória Continuidade, até 2030, não obstante a desclassificação das centrais termoelétricas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro no final de 2029, o ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,14 e 1,09, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Em 2040 estima-se, no entanto, que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,99, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 300 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento. Em todo o período 2020-2040 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,133 h/ano em 2020 e atingindo valores praticamente nulos em 2030 e 2040 (0,006 h/ano em ambos os casos).
4. No caso da Trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas de Sines e Pego no final de 2023 e 2021, respetivamente, e da central da Tapada do Outeiro no final de 2029, a par da maior penetração de veículos elétricos, até 2030 o ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,13 e 1,08, para probabilidades de excedência de 95% e 99%, respetivamente. Contudo, em 2040 estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,95, existindo a necessidade de incorporação no sistema de 600 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento. No período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,153 h/ano em 2027 e atingindo os 0,060 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, a perda de carga, identificada pelo LOLE, é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,441 h/ano.
5. Para o caso da análise de sensibilidade à procura superior na Trajetória Ambição, até 2030 a evolução do ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,09 e 1,05, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Em 2040, no entanto, estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,90, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 1 100 MW de capacidade de oferta adicional (+ 500 MW face ao cenário Central Ambição da procura) para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento. Em todo o período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,298 h/ano em 2027 e atingindo os 0,067 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, o valor do LOLE é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,674 h/ano.
6. Relativamente aos veículos elétricos (VE), dado o incremento e a diversidade dos proprietários, o mais expectável será que, no futuro, o seu carregamento corresponda a uma combinação de duas estratégias extremas: (i) *Direct Recharging*, baseada no princípio de que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário e (ii) *Valley Recharging*, que privilegia uma gestão dos carregamentos nos períodos de vazio. Como cenário base nestes estudos, em ambas as trajetórias considerou-se:

- Para os VE de passageiros e de mercadorias - 10 % utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento, dos quais 20% assumem uma estratégia *Direct Recharging* e 80% uma estratégia *Valley Recharging*;
- Para os VE pesados de passageiros - 10 % utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento associado à estratégia *Valley Recharging*.

De forma a avaliar o impacto de diferentes estratégias de carregamento dos VE, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade, em que se assume, no caso dos 90% de VE ligeiros de passageiros e de mercadorias que utilizam carregamento lento, uma estratégia *Direct Recharging* para 60% dos casos, com consequências ao nível do agravamento da ponta de consumos anual. Na ocorrência da Trajetória Continuidade esse agravamento de ponta atinge os 300 MW e no caso da Trajetória Ambição ascende a 650 MW.

7. As estimativas para os níveis de contribuição das fontes de energia renovável para o abastecimento dos consumos de eletricidade nas trajetórias Continuidade e Ambição ultrapassam a quota apresentada no PNAER 2020 para garantir o cumprimento da meta nacional de 31% de energias renováveis no consumo final bruto de energia. Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável de 62% no consumo bruto de eletricidade em ambas as trajetórias. No horizonte 2030 verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 79% e de 95%, para as trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente. De notar que o objetivo definido no âmbito do PNEC para 2030 é de 80%.
8. Entre 2020 e 2030 as emissões anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais em regime ordinário evoluem de 4,7 Mt para 2 Mt ou 0,7 Mt, consoante se trate da trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Em 2040 as estimativas apontam para totais de 1,8 Mt para a trajetória Continuidade e 0,1 Mt na trajetória Ambição.

A progressiva incidência do ISP e da taxa de CO₂ na produção de eletricidade através do carvão aponta para uma perda de competitividade desta tecnologia, face às restantes, a partir do final de 2021, prevendo-se que nas centrais de Sines e Pego seja fortemente condicionada em ambas as trajetórias.

Não obstante o ganho de competitividade das centrais a ciclo combinado a gás natural face às centrais a carvão, nas condições da trajetória Continuidade a utilização média dessas centrais não excede 45%, e evolui para valores inferiores a 25% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 18% em 2040.

Na trajetória Ambição, mesmo após a desclassificação da totalidade das centrais a carvão, prevista até final de 2023, a utilização média das centrais a gás natural em 2025 não ultrapassará os 17%. Em 2030 e 2040, o decréscimo progressivo da utilização das centrais a gás natural é ainda mais evidente do que na trajetória Continuidade, evoluindo para valores da ordem dos 9% e 2%, respetivamente.

9. Do ponto de vista da RNT, para fazer face à desclassificação das centrais de Sines e do Pego, está previsto um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, entre outros objetivos, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país.

Com a realização dos reforços de rede apresentados na proposta de PDIRT-E 2019 estima-se um significativo incremento da capacidade para receção de nova geração, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável como é o caso do solar no Alentejo e no Algarve. A esta capacidade poderá vir a juntar-se a que possa decorrer da desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego.

Relativamente às previsões de construção de novas instalações de geração baseadas no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. Neste contexto, na proposta de PDIRT-E 2019 está identificado um conjunto de novos reforços de rede com vista a dotar a RNT de condições para ir ao encontro das referidas metas.

10. O Teste de Stress, tendo por base a composição atual do sistema, deduzida da central de Sines a carvão no final de 2020, da central do Pego no final de 2021 e da central da Tapada do Outeiro no final de 2024, e acrescida dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até final de 2019, 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%), ilustrando a insuficiência do sistema electroprodutor para dar resposta às necessidades de consumo a partir desse ano.
11. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, em 2021-2022, com a entrada em serviço da linha a 400 kV entre Minho e Galiza, será possível alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 000 MW, objetivo proposto em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL. Até 2025 estima-se um ligeiro aumento, para 3 200 MW no sentido Portugal→Espanha e 3 600 MW no sentido Espanha→Portugal, tendo em consideração os desenvolvimentos internos das redes em ambos os sistemas, que no caso português prevê a entrada em serviço da linha de 400 kV Pedralva-Sobrado, a qual permitirá compensar uma redução dos valores de capacidade de interligação após a entrada plena em serviço da produção das centrais do Alto Tâmega. Para o horizonte 2030, um conjunto de análises de muito longo prazo realizado pelos ORT conduziu a uma estimativa de valores de capacidade de interligação na gama dos 3 200-3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 3 600-4 200 MW no sentido Espanha→Portugal. Em 2040 as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como "*Target Capacities*" para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

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 no artigo 32.º-A do Decreto-Lei n.º 215-B/2012:

- (i) O equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;
- (ii) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (iii) O nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- (iv) A capacidade suplementar prevista ou em construção;
- (v) 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;
- (vi) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos.

1.2. Âmbito do RMSA-E

A segurança de abastecimento esteve sempre no centro das políticas energéticas adotadas a nível nacional e a nível comunitário. Mais recentemente, situações de disrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros no seio da União Europeia (UE), despertaram a atenção para a necessidade do reforço das políticas 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. Neste contexto, a monitorização da segurança do abastecimento surge como 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 sua segurança de abastecimento, 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 de abastecimento, 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 2019 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 2020-2040, 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, PNAEE e PNEC);
- 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 rutura 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.

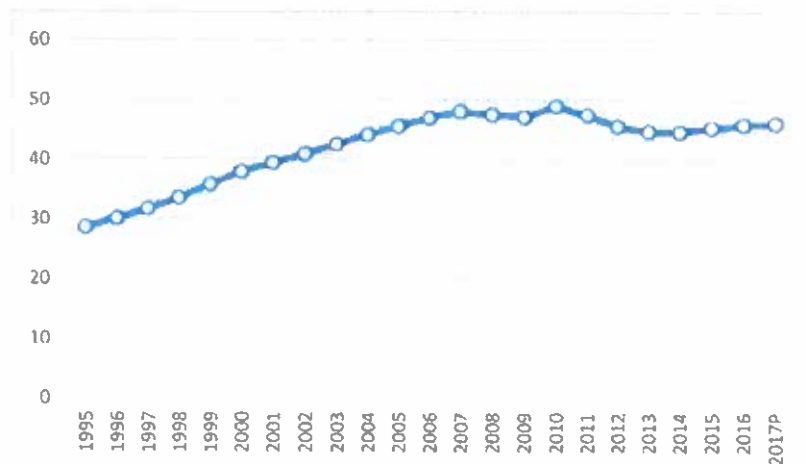
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional

Apresenta-se de seguida uma caracterização do Sistema Elétrico Nacional, ao nível de Portugal Continental, de forma resumida, nos aspetos mais relevantes referentes à procura e à oferta.

2.1. Procura

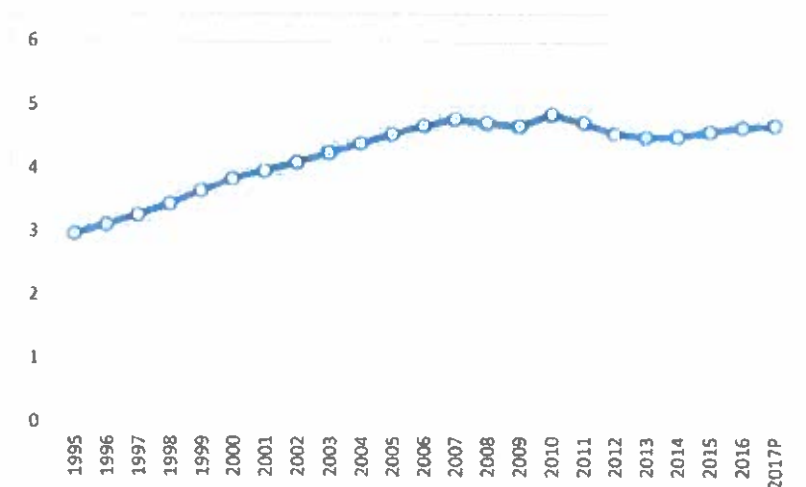
A procura de eletricidade em Portugal Continental registou um crescimento negativo no período 2008-2017, verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -0,34% neste período, em resultado de uma redução considerável do consumo ocorrida entre 2010 e 2014. Em 2017, o consumo total em Portugal Continental situou-se em cerca de 46,1 TWh, o que correspondeu a um aumento de aproximadamente 0,6% face a 2016. Relativamente ao consumo de eletricidade *per capita*, em 2017 verificou-se um consumo de cerca de 4,7 MWh/habitante, o que representa um aumento de aproximadamente 0,8% face a 2016.

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



Fonte: DGEG

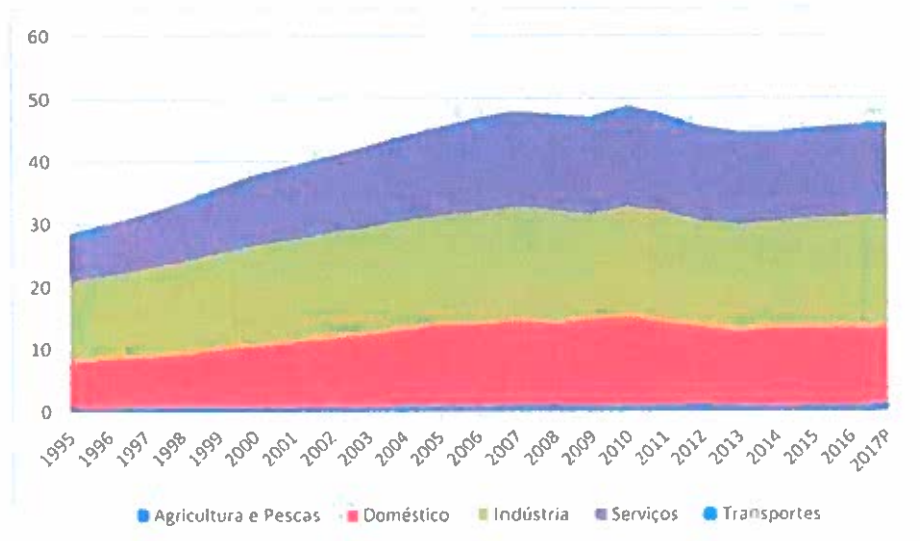
Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade *per capita* em Portugal Continental (MWh/habitante)



Fonte: DGEG, INE

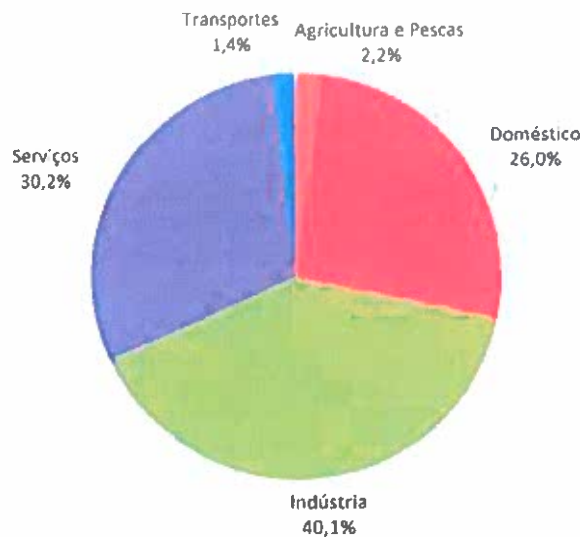
Em termos setoriais, o setor da indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2017 com cerca de 40%, seguido do setor dos serviços com aproximadamente 30%, do sector doméstico com 26%, e dos setores da agricultura e pescas e transportes com cerca de 2% e 1%, respetivamente.

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



Fonte: DGEG

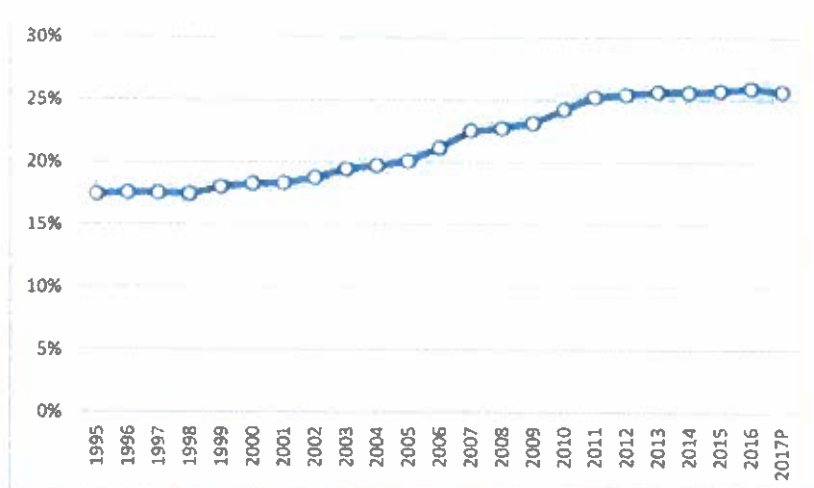
Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2017 (P) por setor de atividade



Fonte: DGEG

Em termos globais, o peso da eletricidade no consumo total de energia final tem vindo a aumentar nos últimos anos, sendo que em 2017 representava cerca de 26% do consumo total de energia final, o que demonstra a crescente importância da eletricidade na *mix* de consumo de energia.

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

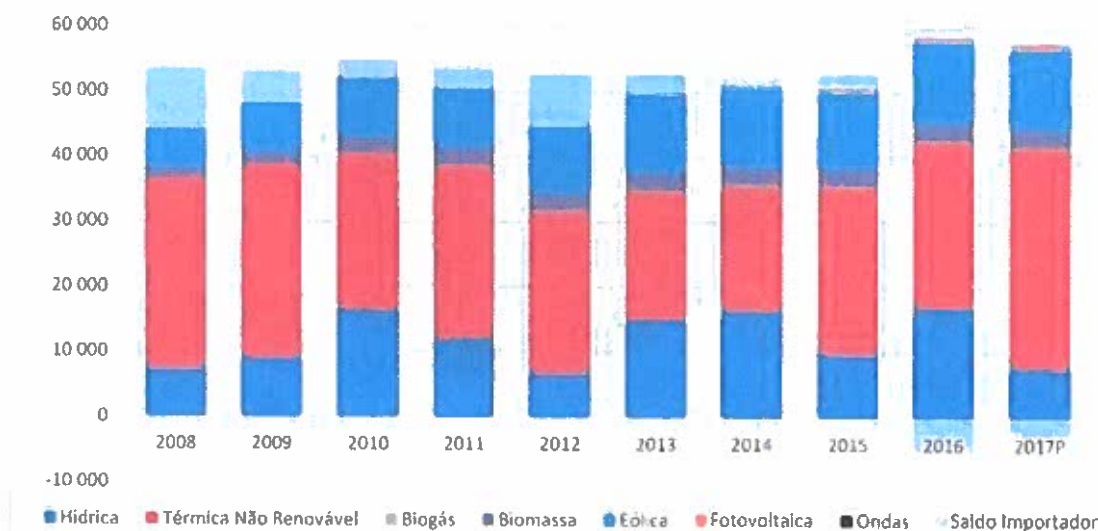


Fonte: DGEG

2.2. Oferta

A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2017 foi cerca de 57,7 TWh, verificando-se uma diminuição de aproximadamente 1,6%, ou 0,9 TWh, face a 2016, sendo que no período 2008-2017 se registou uma taxa de 3,0%. Tal como já se havia verificado em 2016, contrariando a tendência verificada ao longo dos anos, o saldo importador de eletricidade registou em 2017, um valor negativo. O saldo importador foi em 2017 de -2 684 GWh.

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

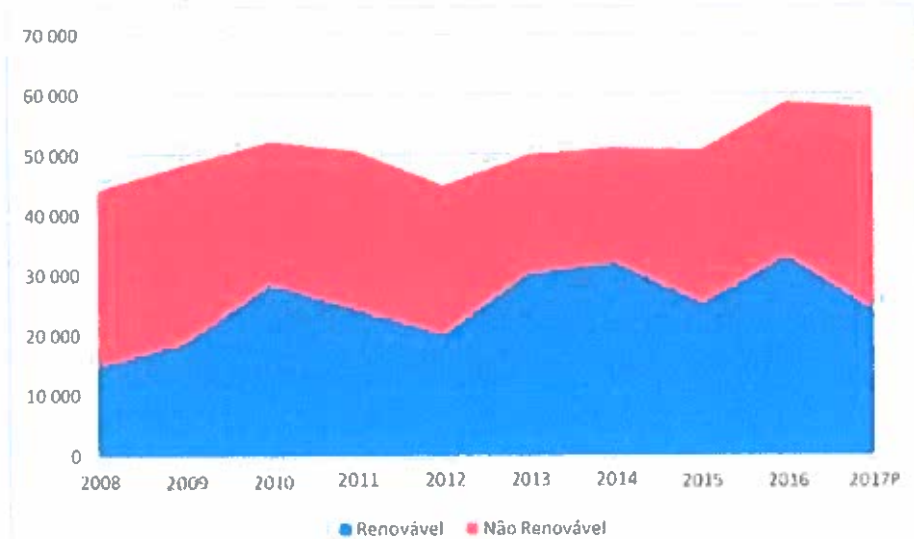


Fonte: DGEG

Em 2017, cerca de 41% da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis, verificando-se uma diminuição de 15% face a 2016. Comparativamente a 2016, resultado de condições hidrológicas mais adversas e consequentemente de uma menor produção hídrica, em 2017 a componente hídrica deixou de ter a maior fatia de produção com origem em fontes renováveis, que passou para a energia eólica, com cerca de 21,0% da produção total (50,9% da produção renovável). Seguiram-se a hídrica com 13,0% (31,7% da produção renovável), biomassa com 5,0% (12,2% da produção renovável),

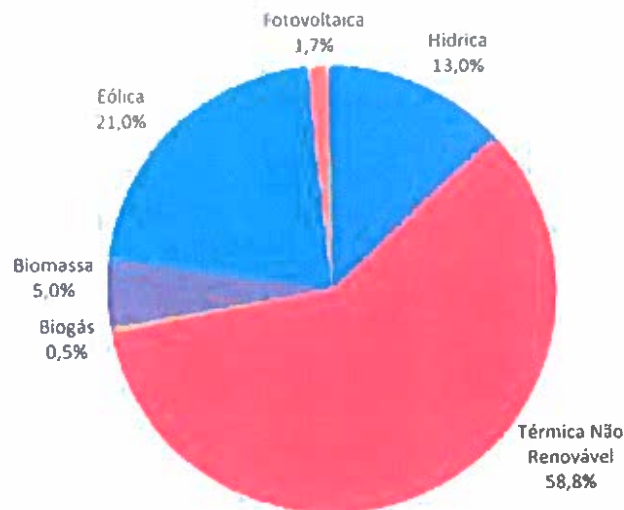
solar fotovoltaica com 1,7% (4,0% da produção renovável) e biogás com 0,5% (1,2% da produção renovável).

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 2017 (P)



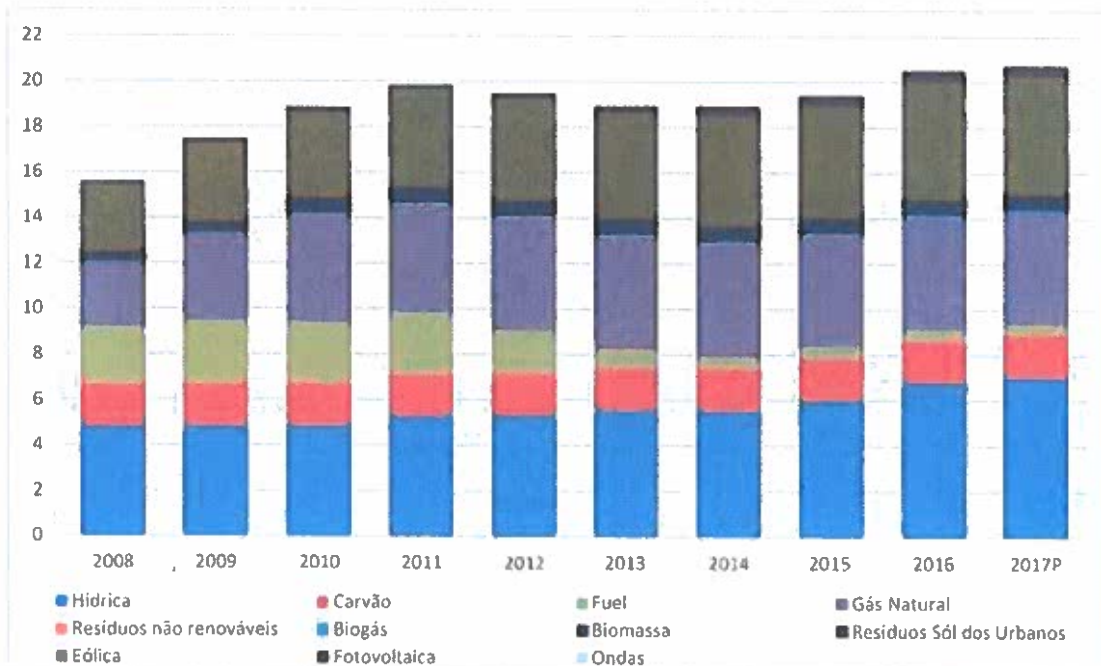
Fonte: DGEG

Em 2017 a capacidade instalada em Portugal Continental era de aproximadamente 20,7 GW, verificando-se um aumento de 1,2%, ou 244,1 MW, face a 2016, em resultado de um aumento de 279,9 MW na capacidade das tecnologias renováveis, da qual 264,0 MW na capacidade hídrica e 15,9 MW nas restantes renováveis, e de uma redução de 35,8 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 2016, registou um aumento de 2,1%. Os restantes 7,3 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis que, face a 2016, registaram uma redução de 0,5%.

Nos últimos 10 anos a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, tendo registado um aumento de aproximadamente 33%. Nesse período verificou-se um incremento de cerca de 61% na

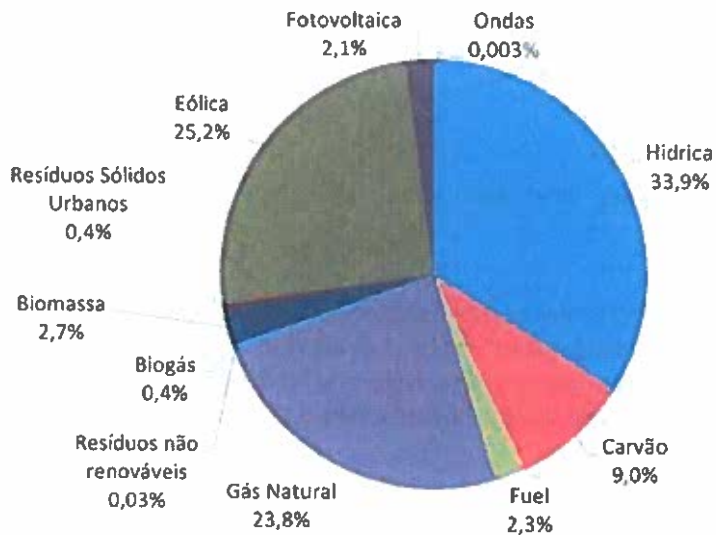
capacidade instalada em tecnologias renováveis e uma diminuição de aproximadamente 0,5% naquela associada às tecnologias térmicas não-renováveis.

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



Fonte: DGEG

Figura 10 - Mix de capacidade instalada em Portugal Continental em 2017 (P)

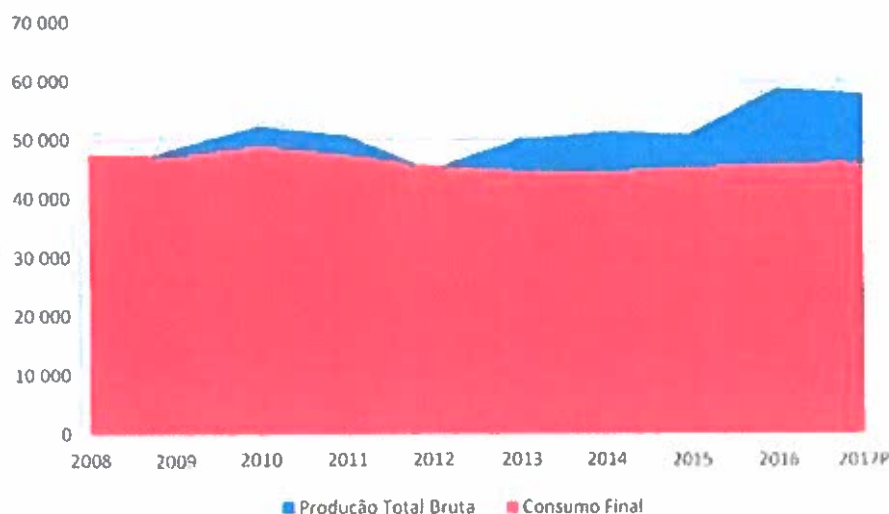


Fonte: DGEG

2.3. Análise Oferta vs. Procura

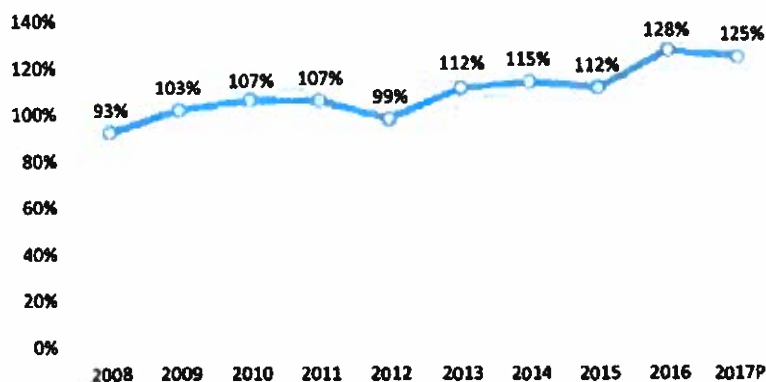
Analisando a relação entre a Produção, representada pela produção bruta de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 6, e a Procura, representada pelo consumo final de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 1, verifica-se que nos últimos anos esta relação tem oscilado entre os 93% e os 128%, como pode ser observado na figura 12.

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



Fonte: DGEG

Figura 12 - Rácio entre Produção real e Procura



Fonte: DGEG

Analisando esta mesma relação mas considerando que as tecnologias podem trabalhar na sua capacidade máxima, no caso das centrais térmicas² e das cogerações³, e num regime médio no caso das Hídricas⁴, Eólicas⁵ e do Solar⁶, verifica-se que a relação entre a Produção máxima/média e a Procura atingiu, nos últimos anos, um valor mínimo de 167% e um máximo de 217%, como mostra a figura 14.

² 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).

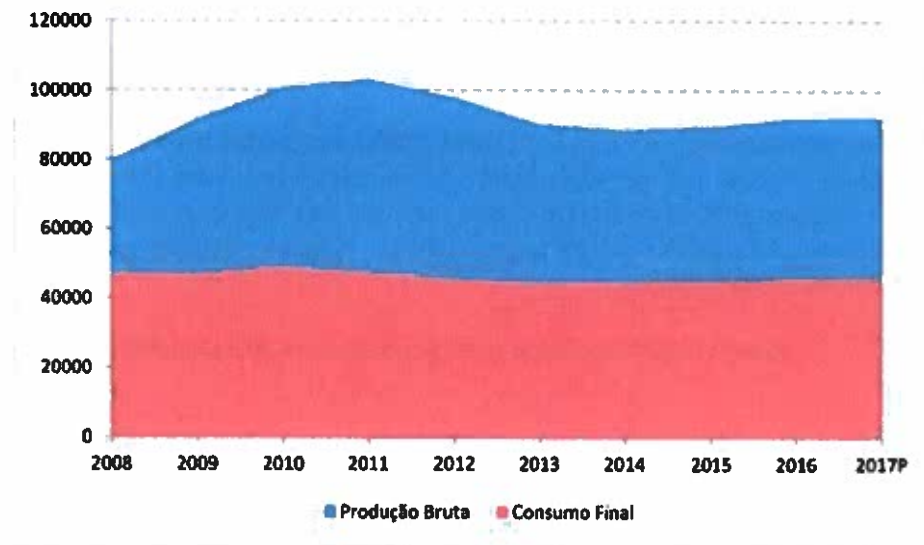
³ No caso das Cogerações, assume-se um *Load Factor* máximo de 50% (4 380 horas/ano) em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

⁴ 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.

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

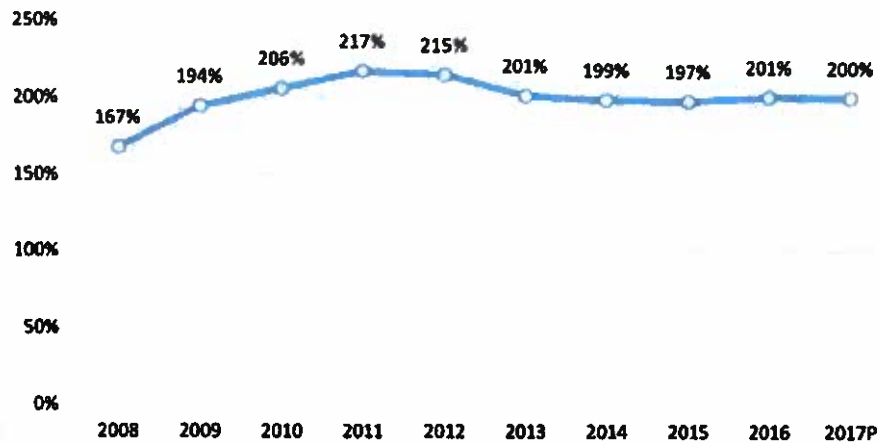
⁶ No caso do Solar Fotovoltaico, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

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



Fonte: DGEG

Figura 14 - Rácio entre Produção máxima/média e Procura



Fonte: DGEG

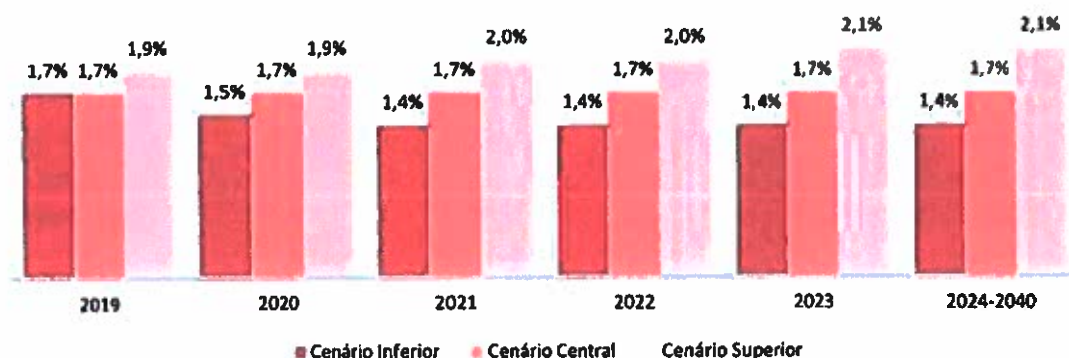
Este aparente excesso de produção, tendo como pressuposto que as centrais térmicas e as cogerações podem trabalhar na sua capacidade máxima e as restantes tecnologias (hídrica, eólica e solar) funcionam em regime médio, face à procura, resulta do facto de as centrais térmicas a gás natural funcionarem 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 tem potenciado 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 deste RMSA-E, 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.

Figura 15 – Previsão de evolução da taxa de variação do PIB no horizonte 2019-2040



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

Ao nível das Grandes Térmicas considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, dando resposta ao compromisso do Governo de encerrar estas centrais até 2030;
- (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, acomodando a previsão mais ambiciosa do Governo sobre esta matéria;
- (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 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, para além da capacidade instalada, teve-se em conta a entrada em exploração das centrais de Gouvães e Daivões, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração em 2021;

Quanto à evolução da produção a partir de fontes de energia renovável e cogeração, considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, a informação mais recente disponível, a 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC, com alguns ajustamentos;
- (ii) no Cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, a 28 de fevereiro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC;
- (iii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, a 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2019.

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 definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

Quanto aos cenários da procura, para além dos pressupostos macroeconómicos (apresentados no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E), 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 Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética, bem como da Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução da penetração nas vendas dos veículos elétricos e do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP). Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

1. Cenário Inferior Continuidade, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
2. Cenário Central Continuidade, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
3. Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);
4. Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);
5. 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 2019, 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 e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos. Para efeitos do RMSA-E 2019 optou-se por considerar, no cenário Continuidade, uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e no cenário Ambição 80% e 40%, respetivamente.

À semelhança do que é considerado para a evolução do SEN, também para a evolução do número de veículos elétricos (VE) o cenário Ambição corresponde às perspetivas definidas no PNEC. A evolução das vendas de VE no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de VE. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada.

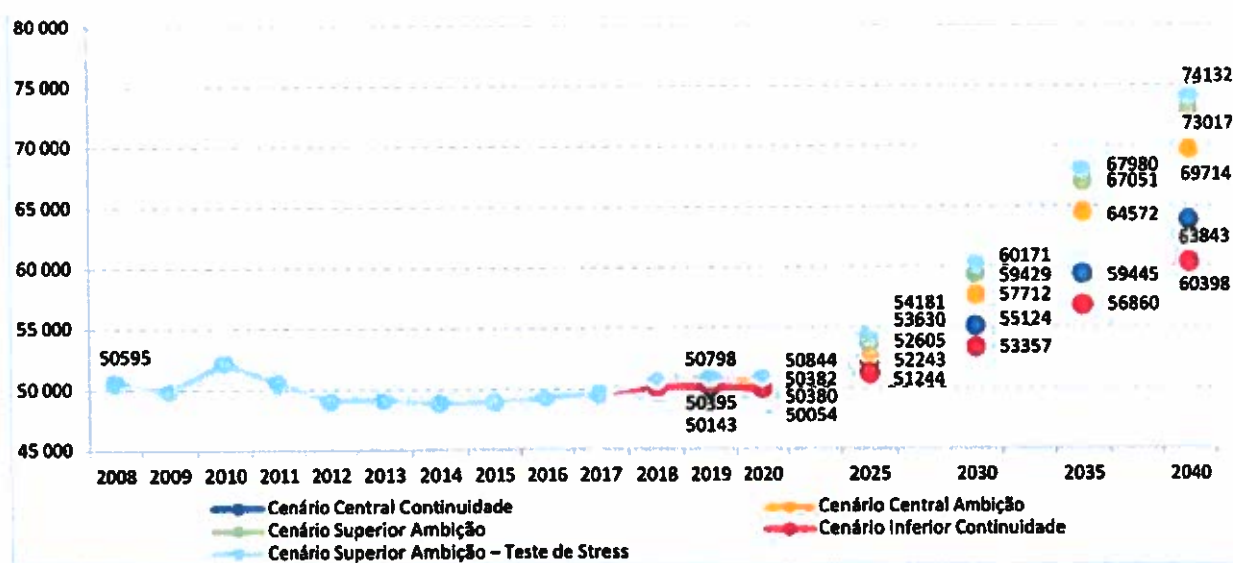
Como cenário base considerou-se:

- Para os VE de passageiros e de mercadorias - 10 % utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento, dos quais 20% assumem uma estratégia *Direct Recharging* e 80% uma estratégia *Valley Recharging*;
- Para os VE pesados de passageiros - 10 % utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento associado à estratégia *Valley Recharging*.

De forma a avaliar o impacto de diferentes estratégias de carregamento dos VE, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade, em que se assume, no caso dos 90% de VE ligeiros de passageiros e de mercadorias que utilizam carregamento lento, uma estratégia e para 60% dos casos, com consequências ao nível do agravamento da ponta de consumos anual. Na ocorrência da Trajetória Continuidade esse agravamento de ponta atinge os 300 MW e no caso da Trajetória Ambição ascende a 650 MW.

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

Figura 16 – Cenários de evolução do consumo referido à produção líquida⁷ considerados no RMSA-E 2019 (GWh)



FONTES: REN

⁷ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

Os cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e das licenças de CO₂, são ilustrados nas figuras seguintes.

Figura 17 - Cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos⁸

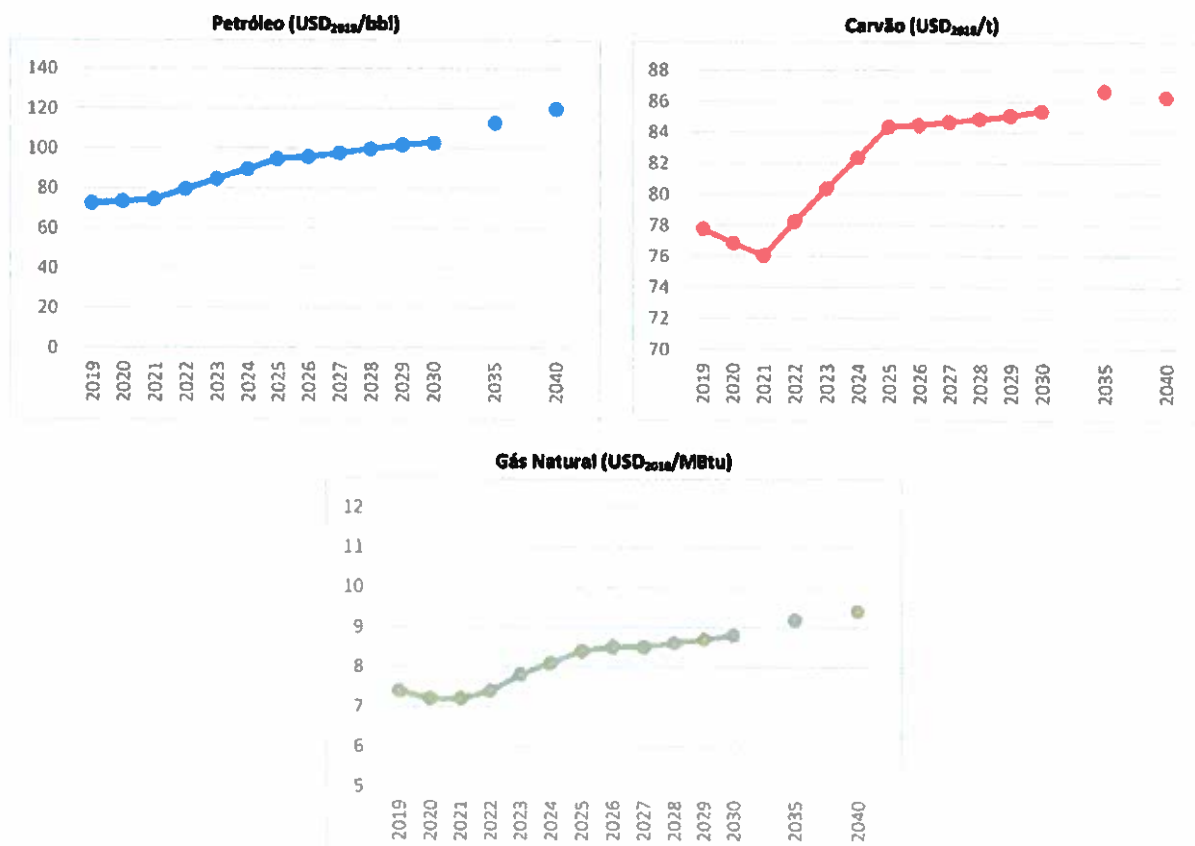
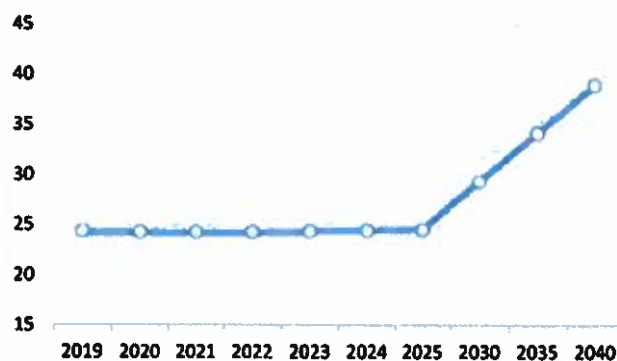


Figura 18 – Cenário de evolução do preço das licenças de CO₂ (€₂₀₁₈/ton)⁹



⁸ Petróleo: Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *New Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2018*. Preços revisados para 2018 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

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

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

⁹ 2019 a 2025: Valores obtidos com base nas cotações do *ECX ICE EUA Emissions Futures* para dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 17 de maio de 2019).

2040: Valor obtido com base no *New Policies Scenario - European Union* da AIE, *World Energy Outlook 2018*, (43 USD₂₀₁₈/t) e convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2018.

2030 e 2035: Valores obtidos por interpolação linear.

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao presente relatório, tomou-se, ainda, em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) e CO₂ aplicadas ao carvão para produção de eletricidade indicadas na tabela seguinte. De acordo com o Orçamento de Estado para 2019, a taxa de adicionamento que incide sobre o carvão na produção de eletricidade em 2019 está limitada a 5€/ton CO₂. Entre 2019 e 2022 assumiu-se a evolução desse limite desde 5 €/ton até 20 €/ton.

Tabela 1 – Taxas de ISP e CO₂ a aplicar ao carvão para produção de eletricidade

	ISP 2019 (€/ton)	Adicionamento Taxa CO ₂ 2019* (€/ton)	Incidência aplicável ao ISP e CO ₂	Incidência ISP (€/ton)	Incidência Taxa CO ₂ 2019 (€/ton)	Total (€/ton)
2019	4,26	28,86	25%	1,07	5,00**	6,07
2020	4,26	28,86	50%	2,13	10,00	12,13
2021	4,26	28,86	75%	3,20	15,00	18,20
2022	4,26	28,86	100%	4,26	20,00	24,26

* Portaria n.º 6-A/2019

** Orçamento de Estado 2019

O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no “Anexo 1 – Pressupostos RMSA-E 2019” do presente relatório.

3.2. Perspetivas analisadas

O RMSA-E 2019 compreende as seguintes análises:

Figura 19 - Análises efetuadas no RMSA-E 2019

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 SEN é feita em duas vertentes: *Adequacy* e *Security*. A vertente de *Adequacy* permite avaliar a suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de eletricidade, enquanto a vertente *Security* permite avaliar a capacidade de resposta do sistema a perturbações do equilíbrio oferta-procura.

O principal indicador que permite avaliar o nível de segurança do SEN 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 secundária¹⁰ e a reserva terciária¹¹, 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 referidas na figura anterior¹².

3.2.1. Trajetória Continuidade

Na Trajetória Continuidade, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, admite-se o descomissionamento das centrais térmicas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 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 a partir de fontes de energia renovável e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível, a 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC, com alguns ajustamentos que tiveram em consideração, entre outros fatores, a evolução mais conservadora prevista no cenário de referência do PNEC, em análise em junho de 2018;

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 definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

A tabela 1 resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2018-2040 considerada para a Trajetória Continuidade (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E).

¹⁰ Capacidade mobilizável entre 15 segundos e 15 minutos

¹¹ Capacidade de substituição da Reserva Secundária mobilizável entre 15 minutos e 1 hora (albufeiras com e sem bombagem, assim como 10% da NTC)

¹² Para a análise de sensibilidade à procura inferior da trajetória Continuidade não foram efetuados estudos de fiabilidade com vista à Identificação dos ICP e eventuais reforços de capacidade, em virtude de a procura inferior não configurar um quadro de maior exigência sobre o SEN

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2018-2040: Trajetória Continuidade

Tecnologia (MW)	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	5 585	2 839	2 839	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	5 585	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	760	770	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1 285	1 295	1 301	1 301	1 301	1 301
Grandes Hídricas	6 388	6 388	7 542	8 097	8 097	8 097
das quais reversíveis	2 713	2 713	3 593	4 148	4 148	4 148
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)**	618	619	635	635	635	635
Total Hídrica	7 006	7 007	8 177	8 732	8 732	8 732
Eólica onshore**	5 303	5 370	5 720	5 787	5 854	6 045
Eólica offshore**	0	25	79	150	175	200
Total Eólica	5 303	5 395	5 799	5 937	6 029	6 245
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)**	137	240	280	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)**	80	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)**	336	1 061	3 469	6 000	6 500	7 000
Fotovoltaico Concentração (CPV)**	17	17	106	200	250	300
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	0	0	200	250
Total Solar	353	1 078	3 575	6 200	6 950	7 550
Ondas**	1	1	22	50	78	105
Geotermia de profundidade**	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída***	263	560	1 344	1 617	1 891	2 165
Fotovoltaico (PV)	262	553	1 336	1 610	1 884	2 157
Hídrica	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Biomassa	0,0	6	6	6	6	6
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20 090	21 325	26 246	27 124	28 267	29 384
do qual Renovável	13 745	14 970	19 885	23 508	24 651	25 769
do qual Não-Renovável	6 345	6 355	6 362	3 616	3 616	3 616

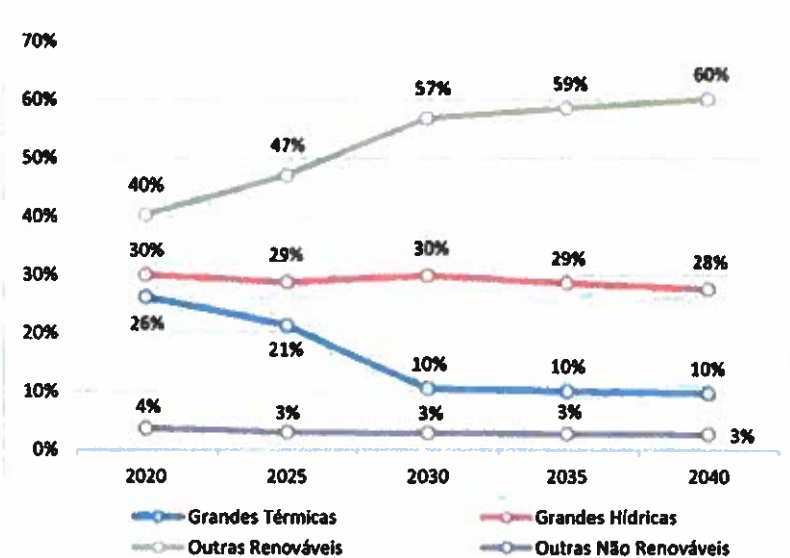
* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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

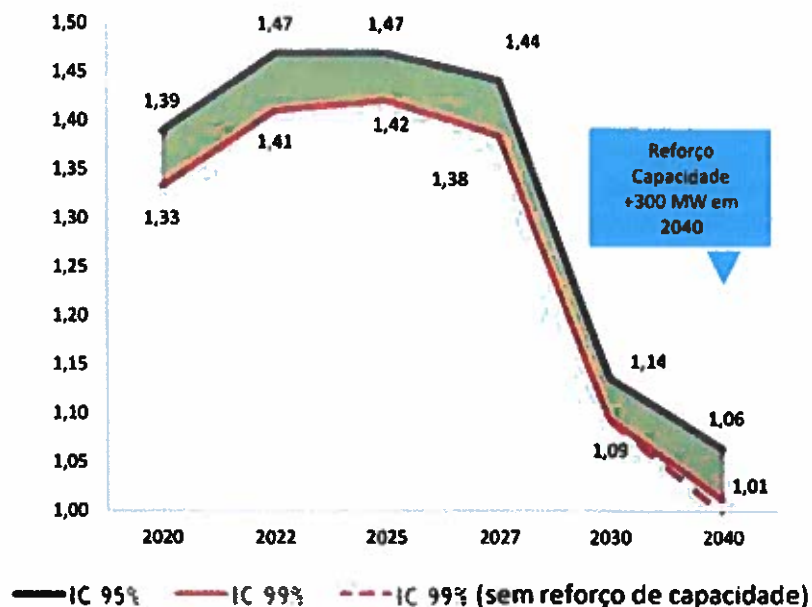
Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Continuidade verifica-se que entre 2030 e 2040 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 10%, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 87 e 88%.

Figura 20 – Evolução da capacidade instalada na Trajetória Continuidade



Como referido anteriormente, o principal indicador que permite avaliar o nível de segurança do SEN no abastecimento de eletricidade na vertente de *Adequacy* é o ICP. A figura seguinte mostra a evolução do ICP na Trajetória Continuidade para o período 2020-2040, considerando o reforço de potência necessário para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Figura 21 – ICP Trajetória Continuidade



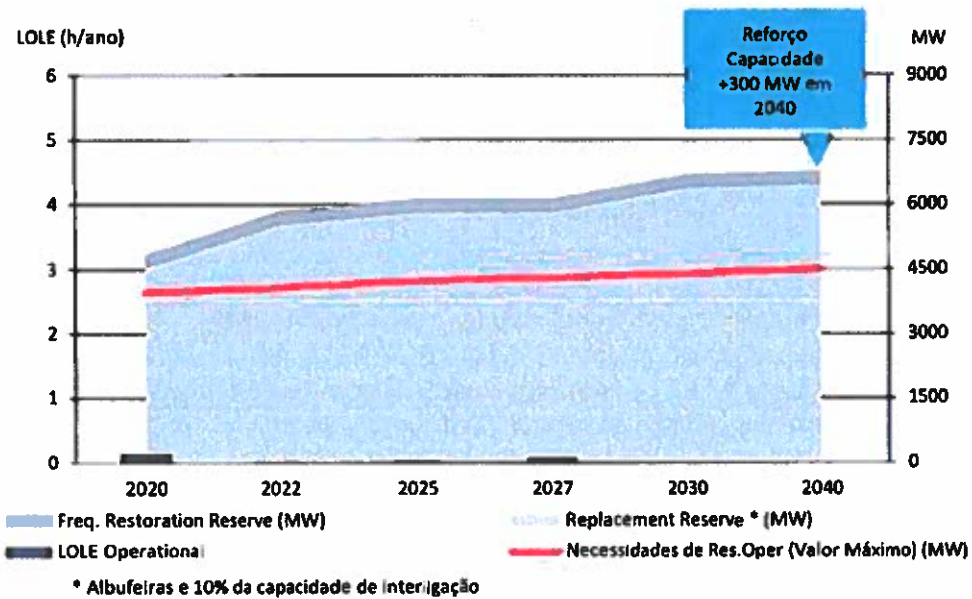
Fonte: REN

Da análise do gráfico anterior observa-se que na Trajetória Continuidade, até 2030, não obstante a desclassificação das centrais termoelétricas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro no final de 2029, a evolução do ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,14 e 1,09, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Em 2040 estima-se, no entanto, que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,99, conduzindo à necessidade de incorporação

no sistema de 300 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Em todo o período 2020-2040, na Trajetória Continuidade, o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,133 h/ano em 2020 e atingindo valores praticamente nulos em 2030 e 2040 (0,006 h/ano em ambos os casos).

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



NOTA: Os resultados apresentados consideram, no caso dos 90% de VE ligeiros que utilizam carregamento lento, uma estratégia 20% *Direct Recharging*¹³ e 80% *Valley Recharging*¹⁴. Em 2030, no caso da estratégia de carregamento dos referidos 90% de VE ligeiros ser 60% *Direct Recharging* e 40% *Valley Recharging*, estima-se um agravamento da ponta em cerca de 300 MW, situação que poderá originar a necessidade de reforçar o sistema com capacidade adicional.

3.2.2. Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, considera-se o descomissionamento da central térmica de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central térmica do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central térmica da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 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 28 de fevereiro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC.

¹³ Estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário.

¹⁴ Estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazio.

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 definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2018-2040 considerada para a Trajetória Ambição (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E).

Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2018-2040: Trajetória Ambição

Tecnologia (MW)	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	3 829	2 839	2 839	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	3 829	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	760	770	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1 285	1 295	1 301	1 301	1 301	1 301
Grandes Hídricas	6 388	6 388	7 542	8 097	8 097	8 097
das quais reversíveis	2 713	2 713	3 593	4 148	4 148	4 148
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)**	618	619	635	635	635	635
Total Hídrica	7 006	7 007	8 177	8 732	8 732	8 732
Eólica onshore**	5 303	5 370	6 889	8 901	10 913	12 926
Eólica offshore**	0	25	126	260	394	528
Total Eólica	5 303	5 395	7 015	9 161	11 307	13 454
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	81	81	81	81
Biomassa (s/ cogeração)**	137	240	280	300	300	300
Biogás (s/ cogeração)**	80	85	97	97	97	97
Fotovoltaico (PV)**	336	1 061	5 224	7 500	9 776	12 052
Fotovoltaico Concentração (CPV)**	17	17	225	500	775	1 051
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	129	300	471	642
Total Solar	353	1 078	5 577	8 300	11 023	13 745
Ondas**	1	1	31	70	109	148
Geotermia de profundidade**	0	0	11	25	39	54
Produção Distribuída***	263	560	1 344	1 617	1 891	2 165
Fotovoltaico (PV)	262	553	1 336	1 610	1 884	2 157
Hídrica	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Biomassa	0,0	6	6	6	6	6
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20 090	21 325	27 743	32 524	37 720	42 916
do qual Renovável	13 745	14 970	23 138	28 909	34 104	39 300
do qual Não-Renovável	6 345	6 355	4 606	3 616	3 616	3 616

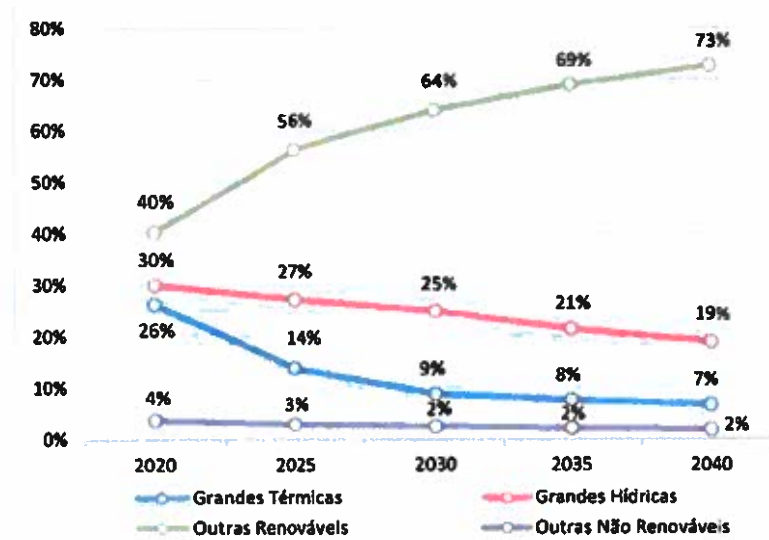
* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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

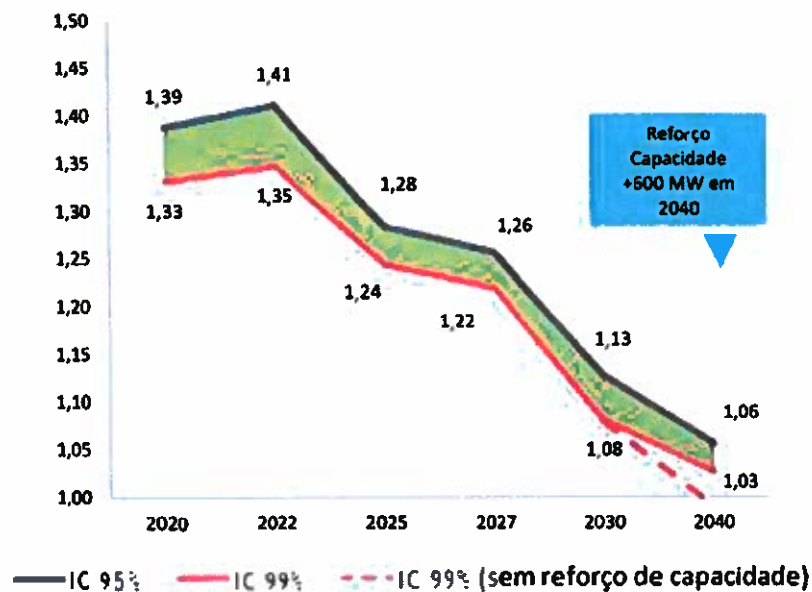
Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Ambição verifica-se que em 2030 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 9%, decrescendo para 7% em 2040, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá 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 89% e 92%.

Figura 23 - Evolução da capacidade instalada de produção na Trajetória Ambição



A figura seguinte ilustra a evolução do ICP na Trajetória Ambição, considerando o reforço de potência necessário para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

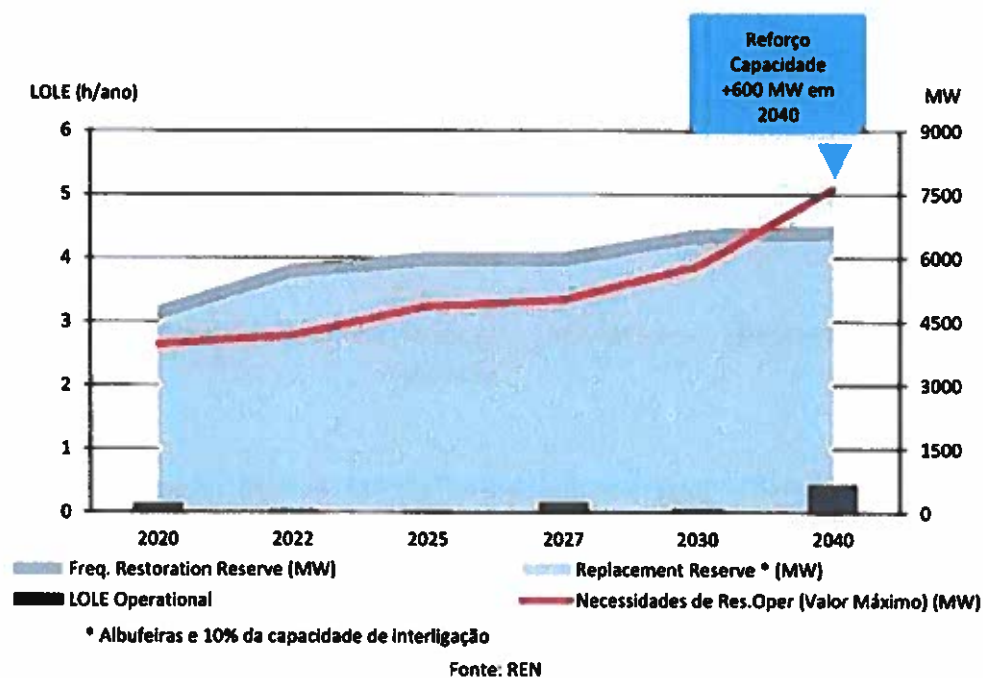
Figura 24 - ICP Trajetória Ambição



Da análise do gráfico anterior observa-se que, na Trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas de Sines e Pego até final de 2023 e 2021, respetivamente, e da central da Tapada do Outeiro no final de 2029, a par da maior penetração de veículos elétricos, até 2030 a evolução do ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,13 e 1,08, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Contudo, em 2040 estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,95, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 600 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

No período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,153 h/ano em 2027 e atingindo os 0,060 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, a perda de carga, identificada pelo LOLE, é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,441 h/ano.

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



NOTA: Os resultados apresentados consideram, no caso dos 90% de VE ligeiros que utilizam carregamento lento, uma estratégia 20% *Direct Recharging*¹⁵ e 80% *Valley Recharging*¹⁶. Em 2030, no caso da estratégia de carregamento dos referidos 90% de VE ligeiros ser 60% *Direct Recharging* e 40% *Valley Recharging*, estima-se um agravamento da ponta em cerca de 650 MW, situação que poderá originar a necessidade de reforçar o sistema com capacidade adicional.

3.2.3. Trajetória Ambição: Análise de Sensibilidade à Procura Superior

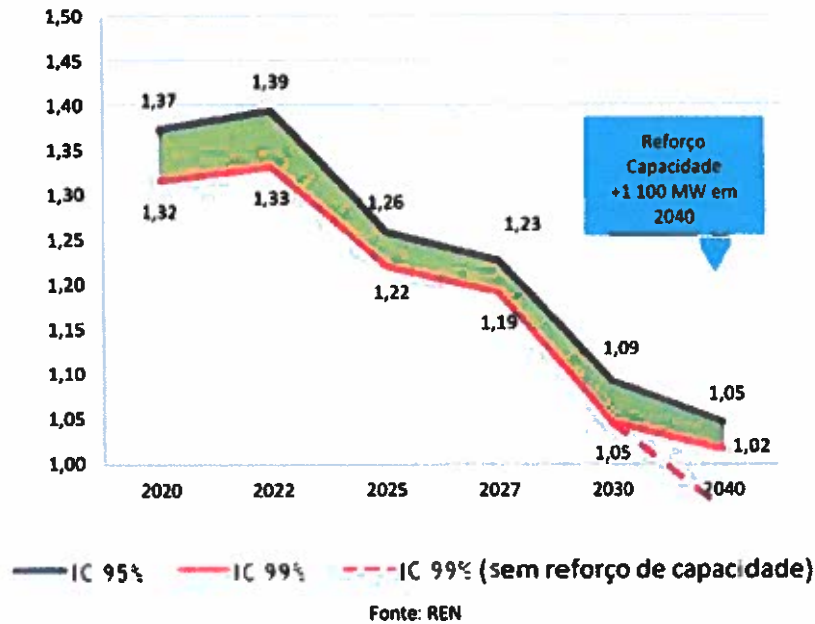
Em complemento à análise da Trajetória Ambição, efetuou-se uma análise de sensibilidade assumindo a ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução da procura, de forma a aferir a adequação do sistema electroprodutor face a um cenário de procura mais elevado.

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.

¹⁵ Estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário.

¹⁶ Estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazão.

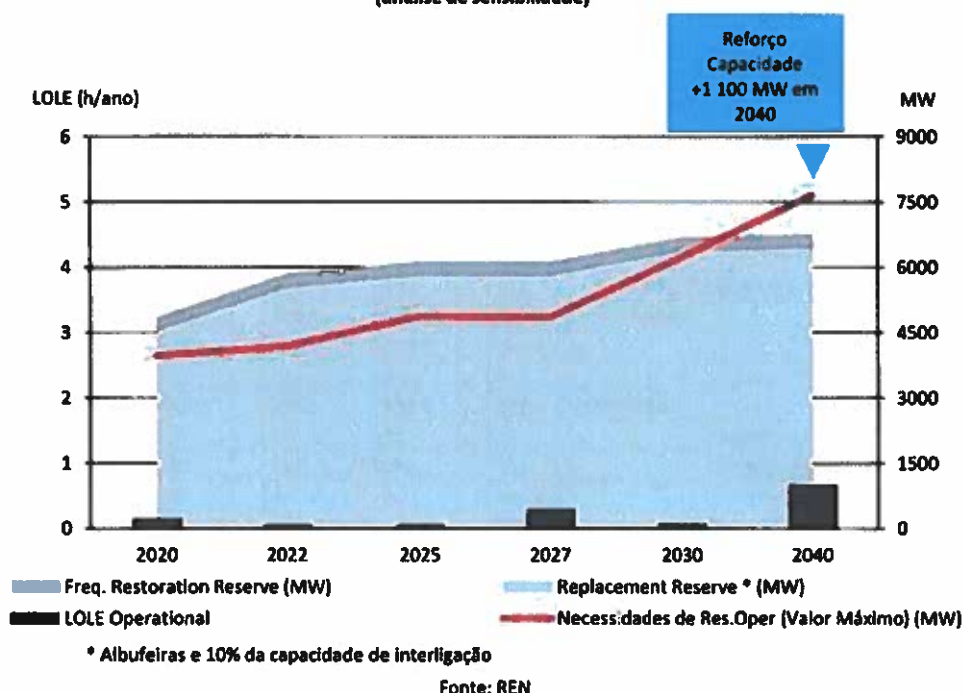
Figura 26 - ICP Trajetória Ambição (análise de sensibilidade à procura)



Da análise do gráfico anterior observa-se que para a Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução da procura, até 2030 a evolução do ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,09 e 1,05, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Contudo, em 2040 estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,90, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 1 100 MW de capacidade de oferta adicional (+ 500 MW face ao cenário Central Ambição da procura) para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Em todo o período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,298 h/ano em 2027 e atingindo os 0,067 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, o valor do LOLE é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,674 h/ano.

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



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 2019, considerando ainda o descomissionamento da Central de Sines em 31 de dezembro de 2020, e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 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 2018-2040 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E).

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2018-2040: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	2 839	2 839	2 839	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	760	770	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1 285	1 295	1 301	1 301	1 301	1 301
Grandes Hídricas	6 388	6 388	7 382	7 382	7 382	7 382
das quais reversíveis	2 713	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)**	618	619	620	620	620	620
Total Hídrica	7 006	7 007	8 002	8 002	8 002	8 002
Eólica onshore**	5 303	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370
Eólica offshore**	0	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 303	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)**	137	240	240	240	240	240
Biogás (s/ cogeração)**	80	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)**	336	1 061	1 414	1 414	1 414	1 414
Fotovoltaico Concentração (CPV)**	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	0	0	0	0
Total Solar	353	1 078	1 431	1 431	1 431	1 431
Ondas**	1	1	1	1	1	1
Geotermia de profundidade**	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída***	263	560	560	560	560	560
Fotovoltaico (PV)	262	553	553	553	553	553
Hídrica	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Biomassa	0	6	6	6	6	6
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20 090	21 325	19 933	19 933	19 933	19 933
do qual Renovável	13 745	14 970	16 317	16 317	16 317	16 317
do qual Não-Renovável	6 345	6 355	3 615	3 615	3 615	3 615

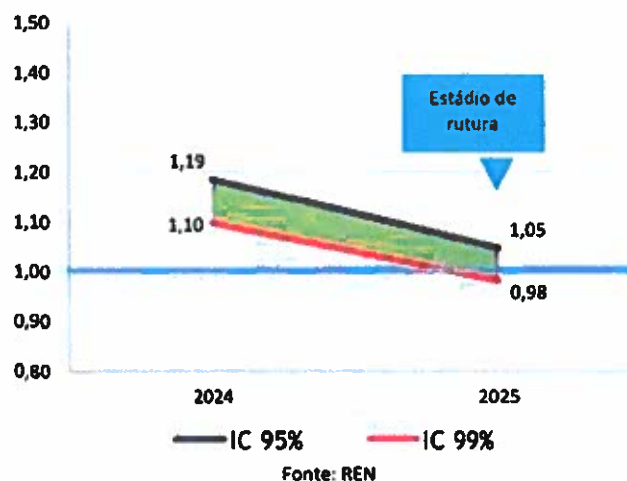
* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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

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

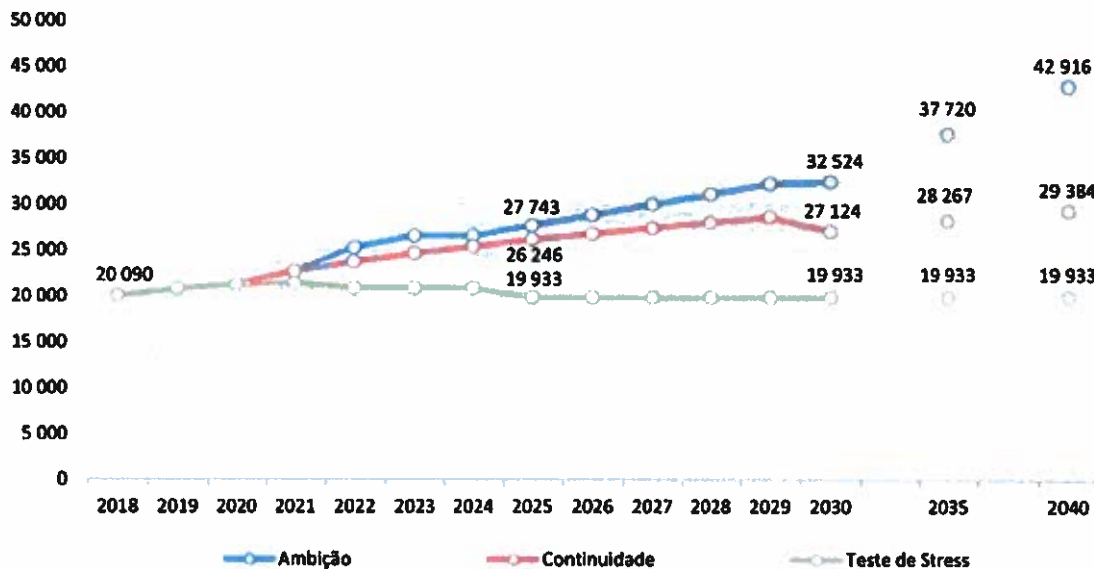
Figura 28 - ICP Teste de Stress



Verifica-se que em 2025 o ICP regista o valor de 0,98 com probabilidade de excedência de 99%. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade atual acrescida da capacidade em construção ou que está previsto iniciar a construção até final de 2019, considerando ainda o descomissionamento das centrais Térmicas de Sines em 2020, do Pego em 2021 e da Tapada do Outeiro em 2024, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade a partir de 2025.

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2025, ano em que se prevê a rutura do sistema, caso não evolua mais para além do que está previsto até final de 2019, estima-se uma diferença de 6 314 MW e 7 811 MW no total da capacidade instalada, respetivamente. Em 2030 a diferença prevista é de 7 191 MW e 12 592 MW e em 2040 de 9 452 MW e 22 983 MW, respetivamente, como mostra a figura seguinte.

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

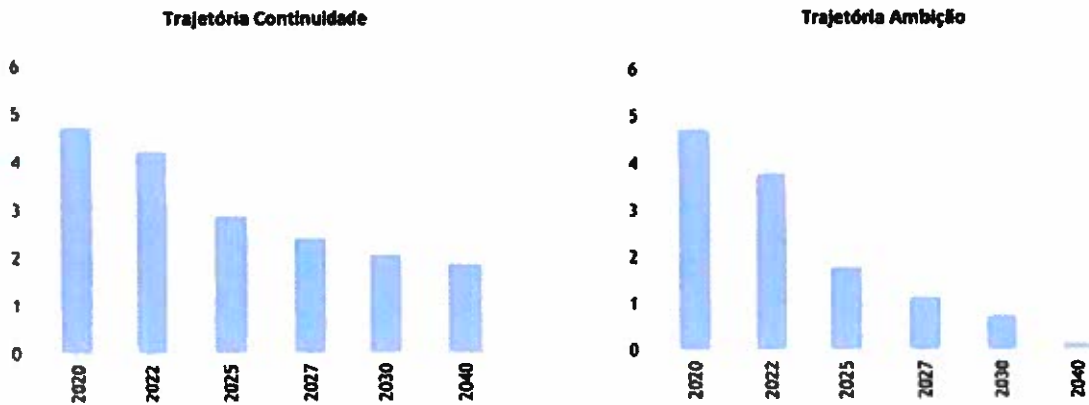


Fonte: DGEG

3.3. Ambiente e competitividade

As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais em regime ordinário sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável a partir de 2020, principalmente justificado pela redução da produção das centrais a carvão e pela penetração crescente de FER. Entre 2020 e 2030, as emissões evoluem de 4,7 Mt para 2 Mt ou 0,7 Mt, consoante se trate da trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Até 2040, as estimativas apontam para reduções ainda maiores, com totais de 1,8 Mt para a trajetória Continuidade e 0,1 Mt na trajetória Ambição.

Figura 30 – Emissões de CO₂ das centrais termoeletricas (Mt)



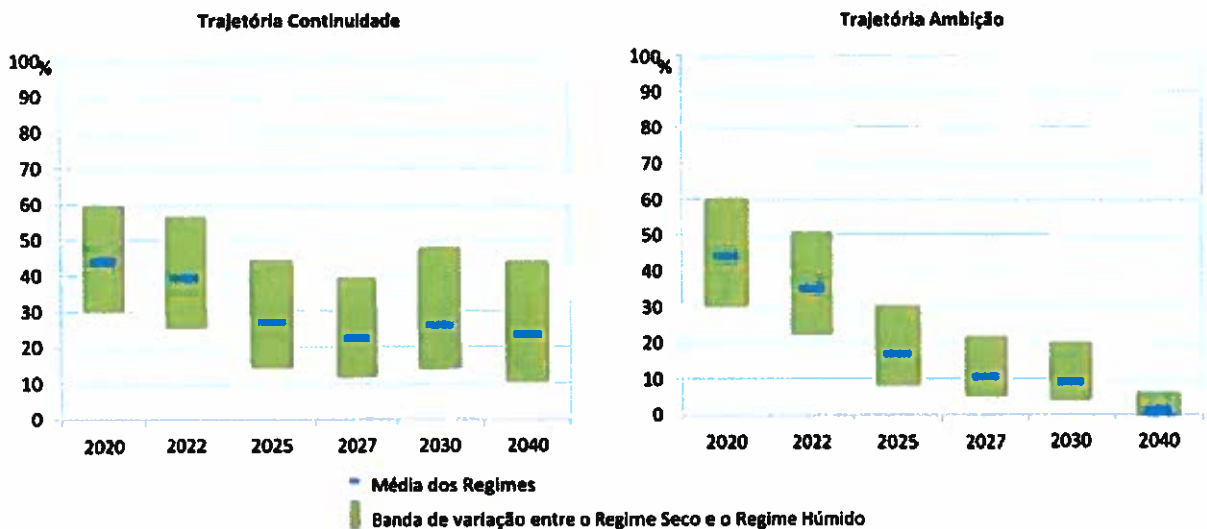
Fonte: REN

A progressiva incidência do ISP e da taxa de CO₂ na produção de eletricidade através do carvão aponta para uma perda de competitividade desta tecnologia, face às restantes, a partir do final de 2021, prevendo-se que nas centrais de Sines e Pego seja fortemente condicionada em ambas as trajetórias.

Não obstante o ganho de competitividade das centrais a ciclo combinado a gás natural face às centrais a carvão, nas condições da trajetória Continuidade a utilização média dessas centrais não excede 45%, e evolui para valores inferiores a 25% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 18% em 2040.

Na trajetória Ambição, mesmo após a desclassificação da totalidade das centrais a carvão, prevista até final de 2023, a utilização média das centrais a gás natural em 2025 não ultrapassará os 17%. Em 2030 e 2040, o decréscimo progressivo da utilização das centrais a gás natural é ainda mais evidente do que na trajetória Continuidade, evoluindo para valores da ordem dos 9% e 2%, respetivamente.

Figura 31 – Taxa de utilização das centrais a gás natural



Fonte: REN

4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020 e 2030

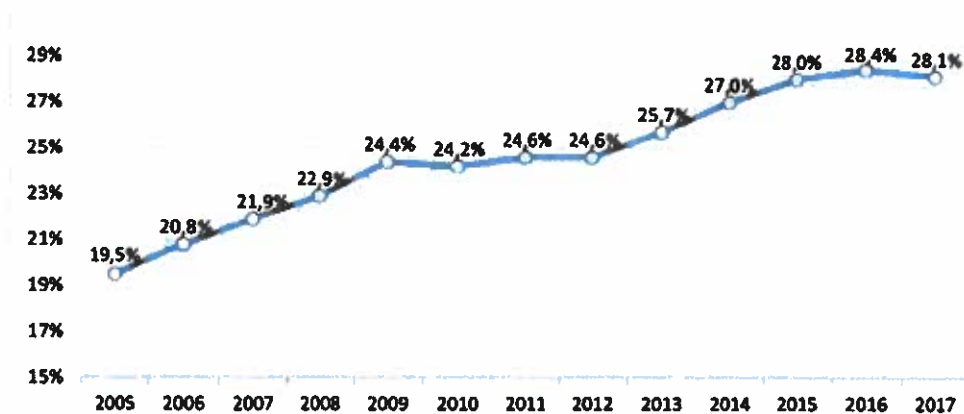
A Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, introduziu a obrigatoriedade dos países membros da UE submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (FER). O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) fixa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

Portugal está comprometido com uma meta de 31% 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 59,6% para o sector da Eletricidade, 11,3% para o setor dos Transportes e 35,9% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento.

No âmbito do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), Portugal estabeleceu para 2030 a meta de 47% de FER no consumo final bruto de energia. A nível sectorial, os objetivos de incorporação de FER no consumo final bruto de energia são de 80% para o sector da Eletricidade, 20% para o setor dos Transportes e 38% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento.

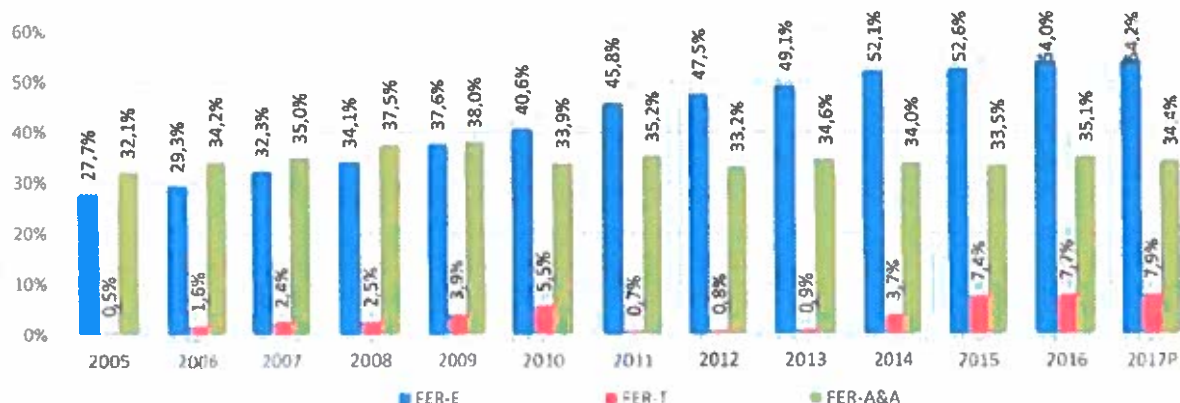
Em 2017 a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia situa-se nos 28,1%, fazendo com que Portugal tenha já alcançado cerca de 91% da sua meta para 2020. Ao nível dos setores da Eletricidade (FER-E), Transportes (FER-T) e do Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A), a incorporação de FER em 2017 situa-se nos 54,2%, 7,9% e 34,4%, respetivamente, representando 91% da meta estabelecida para 2020 para o sector da Eletricidade, 70% para o sector dos Transportes e 96% para o sector do Aquecimento e Arrefecimento.

Figura 32 - 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 33 - Evolução da Incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia, por setor, de acordo com a Diretiva 28/2009/CE



Fonte: DGEG/Eurostat

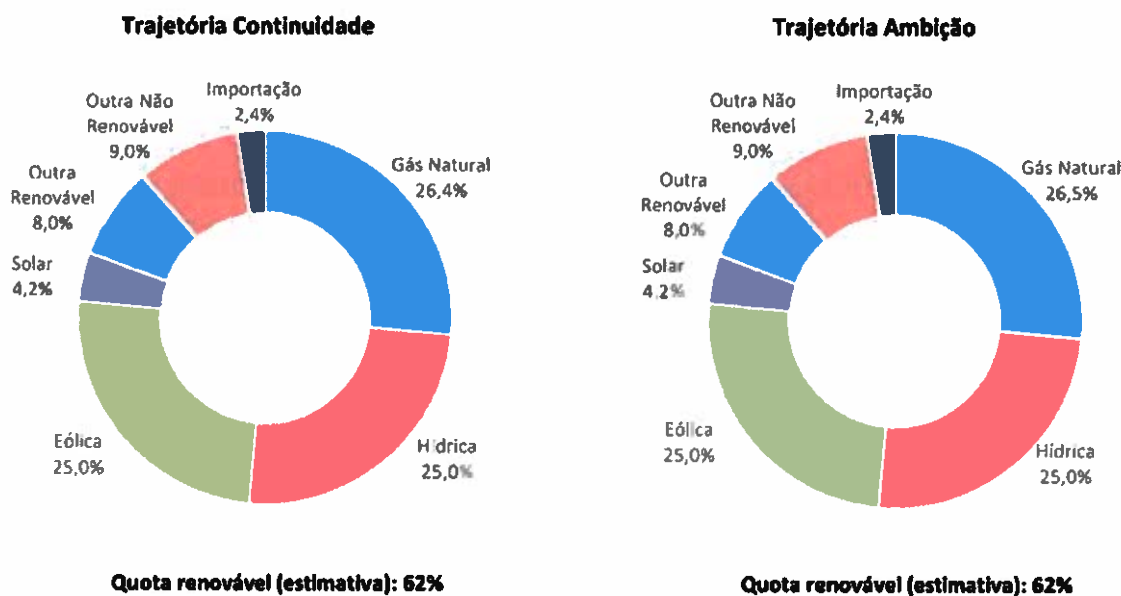
Comparando a evolução da oferta de acordo com os cenários Continuidade e Ambição e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 824 MW em 2020. A grande diferença verifica-se ao nível das centrais hídricas, como mostra a tabela seguinte.

Tabela 5 – Comparação entre a capacidade instalada prevista nos cenários Continuidade e Ambição e a previsão da capacidade instalada no PNAER (MW)

Tecnologia	CENÁRIOS CONTINUIDADE E AMBIÇÃO			PNAER
	2018	2019	2020	2020
Grandes hídricas	6 388	6 388	6 388	8 540
Pequenas hídricas	618	618	619	400
Eólica onshore	5 303	5 368	5 370	5 273
Eólica offshore	0	25	25	27
Cogeração renovável	525	525	525	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	137	234	240	305
Biogás (s/ cogeração)	80	80	85	52
Fotovoltaico	336	833	1 061	670
Fotovoltaico Concentração	17	17	17	-
Solar Térmico Concentrado	0	0	0	50
Ondas	1	1	1	6
Fotovoltaico - Produção Distribuída	262	292	553	-
Hídrica - Produção Distribuída	0	0	0,2	-
Eólica - Produção Distribuída	0	0	0,5	-
Biomassa - Produção Distribuída	0	0	6	-
Biogás - Produção Distribuída	0,7	0,7	0,7	-
Total	13 745	14 459	14 970	15 794

Apesar da diferença verificada na tabela anterior, os resultados obtidos nos estudos efetuados conduzem, em 2020, a uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 62%, tanto na Trajetória Continuidade como na Trajetória Ambição, ultrapassando o objetivo definido no âmbito do PNAER para o sector da Eletricidade (figura 32).

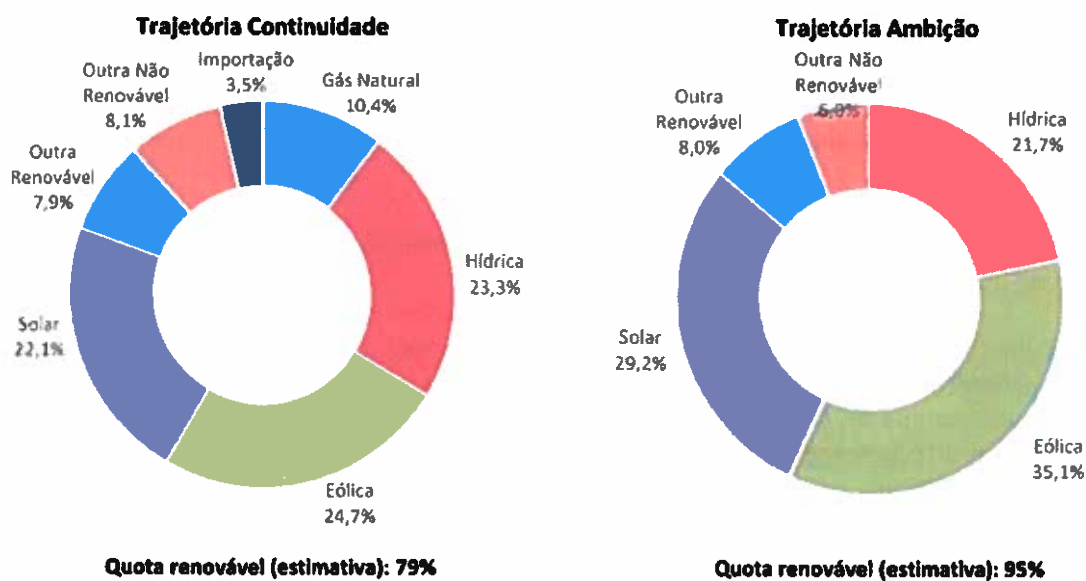
Figura 34 – Estrutura do abastecimento em 2020 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Continuidade e Ambição¹⁷



Fonte: REN

No horizonte 2030 a Trajetória Ambição encontra-se alinhada com o objetivo delineado no âmbito do PNEC, que define uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 80%. Os resultados obtidos conduzem, em 2030, as quotas de FER no consumo final bruto de eletricidade que se estimam em 79% e 95%, para as Trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente (figura 33).

Figura 35 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes) – Trajetórias Continuidade e Ambição¹⁸



Fonte: REN

¹⁷ Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável

¹⁸ Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável

5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações

5.1. Desenvolvimento da RNT

O planeamento da RNT obedece aos princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço 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 os “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”.

O desenvolvimento da RNT tem também em consideração as orientações de política energética nacional, bem como 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, em março de 2019 o operador da RNT (ORT), a REN, apresentou à DGEG a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019), a qual foi revista após sugestões de alterações por parte da DGEG e entretanto remetida à ERSE para promoção da consulta pública e emissão de parecer, em julho de 2019. 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 a segurança de abastecimento 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 a ser possível ao Governo de Portugal dar resposta aos compromissos estabelecidos neste âmbito.

No Anexo 2 do presente relatório consta o documento “Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2020-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2019” que, no que se refere ao desenvolvimento de redes, para além de seguir uma abordagem em linha com a proposta de PDIRT-E 2019, complementa-a com a informação atualizada relativa à procura e oferta de eletricidade definida nos Pressupostos (Anexo 1).

Relativamente à capacidade de receção da rede e respetivas necessidades de desenvolvimento, destaca-se o seguinte:

- Com a realização dos reforços de rede apresentados na proposta de PDIRT-E 2019 estima-se um significativo incremento da capacidade para receção de nova geração, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável como é o caso do solar no Alentejo e no Algarve. A esta capacidade poderá vir a juntar-se a que possa decorrer da desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego;
- Para fazer face à desclassificação das centrais de Sines e do Pego está previsto um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, entre outros objetivos, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país;

- Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. Neste contexto, na proposta de PDIRT-E 2019 está identificado um conjunto de novos reforços de rede com vista a dotar a RNT de condições para ir ao encontro das referidas metas.

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 rede¹⁹), 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.

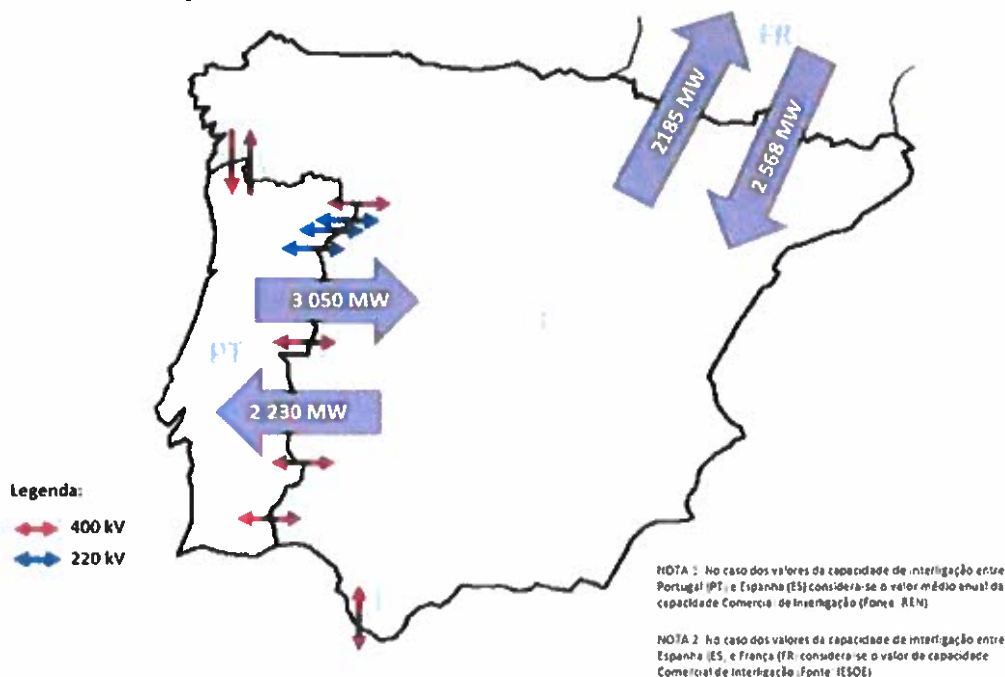
5.2. Interligações transfronteiriças

5.2.1. Situação atual

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 congestionamento de rede. Nesse sentido, os ORT português e espanhol têm vindo, ao longo do tempo, a identificar e colocar em serviço 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 o valor mínimo de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos, conforme acordado em Cimeira Ibérica entre os Governos de Portugal e de Espanha. Atualmente, a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha conta com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV, como mostram a figura e tabela seguintes.

¹⁹ Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança de operação dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia 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 36 – Mapa das Interligações transfronteiriças na Península Ibérica (2018)



Fonte: REN²⁰, IESOE²¹

Tabela 6 - 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, Estremadura (ES)	400	1 386	1 386
Alqueva (PT) – Brovales (ES)	Alqueva, Évora (PT) – Brovales, Estremadura (ES)	400	1 386	1 280
Tavira (PT) – Guzman (ES)	Tavira, Algarve (PT) - Puebla 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

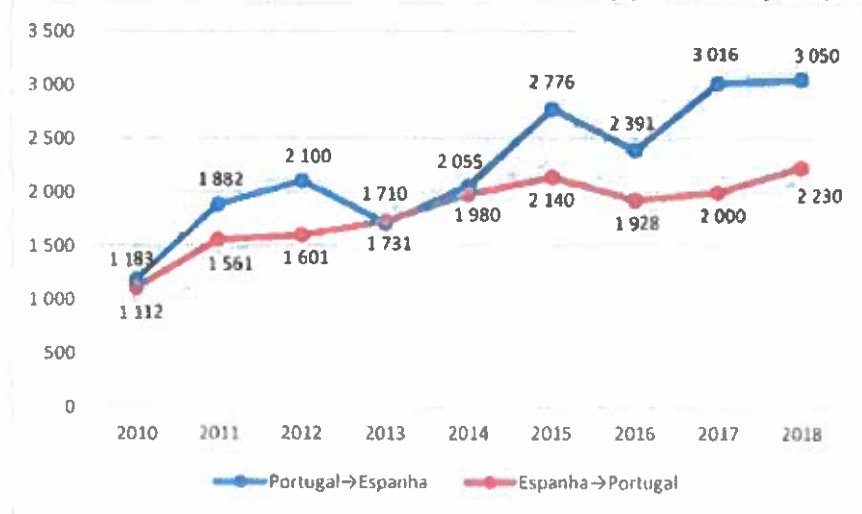
Fonte: REN

Em 2018 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3.050 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 2.230 MW no sentido Espanha→Portugal, como mostra a figura seguinte.

²⁰ “Mercado de Eletricidade – Síntese Anual, 2015 Jan-Jul 2019”

²¹ *Serie anual con resolución horaria - 2018*, disponível em <https://www.iesoe.eu/iesoe/>

Figura 37 – 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.

5.2.2. Futuros desenvolvimentos

O reforço da segurança de abastecimento e a conclusão da implementação do Mercado Interno de Energia (MIE) estão no topo da agenda da política energética europeia. Para atingir estes objetivos, a Comissão Europeia adotou uma meta comum de 10%²² de interligações elétricas em 2020 e de 15% em 2030, definida no Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia, incluído no pacote legislativo "Energia Limpa para todos os Europeus", a alcançar 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 7 – Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Portugal – Espanha ²³	5,0%	6,6%	6,9%	7,8%	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%	8,9%
Península Ibérica ²⁴ – França	1,0%	1,1%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,9%	2,1%	2,2%

Fonte: REN, REE e IESOE

²² Objetivo medido através do rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor.

²³ 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")

²⁴ Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha

No âmbito do desenvolvimento do MIBEL, de forma a fomentar a convergência de preços entre os dois mercados, bem como o reforço da segurança de abastecimento, está prevista a construção de uma nova interligação entre Portugal e Espanha, uma linha a 400 kV entre Minho (Ponte de Lima) e Galiza (Fontefría) prevista entrar em serviço em 2021. É de realçar que este projeto tem o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC)²⁵ atribuído pela Comissão Europeia, constando na 3.ª lista de PIC, publicada em novembro de 2017²⁶. Na proposta de PDIRT-E 2019 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 PIC²⁷.

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:

- (i) Em 2021-2022, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV Minho - Galiza, 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;
- (ii) 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 permitirá compensar uma redução dos valores de capacidade de interligação após a entrada plena em serviço da produção das centrais do Alto Tâmega;
- (iii) Para o horizonte 2030, foram efetuados pela REN e REE no âmbito do *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) de 2016 um conjunto de análises de muito longo prazo que 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.

Em 2040 as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

A tabela 7 ilustra a evolução prevista dos valores mínimos indicativos de Capacidade Comercial de Interligação para os horizontes em análise neste relatório, tendo em consideração os desenvolvimentos previstos na rede anteriormente referidos e outros ainda por identificar

²⁵ 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)

²⁶ Documento C(2017) 7834 final, de 23 de novembro de 2017

²⁷ PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado (PT), anteriormente «Pedralva e Alfena (PT)»

Tabela 8 – Previsão dos valores mínimos indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (MW)

Ano	Portugal→Espanha	Espanha→Portugal
2020	2 600	2 000
2025	3 200	3 600
2030	3 200-3 500	3 600-4 200
2040	4 000	4 700

Fonte: REN

Os projetos previstos, bem como os que ainda estão por identificar, permitirão dar cumprimento ao compromisso definido pelos Governos de Portugal e de Espanha no âmbito do MIBEL (valor mínimo de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos), contribuindo também para dar resposta aos objetivos estabelecidos em matéria de interligações no Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à União da Energia e da Ação Climática (10% de interligações elétricas em 2020 e 15% em 2030).

No que diz respeito às futuras interligações entre Espanha e França, estão previstas três 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 – 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 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.

A vertente técnica da qualidade de serviço abrange as questões relacionadas com a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, bem como as questões que se prendem com a qualidade da energia elétrica que é colocada à disposição dos clientes.

No que se refere à vertente comercial, esta abrange essencialmente a qualidade do relacionamento comercial com o cliente (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), dependendo, na maioria das situações, do desempenho do comercializador.

Tendo por base o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico de 2017, publicado pela ERSE, em dezembro de 2018, apresenta-se de seguida a informação mais relevante relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica em Portugal Continental em 2017.

6.1. Continuidade de serviço

Ao nível da RNT salienta-se:

- Em 2017 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas e sete interrupções de fornecimento breves;
- Apesar das interrupções de fornecimento longas, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega;
- A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2017 apresentou um aumento dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI. Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com as tendências verificadas nos últimos anos;
- As interrupções com origem em incêndios corresponderam à causa com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

Tabela 9 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RNT

Indicador	2016	2017	Varição 2016-2017
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	3	7	133%
Duração das interrupções longas (min.)	22,3	230,5	934%
ENF (MWh) ²⁸	31,8	10,5	-67%
TIE (min.) ²⁹	0,34	0,11	-68%
SAIFI ³⁰ (interrupções/PdE)	0,04	0,09	125%
SAIDI ³¹ (minutos/PdE)	0,28	2,78	893%
SARI ³² (minutos/interrupção)	7,43	32,93	343%
MAIFI ³³ (interrupções/PdE)	0,04	0,08	100%
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,33	98,13	0%

Fonte: ERSE

Para a RND destaca-se:

- A continuidade de serviço percebida pelos clientes em 2017 degradou-se face a 2016 na sequência dos grandes incêndios ocorridos durante esse ano³⁴;
- Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede MT, quer para a rede BT, nas três zonas de qualidade de serviço;
- No ano de 2017, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço reduziu 59% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes reduziu 53% comparativamente com o valor pago em 2016.

Tabela 10 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RND

Rede	Indicador	2016		2017		Varição 2016-2017	
		Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
AT	SAIFI (interrupções/PdE)	0,27	0,00	0,26	0,00	-4%	0%
	SAIDI (minutos/PdE)	113,39	0,41	91,15	0,00	-20%	-100%
	MAIFI (interrupções /PdE)	1,47	0,00	1,33	0,00	-10%	0%
MT	END (MWh)	4073,00	5,83	8287,16	0,71	103%	-88%
	TIEPI (minutos)	58,96	0,09	100,41	0,01	70%	-89%
	SAIFI (interrupções /PdE)	1,94	0,00	2,31	0,00	19%	0%
	SAIDI (minutos/PdE)	87,65	0,16	0,16	0,02	-100%	-88%
	MAIFI (interrupções /PdE)	10,59	0,02	11,49	0,00	8%	-100%
BT	SAIFI (interrupções /cliente)	1,69	0,01	1,98	0,00	17%	-100%
	SAIDI (minutos/cliente)	75,74	1,91	143,30	0,36	89%	-81%

²⁸ Energia Não Fornecida

²⁹ Tempo de Interrupção Equivalente

³⁰ Frequência Média de Interrupção do Sistema

³¹ Duração Média das Interrupções do Sistema

³² Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

³³ Frequência Média das Interrupções de Curta Duração do Sistema

³⁴ À data da redação do RMSA-E 2019 o Relatório da Qualidade de Serviço Técnico do Setor Elétrico de 2017 não apresentava a avaliação do desempenho, uma vez que existiam dois eventos de magnitude significativa cujo processo de decisão como evento excepcional se encontrava suspenso

6.2. Qualidade da energia elétrica

Ao nível da RNT salienta-se:

- No ano de 2017 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5ª, 7ª, 12ª e 21ª tensões harmónicas, com origem no tipo de carga de consumidores ligados a esses pontos de entrega. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE;
- Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2017, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 66% relativamente ao ano anterior;
- Apesar dos incumprimentos detetados, importa referir que não há reclamações de clientes.

Para a RND destaca-se:

- Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a EDP Distribuição;
- De um modo geral tem-se verificado uma progressiva melhoria na conformidade com a norma NP EN 50160.

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 anual³⁵ no período 2019-2040 de 1,8% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,7% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no Cenário Central Ambição, 1,1% no Cenário Central Continuidade e 0,9% 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, perspetiva-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 até 2030, não obstante a desclassificação das centrais termoelétricas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro no final de 2029, o ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,14 e 1,09, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Em 2040 estima-se, no entanto, que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,99, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 300 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

4. Na Trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas de Sines e Pego no final de 2023 e 2021, respetivamente, e da central da Tapada do Outeiro no final de 2029, a par da maior penetração de veículos elétricos, até 2030 o ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,13 e 1,08, para probabilidades de excedência de 95% e 99%, respetivamente. Contudo, em 2040 estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,95, existindo a necessidade de incorporação no sistema de 600 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

5. Na análise de sensibilidade à procura na Trajetória Ambição, que assume o cenário Superior Ambição de evolução do consumo, até 2030 a evolução do ICP apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se mínimos de 1,09 e 1,05, consoante a probabilidade de excedência seja de 95% e 99%, respetivamente. Em 2040, no entanto, estima-se que o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% seja de 0,90, conduzindo à necessidade de incorporação no sistema de 1 100 MW de capacidade de oferta adicional (+ 500 MW face ao cenário Central Ambição da procura) para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

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 no final de 2020, da central do Pego no final de 2021 e da central da Tapada do Outeiro no final de 2024, e a entrada em serviço dos centros electroprodutores em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2019, 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%).

7. Uma vez identificada a necessidade de dispor de capacidade de oferta adicional para garantir os critérios de segurança de abastecimento e fazer face à procura em 2040, devem ser avaliadas, de forma técnica e económica, opções tecnológicas que permitam responder a essa situação e que representem o menor custo possível para o SEN. Importa realçar que a tomada de decisão sobre a melhor opção a tomar deve ser feita atempadamente de forma a evitar interrupções no abastecimento de eletricidade. Algumas das soluções atualmente disponíveis, como sejam o reforço da eficiência energética, o investimento em

³⁵ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

redes inteligentes que permitem uma melhor gestão da rede e dos consumos, o investimento em sistemas de armazenamento de que Portugal já dispõe, como é o 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.

8. Na vertente de *Security*, que permite avaliar a capacidade de resposta do sistema a perturbações do equilíbrio oferta-procura, na Trajetória Continuidade verifica-se que, no período 2020-2040, o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,133 h/ano em 2020 e atingindo valores praticamente nulos em 2030 e 2040 (0,006 h/ano em ambos os casos).

Na Trajetória Ambição, no período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,153 h/ano em 2027 e atingindo os 0,060 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, a perda de carga, identificada pelo LOLE, é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,441 h/ano.

Para o caso da análise de sensibilidade à procura superior na Trajetória Ambição, em todo o período 2020-2030 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLE bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,298 h/ano em 2027 e atingindo os 0,067 h/ano em 2030. Em 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, o valor do LOLE é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,674 h/ano.

9. Entre 2020 e 2030 as emissões anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais em regime ordinário evoluem de 4,7 Mt para 2 Mt ou 0,7 Mt, consoante se trate da trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Em 2040 as estimativas apontam para totais de 1,8 Mt para a trajetória Continuidade e 0,1 Mt na trajetória Ambição.

A progressiva incidência do ISP e da taxa de CO₂ na produção de eletricidade através do carvão aponta para uma perda de competitividade desta tecnologia, face às restantes, a partir do final de 2021, prevendo-se que nas centrais de Sines e Pego seja fortemente condicionada em ambas as trajetórias.

Não obstante o ganho de competitividade das centrais a ciclo combinado a gás natural face às centrais a carvão, nas condições da trajetória Continuidade a utilização média dessas centrais não excede 45%, e evolui para valores inferiores a 25% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 18% em 2040.

Na trajetória Ambição, mesmo após a desclassificação da totalidade das centrais a carvão, prevista até final de 2023, a utilização média das centrais a gás natural em 2025 não ultrapassará os 17%. Em 2030 e 2040, o decréscimo progressivo da utilização das centrais a gás natural é ainda mais evidente do que na trajetória Continuidade, evoluindo para valores da ordem dos 9% e 2%, respetivamente.

10. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, em 2021-2022, com a entrada em serviço da linha a 400 kV Minho - Galiza, será possível alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 000 MW, objetivo proposto em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL. Até 2025 estima-se um ligeiro aumento, para 3 200 MW no sentido Portugal→Espanha e 3 600 MW no sentido Espanha→Portugal, tendo em consideração os desenvolvimentos internos das redes em ambos os sistemas, que no caso português prevê a entrada em serviço da linha de 400 kV

Pedralva-Sobrado, a qual permitirá compensar uma redução dos valores de capacidade de interligação após a entrada plena em serviço da produção das centrais do Alto Tâmega. Para o horizonte 2030, um conjunto de análises de muito longo prazo realizado pelos ORT de Portugal e Espanha conduziu a uma estimativa de valores de capacidade de interligação na gama dos 3 200-3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 3 600-4 200 MW no sentido Espanha→Portugal. Em 2040 as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

11. Para fazer face à desclassificação das centrais de Sines e do Pego, está previsto um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, entre outros objetivos, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país.

12. Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de renováveis. Neste contexto, na proposta de PDIRT-E 2019 está identificado um conjunto de novos reforços de rede com vista a dotar a RNT de condições para ir ao encontro das referidas metas.

13. Quanto à qualidade de serviço, em 2017 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição se degradou face ao ano anterior, refletindo o aumento de incidentes de grande impacto provocados designadamente por tempestades e incêndios. No caso da RNT a evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2017 apresentou uma melhoria do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2016, no que respeita aos indicadores de energia não fornecida e tempo de interrupção equivalente. No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2017 foram identificados alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas.

Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2019

Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2020-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2019

Anexo 1
Pressupostos do RMSA-E 2019

[página em branco]

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2019, PERÍODO 2020-2040 (RMSA-E 2019)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2020-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática (2022, 2025 e 2027), bem como noutros definidos consoante os cenários da oferta e 2040.

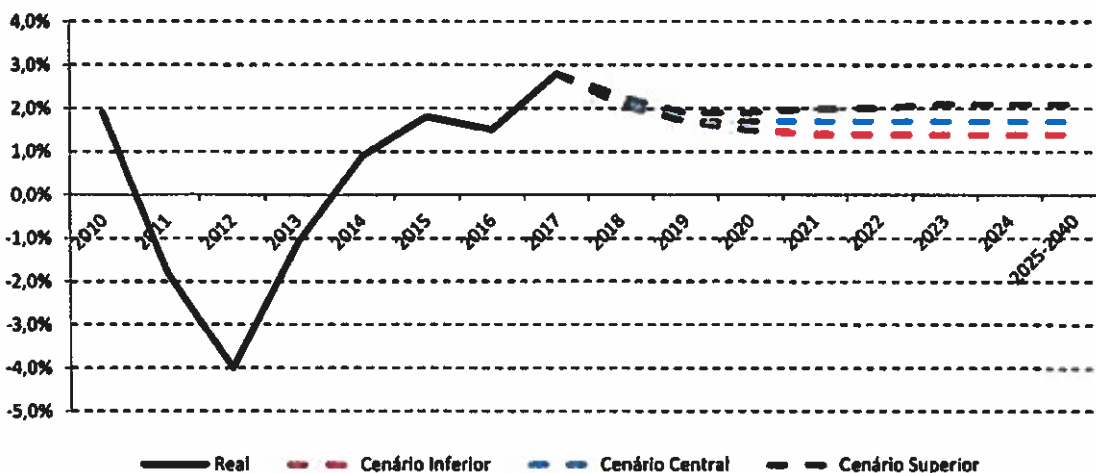
2. Cenário Macroeconómico

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)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Cenário Inferior	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Cenário Central	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Cenário Superior	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%

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





Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente o Programa de Estabilidade 2019-2023, 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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2019, outubro 2018)	2,2%					
Banco de Portugal (Projeções para a economia portuguesa: 2019-2023, março 2019)	1,7%	1,7%	1,6%			
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Winter 2019</i> , fevereiro 2019)	1,7%	1,7%				
OCDE (<i>Economic Outlook No 104</i> , novembro 2018)	2,1%	1,9%				
FMI (<i>World Economic Outlook</i> , abril 2019)	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Conselho de Finanças Públicas (Finanças Públicas: Situação e Condicionantes 2019-2023, março 2019)	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2019-2023, abril 2019)	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,1%	

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no Plano Nacional Energia-Clima (PNEC), aponta para a seguinte evolução para o período 2020-2040:

Tabela 3 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais (em % do PIB)

	2020	2025	2030	2035	2040
Impostos	10,9%	10,1%	9,6%	9,6%	9,6%
Agricultura, Pecuária, Floresta e Pescas	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Indústria	14,7%	14,6%	14,5%	14,5%	14,5%
Construção e Obras Públicas	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Serviços	69,0%	69,8%	70,5%	70,5%	70,5%

De acordo com o PNEC, para o horizonte 2030, considera-se que a estrutura do VAB se manterá pouco inalterada, relativamente ao ano base de 2016, verificando-se um ligeiro aumento do ramo dos Serviços em detrimento de uma ligeira redução da componente do ramo da Indústria.

3. Pressupostos de Oferta

O cenário de oferta tem em consideração os seguintes pressupostos:

- Capacidade instalada, licenciada e em licenciamento em Portugal Continental a 28 de fevereiro de 2019;



- No caso da cogeração, renovável e não-renovável, não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas em autoconsumo;
- Na componente da oferta da Grande Térmica, considera-se:
 - (i) no cenário Continuidade, o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, dando resposta ao compromisso do Governo de encerrar as centrais a carvão até 2030;
 - (ii) no cenário Ambição, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029, acomodando a previsão mais ambiciosa do Governo sobre esta matéria;
 - (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da Central de Sines em 31 de dezembro de 2020 e das centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 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	2023	2020	1 180
Pego	2029	2021	2021	576
Tapada Outeiro C.C.	2029	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
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

- No que respeita à produção a partir de fontes de energia renovável (FER) e cogeração, o cenário Continuidade teve em conta a informação mais recente disponível, até 28 de fevereiro de 2019, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta nas tabelas 6 e 7. Teve também em conta os objetivos de capacidade instalada no PNEC com alguns ajustamentos.
- No caso do cenário Ambição, para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 28 de fevereiro de 2019, consideram-se os objetivos previstos no PNEC.



Tabela 6 – Capacidade FER e cogeração licenciada - Previsão da data de entrada em produção (MW)

Tecnologia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Cogeração não renovável	10	0	1	5	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)*	0	1	0	0	0	0	1	0	0
Eólica onshore*	65	2	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore*	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)*	97	6	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)*	0	5	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)*	497	229	353	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída**	13	0	0	0	0	0	0	0	0
Hídrica - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogás - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	707	244	354	5	0	0	1	0	0

* Potência de ligação

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

Tabela 7 - Capacidade FER e cogeração em licenciamento - Previsão da data de entrada em produção (MW)

Tecnologia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)*	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0
Eólica onshore*	0	0	0	310	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore*	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)*	0	0	0	2 141	556	556	556	556	556	556	556	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas*	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída**	17	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hídrica - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogás - P.Distribuída**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	17	30	0	2 477	556	556	571	556	556	556	556	0

* Potência de ligação

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

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 definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE)



**Direção Geral
de Energia e Geologia**

2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

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



Direção Geral
de Energia e Geologia

3.1 Cenários de Oferta

No caso do cenário Continuidade, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2018-2040:

Tabela 8 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2018-2040 - CENÁRIO CONTINUIDADE (MW)

Tecnologia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	2.839	2.839	2.839
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	0	0	0
Pego	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	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	0	1.176	1.176
Lares	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
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	2.839	2.839	2.839
Cogeração não renovável	760	770	770	771	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1.285	1.295	1.295	1.296	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301
Grandes Hídricas	6.388	6.388	6.388	7.382	7.382	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	8.097	8.097	8.097
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daiivões	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Carvão-Ribeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	555	555
das quais reversíveis	2.713	2.713	2.713	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	4.148	4.148	4.148
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)**	618	618	619	619	619	619	619	619	635	635	635	635	635	635	635
Total Hídrica	7.006	7.007	7.007	8.001	8.001	8.161	8.161	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.732	8.732	8.732
Eólica onshore**	5.303	5.368	5.370	5.370	5.680	5.693	5.707	5.720	5.734	5.747	5.760	5.774	5.787	5.854	6.045
Eólica offshore**	0	25	25	25	50	60	69	79	93	106	121	135	150	175	200
Total Eólica	5.303	5.393	5.395	5.395	5.730	5.753	5.776	5.799	5.826	5.853	5.881	5.909	5.937	6.029	6.245
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)**	137	234	240	240	248	259	269	280	281	282	282	283	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)**	80	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)**	336	833	1.061	1.414	1.950	2.456	2.963	3.469	3.975	4.481	4.988	5.494	6.000	6.500	7.000
Fotovoltaico Concentrado (CPV)**	17	17	17	17	50	69	87	106	125	144	162	181	200	250	300
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	250
Total Solar	353	850	1.078	1.431	2.000	2.525	3.050	3.575	4.100	4.625	5.150	5.675	6.200	6.950	7.550
Ondas**	1	1	1	1	10	14	18	22	28	33	39	44	50	78	105
Geotermia de profundidade**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Produção Distribuída***	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Fotovoltaico (PV)	262	292	560	655	751	948	1.146	1.344	1.399	1.453	1.508	1.563	1.617	1.891	2.165
Hídrica	0,0	0,0	553	648	743	941	1.139	1.336	1.391	1.446	1.501	1.555	1.610	1.884	2.157
Eólica	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Edícia	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Biomassa	0,0	0,0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20.090	20.814	21.325	22.768	23.789	24.709	25.470	26.246	26.859	27.472	28.086	28.700	27.124	28.267	29.384
do qual Renovável	13.745	14.459	14.970	16.411	17.427	18.348	19.108	19.885	20.498	21.111	21.725	22.339	23.508	24.651	25.769
do qual Não-Renovável	6.945	6.355	6.355	6.357	6.362	6.362	6.362	6.362	6.362	6.362	6.362	6.362	3.616	3.616	3.616

* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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

No caso do cenário Ambição, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2018-2040:

Tabela 9 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2018-2040 - CENÁRIO AMBÍÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5.585	5.585	5.585	5.585	5.009	5.009	3.829	3.829	3.829	3.829	3.829	3.829	2.839	2.839	2.839
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Outerro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	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
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5.585	5.585	5.585	5.585	5.009	5.009	3.829	3.829	3.829	3.829	3.829	3.829	2.839	2.839	2.839
Cogeração não renovável	760	770	770	771	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1.285	1.295	1.295	1.296	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301	1.301
Grandes Hídricas	6.388	6.388	6.388	7.382	7.382	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	7.542	8.097	8.097	8.097
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Davões	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	150	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Carvão-Ribeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	555	555
dos quais reversíveis	2.713	2.713	2.713	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	4.148	4.148	4.148



**Direção Geral
de Energia e Geologia**

	618	618	619	619	619	619	619	619	619	635	635	635	635	635	635	635	635
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)**	618	618	619	619	619	619	619	619	619	635	635	635	635	635	635	635	635
Total Hidrica	7.006	7.006	8.001	8.001	8.001	8.161	8.161	8.161	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177	8.177
Eólica onshore**	5.303	5.368	5.370	5.370	6.006	6.300	6.300	6.594	6.889	7.291	7.694	8.096	8.499	8.901	9.303	9.706	10.109
Eólica offshore**	0	25	25	25	67	87	106	126	153	180	206	233	260	287	314	341	368
Total Eólica	5.303	5.393	5.395	5.395	6.073	6.387	6.701	7.015	7.444	7.873	8.302	8.732	9.161	9.590	10.019	10.448	10.877
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	77	77	78	79	80	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Biomassa (s/ cogeração)**	137	234	240	240	251	261	270	280	284	288	292	296	300	300	300	300	300
Biogás (s/ cogeração)**	80	80	85	85	87	91	94	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
Fotovoltaico (PV)**	336	833	1.061	1.414	3.554	4.111	4.667	5.224	5.780	6.337	6.893	7.450	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Fotovoltaico Concentração (CPV)**	17	17	17	17	104	144	184	225	280	335	390	445	500	500	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	0	0	54	79	104	129	163	197	232	266	300	300	300	300	300
Total Solar	353	850	1.078	1.431	3.712	4.334	4.956	5.577	6.223	6.869	7.515	8.160	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300
Ondas**	1	1	1	1	14	19	25	31	39	47	54	62	70	70	70	70	70
Geotermia de profundidade**	0	0	0	0	5	7	9	11	14	16	19	22	25	25	25	25	25
Produção Distribuída***	263	293	560	655	751	948	1.146	1.344	1.399	1.453	1.508	1.563	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617
Fotovoltaico (PV)	262	292	553	648	743	941	1.139	1.336	1.391	1.446	1.501	1.555	1.610	1.610	1.610	1.610	1.610
Hídrica	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Biomassa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20.090	20.814	21.325	22.768	25.282	26.597	27.743	28.888	30.032	31.177	32.321	33.466	34.610	35.755	36.900	38.044	39.189
do qual Renovável	13.745	14.459	14.970	16.411	19.496	20.811	21.966	23.138	24.282	25.426	26.571	27.715	28.859	30.003	31.147	32.291	33.435
do qual Não-Renovável	6.345	6.355	6.355	6.357	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786	5.786

* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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

Para além do estudo sobre os cenários indicados anteriormente, procede-se ainda a uma análise, 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 2020 e das restantes grandes térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2019. No caso das grandes centrais hídricas, para além da capacidade instalada, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães e Daivões, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração em 2021.

Tabela 10 - Previsão da evolução da capacidade instalada no período 2018-2040 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas**	5 585	5 585	5 585	4 405	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Sines	1 180	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	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	0	0	0	0	0	0	0	0
Ribatejo	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176	1 176
Lares	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
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	5 585	4 405	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	760	770	770	771	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776
Cogeração renovável	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
Total Cogeração	1 285	1 295	1 295	1 296	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301	1 301
Grandes Hídricas	6 388	6 388	6 388	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382	7 382
Foz Tua	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Gouvães	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Dalviões	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)**	618	618	619	619	619	619	619	620	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	7 006	7 006	7 007	8 001	8 001	8 001	8 001	8 002	8 002	8 002	8 002	8 002	8 002	8 002	8 002
Eólica onshore**	5 303	5 368	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370	5 370
Eólica offshore**	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 303	5 393	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395	5 395
Resíduos Sólidos Urbanos**	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)**	137	234	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Biogás (s/ cogeração)**	80	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)**	336	833	1 061	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414	1 414
Fotovoltaico Concentrado (CPV)**	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	353	850	1 078	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431	1 431
Ondas**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Geotermia de profundidade**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída**	263	293	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Fotovoltaico (PV)	262	292	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553	553
Hídrica	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5



**Direção Geral
de Energia e Geologia**

	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biomassa																	
Biogás	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TOTAL	20 090	20 814	21 325	21 493	20 921	20 921	20 921	20 921	20 921	19 933	19 933	19 933	19 933	19 933	19 933	19 933	19 933
do qual Renovável	13 745	14 459	14 970	16 316	16 316	16 316	16 316	16 316	16 316	16 317	16 317	16 317	16 317	16 317	16 317	16 317	16 317
do qual Não-Renovável	6 345	6 355	6 355	5 177	4 605	4 605	4 605	4 605	4 605	3 615	3 615	3 615	3 615	3 615	3 615	3 615	3 615

* Capacidade máxima

** Potência de ligação

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



3.2 Evolução prevista da Capacidade vs PNAER

Comparando a evolução da oferta de acordo com os cenários Continuidade e Ambição e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 824 MW em 2020. A grande diferença verifica-se ao nível das grandes centrais hídricas, tal como já assinalado em exercícios anteriores.

Tabela 11 – Estimativas de evolução da capacidade instalada renovável nos cenários Continuidade e Ambição vs. PNAER (MW)

Tecnologia	CENÁRIOS CONTINUIDADE E AMBIÇÃO			PNAER
	2018	2019	2020	2020
Grandes hídricas	6 388	6 388	6 388 ¹	8 540
Pequenas hídricas	618	618	619 ²	400 ³
Eólica onshore	5.303	5 368	5.370	5 273
Eólica offshore	0	25	25	27
Cogeração renovável	525	525	525	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	137	234	240	305
Biogás (s/ cogeração)	80	80	85	52
Fotovoltaico	336	833	1.061	670
Fotovoltaico Concentração	17	17	17	-
Solar Térmico Concentrado	0	0	0	50
Ondas	1	1	1	6
Fotovoltaico - Produção Distribuída	262	292	553	-
Hídrica - Produção Distribuída	0	0	0,2	-
Eólica - Produção Distribuída	0	0	0,5	-
Biomassa - Produção Distribuída	0	0	6,0	-
Biogás - Produção Distribuída	0,7	0,7	0,7	-
Total	13 745	14 459	14 970	15 794

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 as previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), para o horizonte 2020, na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, para o período 2021-2030, assim como as necessidades no consumo, tendo em conta as previsões da evolução dos veículos elétricos e do

¹ > 30 MW

² < 30 MW

³ < 10 MW



autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP).

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, as estimativas apontam para os valores constantes da tabela 12. Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2015-2017 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 2015 e 2017.

Tabela 12 – Estimativa das poupanças de eletricidade (GWh/ano)

2018	2019	2020	2021-2030	2031-2040
405	421	523	367	115

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 e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas 13 e 14. Para efeitos do RMSA-E optou-se por considerar, no cenário Continuidade, uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e no cenário Ambição 80% e 40%, respetivamente.

À semelhança do que é considerado para a evolução do Sistema Elétrico Nacional, também para a evolução do número de veículos elétricos o Cenário Ambição corresponde às perspectivas definidas no PNEC, que por sua vez estão alinhadas com os cenários do RNC2050. A evolução das vendas de veículos elétricos no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos elétricos. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada.



Tabela 13 - Previsão de evolução do número de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias totalmente elétricos em Portugal

	40% VE nas vendas em 2030					80% VE nas vendas em 2030								
	Ligeiros de passageiros		Ligeiros de mercadorias		Total VE	Ligeiros de passageiros						Ligeiros de mercadorias		Total VE
	Individuais		N.º	Km média anual		Individuais		Individuais autónomos		Partilhados autónomos		N.º	Km média anual	
	N.º	Km média anual			N.º	Km média anual	N.º	Km média anual	N.º	Km média anual	N.º			Km média anual
2018	8250	11682	250	11144	8500	8250	12044	-	-	-	-	250	11144	8500
2019	17500	12104	600	11400	18100	17500	12479	-	-	-	-	600	11400	18100
2020	32000	12423	2000	11601	34000	32000	12835	-	-	-	-	2000	11601	34000
2021	54800	12681	6000	11784	60800	54800	13174	-	-	-	-	6000	11784	60800
2022	85200	12913	13000	11951	98200	85200	13493	-	-	-	-	20000	11951	105200
2023	122600	13137	17800	12102	140400	122600	13791	5900	17667	300	57571	42800	12102	171600
2024	166200	13352	23200	12235	189400	166200	14066	8400	18000	400	59143	65000	12235	240000
2025	215000	13555	29700	12352	244700	215000	14317	11100	18333	600	60714	93400	12352	320100
2026	279000	13765	38100	12454	317100	293100	14542	17500	18666	900	62285	127500	12454	439000
2027	339300	13969	48300	12542	387600	400000	14744	27100	19000	1400	63857	167300	12542	595800
2028	407000	14160	60300	12618	467300	533000	14924	39400	19333	2000	65428	212600	12618	787000
2029	482200	14335	73900	12683	556100	693200	15082	53600	19667	2700	67000	263300	12683	1012800
2030	563100	14494	89100	12738	652200	876600	15221	69100	20000	3400	68571	319100	12738	1268200
2035	996500	15057	165100	12908	1161600	1628600	15686	184300	21667	8600	76429	553000	12908	2374500
2040	1577400	15394	231800	12972	1809200	2109000	15892	298800	23333	13200	84286	729500	12972	3150500

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

	6% VE nas vendas em 2030	40% VE nas vendas em 2030
2018	79	79
2019	102	133
2020	129	181
2021	158	262
2022	189	374
2023	223	515
2024	258	683
2025	295	876
2026	333	1095
2027	373	1338
2028	414	1603
2029	457	1890
2030	500	2196
2035	732	3934
2040	975	5904



4.3 Autoconsumo

As previsões do autoconsumo para as grandes instalações (ex: cogeração) partem do valor estimado para 2018 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada da cogeração para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2018 o autoconsumo dessas instalações tenha atingido 962 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 2018 é de cerca de 200 GWh com uma percentagem de injeção na rede de 16% e 1 412 horas de utilização por ano.

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

Tabela 15 - Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Continuidade			Cenário Ambição			Teste de Stress		
	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total	Grandes Instalações	UPAC+UPP	Total
2019	969	187	1 157	969	187	1 157	969	187	1 157
2020	969	358	1 327	969	358	1 327	969	358	1 327
2021	970	418	1 389	970	418	1 389	970	358	1 328
2022	974	480	1 454	974	480	1 454	974	358	1 332
2023	974	606	1 580	974	606	1 580	974	358	1 332
2024	974	732	1 706	974	732	1 706	974	358	1 332
2025	974	859	1 833	974	859	1 833	974	358	1 332
2026	974	894	1 868	974	894	1 868	974	358	1 332
2027	974	928	1 902	974	928	1 902	974	358	1 332
2028	974	963	1 937	974	963	1 937	974	358	1 332
2029	974	998	1 972	974	998	1 972	974	358	1 332
2030	974	1 033	2 007	974	1 033	2 007	974	358	1 332
2035	974	1 208	2 182	974	1 208	2 182	974	358	1 332
2040	974	1 383	2 357	974	1 383	2 357	974	358	1 332



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 ⁴	GWh	%	GWh
2019	421	52	46 884		1157	4 668	9,3%	50 395	
2020	944	98	47 052	0,4%	1327	4 655	9,2%	50 380	0,0%
2021	1 311	176	47 460	0,9%	1389	4 677	9,2%	50 748	0,7%
2022	1 678	286	47 900	0,9%	1454	4 701	9,2%	51 147	0,8%
2023	2 045	412	48 351	0,9%	1580	4 720	9,2%	51 492	0,7%
2024	2 412	559	48 822	1,0%	1706	4 742	9,1%	51 857	0,7%
2025	2 779	727	49 311	1,0%	1833	4 764	9,1%	52 243	0,7%
2026	3 146	951	49 852	1,1%	1868	4 801	9,1%	52 785	1,0%
2027	3 513	1 173	50 387	1,1%	1902	4 837	9,1%	53 322	1,0%
2028	3 880	1 430	50 955	1,1%	1937	4 876	9,0%	53 894	1,1%
2029	4 247	1 720	51 550	1,2%	1972	4 918	9,0%	54 496	1,1%
2030	4 614	2 039	52 170	1,2%	2007	4 961	9,0%	55 124	1,2%
2035	5 189	3 718	56 574		2182	5 053	8,5%	59 445	
2040	5 764	5 692	61 092		2357	5 107	8,0%	63 843	

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 ⁵	GWh	%	GWh
2019	421	55	46 884		1157	4 668	9,3%	50 395	
2020	944	103	47 055	0,4%	1327	4 655	9,2%	50 382	0,0%
2021	1 311	186	47 468	0,9%	1389	4 677	9,2%	50 756	0,7%
2022	1 678	329	47 939	1,0%	1454	4 705	9,2%	51 190	0,9%
2023	2 045	554	48 490	1,1%	1580	4 734	9,2%	51 644	0,9%
2024	2 412	784	49 044	1,1%	1706	4 764	9,1%	52 102	0,9%
2025	2 779	1 060	49 640	1,2%	1833	4 797	9,1%	52 605	1,0%
2026	3 146	1 470	50 367	1,5%	1868	4 853	9,1%	53 352	1,4%
2027	3 513	2 014	51 225	1,7%	1902	4 921	9,1%	54 244	1,7%
2028	3 880	2 688	52 209	1,9%	1937	5 001	9,0%	55 272	1,9%
2029	4 247	3 487	53 314	2,1%	1972	5 093	9,0%	56 434	2,1%
2030	4 614	4 398	54 525	2,3%	2007	5 194	9,0%	57 712	2,3%
2035	5 189	8 413	61 266		2182	5 489	8,5%	64 572	
2040	5 764	11 097	66 494		2357	5 577	8,0%	69 714	

⁴ Taxa de variação homóloga

⁵ Taxa de variação homóloga

Tabela 18 - Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	tvh ⁶		GWh	%	GWh	tvh
2019	421	55	47 249		1157	4 705	9,3%	50 798	
2020	944	103	47 474	0,5%	1327	4 698	9,2%	50 844	0,1%
2021	1 311	186	47 980	1,1%	1389	4 729	9,2%	51 320	0,9%
2022	1 678	329	48 529	1,1%	1454	4 765	9,2%	51 840	1,0%
2023	2 045	554	49 190	1,4%	1580	4 805	9,2%	52 416	1,1%
2024	2 412	784	49 858	1,4%	1706	4 846	9,1%	52 998	1,1%
2025	2 779	1 060	50 571	1,4%	1833	4 891	9,1%	53 630	1,2%
2026	3 146	1 470	51 418	1,7%	1868	4 958	9,1%	54 509	1,6%
2027	3 513	2 014	52 400	1,9%	1902	5 038	9,1%	55 536	1,9%
2028	3 880	2 688	53 509	2,1%	1937	5 130	9,0%	56 702	2,1%
2029	4 247	3 487	54 743	2,3%	1972	5 234	9,0%	58 005	2,3%
2030	4 614	4 398	56 087	2,5%	2007	5 349	9,0%	59 429	2,5%
2035	5 189	8 413	63 534		2182	5 699	8,5%	67 051	
2040	5 764	11 097	69 533		2357	5 841	8,0%	73 017	

Tabela 19 - Cenário Inferior Continuidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	tvh ⁷		GWh	%	GWh	tvh
2019	421	52	46 655		1157	4 645	9,3%	50 143	
2020	944	98	46 757	0,2%	1327	4 625	9,2%	50 054	-0,2%
2021	1 311	176	47 067	0,7%	1389	4 637	9,2%	50 315	0,5%
2022	1 678	286	47 382	0,7%	1454	4 649	9,2%	50 577	0,5%
2023	2 045	412	47 706	0,7%	1580	4 655	9,2%	50 782	0,4%
2024	2 412	559	48 047	0,7%	1706	4 664	9,1%	51 004	0,4%
2025	2 779	727	48 403	0,7%	1833	4 673	9,1%	51 244	0,5%
2026	3 146	951	48 809	0,8%	1868	4 697	9,1%	51 638	0,8%
2027	3 513	1 173	49 207	0,8%	1902	4 720	9,1%	52 024	0,7%
2028	3 880	1 430	49 635	0,9%	1937	4 745	9,0%	52 442	0,8%
2029	4 247	1 720	50 087	0,9%	1972	4 773	9,0%	52 888	0,8%
2030	4 614	2 039	50 562	0,9%	2007	4 802	9,0%	53 357	0,9%
2035	5 189	3 718	54 208		2182	4 833	8,5%	56 860	
2040	5 764	5 692	57 923		2357	4 832	8,0%	60 398	

⁶ Taxa de variação homóloga

⁷ Taxa de variação homóloga



Tabela 20 - Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh	GWh	GWh	tvh ⁹	GWh	GWh	%	GWh	tvh
2019	421	55	47 249		1157	4 705	9,3%	50 798	
2020	944	103	47 474	0,5%	1327	4 698	9,2%	50 844	0,1%
2021	1 311	186	47 960	1,1%	1328	4 735	9,2%	51 367	1,1%
2022	1 678	329	48 529	1,1%	1332	4 777	9,2%	51 975	1,1%
2023	2 045	554	49 190	1,4%	1332	4 830	9,2%	52 689	1,4%
2024	2 412	784	49 858	1,4%	1332	4 884	9,1%	53 410	1,4%
2025	2 779	1 060	50 571	1,4%	1332	4 941	9,1%	54 181	1,4%
2026	3 146	1 470	51 418	1,7%	1332	5 012	9,1%	55 098	1,7%
2027	3 513	2 014	52 400	1,9%	1332	5 095	9,1%	56 163	1,9%
2028	3 880	2 688	53 509	2,1%	1332	5 191	9,0%	57 368	2,1%
2029	4 247	3 487	54 743	2,3%	1332	5 298	9,0%	58 710	2,3%
2030	4 614	4 398	56 067	2,5%	1332	5 415	9,0%	60 171	2,5%
2035	5 189	8 413	63 534		1332	5 778	8,5%	67 980	
2040	5 764	11 097	69 533		1332	5 931	8,0%	74 132	

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 2019, tem por base um cenário de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, tem implícito um cenário de autoconsumo distinto.

5. Outros pressupostos

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

5.1 - Preços dos combustíveis

Tabela 21 - Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ⁹	CARVÃO ¹⁰	GÁS NATURAL ¹¹
	USD ₂₀₁₈ /bbl	CIF Sines USD ₂₀₁₈ /t	CIF RNTIAT USD ₂₀₁₈ /MBtu
2019	73	77,8	7,4
2020	74	76,9	7,2
2021	75	76,1	7,2
2022	80	78,3	7,4
2023	85	80,4	7,8

⁹ Taxa de variação homóloga

⁹ Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *New Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2018*. Preços revistos para preços de 2018 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE

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

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



2024	90	82,4	8,1
2025	95	84,4	8,4
2026	96	84,5	8,5
2027	98	84,7	8,5
2028	100	84,9	8,6
2029	102	85,1	8,7
2030	103	85,4	8,8
2035	113	86,7	9,2
2040	120	86,3	9,4

5.2 - Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2019-2025 foram calculados com base nas cotações do ECX ICE EUA Emissions Futures, valores para Dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 17 de maio de 2019 e apresentados na Tabela 22).

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

	Unid.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Preço	€/t	25,00	25,23	25,54	25,96	26,43	26,93	27,43

Para o horizonte 2040 assumiu-se o valor do cenário New Policies Scenario - European Union da AIE, World Energy Outlook 2018, de 43 USD₂₀₁₇/t. Este valor foi convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2018.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2018 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

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

	Unid.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Preço	€ ₂₀₁₈ /t	24,4	24,3	24,3	24,3	24,4	24,5	24,6	29,4	34,2	39,0

5.3 - Tributação do carvão utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao Relatório de Monitorização da Segurança do Abatecimento do Sistema Elétrico Nacional, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de ISP e CO₂ aplicadas ao carvão para produção de eletricidade indicadas na Tabela 24. De acordo com o Orçamento de Estado para 2019, a taxa de adicionamento que incide sobre o carvão na produção de eletricidade em 2019 está limitada a 5€/ton CO₂. Entre 2019 e 2022 assumiu-se a evolução desse limite desde 5 €/ton até 20 €/ton.

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

	ISP 2019 (€/ton)	Adicionamento Taxa CO ₂ 2019* (€/ton)	Incidência aplicável ao ISP e CO ₂	Incidência ISP (€/ton)	Incidência Taxa CO ₂ 2019 (€/ton)	Total (€/ton)
2019	4.26	28.86	25%	1.07	5.00**	6.07
2020	4.26	28.86	50%	2.13	10.00	12.13
2021	4.26	28.86	75%	3.20	15.00	18.20
2022	4.26	28.86	100%	4.26	20.00	24.26

* Portaria n.º 6-A/2019

** Orçamento de Estado 2019

6. Análises e Indicadores

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

- **Trajectoria Continuidade** - assumindo o cenário central Continuidade da procura e o cenário Continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029; efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior Continuidade;

- **Trajectoria Ambição** - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro 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 descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2019;

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

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

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

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

- 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 ≤ 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).

Anexo 2

**Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN –
Período 2020-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2019**

Anexo 2

**Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN –
Período 2020-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2019**

[página em branco]



*Monitorização da Segurança
de Abastecimento do SEN*

Período 2020-2040

CONTRIBUTOS REN PARA O RMSA-E 2019

Sumário Executivo

Julho 2019

Índice

1.	Enquadramento	2
2.	Estudos realizados	2
2.1	Procura	2
2.2	Oferta	5
2.3	Tributação do carvão utilizado nas centrais termoelétricas	8
2.4	Evolução da capacidade comercial de interligação	9
2.5	Trajetórias avaliadas	10
3.	Resumo dos principais resultados	12
3.1	Segurança de Abastecimento	12
3.2	Ambiente	15
3.3	Competitividade	16
4.	Considerações finais	18

1. 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 76/2019), 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 membro do Governo responsável pela área da energia. 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, este documento preparado pela REN dá cumprimento, entre outros, ao estipulado no artigo 32º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019 e encontra-se estruturado da seguinte forma:

A. Estudos Realizados

- o Previsão da Procura
- o Caracterização da Oferta e da capacidade de interligação
- o Caracterização das Trajetórias

B. Principais Resultados

- o Segurança de abastecimento
- o Ambiente
- o Competitividade

C. Considerações finais

As análises desenvolvidas pela REN têm por base a evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN), os cenários de previsão de evolução dos consumos de eletricidade e os restantes elementos prospetivos no período 2020-2040 compilados no documento de Pressupostos Gerais, incluídos no Anexo I, e indicados pela DGEG.

De referir que neste estudo não foram considerados dados sobre alterações climáticas e que o mesmo tem como referência, para a generalidade dos pressupostos, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030).

2. Estudos realizados

2.1 PROCURA

Nesta secção introduzem-se os principais pressupostos que serviram de base à previsão da procura de eletricidade no período 2019-2040, para Portugal Continental, traduzida em termos de consumo referido à produção líquida¹ (abastecido pelas redes públicas), para os diferentes cenários considerados neste exercício

¹ Consumo final (somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente, exceto bombagem hidroelétrica) - Autoconsumo + Perdas das redes de transporte e distribuição

de monitorização da segurança de abastecimento do SEN. A construção dos diferentes cenários suportou-se em dois eixos fundamentais, conforme ilustrado na figura 1, o futuro verde e o crescimento económico, e visa enquadrar a incerteza relativa às perspetivas de evolução da procura no período em análise. Nos anexos II-Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade e III-Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN deste documento, detalha-se o processo de construção destes cenários e o processo de cálculo da previsão das pontas de consumo.

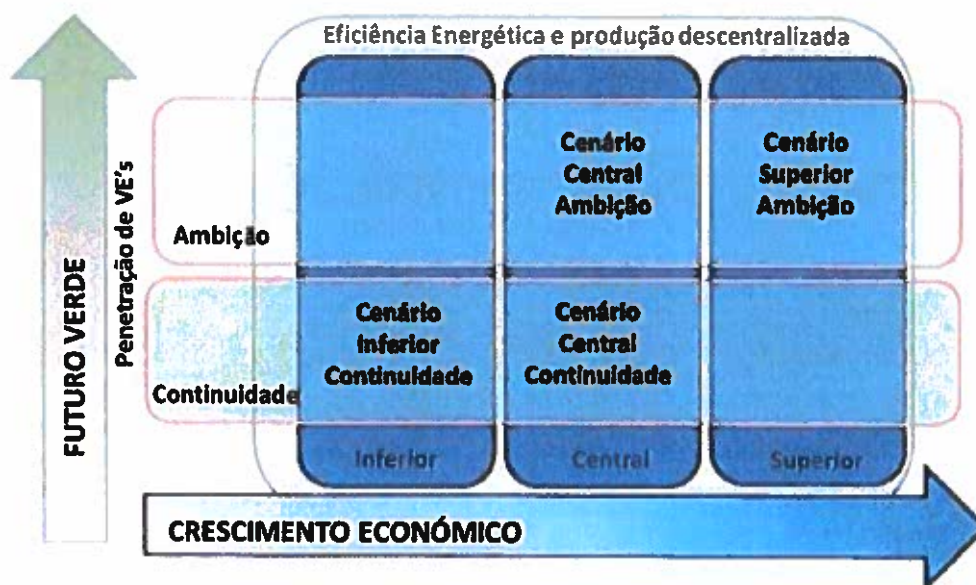


Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura

Na génese da construção dos cenários apresentados na figura 1 estão diferentes perspetivas de evolução dos principais vetores de mudança, nomeadamente no que respeita ao contexto macroeconómico, à eficiência energética, à penetração de veículos elétricos (VE) e aos níveis de produção distribuída (autoconsumo) considerados. A cenarização dos vetores de mudança encontra-se resumida na figura 2.

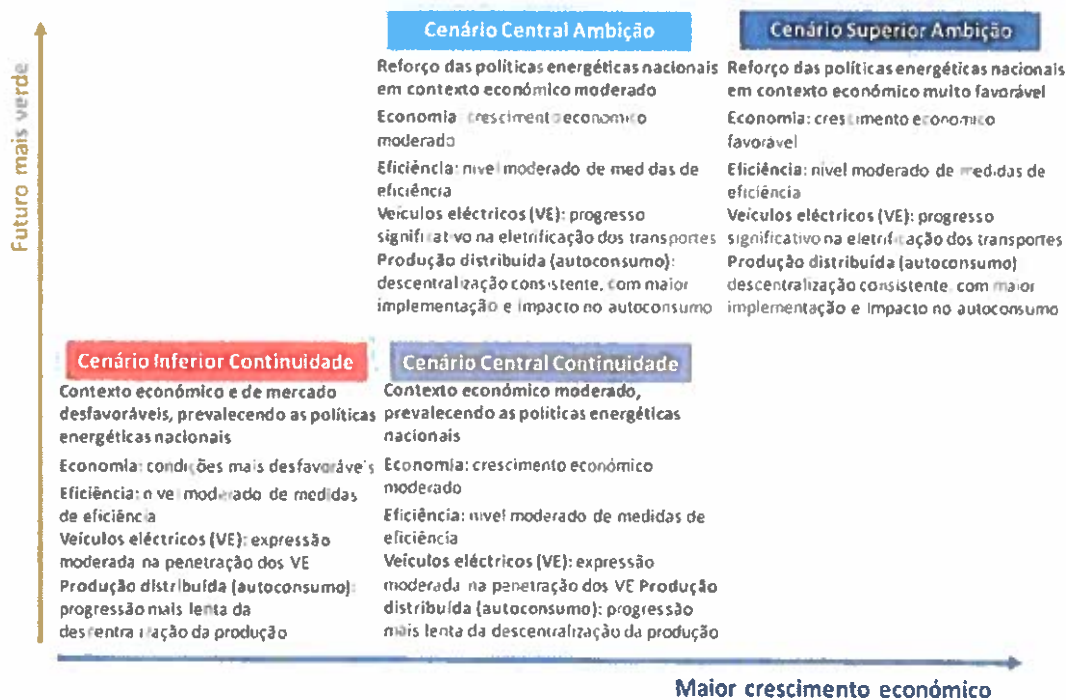


Figura 2: Caracterização dos cenários da procura desenvolvidos

Os cenários de evolução macroeconómica considerados para a previsão da evolução dos consumos foram os seguintes:

- **Cenário Superior:** cenário com condições mais favoráveis de crescimento económico
 - projeções do Programa de Estabilidade 2019-2023 publicadas em abril de 2019, que antevêm taxas de crescimento do PIB de 1,9% em 2019 e 2020, de 2,0% em 2021 e 2022 e de 2,1% em 2023. A partir deste ano mantém-se o valor do PIB de 2,1% até 2040;
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico
 - previsões da Comissão Europeia publicadas em fevereiro de 2019; cenário de evolução do PIB de 1,7% em 2019 e 2020. A partir deste ano mantém-se o valor do PIB de 1,7% até 2040;
- **Cenário Inferior:** cenário com condições menos favoráveis de crescimento económico
 - previsões do FMI publicadas em abril de 2019; cenário de evolução do PIB de 1,7% em 2019, 1,5% em 2020 e 1,4% até 2024. A partir deste ano mantém-se o valor do PIB de 1,4% até 2040.

Adicionalmente, no que respeita à Eficiência Energética, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação das medidas de eficiência energética inscritas no Anexo I - Pressupostos Gerais - DGEG para o período em análise. Em termos práticos, assumiu-se um impacto comum a todos os cenários, sendo que até 2020 se consideram as medidas constantes no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), em que 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 (0,8%/ano) e no período 2031-2040, não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2015-2017.

Na dimensão da produção distribuída (autoconsumo), a previsão é feita considerando as grandes instalações, as unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção (UPP),

encontrando-se as perspetivas de evolução da potência instalada plasmadas no Anexo I - Pressupostos Gerais da DGEG.

Registe-se que a evolução dos consumos prevista neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento contempla uma estimativa de perdas nas redes de transporte e distribuição de 9% no período 2018-2030 e entre 8% e 9% no período 2030-2040.

No que respeita à mobilidade elétrica este exercício considera os seguintes cenários de penetração de veículos elétricos:

Cenário Continuidade: Veículos Elétricos alcançam, em 2030, 40% das vendas de ligeiros de passageiros e de mercadorias e 6% das vendas de pesados de passageiros;

Cenário Ambição: Veículos Elétricos atingem, em 2030, 80% das vendas de ligeiros de passageiros e de mercadorias e 40% das vendas de pesados de passageiros;

No Anexo I - Pressupostos Gerais da DGEG são detalhados os pressupostos relativos à evolução do stock de veículos elétricos, bem como o número médio de quilómetros percorridos por segmento (ligeiros de passageiros e mercadorias e pesados de passageiros), a energia média consumida, etc.

Na figura 3 quantificam-se as perspetivas da evolução do consumo referido à produção líquida de energia elétrica no período 2020-2040 para os diferentes cenários².

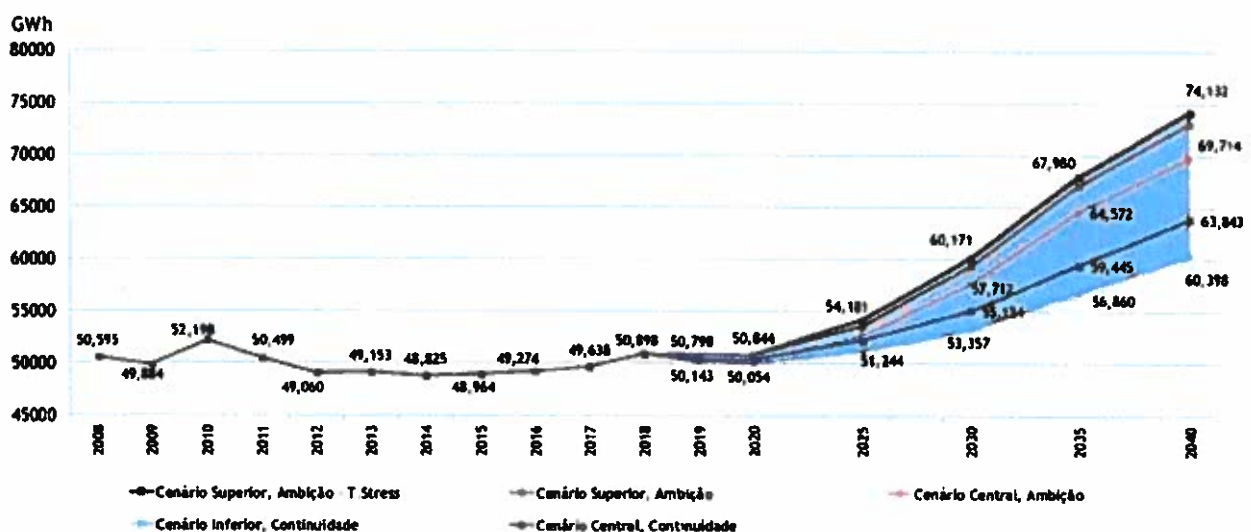


Figura 3: Evolução do consumo referido à produção líquida

A análise da figura 3 ilustra um crescimento do consumo de energia elétrica referido à produção líquida no período em análise, alcançando-se, por exemplo no cenário Superior Ambição, os 59,4 TWh em 2030, valor que equivale a um crescimento da ordem dos 17% face aos valores verificados no ano de 2018 (taxa média de crescimento anual de 1.6% entre 2020 e 2030).

² O cenário Superior Ambição - Teste de Stress distingue-se do Superior Ambição apenas pela evolução distinta do autoconsumo.

Para além da avaliação do acréscimo de consumo de eletricidade decorrente dessa cenarização, o exercício de monitorização da segurança de abastecimento consubstanciado neste estudo para efeitos de avaliação do impacto da mobilidade elétrica na evolução das pontas do SEN carece da definição das estratégias de carregamento e potências associadas, tendo para este efeito sido considerado o seguinte:

Ligeiros de passageiros e de mercadorias:

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia "Direct Recharging"³
- 90% dos veículos utilizam carregamento lento
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento monofásico
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento trifásico
 - Estratégia de carregamento: 20% assumem uma estratégia "Direct Recharging" e 80% uma estratégia "Valley Recharging"⁴

Pesados de passageiros

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia "Direct Recharging"
- 90 % dos veículos utilizam um carregamento lento trifásico associado à estratégia "Valley Recharging"

Considerando as estratégias de carregamento indicadas, o impacto da mobilidade elétrica "nas horas tradicionais de ponta do SEN" será de cerca de 250 MW no cenário Continuidade e de cerca de 500 MW no cenário Ambição (figura 4).

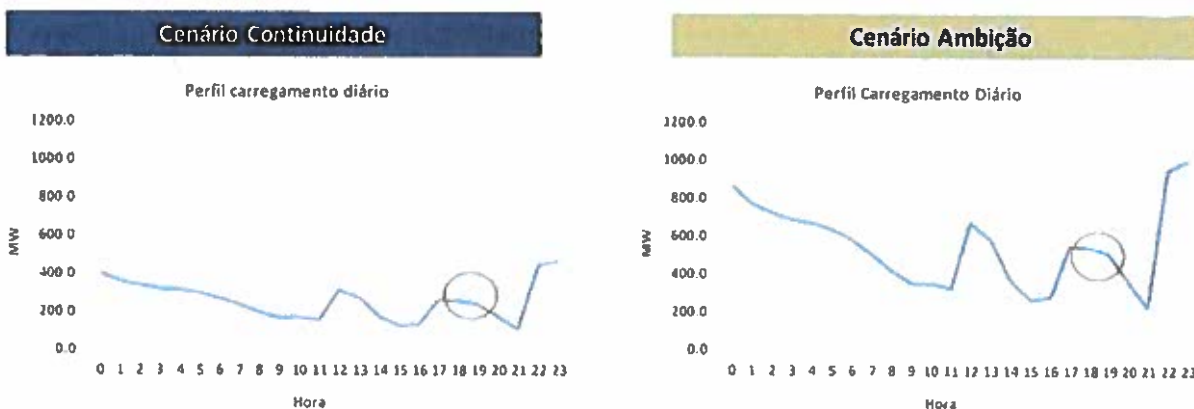


Figura 4: Perfil de carregamento VE (ligeiros com 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging)

Adicionalmente, salienta-se que a solicitação de potência ao SEN para efeitos de carregamento de VE é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Na figura 5 podemos constatar que em 2030, caso os ligeiros de passageiros e mercadorias adotem uma estratégia de carregamento diferente, 60% *Direct Recharging* | 40% *Valley Recharging*, no caso do cenário Continuidade a carga solicitada para carregamento dos VE incrementará nas horas de ponta do SEN cerca de 550 MW (+300 MW comparado com a estratégia

³ Estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário

⁴ Estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazio

base considerada neste estudo) e no cenário Ambição cerca de 1150 MW (+650 MW comparado com a estratégia base considerada neste estudo). Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacto para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deverá ser monitorizado de perto e os dados entretanto recolhidos deverão ser refletidos nos futuros exercícios anuais de RMSA para garantir que a transição para a mobilidade elétrica prevista no PNEC 2030 tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

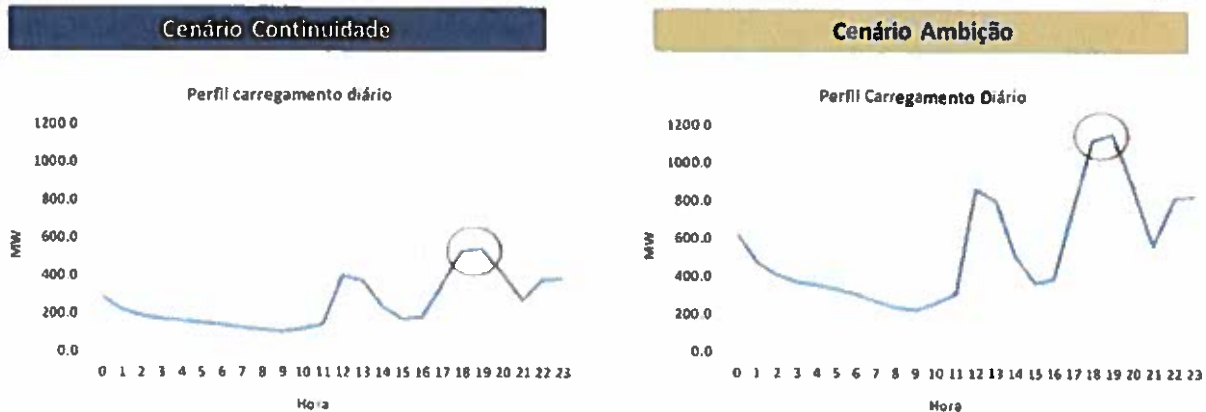


Figura 5: Perfil de carregamento VE (ligeiros com 60% Direct Recharging e 40% Valley Recharging)

Sublinha-se que as construções dos cenários para os estudos desenvolvidos não consideraram fenómenos derivados da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis. Ainda assim, verifica-se que, excluindo os fenómenos referidos, a ponta de carga do SEN pode ser agravada em valores superiores a 200 MW (por exemplo, em 2030, pode ser agravada em 235 MW no cenário Central Ambição), caso se considere o agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95% (Ver Anexos III -Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN e V - Principais resultados).

2.2 OFERTA

Os pressupostos que serviram de base à previsão da evolução da oferta no período 2019-2040 apresentam-se nesta secção. Para este feito consideram-se três cenários distintos: (i) Cenário Continuidade, (ii) Cenário Ambição e (iii) Teste de Stress. Na figura 6 ilustram-se as potências instaladas totais para cada um deles. O Anexo I - Pressupostos Gerais da DGEG detalha cada um destes cenários, sendo neste documento apresentadas apenas as suas principais características.

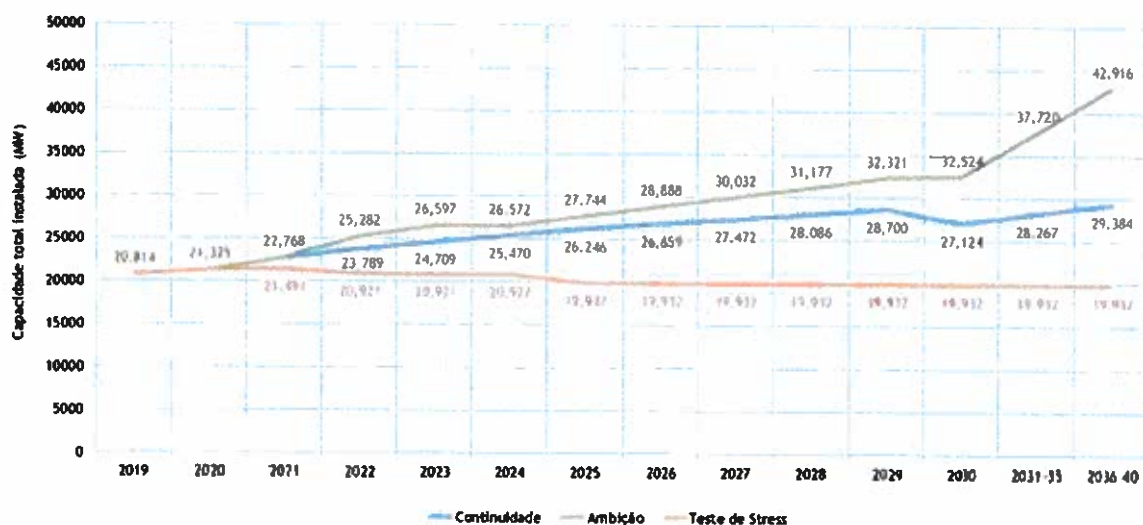


Figura 6: Evolução da capacidade total instalada para os três cenários em análise

Cenário Ambição:

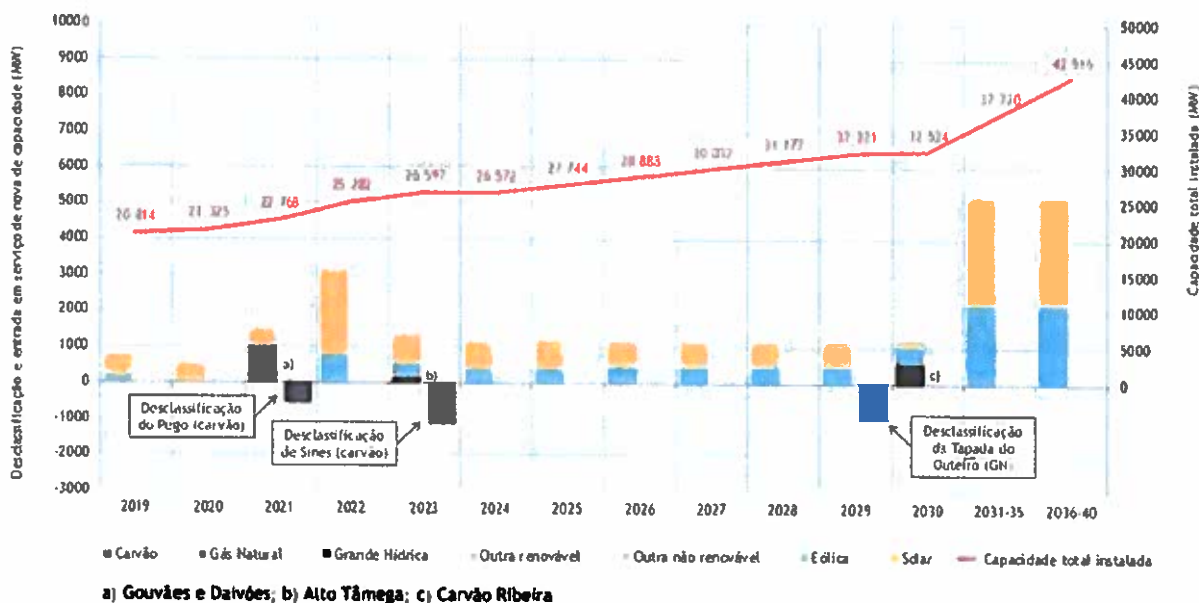


Figura 7: Evolução da capacidade total instalada para o Cenário Ambição

- ✓ Grande Térmica: descomissionamento da central do Pego em 31 de dezembro de 2021, da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029;
- ✓ Grande Hidrica: entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento (Gouvães e Daivões em 2021; Alto Tâmega em 2023 e Carvão Ribeira em 2030);

- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 28 de fevereiro de 2019, consideram-se os objetivos previstos no PNEC 2030.

Cenário Continuidade:

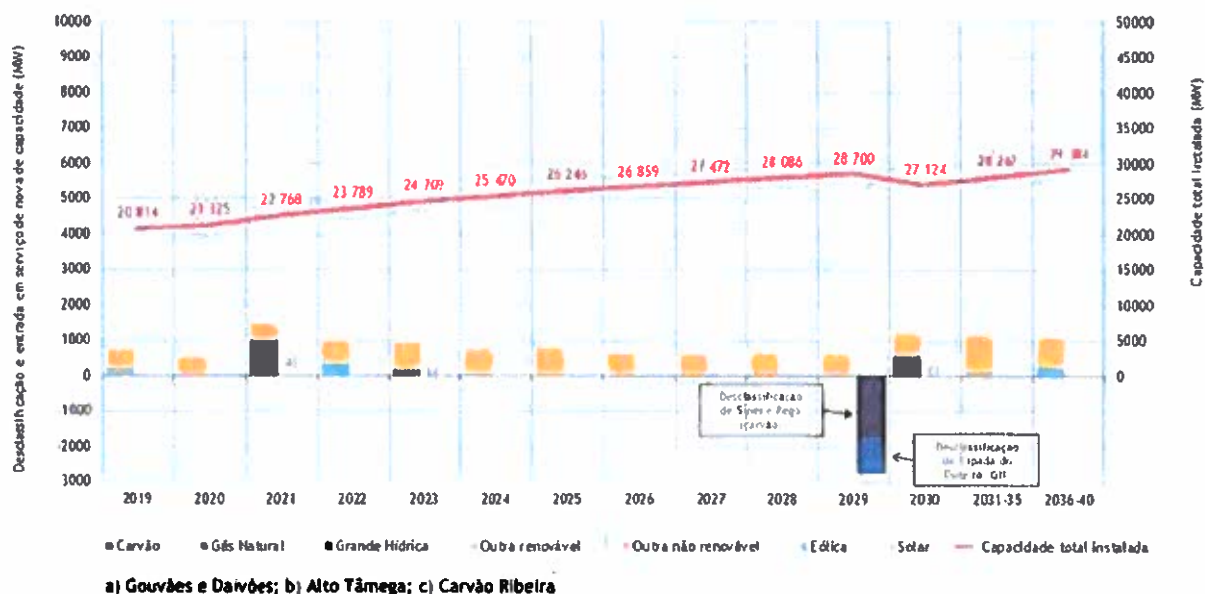


Figura 8: Evolução da capacidade total instalada para o Cenário Continuidade

- ✓ Grande Térmica: descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029;
- ✓ Grande Hídrica: entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento (Gouvães e Daivões em 2021; Alto Tâmega em 2023 e Carvão Ribeira em 2030);
- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 28 de fevereiro de 2019, consideram-se os objetivos previstos do PNEC 2030, com alguns ajustes, numa perspetiva mais conservadora.

Teste de Stress:

Para além do estudo sobre os cenários Continuidade e Ambição, procedeu-se ainda a uma análise, que se designa por Teste de Stress, com o objetivo de avaliar até quando o SEN consegue dar cumprimento aos critérios de segurança de abastecimento atualmente em vigor. Neste cenário, considera-se que a oferta é constituída pelo sistema existente, deduzido da desclassificação da central de Sines em 2020 e das restantes grandes térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciar até 31-12-2019.

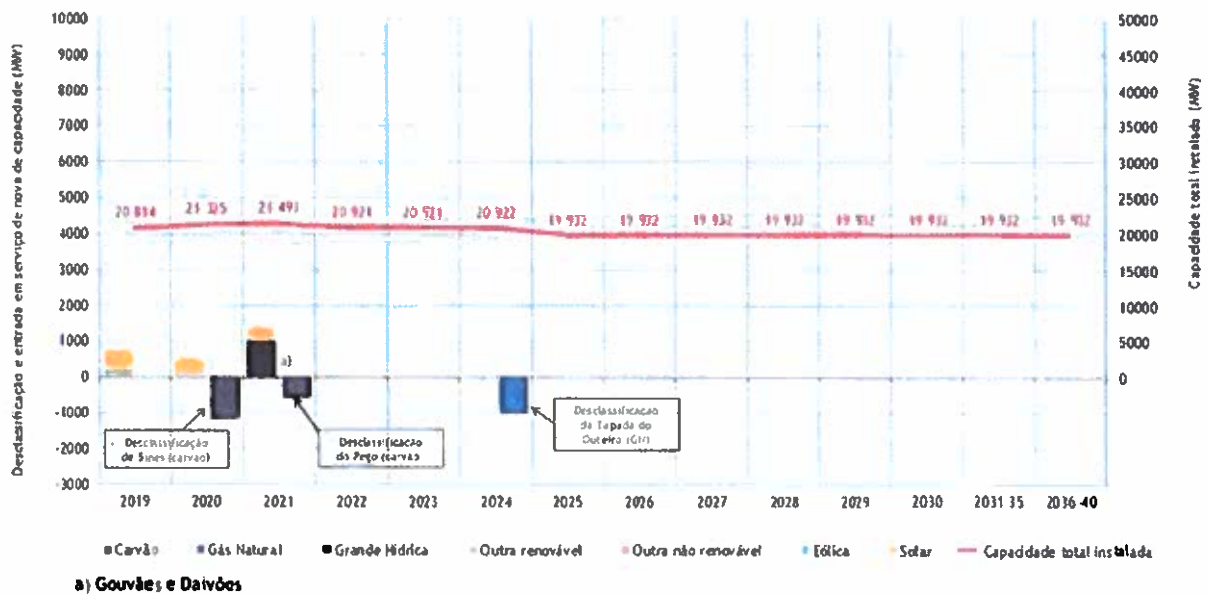


Figura 9: Evolução da capacidade total instalada para o Teste de Stress

- ✓ Grande Térmica: descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020 e das centrais do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 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;
- ✓ Grande Hídrica: entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães e Daivões em 2021;
- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER): capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 28 de fevereiro de 2019 e com previsão de entrada em exploração até 2021.

2.3 TRIBUTAÇÃO DO CARVÃO UTILIZADO NAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS

Os estudos desenvolvidos neste exercício de monitorização de segurança de abastecimento do SEN tomaram em consideração a evolução das taxas de ISP e CO₂ aplicadas ao carvão para produção de eletricidade.

De acordo com o Orçamento de Estado para 2019, a taxa de adicionamento que incide sobre o carvão na produção de eletricidade em 2019 está limitada a 5€/ton CO₂. Entre 2019 e 2022 assumiu-se a evolução desse limite desde 5 €/ton até 20 €/ton. Destes pressupostos resultam os valores a aplicar ao custo do carvão indicados na tabela seguinte, com reflexos ao nível da competitividade destas centrais térmicas.

Tabela 1 - Taxas de ISP e CO₂ a aplicar ao carvão para produção de eletricidade

	ISP 2019 (€/ton)	Adicionamento Taxa CO ₂ 2019* (€/ton)	Incidência aplicável ao ISP e CO ₂	Incidência ISP (€/ton)	Incidência Taxa CO ₂ 2019 (€/ton)	Total (€/ton)
2019	4.26	28.86	25%	1.07	5.00**	6.07
2020	4.26	28.86	50%	2.13	10.00	12.13
2021	4.26	28.86	75%	3.20	15.00	18.20
2022	4.26	28.86	100%	4.26	20.00	24.26

* Portaria n.º 6-A/2019

** Orçamento de Estado 2019

2.4 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Para efeitos dos estudos desenvolvidos para a monitorização da segurança de abastecimento do SEN, no período 2020-2040, consideraram-se os valores indicados na tabela 2 para a capacidade comercial de interligação com Espanha (ou seja, o NTC³). Complementarmente no Anexo IV - Evolução da RNT e das Interligações detalham-se as necessidades de evolução da rede, considerando a evolução do SEN prevista neste exercício de monitorização de segurança de abastecimento.

Tabela 2 - Previsão dos Valores Mínimos⁴ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação

	Portugal→Espanha [MW]	Espanha→Portugal [MW]
2020	2 600	2 000
2025	3 200	3 600
2030	3 200 - 3 500	3 600 - 4 200 (*)
2040	4 000 (**)	4 700 (**)

(*) Tendo em consideração as metas previstas no PNEC 2030 para a evolução do parque produtor até 2030, estima-se para esse horizonte um valor de *interconnection ratio* numa gama entre 11% a 15%.

(**) As capacidades indicadas para 2040 correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira Portugal-Espanha nos estudos do TYNDP 2018 - *Ten Year Network Development Plan*. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em Portugal e Espanha para atingir esses valores de capacidade.

A REN e a REE-Red Eléctrica de España 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 atualmente existentes e alcançar de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos na ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos.

³ NTC - *Net Transfer Capacity* (corresponde à capacidade de interligação disponível para trocas comerciais)

⁴ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidades relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores

Adicionalmente, para garantir o cumprimento da meta de 15% em 2030 estabelecida ao nível da UE para o indicador *interconnection ratio*, constata-se a necessidade de manter o acompanhamento da evolução da capacidade de interligação, no sentido de, em momento oportuno, proceder a novos estudos conjuntos com o operador da rede de transporte de energia elétrica de Espanha, com vista a identificar os eventuais reforços nas redes de transporte de ambos os operadores que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

2.5 TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Os estudos de segurança de abastecimento e evolução do SEN, em particular do sistema electroprodutor, incidem sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG:

- **Trajetória Continuidade**, assume o cenário Central Continuidade da procura e o cenário Continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Continuidade;
- **Trajetória Ambição**, assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central do Pego em 31 de dezembro de 2021, da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, e da central da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;
- **Teste de Stress**, assume o cenário Superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2019, nomeadamente as centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões em 2021.

Para as 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 electroprodutor nacional no âmbito do MIBEL e à avaliação do cumprimento das metas da política energética.

Tendo por objetivo balizar o comportamento do SEN no contexto dos cenários de evolução da capacidade da oferta e da procura considerados, são efetuadas duas análises de sensibilidade. Na trajetória Continuidade, situação de maior oferta térmica, é analisada a ocorrência de uma 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, e analisa-se o comportamento do sistema em condições de menor oferta térmica face a uma procura mais exigente.

Complementarmente às duas trajetórias, é efetuado o designado Teste de Stress que tendo por base o sistema electroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas

acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2019, tem por objetivo identificar o estágio a partir do qual se deixe de verificar a adequação do sistema electroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição - Teste de Stress.

No desenvolvimento dos estudos de monitorização da segurança de abastecimento são utilizados dois modelos de simulação:

- VALORAGUA - simulação do sistema electroprodutor em ambiente MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade;
- RESERVAS - análise probabilística da segurança de abastecimento.

A figura 10 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

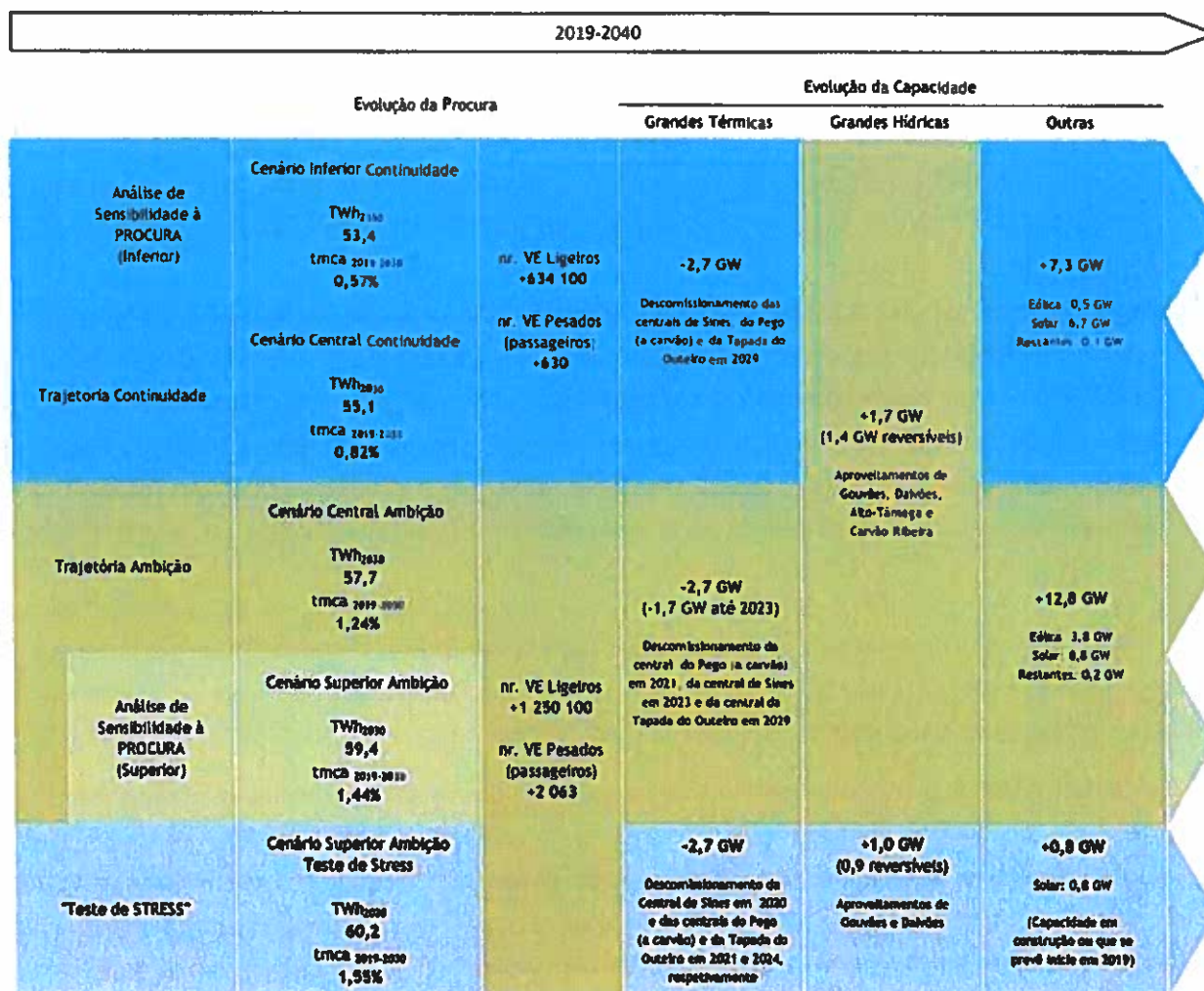


Figura 10: Caracterização resumida das diferentes trajetórias avaliadas

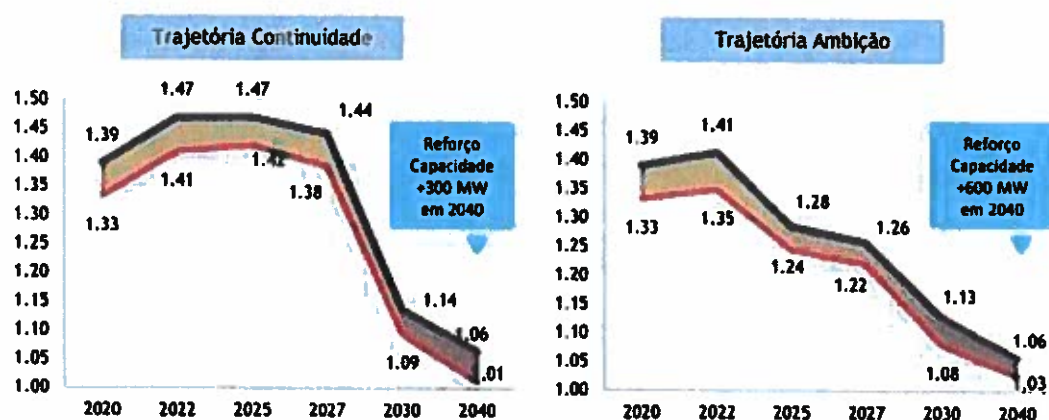
3. Resumo dos principais resultados

Nesta secção apresentam-se os principais resultados dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento de electricidade. O Anexo V-Principais Resultados, deste documento complementa e detalha os resultados descritos nos pontos seguintes.

3.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Da análise à trajetória Continuidade, no horizonte 2030, não obstante a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão de Sines e Pego, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029, a evolução do ICP (Índice de Cobertura probabilístico da Ponta) apresenta valores sempre superiores a 1,09 (para probabilidade de excedência de 99%), conforme se pode constatar na figura 11, onde se ilustra o ICP previsto para o período 2020-2040. Já 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 300 MW de capacidade de oferta adicional para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

No caso da trajetória Ambição, com a desclassificação das atuais centrais termoelétricas a carvão de Sines e Pego, até final de 2023 e da central a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029, a par da maior penetração de veículos elétricos, os valores de ICP sofrem um decréscimo progressivo entre 2020 e 2030. Em 2030, esses níveis mantêm-se acima de 1,08, em consequência da mais expressiva penetração da capacidade instalada em energias renováveis que é acompanhada pela entrada em serviço de mais de 1700 MW de capacidade hídrica. Contudo, em 2040 será necessário reforçar o sistema com capacidade adicional de cerca de 600 MW para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.



Nota: Carregamento dos VE ligeiros: 20% "Direct Recharging", 80% "Valley Recharging"

Figura 11: Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Relativamente ao indicador LOLE (Loss Of Load Expectation), em todo o período analisado e para ambas as trajetórias, verifica-se que não ultrapassa 0,5 h/ano, o que resulta das necessidades de reserva operacional estarem cobertas pela capacidade flexível instalada no

sistema. Em 2030, o LOLE é praticamente nulo na trajetória Continuidade e inferior a 0,06 h/ano na trajetória Ambição.

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 reforço de capacidade de oferta adicional para cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento em 2040, estimando-se em 1 100 MW (acréscimo de 500 MW face ao cenário Central Ambição).

Adicionalmente, verifica-se que o perfil de carregamento dos VE apresenta um impacto significativo na ponta dos consumos da trajetória Ambição, sendo que uma estratégia com maior prevalência do "Direct Recharging" por parte dos VE ligeiros poderá conduzir à necessidade de reforçar o sistema com capacidade de oferta adicional. Na hipótese de carregamento dos VE ligeiros 60% Direct Recharging, 40% Valley Recharging (em vez de 20% Direct Recharging, 80% Valley Recharging, como assumido nos estudos base realizados), estima-se um agravamento da ponta dos consumos em cerca de 650 MW.

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, registadas no presente RMSA, e tal como no RMSA de 2018, 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 a carvão (2029 e 2023, respetivamente nos cenários Continuidade e Ambição), da central do Pego a carvão (2029 e 2021, respetivamente), e da central da Tapada do Outeiro a gás natural (2029). Num cenário de desclassificação destas três centrais, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros produtores baseados em fontes de energia renovável, dispersos ao longo do território, impõe-se continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar da qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede. Neste contexto, encontram-se previstos estudos de rede adicionais⁷, incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam da proposta de PNEC 2021-2030. Nestes estudos, devem também ser observadas alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

Para além disso, com o expectável crescimento previsto para a geração solar e eólica em Portugal e na Europa, a reserva 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 esse tipo de reserva. Este aumento em larga escala

⁷ Tomando como base de partida a rede existente com os reforços em curso e/ou previstos no curto/médio prazo (ex.: linhas/eixos a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, Falagueira-Fundão, Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões, F. Alientejo - Ourique - Tavira, Alqueva - Divor).

de integração de renováveis, a par do aumento dos fluxos nas interligações e da diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribui para que a atenção e análise sobre a estabilidade dinâmica do sistema venha a tornar-se cada vez mais crítica, nomeadamente ao nível das atividades de planeamento e operação das redes.

Do ponto de vista da operação da RNT, a entrada em serviço das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega deverá ocorrer através de duas ligações independentes de Ribeira de Pena à RNT, caso contrário será necessário incrementar substancialmente a reserva operacional do SEN ou limitar a produção destas centrais, para garantir o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e no Regulamento da Rede de Transporte.

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 até 2020, da central do Pego a carvão até 2021 e da Tapada do Outeiro até 2024) e acrescida dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até final de 2019, incluindo as centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões com duas ligações à RNT em 2021, 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%). Nestas circunstâncias, é de salientar a importância da entrada em serviço dos novos aproveitamentos de Gouvães e Daivões, prevista para 2021, antes da desclassificação da central do Pego a carvão no final desse ano.

No que diz respeito à rede, partindo das condições que lhe estão subjacentes para dar resposta ao parque produtor previsto, que incluem a concretização conforme o previsto de alguns reforços de rede ainda não realizados⁸, até 2025 não serão necessários novos reforços de rede que se destinem unicamente à integração na rede de nova geração renovável prevista ser construída após 2019.

⁸ Eixos a 400 kV Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões e Rio Maior - 'zona de Almargem do Bispo' - Fanhões, para além das linhas a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e 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.

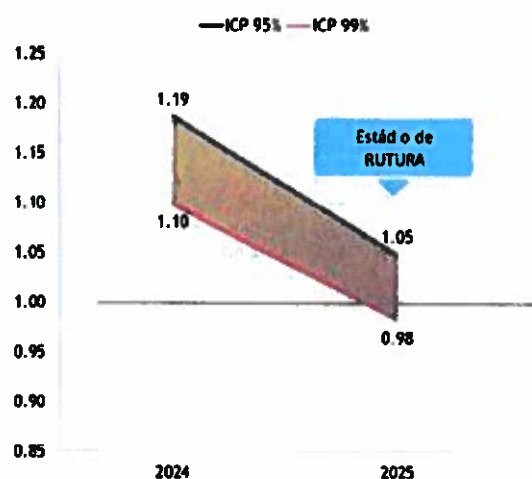


Figura 12: Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP) - Teste de Stress

3.2 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 (a que corresponde um contributo de cerca de 60% para a eletricidade). Os resultados 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 79% e de 95%, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Nas figuras 13 e 14 ilustra-se a quota de produção renovável perspetivada para 2020 e 2030, em cada uma das trajetórias.

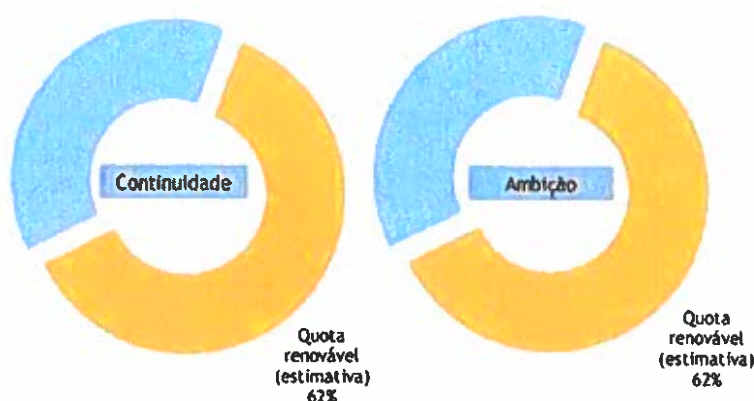


Figura 13: Estimativa da quota de produção renovável para 2020

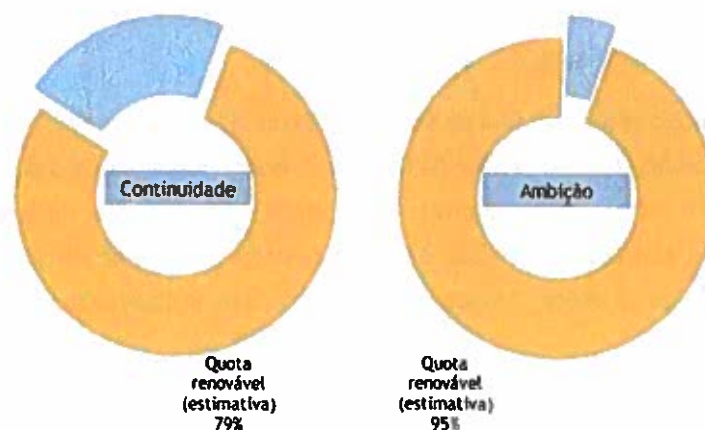


Figura 14: Estrutura de produção prevista para 2030

A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajetória Ambição aponta para a um decréscimo de 3pp da quota da produção renovável em 2030 para 92 % do consumo bruto de eletricidade.

As emissões totais anuais de CO₂ (figura 15) decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável a partir de 2020, quando comparadas com o histórico recente (cerca de 14 Mt em 2018), principalmente justificado pela redução da produção das centrais a carvão e pela penetração crescente de FER. Entre 2020 e 2030, as emissões evoluem de 4,7 Mt para 2 Mt ou 0,7 Mt, dependendo da trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Até 2040, as estimativas apontam para reduções ainda maiores, com totais de 1,8 Mt ou 0,1 Mt, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente.

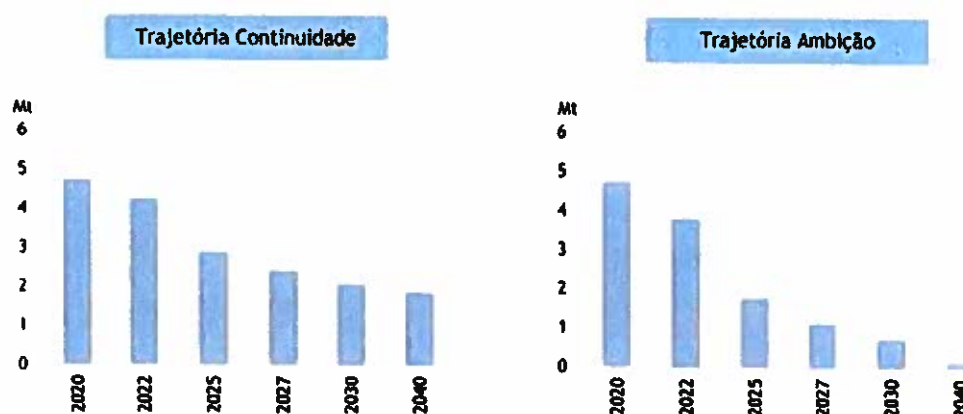


Figura 15: Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

3.3 COMPETITIVIDADE

A progressiva incidência do ISP - Imposto sobre Produtos Petrolíferos e da taxa de carbono na produção de eletricidade a carvão aponta para que a produção de eletricidade a partir deste combustível perca competitividade, face às restantes tecnologias, a partir do final de 2021.

Nestas condições, prevê-se que a competitividade das atuais centrais de Sines e Pego seja fortemente condicionada em ambas as trajetórias.

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 média destas centrais não excede 45%, e evolui no longo prazo para valores inferiores a 25% (2040). No caso da ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, este decréscimo é maior, apresentando em 2040 uma utilização média de 18%.

Na trajetória Ambição, mesmo depois da desclassificação da totalidade das atuais centrais a carvão, prevista até o final de 2023, a utilização média do gás não vai além de 17% (em 2025). 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 9% e 2%, respetivamente.

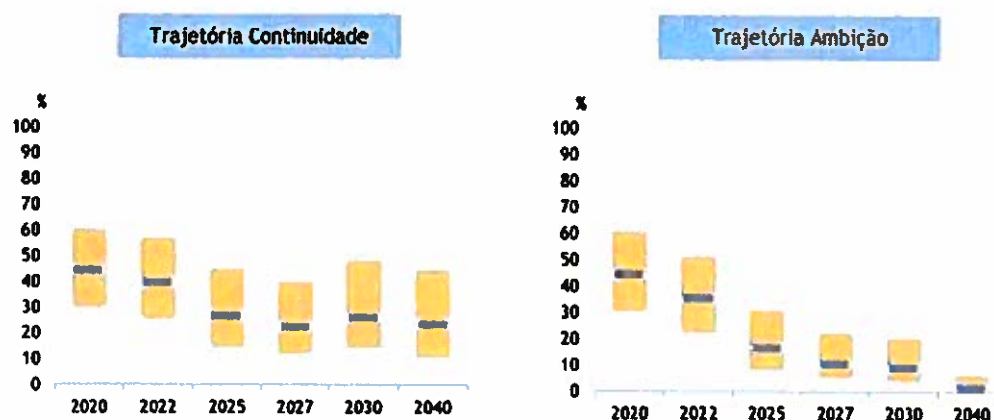


Figura 16: Taxa de utilização das centrais termoelétricas (a gás natural)

Quanto à capacidade das interligações para trocas comerciais (NTC), estima-se que, em 2030, o valor mínimo de importação/exportação apontado para este horizonte - 3 200 MW - tenha uma utilização plena entre 21% a 31% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha. Em 2040 (mínimo de importação/exportação de 4 000 MW), os valores de utilização a pleno ascendem a 19% e 33% nas referidas trajetórias, respetivamente.

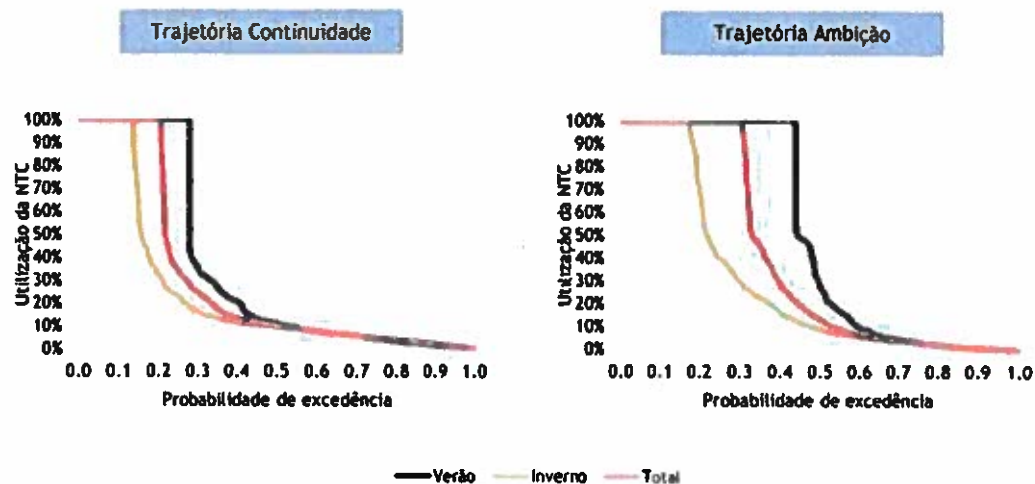


Figura 17: Taxa de utilização da NTC em 2030

4. Considerações finais

Como principais considerações finais sobre a evolução do SEN decorrentes dos estudos efetuados, destaca-se o seguinte:

- ✓ Em 2030, não obstante, se tenha já assumido a desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines e Pego, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro, as configurações do SEN nas trajetórias Continuidade e Ambição resultam em valores do ICP superiores 1,08 (para probabilidade de excedência de 99%) e do LOLE que não excede 0,06 h/ano.
- ✓ Em 2040 verifica-se, quer para a trajetória Continuidade, quer para a trajetória Ambição, a necessidade de reforçar o SEN com capacidade de oferta adicional, no sentido de garantir os critérios de segurança de abastecimento.
- ✓ O perfil de carregamento dos VE apresenta um impacto significativo na ponta dos consumos da trajetória Ambição, sendo que uma estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* por parte dos VE ligeiros possa conduzir, em 2030, à necessidade de reforços adicionais do sistema com capacidade de oferta adicional.
- ✓ No âmbito dos estudos realizados para o Teste de Stress, que considera a capacidade em construção ou que se prevê que inicie a construção até 31 de dezembro de 2019 (assumindo nomeadamente a entrada em serviço das novas centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões prevista para 2021, ou seja, antes da desclassificação da central do Pego a carvão no final de 2021) verifica-se que a rutura do sistema ocorre em 2025 (após a desclassificação da central a gás natural da Tapada do Outeiro).
- ✓ Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, de aproximadamente 62% do consumo bruto de eletricidade para ambas as trajetórias analisadas. Para 2030, essa estimativa é de cerca e 79% e 95% na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente, com reflexos ao nível das emissões de CO₂ que se afiguram inferiores a 2 Mt em qualquer dos casos (emissões resultantes das grandes centrais

termoelétricas). Em 2040, os resultados apontam para estimativas de redução ainda maiores, com totais de 1,8 Mt ou 0,1 Mt, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente.

- ✓ Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, inferior a 30% na trajetória Continuidade e inferior a 10% no caso da trajetória Ambição.
- ✓ A capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) prevista em 2030 configura a ocorrência de congestionamentos entre 21% e 31% do tempo, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Em 2040, estes valores ascendem a 19% e 33%, respetivamente.
- ✓ Num cenário de desclassificação das três centrais térmicas do Pego e Sines a carvão, e Tapada do Outeiro a gás natural, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros produtores baseados em fontes de energia renovável, dispersos ao longo do território, impõe-se continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar da qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede. Encontram-se previstos estudos de rede adicionais⁹ por parte da REN para garantir estes objetivos, os quais incorporam a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030.
- ✓ Com o expectável crescimento da geração solar e eólica em Portugal e na Europa, a reserva que hoje é proporcionada pela geração síncrona convencional (controlo de frequência, controlo de tensão ou inércia) poderá no futuro ser muito menor. Esta situação contribui para que a estabilidade dinâmica do sistema venha a tornar-se cada vez mais crítica, nomeadamente ao nível das atividades de planeamento e operação das redes, encontrando-se a REN a acompanhar este fenómeno.
- ✓ Do ponto de vista da operação da RNT, a entrada em serviço das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega deverá ocorrer através de duas ligações independentes de Ribeira de Pena à RNT, caso contrário será necessário incrementar substancialmente a reserva operacional do SEN ou limitar a produção destas centrais, para garantir o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e no Regulamento da Rede de Transporte.

⁹ Tomando como base de partida a rede existente com os reforços em curso e/ou previstos no curto/médio prazo (ex.: linhas/eixos a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, Falagueira-Fundão, Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões, F. Alentejo - Ourique - Tavira, Alqueva - Divor).

ANEXO I
Pressupostos Gerais - DGEG

ANEXO II
Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade



ANEXO II

Cenários de previsão da procura de eletricidade para o RMSA-E19

JUNHO 2019

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	7
2. ANÁLISE DA PROCURA DE ELETRICIDADE	10
2.1 Procura Anual	10
2.2 Consumo Final por Sectores.....	15
2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura	17
2.2.2 Sector Terciário.....	20
2.2.3 Sector Residencial.....	22
3. CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA	25
4. METODOLOGIA DE PREVISÃO	28
4.1 Previsão de Curto Prazo.....	29
4.2 Previsão de Longo Prazo	30
4.2.1 Modelos estruturais	31
4.2.2 Modelos econométricos estimados	32
4.2.3 Evolução dos coeficientes das variáveis económicas.....	35
5. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS	37
6. IMPACTO DE NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	39
7. CONSUMO PREVISTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	40
8. EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO	43
9. EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS NAS REDES	45
10. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA	47
11. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2018	11
Figura 2 - Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2018	12
Figura 3 - Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2018	13
Figura 4 - Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2018 ...	13
Figura 5 - Evolução da intensidade do consumo de eletricidade no PIB (preços de 2010), corrigido da paridade dos poderes de compra (UE28=1), em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2018	14
Figura 6 - Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2018	14
Figura 7 - Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2018	15
Figura 8 - Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2018	17
Figura 9 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018	18
Figura 10 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2018	18
Figura 11 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018	19
Figura 12 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018	20
Figura 13 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2018	21
Figura 14 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário. Período 1980-2018	21
Figura 15 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2018	22
Figura 16 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2018	23
Figura 17 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980-2018	23
Figura 18 - Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2017	24
Figura 19 - Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo	25
Figura 20 - Caracterização dos diferentes cenários	27
Figura 21 - Etapas da previsão de curto prazo	29
Figura 22 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão. Período 2020-2040...	30

Figura 23 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura.....	33
Figura 24 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário.....	34
Figura 25 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial	35
Figura 26 - Evolução dos coeficientes das variáveis económicas.....	36
Figura 27 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2019-2040.....	37
Figura 28 - Evolução prevista para o Consumo Privado - Cenários DGEG 2019-2040.....	38
Figura 29 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - Cenários DGEG 2019-2040	38
Figura 30 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - Cenários DGEG 2019-2040.....	38
Figura 31 - Evolução prevista das poupanças anuais - Cenários DGEG 2019-2040.....	39
Figura 32 - Evolução prevista das poupanças acumuladas - Cenários DGEG 2019-2040	40
Figura 33 - Impacte acumulado das poupanças no consumo final previsto.....	40
Figura 34 - Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG	41
Figura 35 - Evolução prevista do consumo final dos VE. Cenários DGEG 2019-2040	42
Figura 36 - Impacte do consumo dos VE no consumo final previsto	43
Figura 37 - Evolução prevista do autoconsumo das grandes instalações - Cenários DGEG 2019-2040	45
Figura 38 - Evolução prevista do autoconsumo das UPAC+UPP - Cenários DGEG 2019-2040 ...	45
Figura 39 - Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2018.....	46
Figura 40 - Evolução do fator de perdas das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Anos de 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040	46
Figura 41 - Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2019-2040	47
Figura 42 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura.....	48
Figura 43 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura.....	50
Figura 44 - Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2019-2040.....	51
Figura 45 - Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita.	52

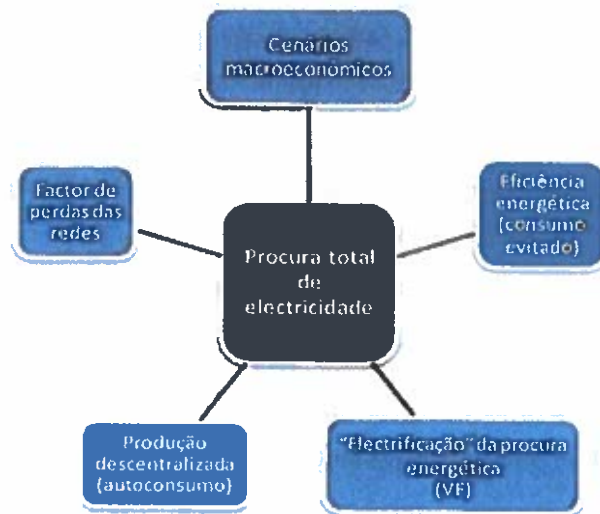
ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	11
Tabela 2 - Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores	16
Tabela 3 - Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2019-2040	47
Tabela 4 - Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2019-2040	51
Tabela 5 - Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2019-2040	52

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

A presente Nota tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2019-2040, 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.

No âmbito dos compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050 refletidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica, prevê-se o impacto na procura de eletricidade decorrente da maior eletrificação da economia perspetivada, nomeadamente ao nível dos edifícios, nas vertentes do arrefecimento e do aquecimento, dos processos industriais e da integração dos veículos elétricos (VE).

Segundo o Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC), versão que esteve em consulta pública, *“A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo setor da eletricidade, assente numa forte eletrificação da economia.”* *“No setor residencial e de serviços pretende-se um reforço do conforto térmico nas habitações tanto no aquecimento como no arrefecimento, privilegiando as soluções de isolamento...”*. *“Em particular no setor dos serviços, perspetiva-se uma extensiva eletrificação acompanhada por solar térmico para aquecimento de águas e predominância das bombas de calor para aquecimento de espaços.”* *“O setor industrial terá um papel de extrema importância, residindo neste contexto um dos principais polos de necessidade de inovação e criação de novos modelos de negócio.”* *“Embora seja um setor onde se prevê uma descarbonização a um ritmo menos acelerado, não deixa de ser um setor altamente motivado para as questões de eficiência*

de recursos...” “...será ainda fortemente influenciado pela robotização e digitalização, prevendo-se uma eletrificação crescente...”.

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

Sendo que essas medidas terão efeitos crescentes a médio/longo prazo, a lacuna agora identificada não terá resultados expressivos nos próximos anos e poderá vir a ser colmatada em próximos exercícios logo que a informação sobre a quantificação dessas medidas seja conhecida.

Assim no campo da eletrificação da economia neste exercício são apenas incorporados os efeitos da penetração dos veículos elétricos conforme descrito nos pressupostos da DGEG.

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 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

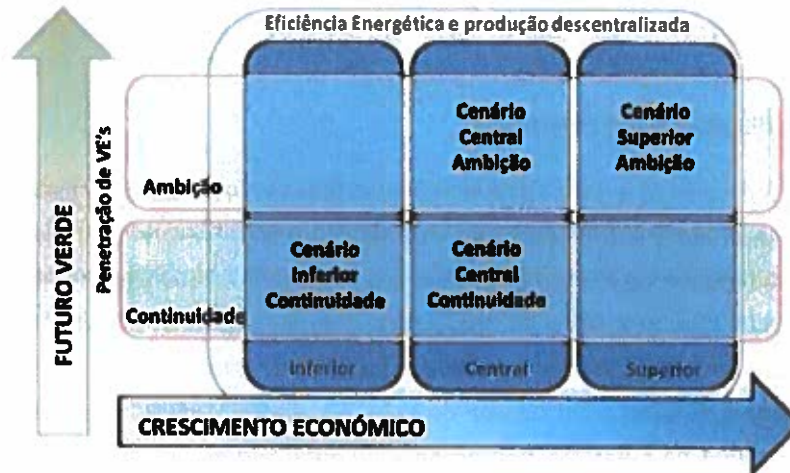
No que concerne à produção descentralizada, e ao contrário do assumido no RMSA-E18, não há distinção nos valores de autoconsumo do cenário Continuidade e Ambição, pois os pressupostos da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) têm por base cenários de evolução da potência instalada da produção descentralizada iguais em ambos os cenários.

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

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

- **Cenário Central Continuidade:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Continuidade da penetração dos VE;
- **Cenário Central Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Ambição da penetração dos VE;

- **Cenário Superior Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Superior e do cenário Ambição da penetração dos VE.
- **Cenário Inferior Continuidade:** combinação do cenário macroeconómico Inferior e do cenário Continuidade da penetração 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 2019. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção distribuída diferente do considerado nos cenários Ambição e Continuidade 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 numa outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 8.

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

- ❖ Cenários macroeconómicos: evolução do PIB e do peso dos VAB sectoriais no PIB
- ❖ Cenário de evolução das poupanças anuais associadas a novas medidas de eficiência energética
- ❖ Cenário de evolução do número de VE totalmente elétricos (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros)
- ❖ Cenário de evolução dos km/ano percorridos em média pelos VE ligeiros de passageiros e ligeiros de mercadorias
- ❖ Estimativas do autoconsumo das grandes instalações de cogeração para o ano de 2018 (ano base)

- ❖ Estimativa da produção das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e das unidades de pequena produção (UPP) para o ano base, bem como da percentagem de injeção na rede e do número de horas de utilização por ano
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada da cogeração e da produção distribuída utilizados na construção dos cenários de evolução do autoconsumo das grandes instalações e das UPAC+UPP

2. ANÁLISE DA PROCURA DE ELETRICIDADE

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

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

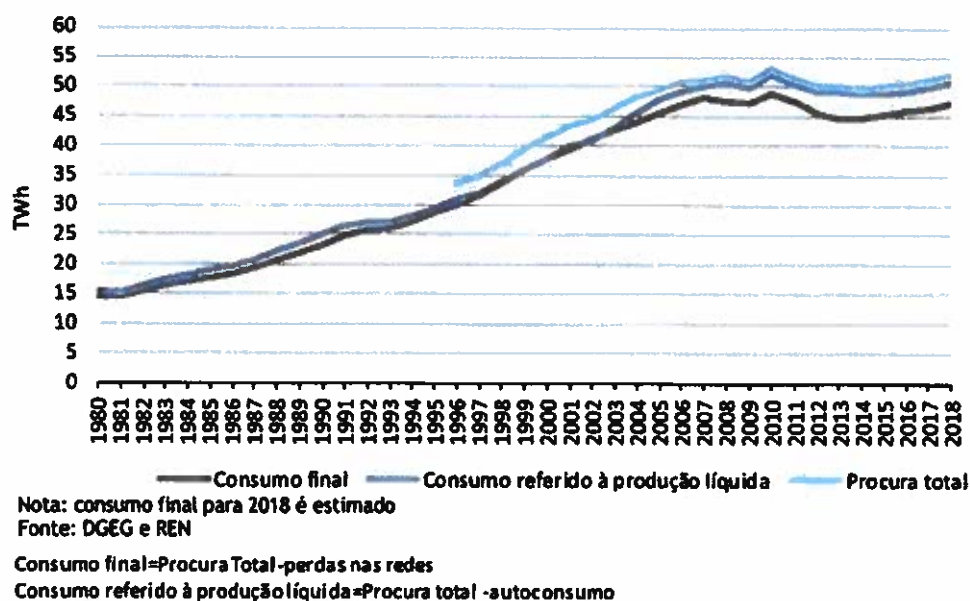
$$\text{Procura total} = \text{Consumo referido à produção líquida} + \text{Autoconsumo} \quad (2)$$

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

2.1 Procura Anual

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

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2018



De realçar o aumento das perdas nas redes entre 2012 e 2015 observado pelo maior diferencial entre a procura total e o consumo final.

No período ilustrado, a taxa média de crescimento anual do consumo final e do consumo referido à produção líquida foi de cerca de 3,2%. Contudo, é possível distinguir períodos de elevado crescimento com outros, mais recentes, de uma evolução praticamente estagnada ou mesmo negativa.

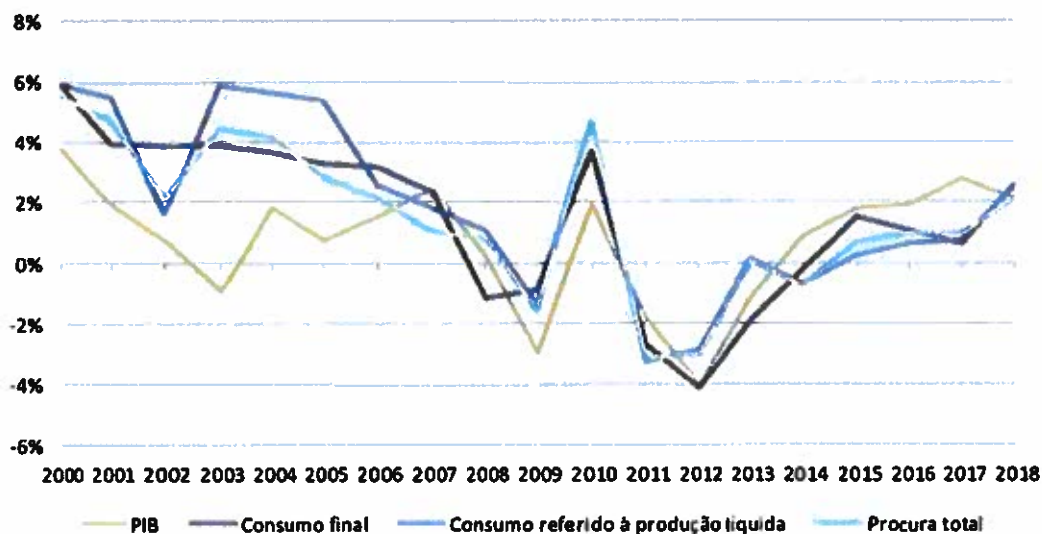
Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade

Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2018	3,2%	3,2%	.
1980-1990	5,0%	5,1%	.
1990-2000	5,0%	4,2%	.
2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2010-2018	-0,4%	-0,3%	-0,3%
2013-2018	1,1%	0,7%	0,8%

Em 2009, e pela primeira vez desde 1981, o consumo referido à produção líquida decresceu (cerca de 1,4% a que corresponde 711 GWh). Em 2011, e em resultado do agravamento da situação económica de Portugal, o consumo referido à produção líquida registou a maior queda de que há registo, com um valor de -3,3% traduzido em -1 700 GWh face ao ano anterior. O ano de 2012 também foi caracterizado por uma redução significativa, quer no consumo referido à produção líquida (-2,9%), quer no consumo final que atingiu um valor recorde (-4,1%). Nos últimos anos, e apesar da perceptível tendência de recuperação da economia, a procura de eletricidade tem revelado um ritmo de crescimento mais lento, não tendo ainda sido novamente alcançado o valor de 2010.

A Figura 2 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de eletricidade e do Produto Interno Bruto (PIB) nos últimos dezanove anos.

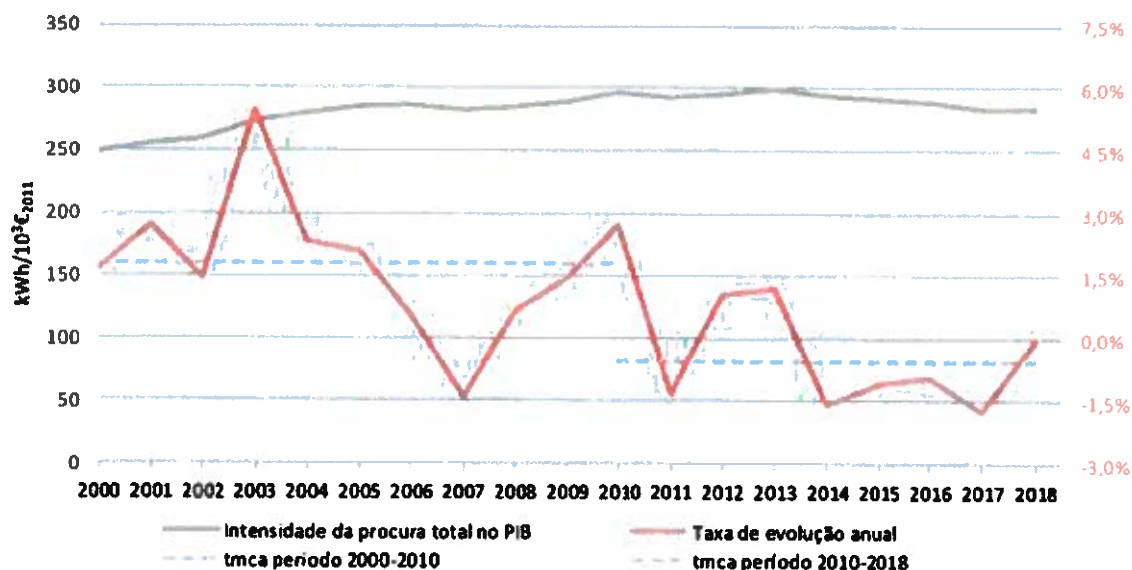
Figura 2 - Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2018



Até 2006 o crescimento da procura de eletricidade foi sempre superior ao crescimento do PIB. No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,5% ao ano, resultado da sequência de períodos de crescimento e de redução, mas em particular nos últimos cinco anos a atividade económica teve um desempenho mais favorável, atingindo, em termos médios, um crescimento de 1,9% ao ano. A elasticidade da procura de eletricidade em relação ao PIB tem vindo a reduzir-se significativamente o que poderá indicar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética, passaram a ter um impacto significativo na procura de eletricidade. De salientar que no último quinquénio a procura de eletricidade apresentou sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB (exceto em 2018, embora estejamos na presença de valores estimados).

A Figura 3 permite analisar a evolução da intensidade da procura de eletricidade no PIB e as respetivas taxas de crescimento anual no período 2000-2018. Da sua análise conclui-se que a partir de 2010 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento e tem vindo a estabilizar, embora com alguma volatilidade, em torno de 283 kWh/10³€₂₀₁₁, em virtude da procura de eletricidade nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.

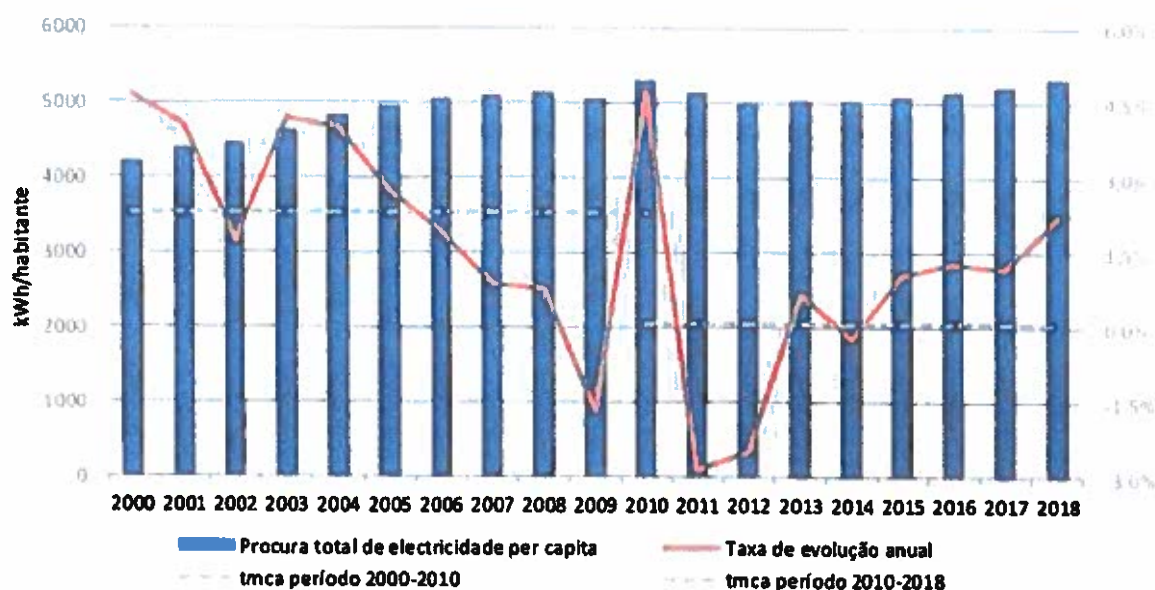
Figura 3 - Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2018



No período analisado, destacam-se os anos de 2003, com uma taxa de crescimento da intensidade bastante elevada motivada pela evolução negativa da economia nesse ano, e os anos de 2007, 2011 e 2015 a 2018, com taxas de evolução negativas. No período 2000-2010, este indicador teve uma taxa média de crescimento anual (tmca) de 1,8% em contraste com uma taxa média anual de -0,6% no período 2010-2018, caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. No período representado a intensidade cresceu 14,0%, mas refira-se que nos últimos cinco anos decresceu 5,3%.

Relativamente à procura total de eletricidade *per capita* em Portugal Continental, o período 2000-2006 evidencia um crescimento significativo neste indicador, tendo estabilizado a partir daí em torno de 5 000 kWh/habitante.

Figura 4 - Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2018



A procura total de eletricidade per capita em Portugal Continental tem vindo a aumentar desde 2014 após um período de taxas de evolução anuais negativas associado à crise económica (exceção para 2010).

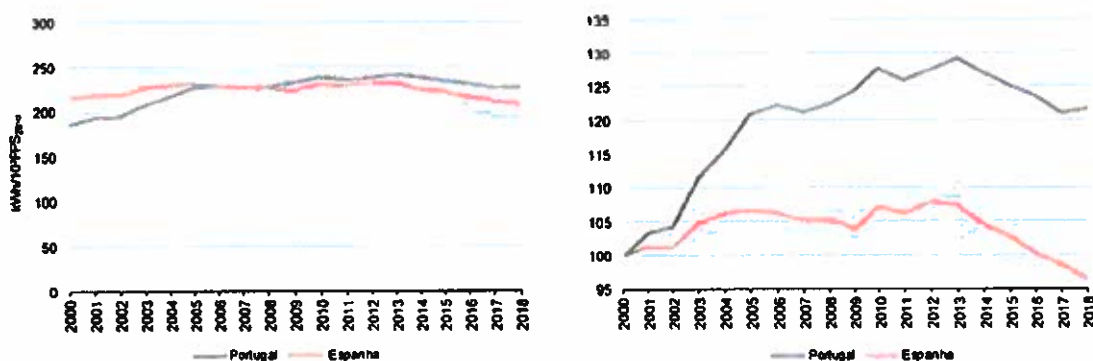
A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com 0,1% no período 2010-2018. No período em análise, a procura de eletricidade *per capita* em Portugal cresceu 26,4%, apresentando um crescimento médio anual de cerca de 1,1% no último quinquénio.

Comparação com os indicadores económico-energéticos de Espanha

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

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

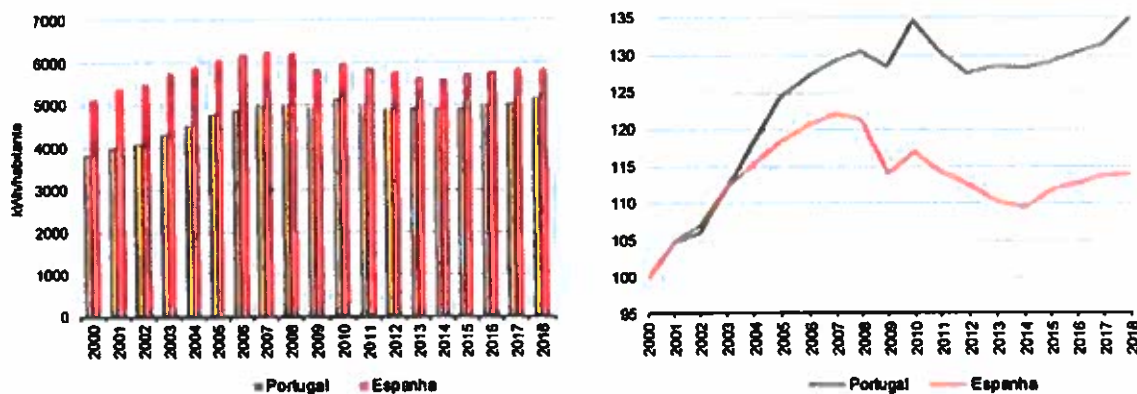
Figura 5 - Evolução da intensidade do consumo de eletricidade no PIB (preços de 2010), corrigido da paridade dos poderes de compra (UE28=1), em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2018



Fonte: REN e REE

Em contraste, o consumo de eletricidade *per capita* em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter sempre crescido a taxas superiores. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade *per capita* de Espanha, percentagem que evoluiu para 89% em 2018.

Figura 6 - Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2018

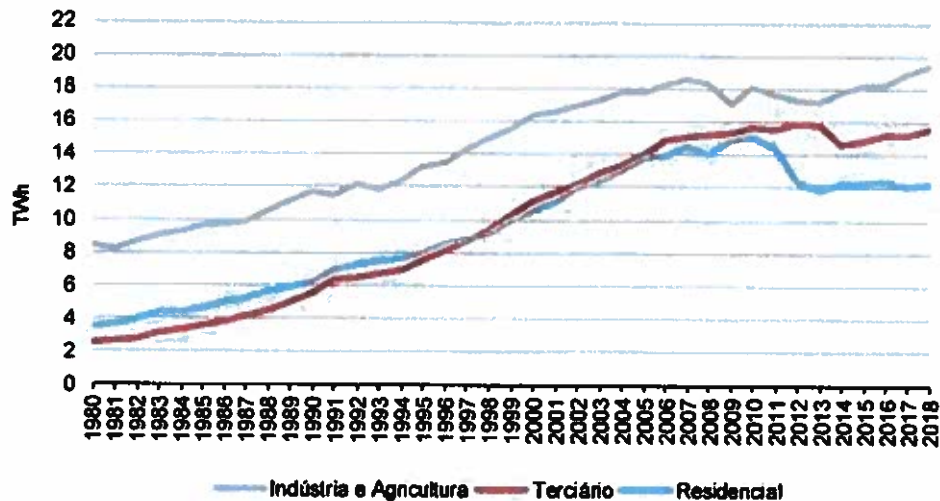


2.2 Consumo Final por Sectores

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2018. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores:

- Indústria e Agricultura (incluindo a Construção);
- Terciário (incluindo os Transportes);
- Residencial.

Figura 7 - Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2018



Fonte: até 2017 DGEG; valores estimados para 2018 pela REN

O sector da Indústria e Agricultura representa o grupo de consumidores com um nível de consumo mais elevado, seguido do sector Terciário. De realçar o crescimento bastante acentuado no consumo de eletricidade do sector Terciário ao longo do período em estudo, embora seja evidente uma desaceleração significativa nos últimos anos.

Até 2007 o consumo de eletricidade registou uma trajetória significativamente crescente em todos os sectores de consumo. A partir deste ano é bem evidente a inflexão na tendência de evolução do consumo final em todos os sectores, em especial no Residencial e Terciário.

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

- crise económica e financeira que afetou Portugal conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia. Esta crise afetou todos os sectores de consumo, em particular o Terciário e o Residencial, este em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos. A aposta na Indústria de maior vertente exportadora conduziu a variações no consumo de eletricidade neste sector não tão negativas como nos outros sectores (ver Tabela 2);

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

A Tabela 2 mostra as taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade de vários períodos.

Entre 1980 e 2018 o consumo de eletricidade do sector Terciário mais do que sextuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,9% ao ano. Contudo, nos últimos anos, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento - no período 2010-2018 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, negativa (-0,1% ao ano), enquanto no quinquénio mais recente foi de -0,2% ao ano, em média.

Tabela 2 - Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores

Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2018	2,2%	4,9%	3,4%
1980-1990	3,3%	8,2%	6,1%
1990-2000	3,4%	7,3%	5,5%
2000-2010	1,1%	3,5%	3,7%
2010-2018	0,9%	-0,1%	-2,5%
2013-2018	2,5%	-0,2%	0,8%

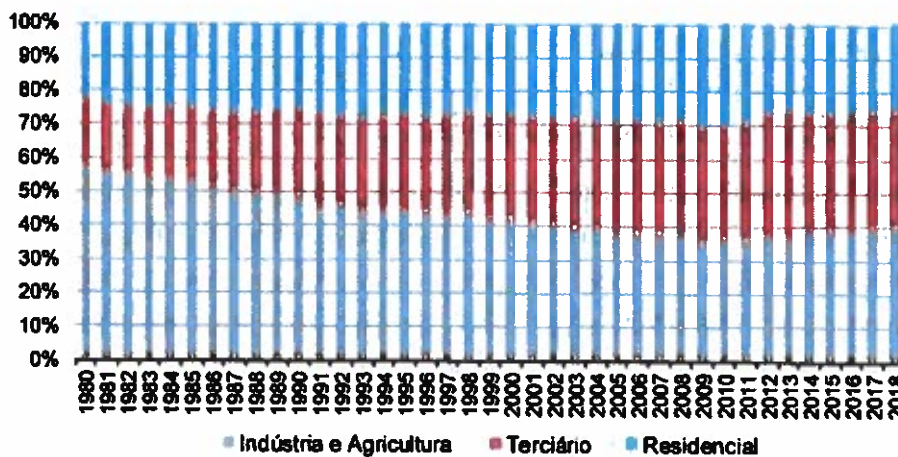
No período representado, o consumo de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura cresceu, em média, 2,2% ao ano e o do sector Residencial 3,4% ao ano.

De realçar que no sector da Indústria e Agricultura, a taxa média de crescimento anual do último quinquénio (2,5%) foi superior às dos períodos 2010-2018 (0,9%) e 2000-2010 (1,1%), consequência de uma maior aposta na Indústria, principalmente de maior vocação exportadora com base de crescimento alicerçada na diversidade dos mercados externos, numa maior inovação industrial e elevada qualidade.

Tal como aconteceu com o sector Terciário, também o sector Residencial teve no período 2010-2018 uma taxa de evolução anual negativa, embora bem mais significativa neste caso (-2,5% ao ano, em média). Aliás, foi o sector cujo consumo mais decresceu entre 2010 e 2018.

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

Figura 8 - Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2018



Ao longo do período em análise é evidente o maior peso do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, que tendo perdido peso no total do consumo final de eletricidade, nos últimos anos recuperou ligeiramente para cerca de 41%. Por outro lado, o crescimento da importância do sector Terciário no consumo final é bastante notório. Em 1980 o consumo do sector Terciário representava apenas 19% do consumo final total, enquanto em 2018 já representava cerca de 33%. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial com um peso de 22% em 1980 e de 26% em 2018.

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

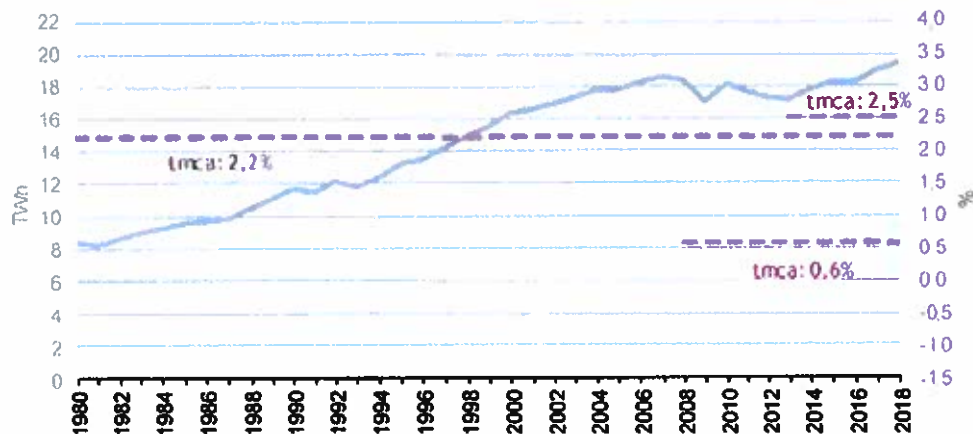
2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura

A Figura 9 mostra que no período 1980-2018 o consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura mais do que duplicou. Contudo, e tal como já referido anteriormente, na última década o consumo de eletricidade neste sector reduziu-se consequência dos problemas estruturais da economia e dos ajustamentos verificados no tecido produtivo.

De qualquer forma é de assinalar que o consumo de eletricidade verificado em 2017 e o estimado

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

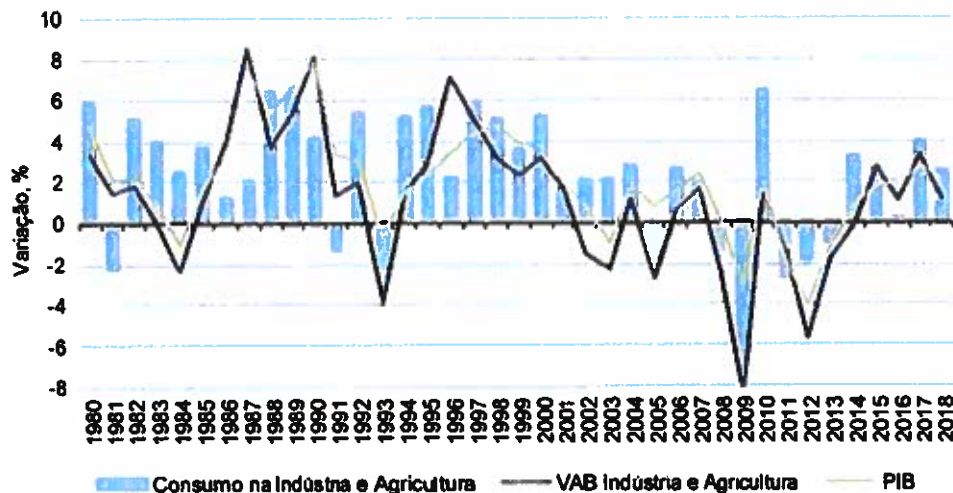
Figura 9 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018



Fonte: até 2017 DGEG; valores estimados para 2018 pela REN

A Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2018 as taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura variaram bastante, embora com uma tendência relativamente estável até 2000. É de realçar que se registaram taxas de evolução negativas do consumo em 1981, 1991, 1993, 2008, 2009 e de 2011 a 2013 coincidentes com períodos de menor crescimento da economia portuguesa. De 1997 em diante, o crescimento do Valor Acrescentado Bruto (VAB) da Indústria e Agricultura foi quase sempre inferior ao crescimento do consumo de eletricidade neste sector.

Figura 10 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2018

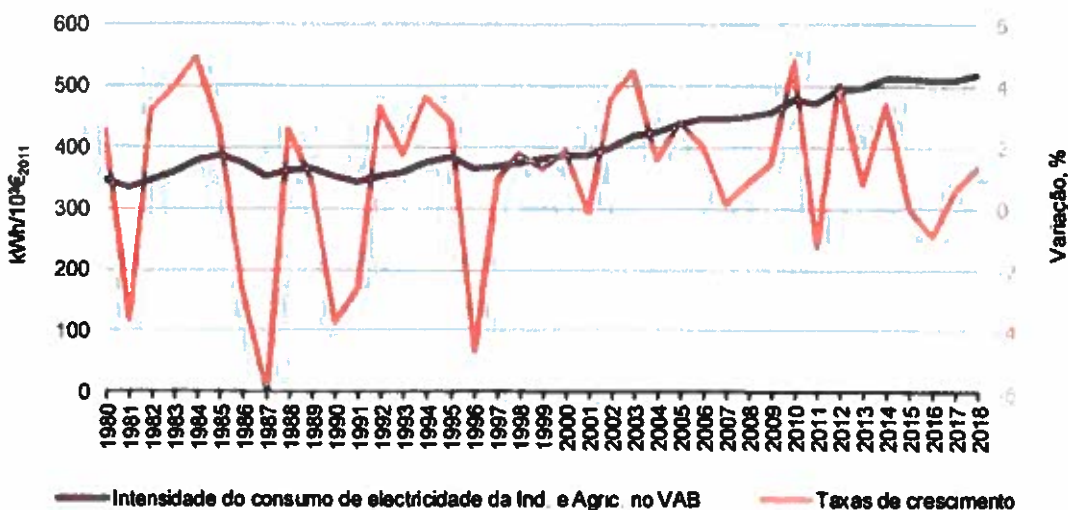


No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 54% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 130%. Em termos médios, neste sector o VAB cresceu cerca de 1,1% ao ano e o consumo de eletricidade 2,2%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB agravou-se na última década, decorrente de um menor desempenho económico deste sector, com um decréscimo do respetivo VAB de 0,8% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 0,6% ao ano do consumo de eletricidade.

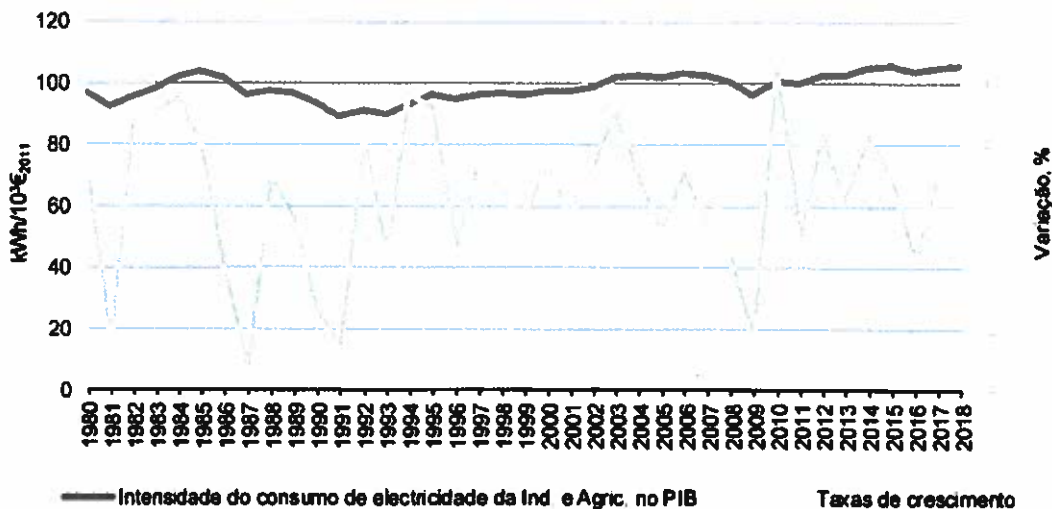
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável. A partir de 1996 assistiu-se a um incremento bastante acentuado no valor deste indicador, mantendo-se praticamente constante nos últimos anos. No período 1980-2018, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 1,1% ao ano, enquanto no período 2008-2018 cresceu 1,4% ao ano.

Figura 11 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB



Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. No período 1980-2018 este indicador cresceu em média cerca de 0,2% ao ano, enquanto no período 2008-2018 cresceu 0,5% ao ano.

2.2.2 Sector Terciário

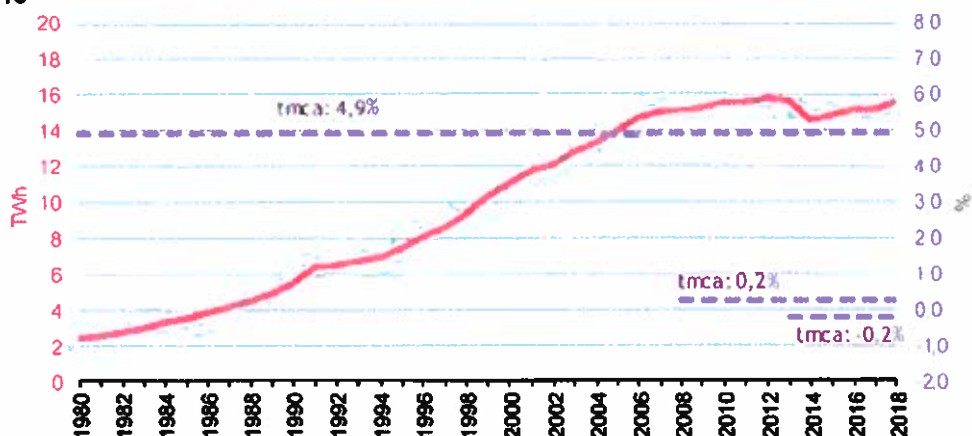
Pela análise da Figura 12 é perceptível que o crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário foi até ao ano de 2006 exponencial. Este comportamento de elevado dinamismo é explicado pelo fenómeno de “terciarização” da economia portuguesa, em sintonia com a tendência observada noutros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

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

Refira-se sobre este tema específico que o PNAEE de 2008 é o plano orientado para a gestão da procura energética que resulta da Diretiva n.º 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Posteriormente, a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Outubro de 2012, vem estabelecer um novo enquadramento que promove a eficiência energética na União Europeia, com novas ações e metas para 2016, integrando as preocupações relativas à redução de energia primária para o horizonte de 2020. É neste contexto que surge o PNAEE 2016.

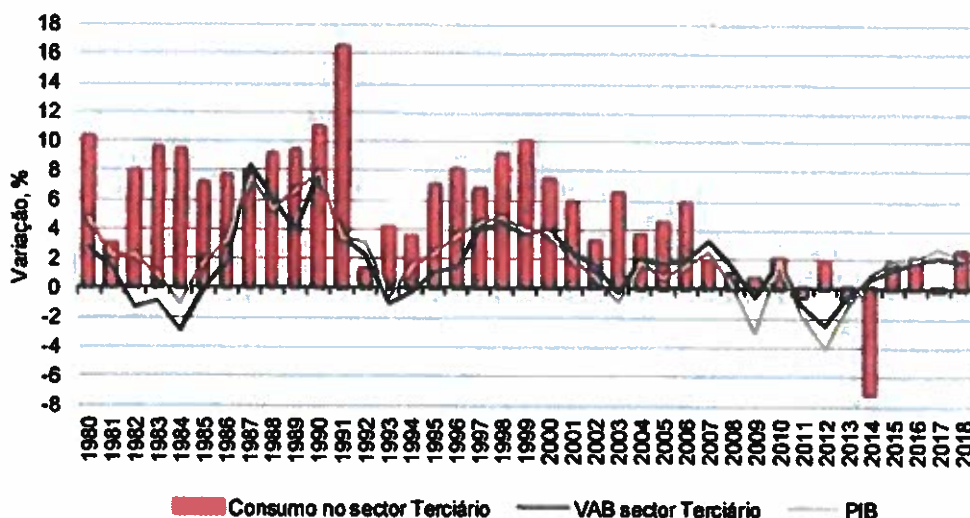
Também os PPEC tiveram o seu início em 2007. Encontra-se em implementação o PPEC 2017-2018, o 6º desta iniciativa.

Figura 12 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2018



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

Figura 13 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2018

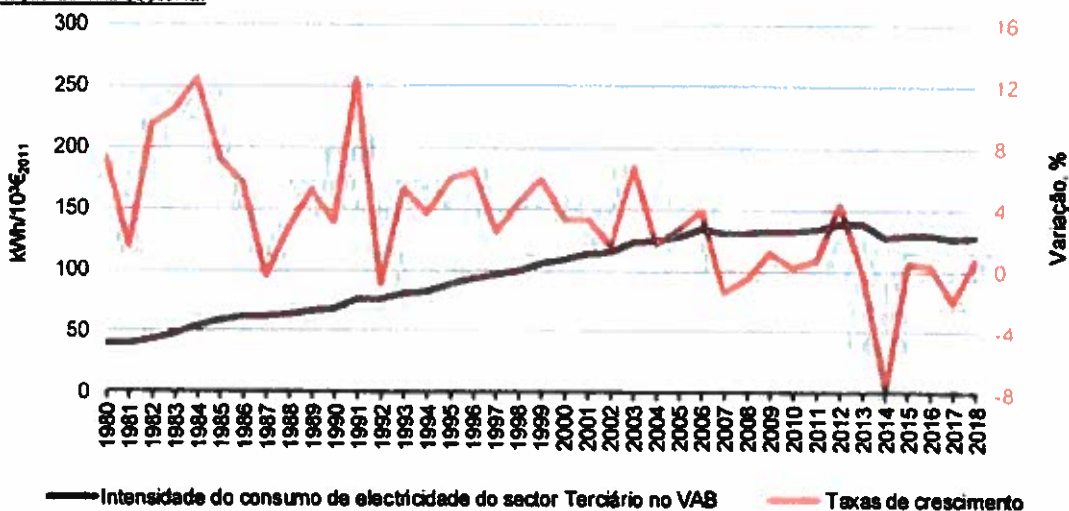


Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,9% ao ano enquanto o respetivo VAB cresceu apenas 1,7% ao ano. No período 2008-2018, para além de se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB (0,2% ao ano o crescimento médio do consumo de eletricidade do sector e 0,5% ao ano o crescimento do respetivo VAB), em média o VAB do sector cresceu mais do que o respetivo consumo de eletricidade, sinal do desacoplamento do consumo de eletricidade do sector em relação a esta variável económica.

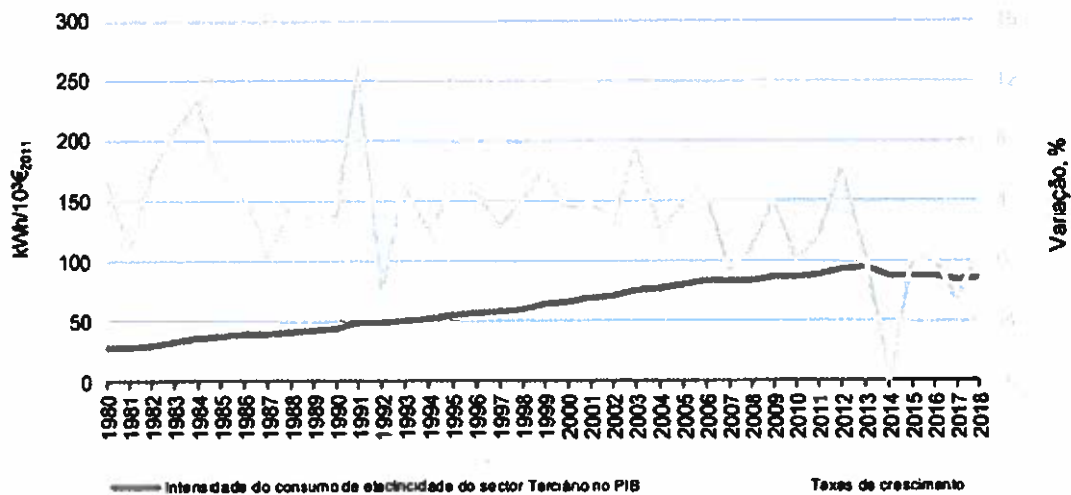
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB tem sido crescente ao longo do tempo como se pode observar pela Figura 14. A partir de 2006 verificou-se, porém, um assinalável abrandamento no seu crescimento, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no sector da Indústria e Agricultura. A partir deste ano este indicador estabilizou em torno de 130 kWh/10³€₂₀₁₁. No período 1980-2018, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no VAB cresceu em média cerca de 3,2% ao ano, face a um decréscimo de 0,3% ao ano no último quinquénio.

Figura 14 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário. Período 1980-2018

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

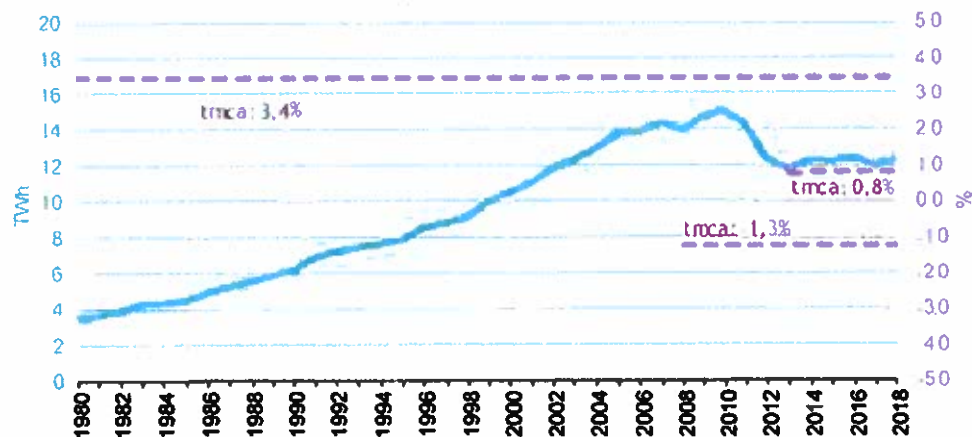


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 Sector Residencial

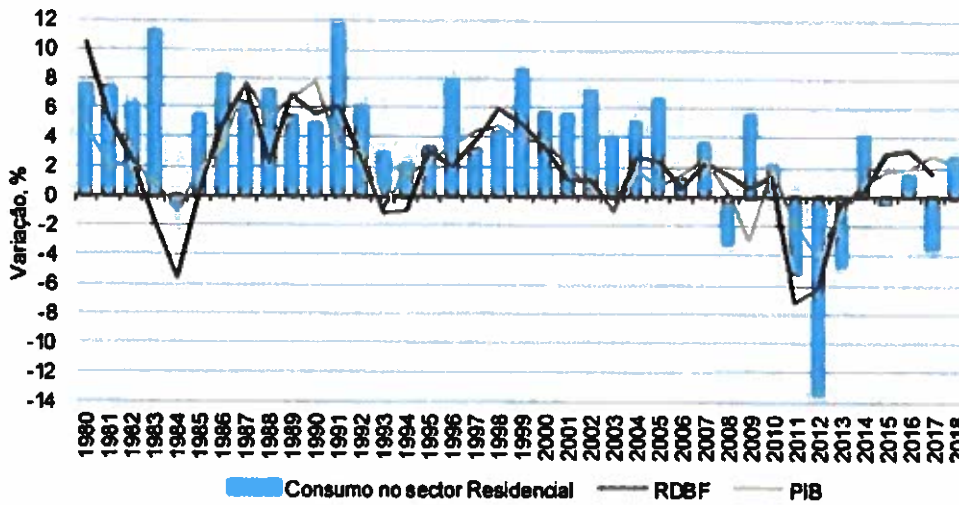
Ao longo do período 1980-2018, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,4% ao ano comparativamente a -1,3% no último quinquénio. Entre 2010 e 2018 o consumo de eletricidade neste sector diminuiu cerca de 2 780 GWh (-18,4%), evidência de um maior impacto da crise económica e financeira neste sector, mas também, com carácter relevante, da implementação de medidas de eficiência energética.

Figura 15 - Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2018



Comparando a evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial com a evolução do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF, dados disponíveis apenas até 2017), observa-se na Figura 16 que o consumo de eletricidade apresentou, em termos globais, taxas de crescimento mais elevadas do que o RDBF, pelo menos até 2007. No período analisado, o RDBF cresceu em média cerca de 1,7%.

Figura 16 - Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2018

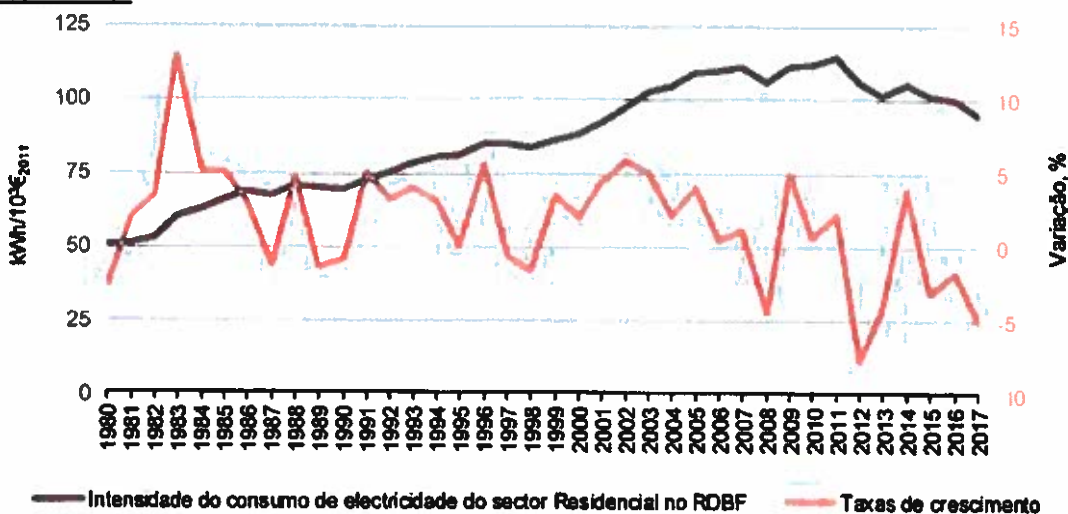


Nos últimos anos o sector residencial registou taxas de evolução anual claramente negativas com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo nos anos de 2015 a 2017, em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector continuou a diminuir.

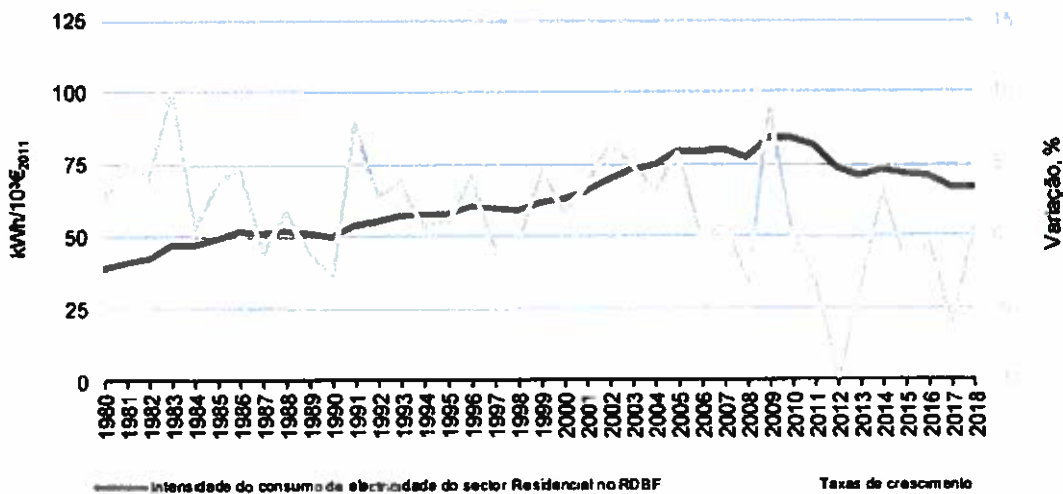
A Figura 17 permite distinguir dois períodos com uma diferente dinâmica: entre 1980 e 2005 a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade de rendimento disponível seguiu uma tendência de crescimento expressiva, com um crescimento implícito de 3,1% ao ano, em termos médios,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

Figura 17 - Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980-2018

Em relação ao RDBF



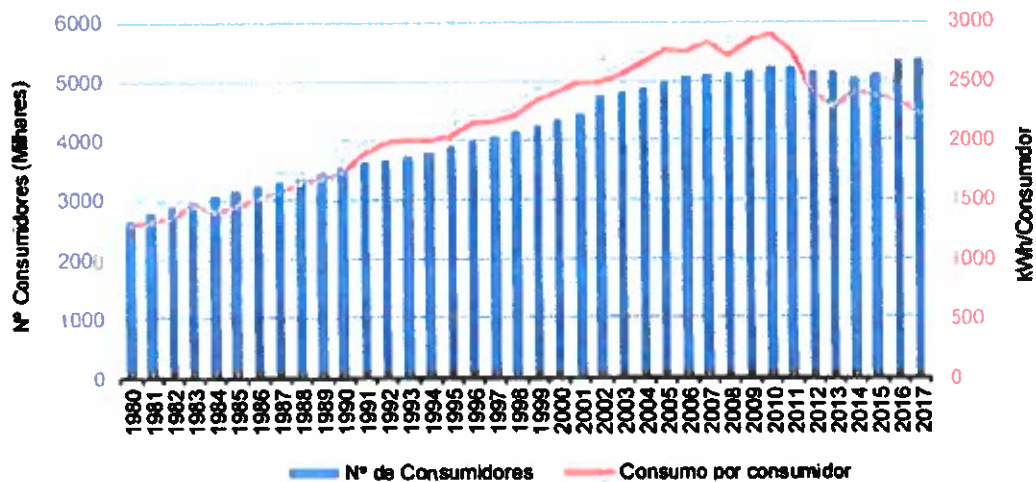
Em relação ao PIB



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

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

Figura 18 - Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2017



No período ilustrado, o número de consumidores apresentou um crescimento em torno de 1,9% ao ano, em termos médios. Este indicador mais do que duplicou em 38 anos. O ano de 2002 foi o que apresentou um maior crescimento no número de consumidores com cerca de 7%. Entre 2011 e 2014 o nº de consumidores decresceu, mas iniciou uma recuperação visível nos últimos três anos.

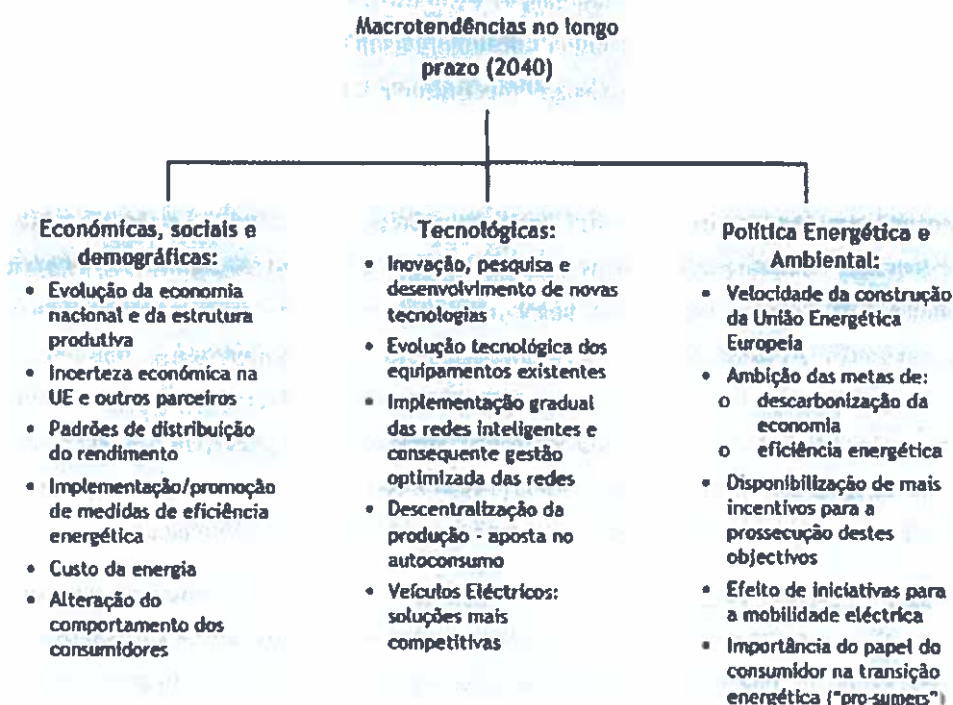
Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,5% no período 1980-2018. Contudo, como seria expectável face à evolução do consumo deste sector, nos últimos cinco anos a variação média deste indicador foi claramente negativa com cerca de -1,5% ao ano. Entre 2012 e 2017 o consumo por consumidor residencial desceu 7%.

3. CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA

A integração de diferentes circunstâncias económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o futuro do consumo de eletricidade no longo prazo. As 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 19.

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

Figura 19 - Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo



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

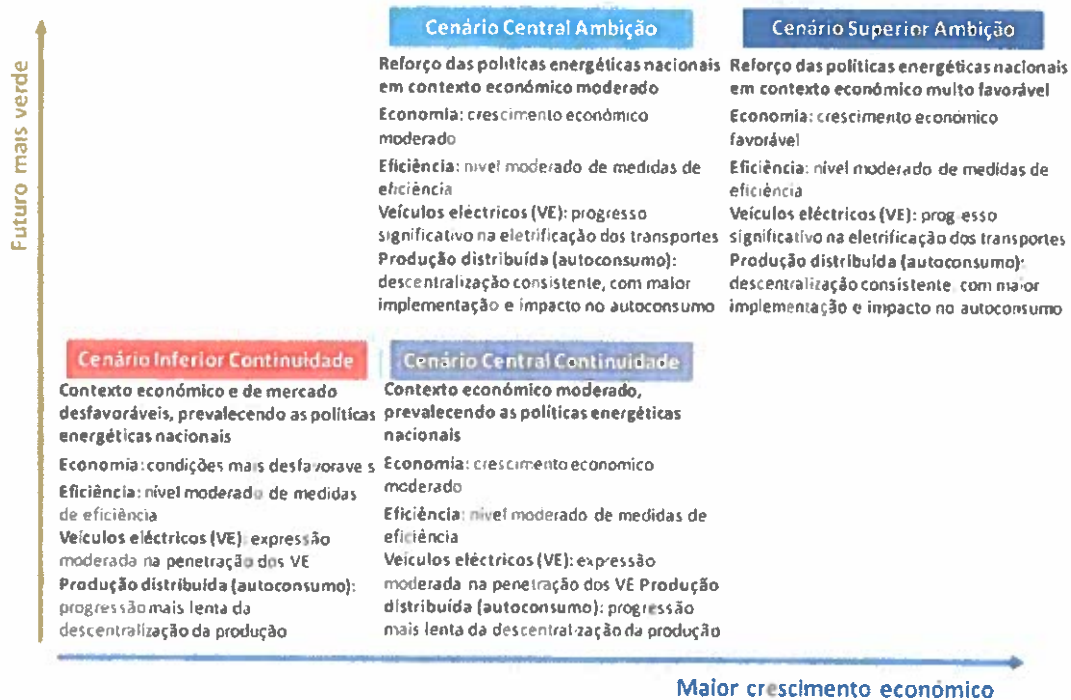
- **crescimento económico:** a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de eletricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores.

- **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 se tem vindo a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas ou por razões ambientais. No entanto, no atual estudo de cenarização os pressupostos da DGEG apenas consideram um cenário de evolução das poupanças de energia.
- **Eletrificação da economia - penetração dos veículos elétricos (VE)**: o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade superiores. O veículo elétrico é uma solução de mobilidade 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 (ligeiro de passageiros e ligeiros de mercadorias) também está intimamente ligado à evolução da atividade económica e do rendimento. Relativamente à eletrificação do transporte público, reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo. A "eletrificação da economia" induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE. Como outras utilizações poder-se-á, p.e., no campo do aquecimento e arrefecimento de edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes. No entanto, neste exercício de cenarização dos consumos de eletricidade não se considera esta vertente por falta de informação.
- **descentralização da produção**: implementação gradual de soluções inteligentes aumenta a flexibilidade da procura por via da descentralização da produção. Parte desta produção poderá ser usada para autoconsumo o que reduz a energia que transita na rede pública. De assinalar que o ritmo de crescimento da produção descentralizada está claramente associado à evolução da economia e do rendimento, pois o custo dos equipamentos de produção descentralizada, apesar da redução a que se assistiu nos últimos anos, ainda assim representa um investimento considerável. No entanto, no atual estudo de cenarização os pressupostos da DGEG apenas consideram um cenário de evolução da potência instalada da produção distribuída e, por conseguinte, apenas se assume um cenário de evolução do autoconsumo relativo a este tipo de produção.

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

Figura 20 - Caracterização dos diferentes cenários



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

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

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

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

No que concerne à produção descentralizada, e ao contrário do assumido no RMSA-E18, os valores de autoconsumo do cenário Continuidade e Ambição são os mesmos, pois os pressupostos da DGEG têm por base cenários de evolução da potência instalada da produção descentralizada iguais em ambos os cenários.

4. METODOLOGIA DE PREVISÃO

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

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

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

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada para cada um destes três grandes setores de consumo: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Esta previsão advém de modelos 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 perspectivas de evolução deste vetor,
- da penetração esperada de VE no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros, também com base nas diferentes perspectivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido.

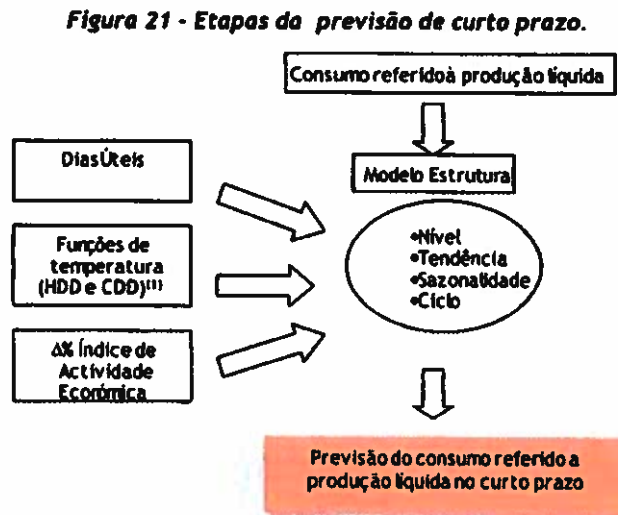
A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo (a 1 ano) é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão como é explicitado a seguir.

4.1 Previsão de Curto Prazo

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

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

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



¹¹ HDD - Hot Degree Days; CDD - Cold Degree Days

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2019 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e abril de 2019, 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 2019, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

4.2 Previsão de Longo Prazo

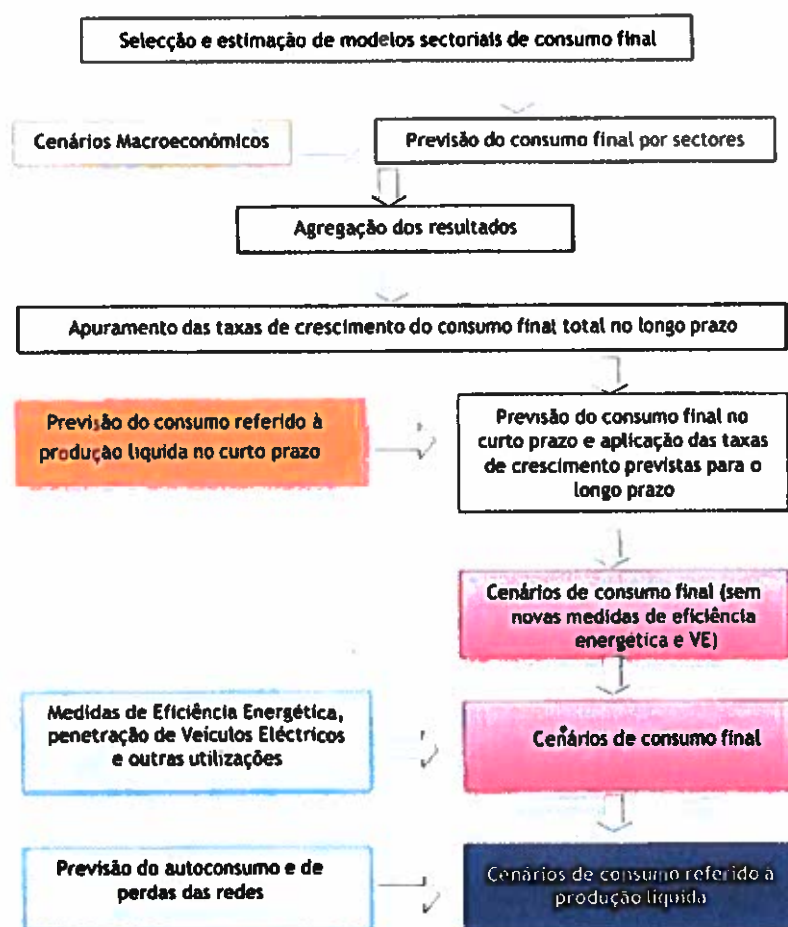
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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

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

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

Figura 22 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão. Período 2020-2040



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como *input*

- as perspectivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta 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.

4.2.1 Modelos estruturais

Modelos estruturais univariados

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

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

em que

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

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

e

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

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

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

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

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

Modelos estruturais com variáveis explicativas

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

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

4.2.2 Modelos 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.

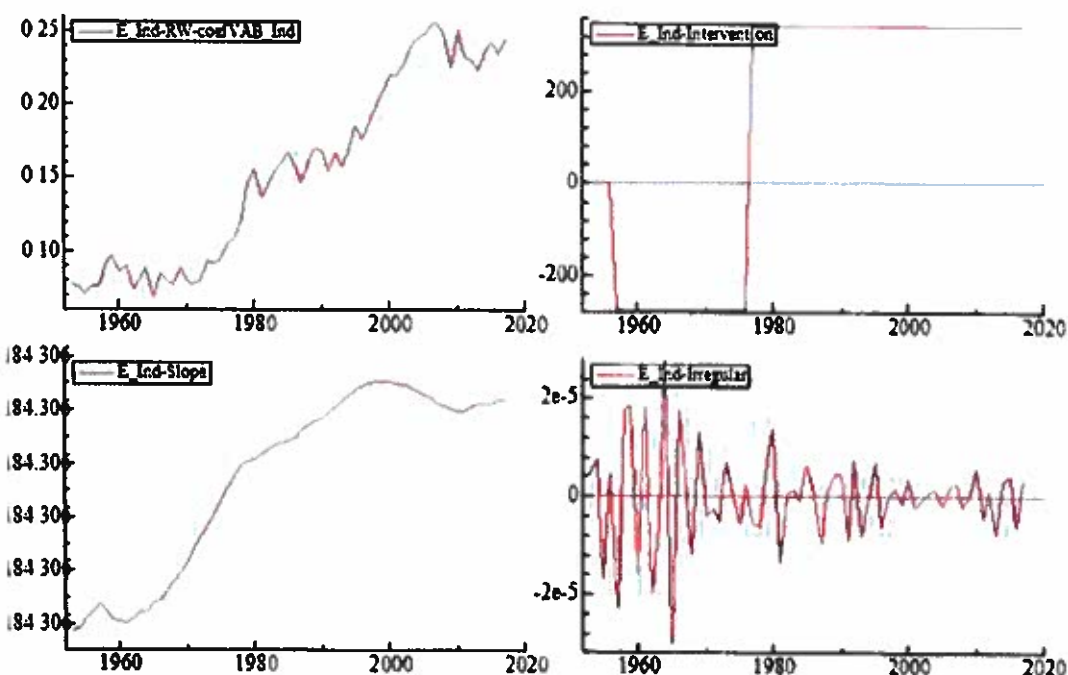
As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado exogenamente aos modelos econométricos. Resta o comportamento dos consumidores cuja alteração e impacto na 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 (-0,4% 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 23 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura



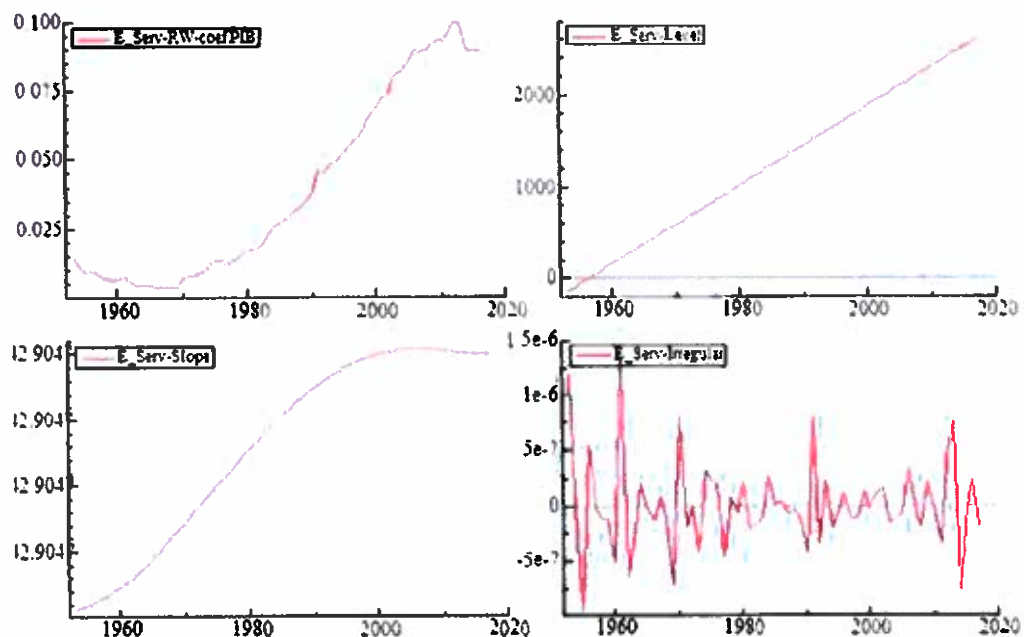
Na evolução do coeficiente estimado para a variável VAB, é bem patente a inversão da trajetória crescente a partir de 2010. Tal deve-se essencialmente a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica.

Sector Terciário

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

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

Figura 24 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário



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

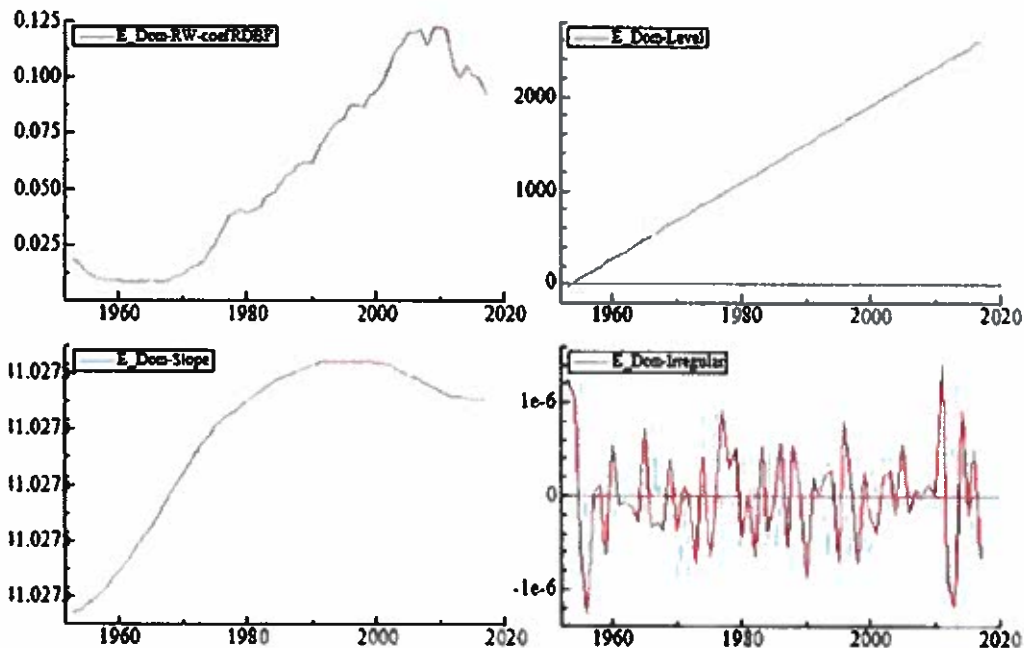
Sector Residencial

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo que todas

as componentes sejam do tipo estocástico - modelo local linear. O coeficiente associado a RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95%.

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

Figura 25 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial



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

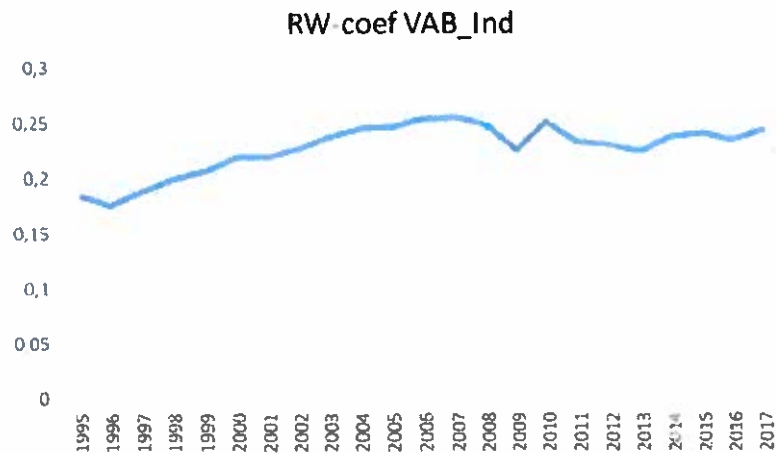
4.2.3 Evolução dos coeficientes das variáveis económicas

A Figura 26 mostra a evolução dos coeficientes associados às variáveis explicativas dos modelos de previsão da procura de eletricidade de cada sector.

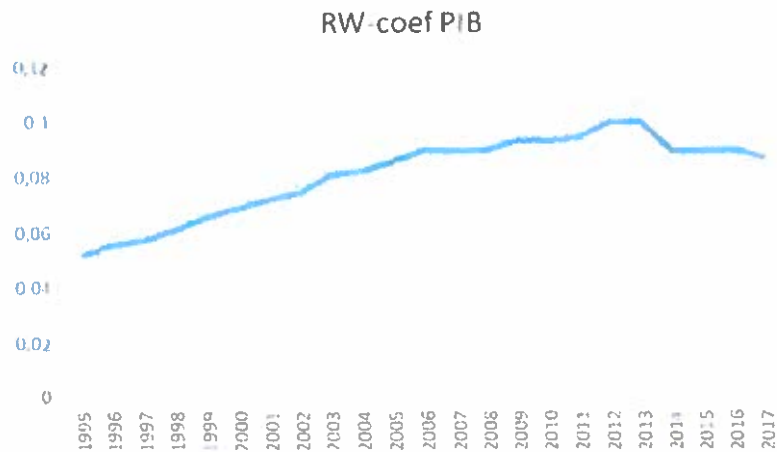
Nos últimos anos observa-se uma redução do poder explicativo das variáveis económicas em todos os sectores de consumo, em especial no sector Residencial. Neste sector o coeficiente tem vindo sempre a cair desde 2009, enquanto no sector Terciário a trajetória descendente só se iniciou a partir de 2013.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

Figura 26 - Evolução dos coeficientes das variáveis económicas

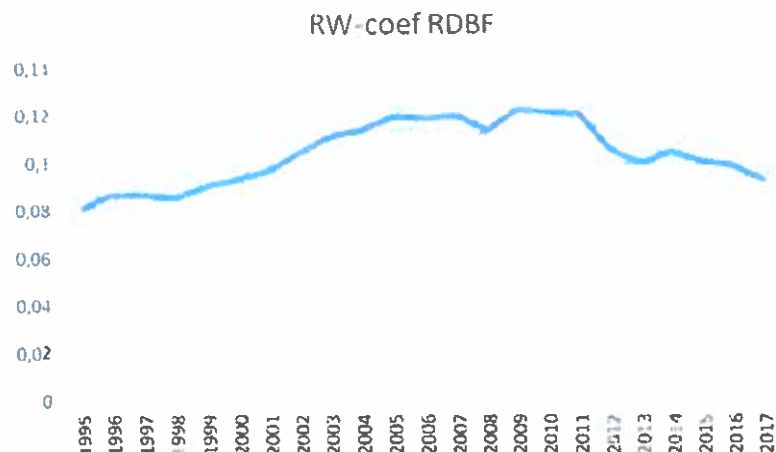
Sector da Indústria e Agricultura



Sector Terciário



Sector Residencial



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

5. CENÁRIOS MACROECONÓMICOS

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da DGEG e constam do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E19.

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 do Programa de Estabilidade 2019-2023 publicadas em abril de 2019, que antevêm taxas de crescimento do PIB de 1,9% em 2019 e 2020, de 2,0% em 2021 e 2022 e de 2,1% em 2023. A partir deste ano mantém-se o valor de 2,1% até 2040;
- **Cenário Central:** cenário com condições mais moderadas de crescimento económico; previsões da Comissão Europeia publicadas em fevereiro de 2019; cenário de evolução do PIB de 1,7% em 2019 e 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 publicadas em abril de 2019; cenário de evolução do PIB de 1,7% em 2019, 1,5% em 2020 e 1,4% até 2024. A partir deste ano mantém-se o valor de 1,4% 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.

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

Figura 27 – Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2019-2040

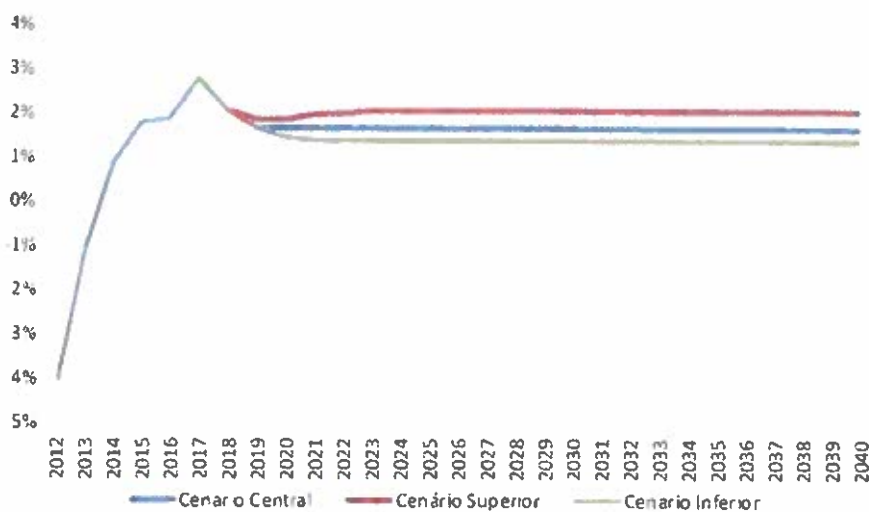


Figura 28 – Evolução prevista para o Consumo Privado - Cenários DGEG 2019-2040

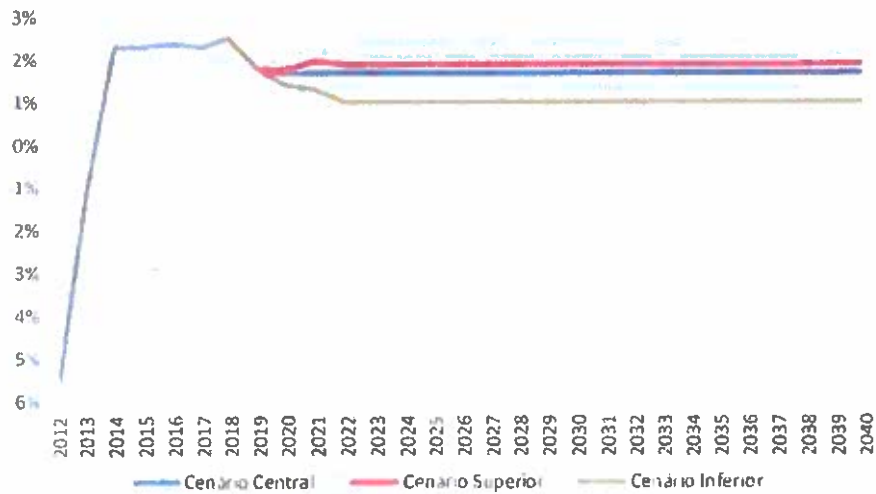


Figura 29 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - Cenários DGEG 2019-2040

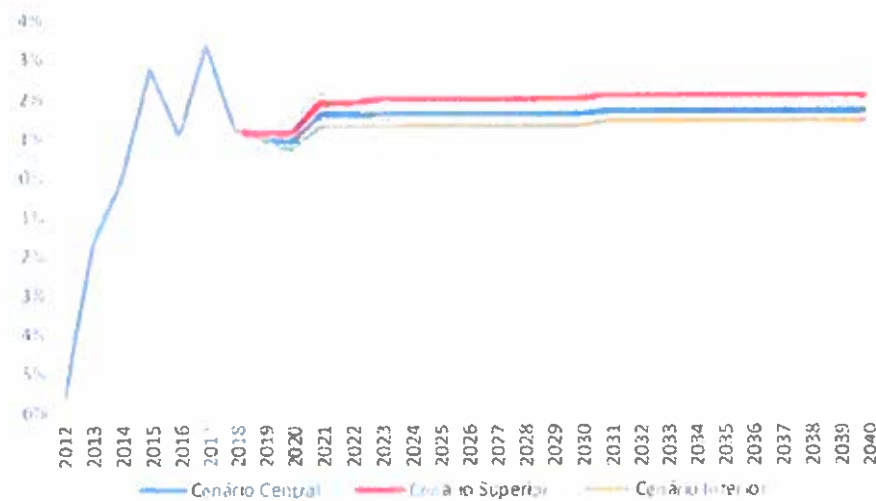
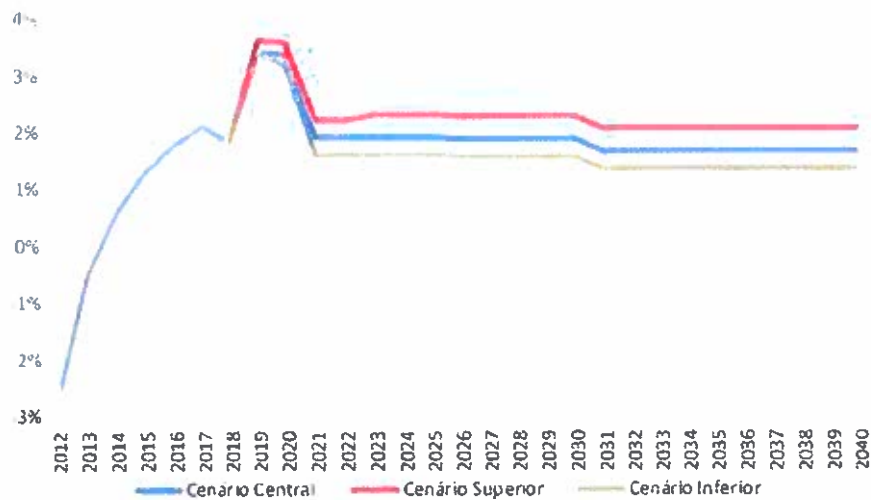


Figura 30 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - Cenários DGEG 2019-2040



6. IMPACTO DE NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2019 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 - 2019-2020, 2021-2030 e 2031-2040 - caracterizados da seguinte forma:

- Para o período 2019-2020 as poupanças previstas são as que constam do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Este plano é constituído por um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2020. É essencialmente executado através de medidas regulatórias (p.e. imposição de penalizações sobre equipamentos ineficientes, requisitos mínimos de classe de desempenho energético, obrigatoriedade de etiquetagem energética, obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas), mecanismos de diferenciação fiscal (p.e. discriminação positiva em sede de IUC, ISV e ISP) e apoios financeiros provenientes de fundos que disponibilizem verbas para programas de eficiência energética, tais como o Fundo de Eficiência Energética (FEE), o PPEC, o Fundo Português de Carbono (FPC), Portugal 2020 e outros instrumentos financeiros comunitários.
- Para o período 2021-2030, as estimativas têm em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7º da diretiva para a eficiência energética. Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2015-2017 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 2015-2017.

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

Figura 31 - Evolução prevista das poupanças anuais - Cenários DGEG 2019-2040

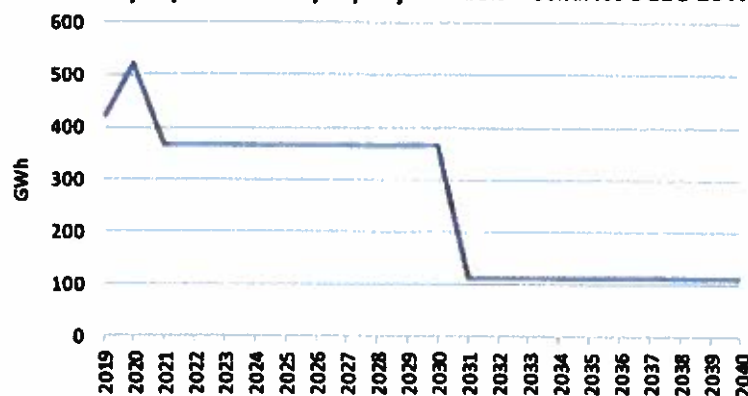
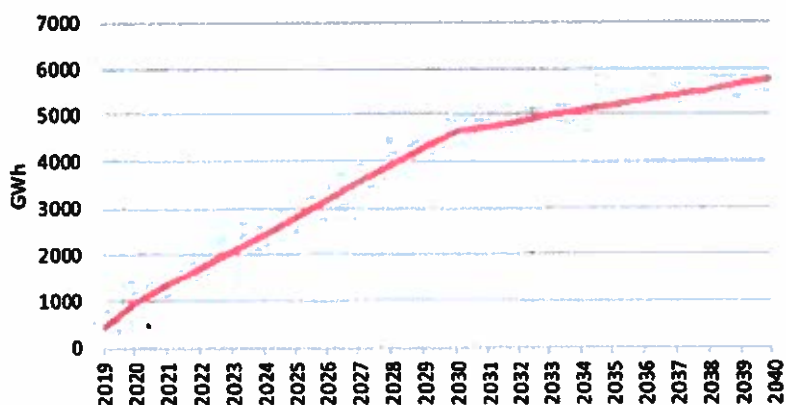


Figura 32 - Evolução prevista das poupanças acumuladas - Cenários DGEG 2019-2040

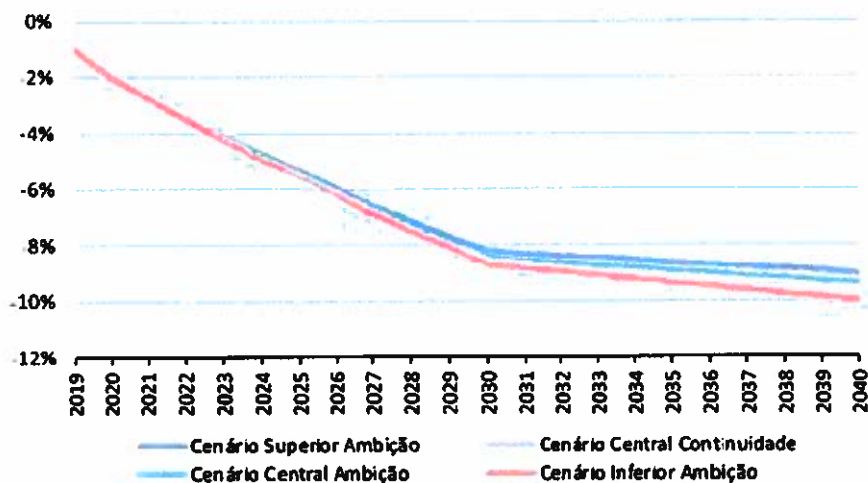


De realçar mais uma vez que relativamente a este vetor apenas é considerado um cenário, assumindo que a promoção de novas medidas de eficiência alicerçadas em programas estruturados será levada a cabo independentemente do contexto económico.

As poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 600 GWh em 2030 e cerca de 5 700 GWh em 2040. De destacar o menor esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo.

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

Figura 33 - Impacte acumulado das poupanças no consumo final previsto



Consoante os cenários, o impacte das poupanças de electricidade no consumo final varia entre -8,2% e -8,7% em 2030 e entre -9,0% e -10,0% em 2040.

7. CONSUMO PREVISTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

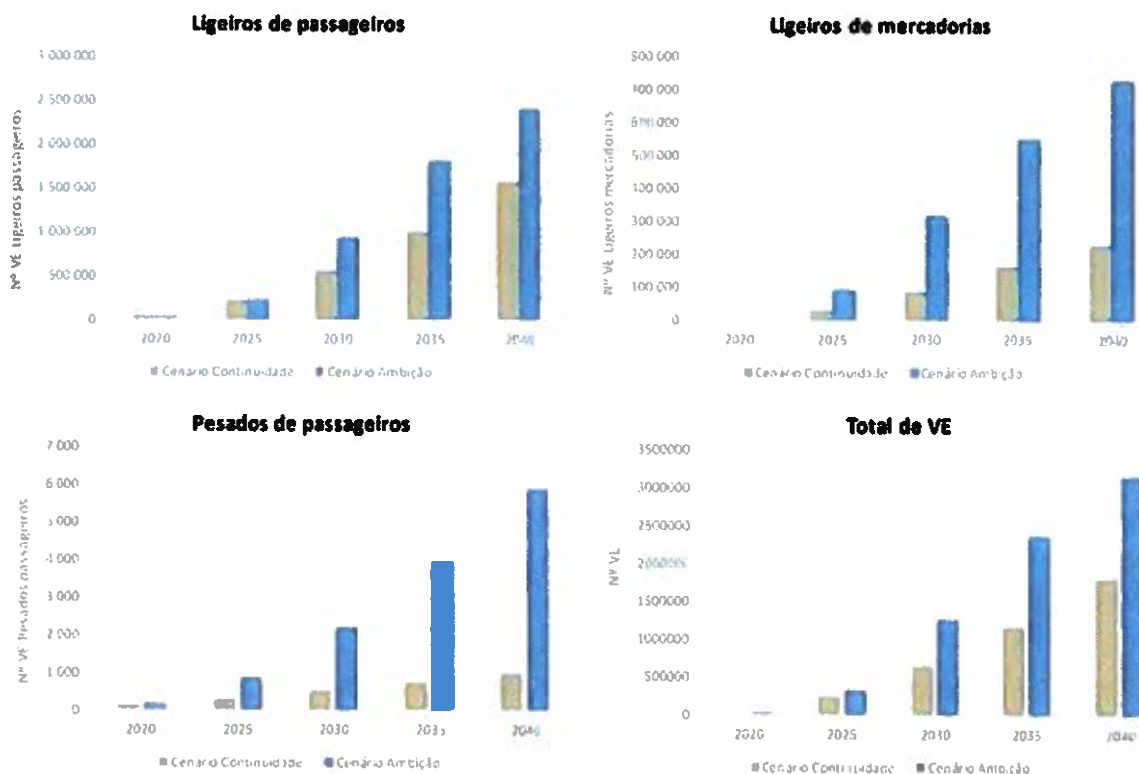
No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos. Nos cenários apresentados pela DGEG considera-se no

cenário Continuidade uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de ligeiros de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e no cenário Ambição 80% e 40%, respetivamente.

No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada. De assinalar, ainda, que no Cenário Ambição se admite a eletrificação do transporte em larga escala com um ritmo mais acelerado, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados.

A Figura 34 ilustra a evolução prevista do número de VE até 2040.

Figura 34 - Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG



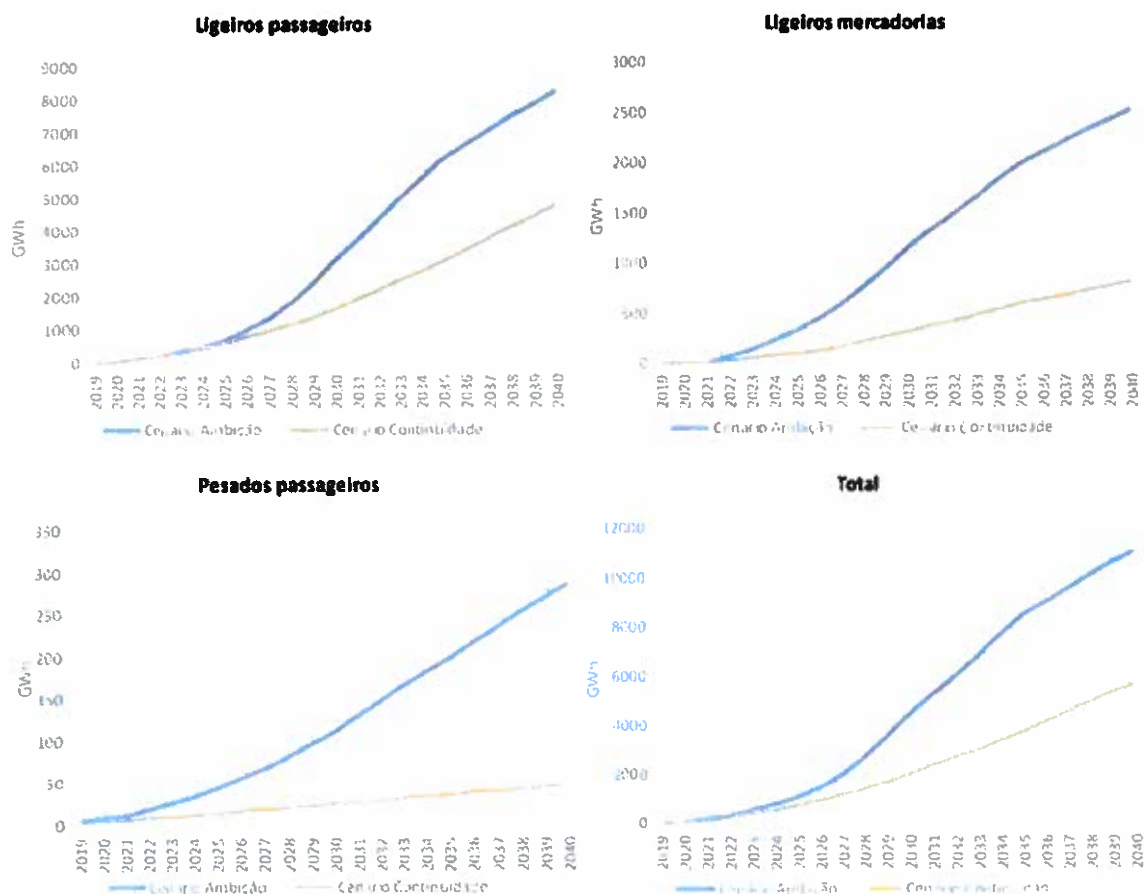
Na caracterização do consumo final dos VE assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- **Ligeiros de passageiros:** consumo específico de 19 kWh/100 km até 2030, convergência para 17 kWh/100 km em 2040; eficiência do carregador 95%; eficiência da carga e descarga 92%. O nº de km percorridos por ano são os indicados pela DGEG no documento dos pressupostos;
- **Ligeiros de mercadorias:** consumo específico de 25 kWh/100 km até 2030, convergência para 22 kWh/100 km em 2040; eficiência do carregador 95%; eficiência da carga e descarga 92%. O nº de km percorridos por ano são os indicados pela DGEG no documento dos pressupostos.

- Pesados de passageiros: consumo específico de 100 kWh/100 km até 2030, convergência para 90 kWh/100 km em 2040; eficiência do carregador 95%; eficiência da carga e descarga 92%. Número de km/ano 45 000.

Destas assunções resulta o consumo previsto dos VE ilustrado na Figura 35, para ambos os cenários.

Figura 35 - Evolução prevista do consumo final dos VE. Cenários DGEG 2019-2040



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

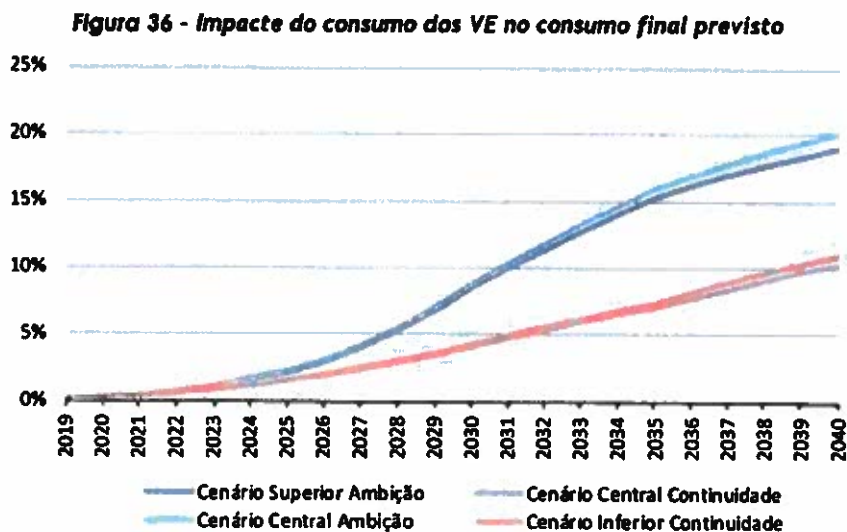
A diferenciação entre os dois cenários tem impacto significativo nos acréscimos previstos no consumo final decorrente da penetração de VE.

Para os pressupostos assumidos, a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 2 360 GWh em 2030 e 5 400 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.

De realçar que comparativamente aos resultados obtidos no RMSA-E18, os valores de consumo de eletricidade dos VE agora apresentados são bastante superiores, essencialmente devido aos

seguintes fatores: caracterização e incorporação de outros segmentos de VE como sejam os ligeiros de mercadorias e os pesados de passageiros, consideração da mobilidade partilhada no cenário Ambição, maior número de VE ligeiros de passageiros, maior número de km/ano percorridos, maior consumo específico.

O impacto do consumo dos VE no consumo final previsto está evidenciado na Figura 36.



No cenário Ambição o impacto do consumo dos VE no consumo final varia entre 10% e 11% em 2030 e entre 19% e 20% em 2040. Em contrapartida, no cenário Continuidade o impacto do consumo dos VE no consumo final varia entre 4% em 2030 e perto de 9% em 2040.

8. 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 153/2014¹, 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.

No que concerne à produção descentralizada, e ao contrário do assumido no RMSA-E18, os valores de autoconsumo do cenário Continuidade e Ambição são os mesmos, pois os pressupostos da DGEG têm por base cenários de evolução da potência instalada da produção descentralizada iguais em ambos os cenários. Para as instalações com cogeração a evolução da 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 2019. Em consequência assume-se uma hipótese de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente dos outros cenários da oferta e, portanto, um cenário de evolução do autoconsumo distinto.

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

¹ 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 37 - Evolução prevista do autoconsumo das grandes instalações - Cenários DGEG 2019-2040

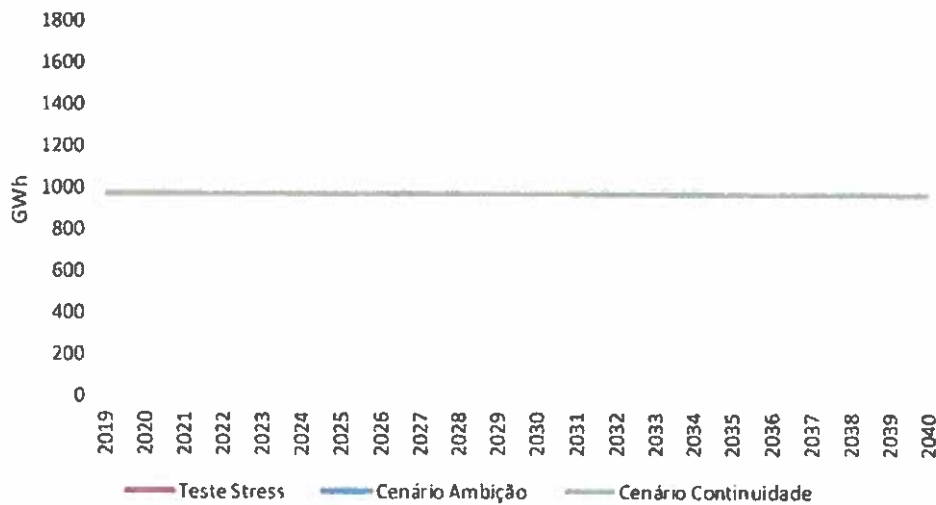
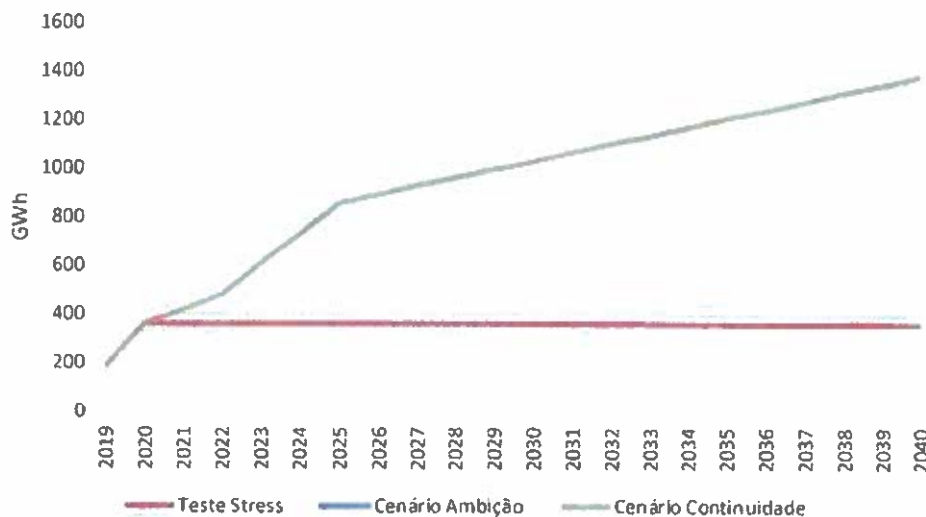


Figura 38 - Evolução prevista do autoconsumo das UPAC+UPP - Cenários DGEG 2019-2040



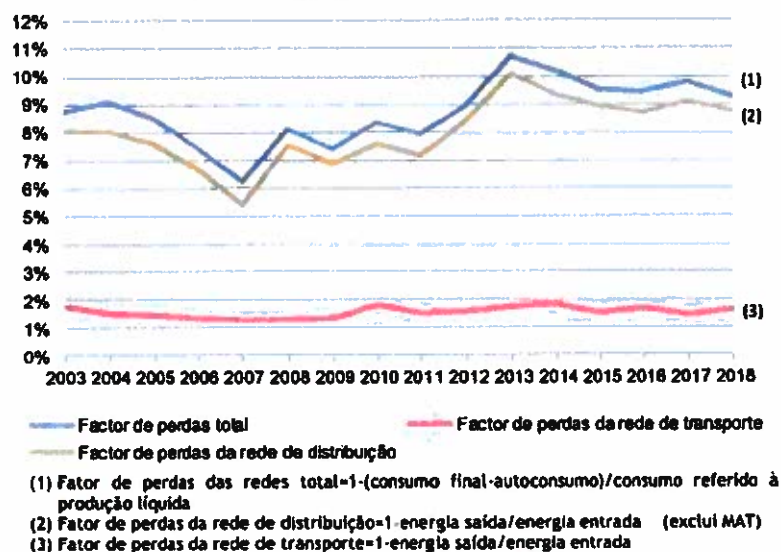
No que respeita às grandes instalações, é assumida a manutenção da capacidade instalada a partir de 2020, o que configura um valor constante do autoconsumo ao longo do período em análise.

Já em relação ao autoconsumo das UPAC+UPP, é de assinalar uma diferença bastante significativa entre o Teste de Stress e os outros cenários. A amplitude entre os cenários apresentados varia entre 710 GWh em 2030 e cerca de 1 025 GWh em 2040.

9. EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS NAS REDES

O fator de perdas indica a percentagem de energia emitida que não foi recebida pelos consumidores devido a perdas nas redes de transporte e distribuição. A Figura 39 mostra a evolução passada do fator de perdas entre 2003 e 2018, total e individual das redes de transporte e de distribuição.

Figura 39 - Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2018



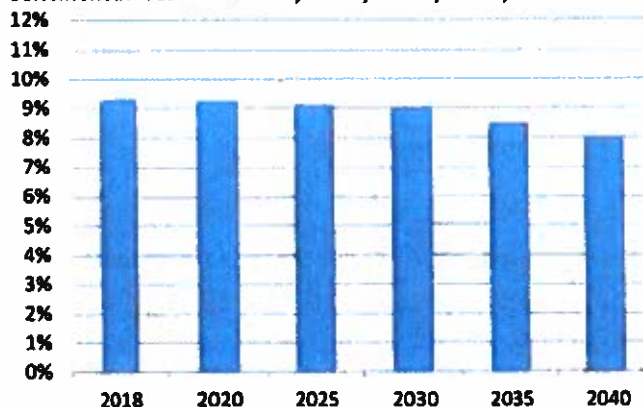
Fonte: DGEG, REN e EDP Distribuição

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. A partir de 2013 é visível uma tendência decrescente do fator de perdas total.

Ainda são necessárias mais algumas observações para se poder concluir, com algum grau de certeza, sobre a tendência futura de evolução do fator de perdas. Porém, atendendo a que as perdas na rede de transporte estão em níveis bastante baixos, resultado do esforço de investimento na rede e em medidas preventivas de incidentes nas linhas, e à redução esperada nas perdas da rede de distribuição, efeito de um maior investimento e projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,3% - valor verificado em 2018 - e 9% no período 2018-2030 e entre 9% e 8% no período 2030-2040.

A Figura 40 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas das redes.

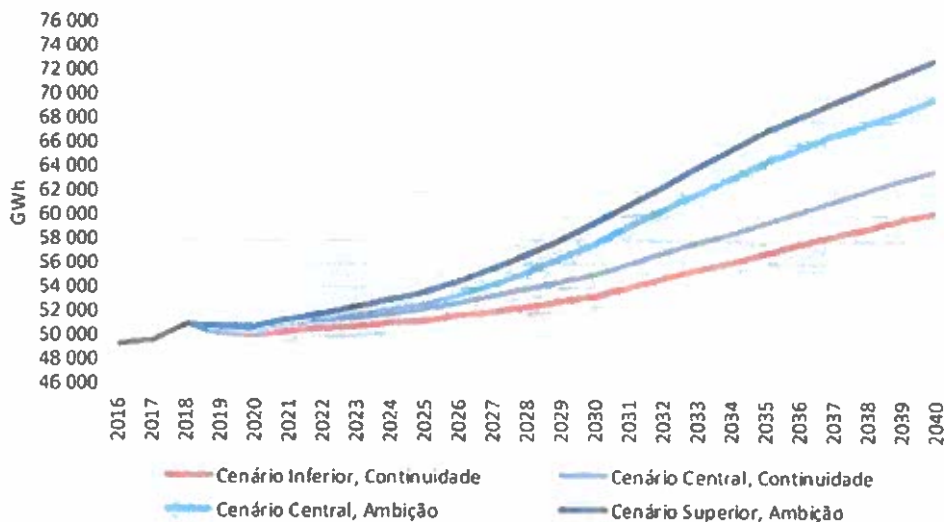
Figura 40 - Evolução do fator de perdas das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Anos de 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040



10. 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 41.

Figura 41 - Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2019-2040



Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 6,1 TWh, enquanto no horizonte do estudo se situa em 12,6 TWh.

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

Tabela 3 - Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2019-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2019-2040	1,7%	1,6%	1,1%	0,9%
2020-2030	1,6%	1,4%	0,9%	0,6%
2030-2040	2,1%	1,9%	1,5%	1,2%

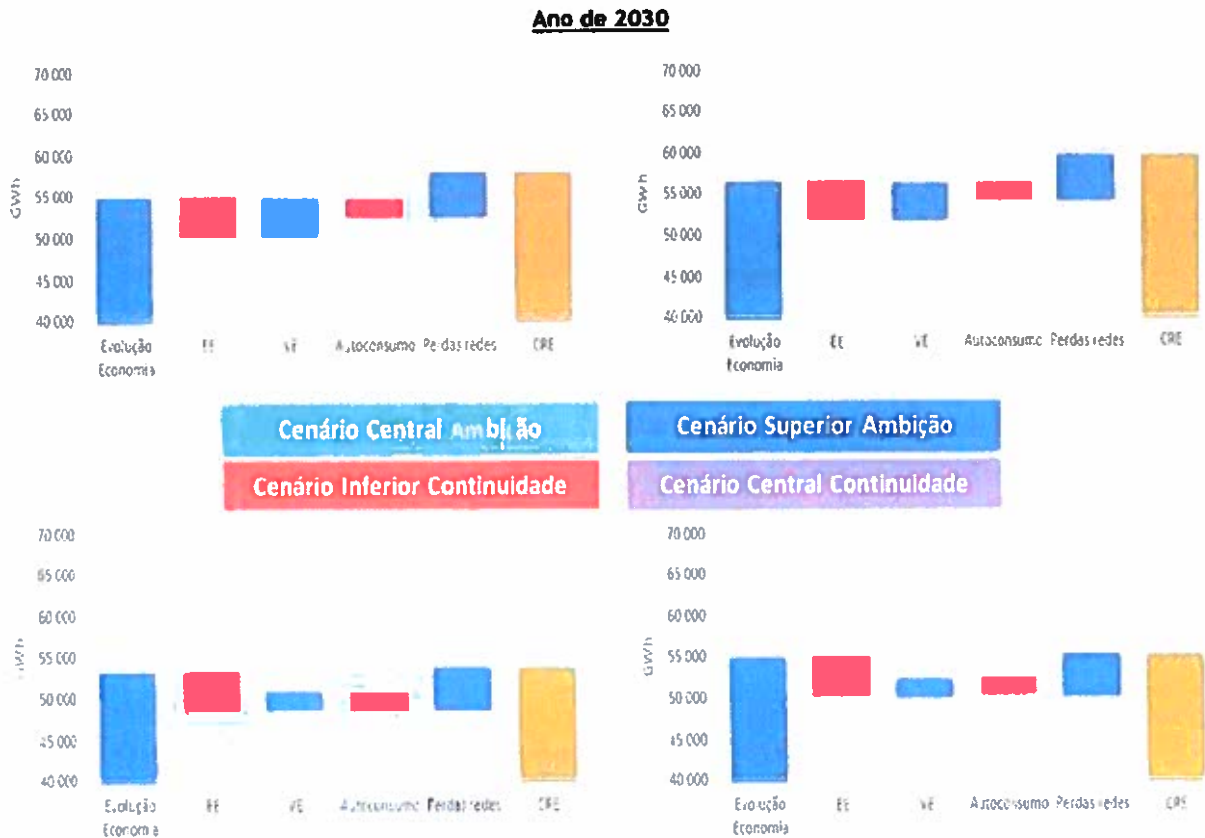
Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,7% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no cenário Central Ambição, 1,1% no cenário Central Continuidade e 0,9% no Cenário Inferior Continuidade. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários devido às diferentes conjugações de perspetivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica.

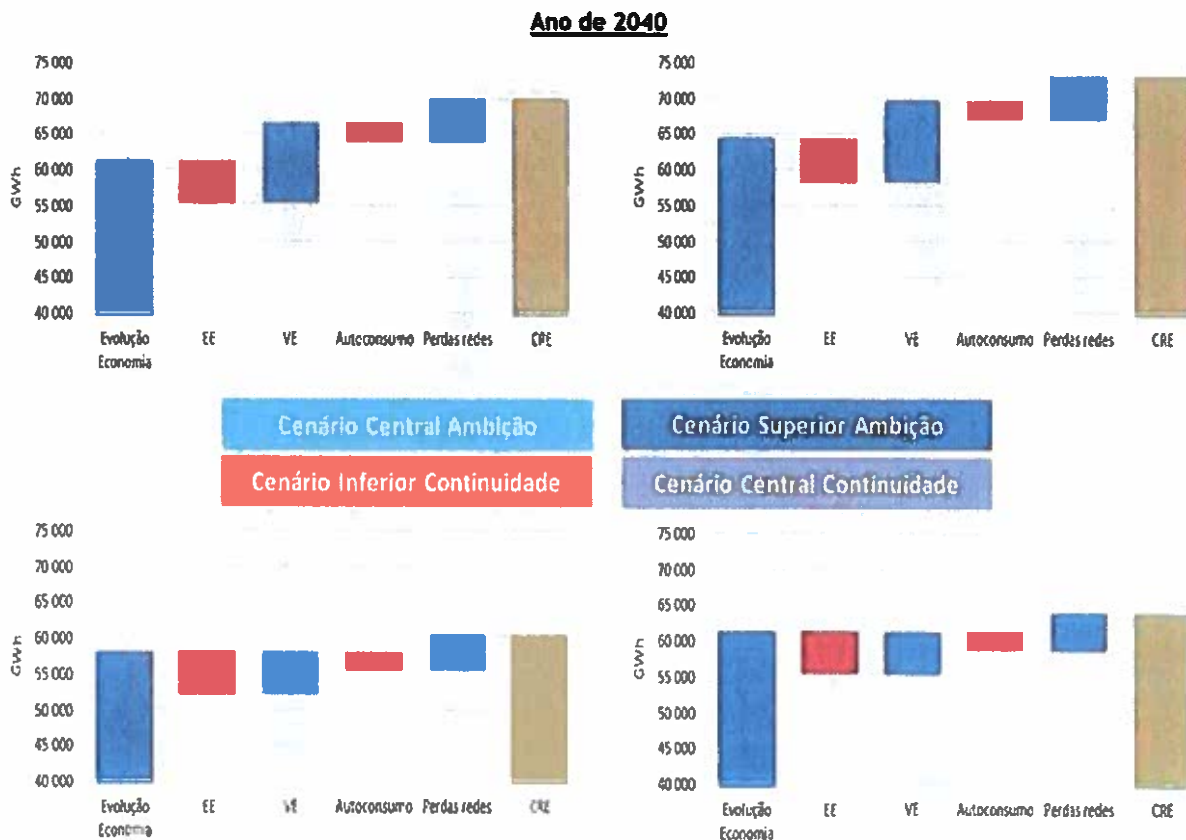
De salientar que no período 2030-2040 e para todos os cenários, as taxas de crescimento são mais elevadas do que na década anterior devido à penetração elevada prevista dos VE.

11. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

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

Figura 42 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura

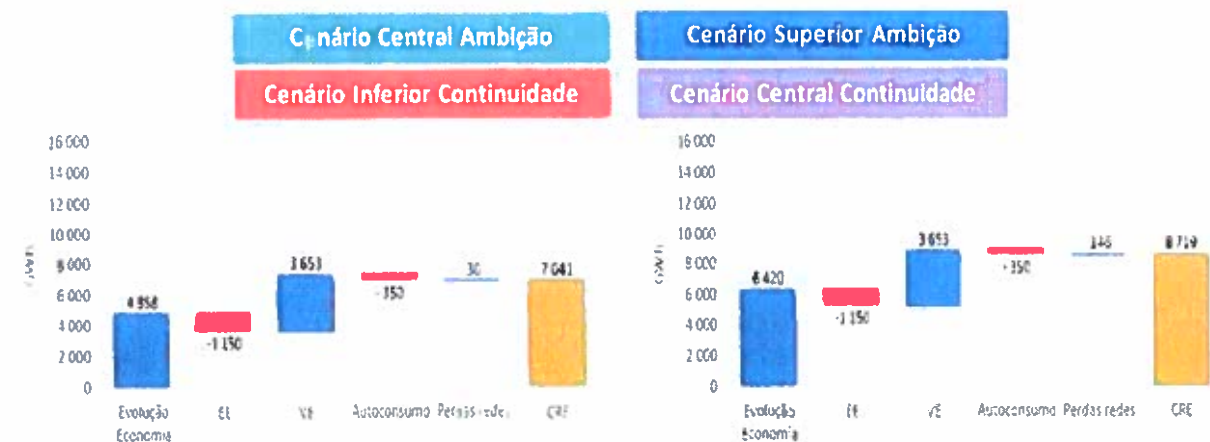
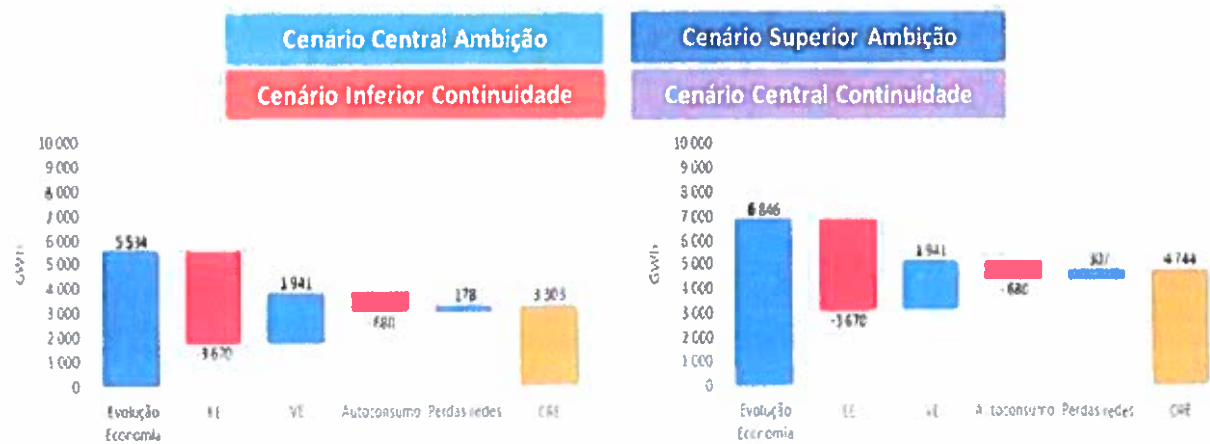




A primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente do consumo final de eletricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários,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

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

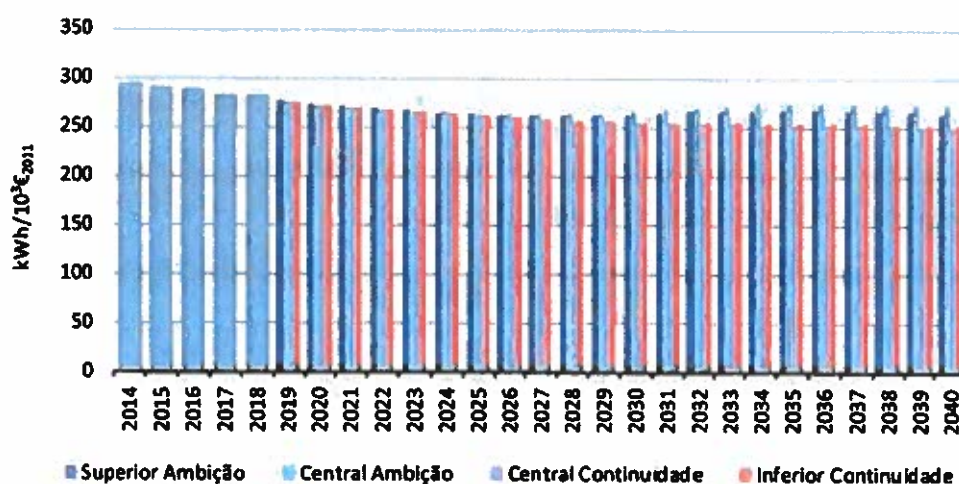
Figura 43 - Efeito dos distintos vetores na previsão da procura



De assinalar a grande relevância dos VE no consumo de eletricidade na década 2030-2040, principalmente no cenário Ambição. Por outro lado, de destacar o menor impacto da eficiência energética nesta década comparativamente à década anterior. Estes dois efeitos conjugam-se para a obtenção de cenários de previsão de eletricidade mais elevados neste período.

A Figura 44 evidencia a evolução prevista da intensidade da procura de eletricidade no PIB no período em estudo. Da sua análise conclui-se que no cenário Continuidade este indicador vai-se reduzindo ao longo do tempo, estabilizando em torno de 250 kWh/10³€₂₀₁₁. No que respeita ao cenário Ambição, a tendência decrescente observada nos primeiros anos de previsão inflete a partir de 2029 em virtude do maior consumo de eletricidade previsto para a década 2030-2040 quer no cenário Superior quer no cenário Central.

Figura 44 - Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2019-2040



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

Tabela 4 - Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2019-2040

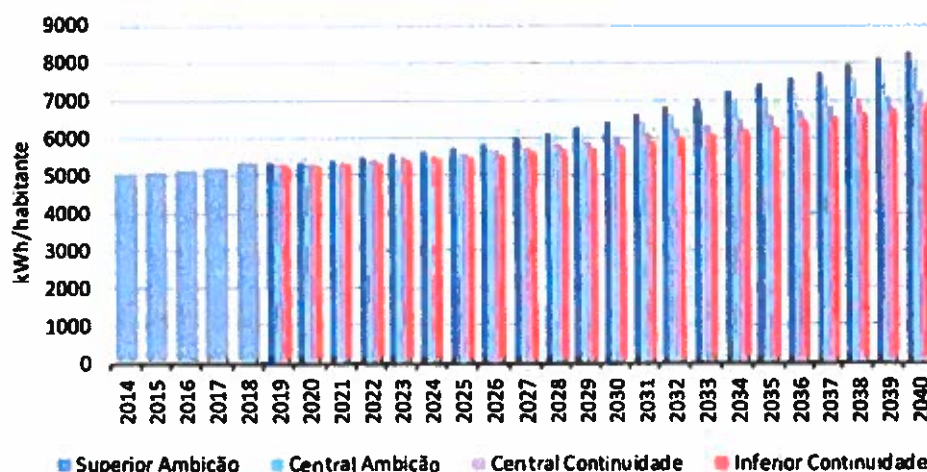
Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2019-2040	-0,3%	-0,1%	-0,5%	-0,4%
2020-2030	-0,4%	-0,2%	-0,7%	-0,6%
2030-2040	0,0%	0,2%	-0,2%	-0,1%

A taxa média de crescimento anual deste indicador é negativa em todos os cenários, exceto no cenário Ambição na década de 2030-2040.

Relativamente à procura total de eletricidade *per capita*, as previsões obtidas resultam na evolução anual deste indicador apresentada na Figura 45. Verifica-se que a procura de eletricidade *per capita* está a crescer em todos os cenários desenvolvidos, em particular no

período 2030-2040 e no cenário Ambição, como seria expectável face aos diferentes pressupostos assumidos.

Figura 45 - Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita. Período 2019-2040



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

Tabela 5 - Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2019-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Continuidade	Cenário Inferior Continuidade
2019-2040	2,1%	1,9%	1,5%	1,2%
2020-2030	1,9%	1,7%	1,2%	1,0%
2030-2040	2,4%	2,2%	1,8%	1,6%

Estas taxas apontam para um ritmo de crescimento significativamente superior ao verificado na última década (0,3% ao ano, em média).

ANEXO III
Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN





ANEXO III

Previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2020-2040

Índice

1.	Enquadramento	1
2.	Pontas Síncronas Mensais.....	2
	2.1 Metodologia “fator de Carga”	2
	2.2 Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos Veículos Elétricos....	3
3.	Síntese dos Resultados Obtidos.....	5

1. ENQUADRAMENTO

Neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), 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” e “Crescimento Económico” resultaram os seguintes quatro cenários de previsão da procura: Cenário Inferior Continuidade, Cenário Central Continuidade, Cenário Central Ambição e Cenário Superior Ambição, apresentados no documento Pressupostos Gerais da DGEG.

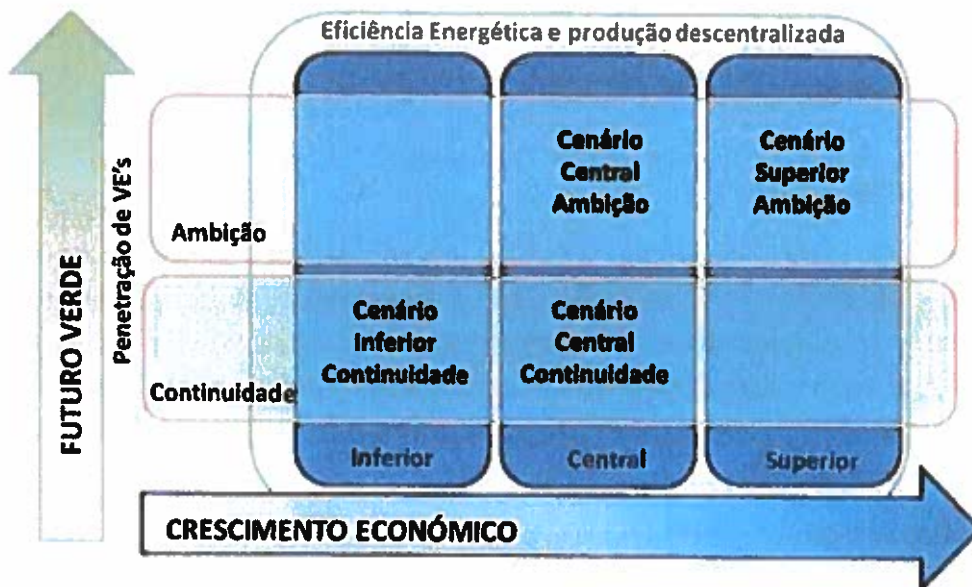


Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura de eletricidade

Desses vetores, como descrito no Anexo II relativo à previsão da procura de eletricidade, assumem particular importância o crescimento económico, a eficiência energética, a descentralização da produção e a penetração de veículos elétricos (VE). De assinalar a grande relevância dos VE no consumo de eletricidade na década 2030-2040, principalmente no cenário Ambição. Por outro lado, de destacar o menor impacto da eficiência energética nesta década comparativamente com a década anterior (2020-2030). Estes dois efeitos conjugam-se para a obtenção de cenários de previsão de eletricidade mais elevados neste período, comparativamente com os cenários considerados no RMSA-E 2018.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram apresentadas pela DGEG várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos. Neste exercício foram considerados, o cenário Continuidade, com uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de ligeiros de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e o cenário Ambição, com 80% e 40%, respetivamente. No cenário Ambição, a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada.

No cenário Ambição a introdução de um número tão elevado de VE entre os horizontes 2030 e 2040 quase triplica o acréscimo do consumo de eletricidade (de cerca de 4 400 GWh para cerca de 11 000 GWh), mas o efeito mais relevante em termos de segurança de abastecimento é o impacto nas pontas de consumo do SEN, o qual depende da estratégia de carregamento associada a esses veículos.

Esta nova realidade introduz novos desafios na estimativa das pontas síncronas de consumo do SEN que passam a ter de integrar as:

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

2. PONTAS SÍNCRONAS MENSAIS

2.1 METODOLOGIA “FATOR DE CARGA”

Tendo por base os cenários de evolução da procura indicados nos Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG (Anexo I), para a previsão das pontas mensais do SEN, sem considerar o efeito do carregamento de veículos elétricos, foi utilizada a metodologia baseada no fator de 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 (2015 a 2018). O processo é composto pelas seguintes fases:

1. Determinação da repartição da procura anual pelos meses do ano;
2. Identificação do perfil dos diagramas normalizados de duração de cargas mensais, através da aproximação dos dados históricos por polinómios do 5º grau;
3. Cálculo das pontas mensais a partir da repartição da procura anual pelos meses do ano, aplicada aos diagramas determinados no ponto anterior.

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por 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 seleccionados os maiores valores da ponta dos meses de Inverno e de Verão.

Sublinha-se que as construções dos cenários para os estudos desenvolvidos não consideraram fenómenos derivados da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

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

De forma a caracterizar o carregamento dos VE nos estudos conducentes à monitorização de segurança de abastecimento foram analisadas duas estratégias distintas (extremas) de carregamento dos VE disponíveis no modelo PS-MORA¹: a) estratégia “*Direct Recharging*” e b) estratégia “*Valley Recharging*”.

A estratégia de carregamento direto - “*Direct Recharging*” assume que a decisão é do proprietário do VE que o liga à rede quando assim deseje, 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 que privilegia a gestão do carregamento nos períodos de vazio - “*Valley Recharging*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, isto é, associado aos períodos de vazio do diagrama de carga de consumos.

Adicionalmente, foram também consideradas 3 potências distintas de carregamento dos VE, considerando carregamento monofásico, carregamento trifásico e carregamento rápido.

Seguidamente, apresentam-se os pressupostos utilizados neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento no que carece à definição das estratégias e potências de carregamentos dos VE:

Ligeiros de passageiros e de mercadorias:

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia “*Direct Recharging*”
- 90% dos veículos utilizam carregamento lento
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento monofásico
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento trifásico
 - Estratégia de carregamento: 20% assumem uma estratégia “*Direct Recharging*” e 80% uma estratégia “*Valley Recharging*”

Pesados de passageiros

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado à estratégia “*Direct Recharging*”
- 90 % dos veículos utilizam um carregamento lento trifásico associado à estratégia “*Valley Recharging*”

A título de exemplo, as figuras seguintes representam o perfil diário de carregamento dos VE associadas a ambas as estratégias de carregamento, “*Direct Recharging*” e “*Valley Recharging*”.

¹ PS-MORA® Power Systems - Model for Operational Reserve Adequacy - é propriedade intelectual da REN (Registado em 01/09/2018 com o nº 017892360)

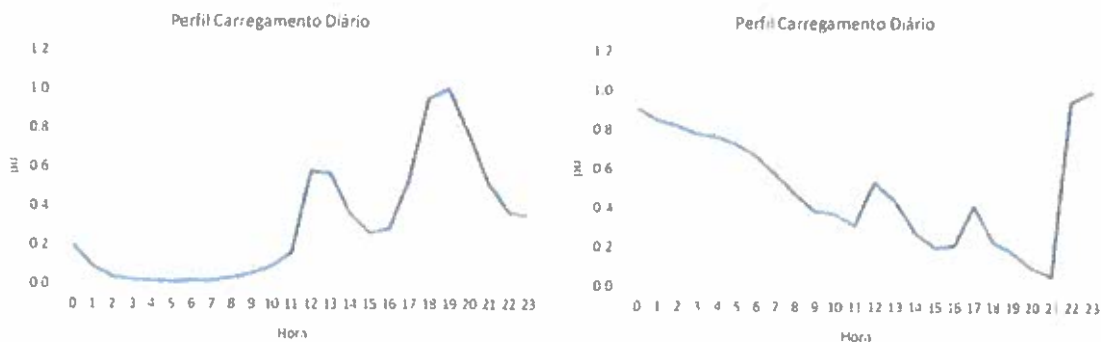


Figura 2: Perfil de carregamento diário: a) “Direct Recharging” e b) “Valley Recharging”

Como resultado destes pressupostos e das simulações realizadas, verifica-se que a mobilidade elétrica impacta consideravelmente na ponta de consumos do SEN. Especificamente, para o horizonte 2030 considerando as estratégias de carregamento indicadas, prevê-se que a carga dos VE incremente “nas horas tradicionais de ponta do SEN” cerca de 250 MW no cenário Continuidade e de 500 MW no cenário Ambição (figura 3).

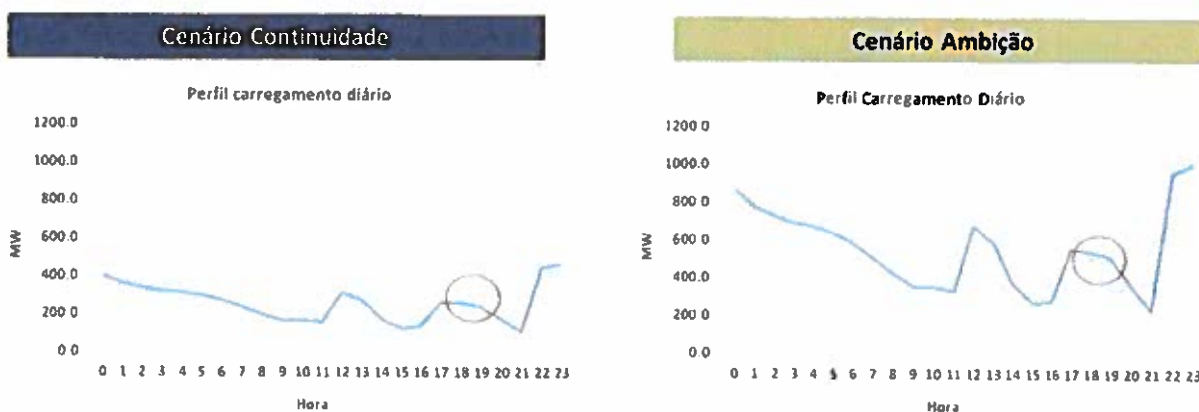


Figura 3: Perfil de carregamento VE em 2030 (ligeiros com 20% “Direct Recharging” e 80% “Valley Recharging”)

Verificou-se adicionalmente que a solicitação de potência ao SEN para efeitos de carregamento de VE é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Na figura 4 podemos constatar que, em 2030, caso os ligeiros de passageiros e mercadorias adotem uma estratégia de carregamento diferente, 60% “Direct Recharging” | 40% “Valley Recharging”, a carga solicitada para carregamento dos VE incrementará às horas de ponta do SEN cerca de 550 MW (+300 MW comparado com a estratégia base considerada neste estudo) no cenário Continuidade e cerca de 1150 MW (+650 MW comparado com a estratégia base considerada neste estudo) no cenário Ambição. Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacto para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deverá ser monitorizado de perto e os dados entretanto recolhidos deverão ser refletidos nos futuros exercícios anuais de RMSA para garantir que a transição prevista para a mobilidade elétrica no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

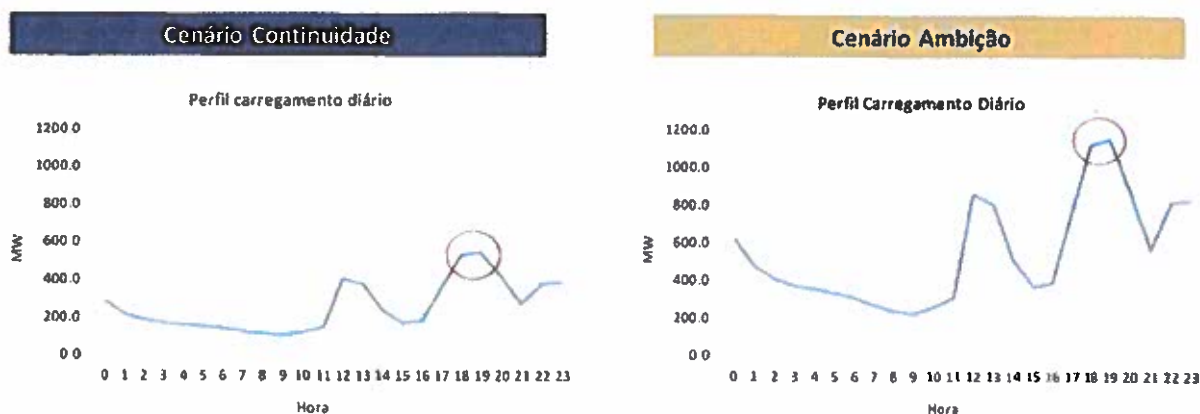


Figura 4: Perfil de carregamento VE em 2030 (ligeiros com 60% "Direct Recharging" e 40% "Valley Recharging")

3. SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Nas tabelas seguintes apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual de Inverno e de Verão para os cenários Central Continuidade, Ambição e Superior Ambição, para os estádios 2020, 2022, 2025, 2027, 2030 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento de VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% "Direct Recharging" e 80% "Valley Recharging".

No caso específico do estádio 2030 são ainda apresentados os valores das pontas Standard e Agravada para a estratégia de carregamento de VE 60-40: Carregamento dos VE ligeiros: 60% "Direct Recharging" e 40% "Valley Recharging".

Cenário Central Continuidade - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50777	2020	50180	2020	8505	2020	8730
2022	50837	2022	51147	2022	8675	2022	8950
2025	51492	2025	52743	2025	8775	2025	9005
2027	52031	2027	53327	2027	8910	2027	9160
2030	52583	2030	53974	2030	9175	2030	9410
2040	57676	2040	63843	2040	10410	2040	10645

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
VE60-40		VE60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	57683	2030	55724	2030	9475	2030	9715

a) Para condições standard de temperatura

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

Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50769	2020	50387	2020	8505	2020	8730
2022	50828	2022	51190	2022	8675	2022	8950
2025	51419	2025	52405	2025	8815	2025	9040
2027	52029	2027	53744	2027	9025	2027	9255
2030	52880	2030	57717	2030	9445	2030	9680
2040	57652	2040	67714	2040	11055	2040	11375

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
VE60-40		VE60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	57680	2030	57717	2030	10090	2030	10325

a) Para condições standard de temperatura

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

Cenário Superior Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
E20-80		E20-80					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2020	50731	2020	50844	2020	8585	2020	8810
2022	51478	2022	51840	2022	8735	2022	8955
2025	52463	2025	53530	2025	8935	2025	9220
2027	53321	2027	55536	2027	9240	2027	9480
2030	54596	2030	59429	2030	9735	2030	9950
2040	60955	2040	73017	2040	11615	2040	11885

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)			
S/ VE		C/ VE		Standard (MW) ^{a)}		Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	
VE60-40		VE60-40					
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW
2030	54596	2030	57429	2030	10380	2030	10675

a) Para condições standard de temperatura

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

Figura 5: Ponta Anual de Inverno para os Cenários Central Continuidade e Ambição e Superior Ambição

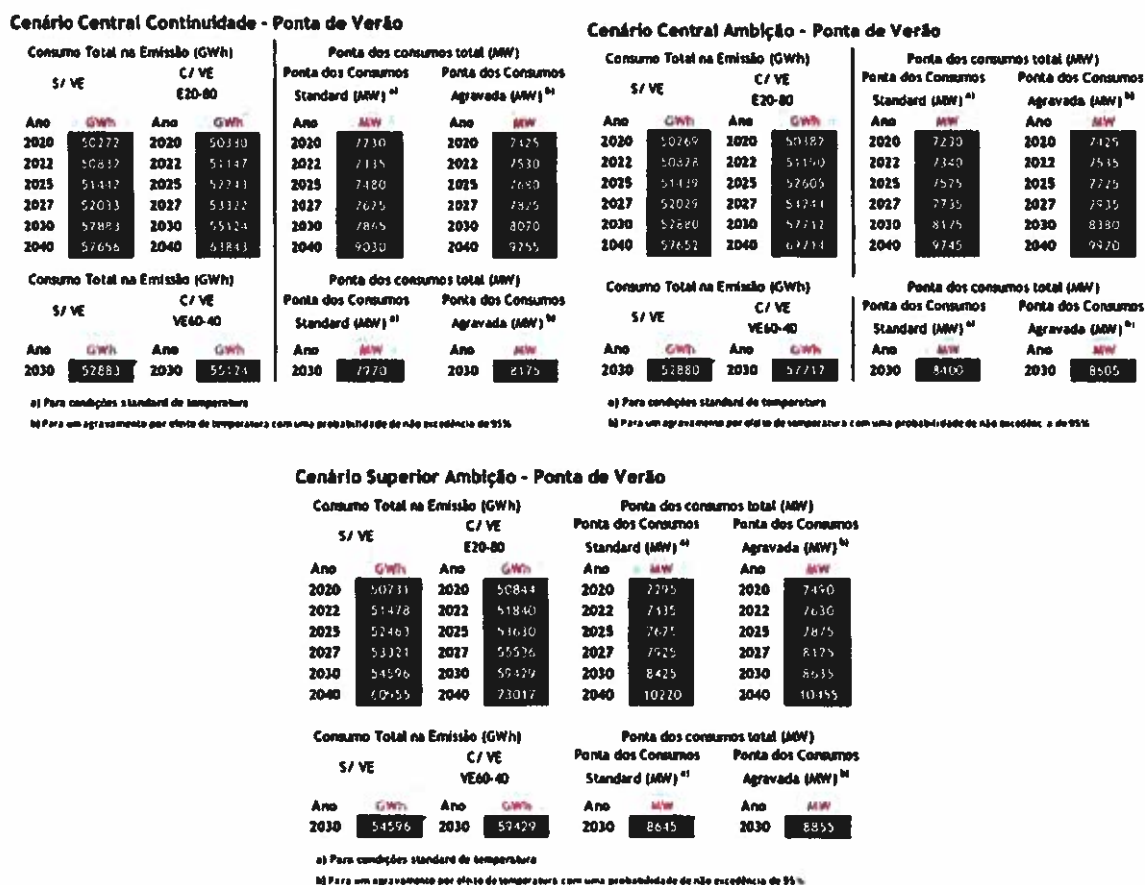


Figura 6: Ponta de Verão para os Cenários Central Continuidade e Ambição e Superior Ambição

No cenário Central Continuidade a ponta de Inverno ascende, em 2040, a cerca de 10 410 MW, em condições Standard, e a 10 665 MW em condições Agravadas de Temperatura. O diferencial entre cenários é crescente à medida que se avança no tempo, ultrapassando 1 200 MW em 2040 (entre o cenário Superior Ambição e o Central Continuidade), contribuindo o carregamento de VE com cerca de 55% deste acréscimo (650 MW).

Os efeitos resultantes das condições de temperatura (ponta de consumo standard e ponta de consumos agravada) têm impacto no crescimento da ponta de consumos do SEN, como se pode verificar na figura 7. Por exemplo, no Central Cenário Ambição estima-se um agravamento da ponta em cerca de 235 MW, em 2030, e de cerca de 260 MW, em 2040, por efeito da temperatura.

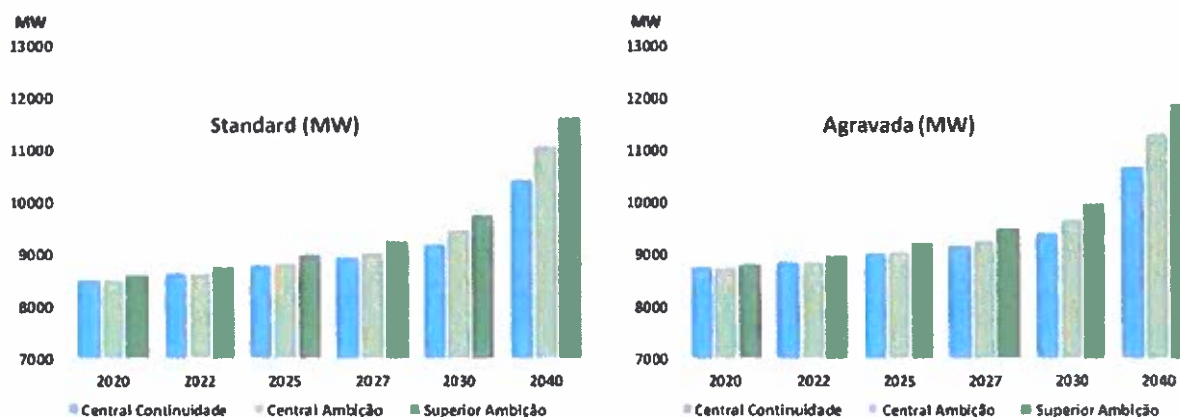


Figura 7: Ponta de Anual de Inverno para condições Standard e Agravada decorrentes do efeito de temperatura

No horizonte 2030, na figura 8 apresentam-se os efeitos na ponta de consumos resultado da seleção da estratégia de carregamento dos VE e do efeito de temperatura. O valor das pontas Standard e das pontas Agravadas para os 3 cenários de evolução da procura, considerados e assumindo as 2 estratégias de carregamento de VE diferenciadas, VE20-80 e VE60-40, varia entre um mínimo de 9 175 MW (ponta Standard no Cenário Central Continuidade VE20-80) e um máximo de 10 625 MW (ponta Agravada do Cenário Superior Ambição VE60-40).

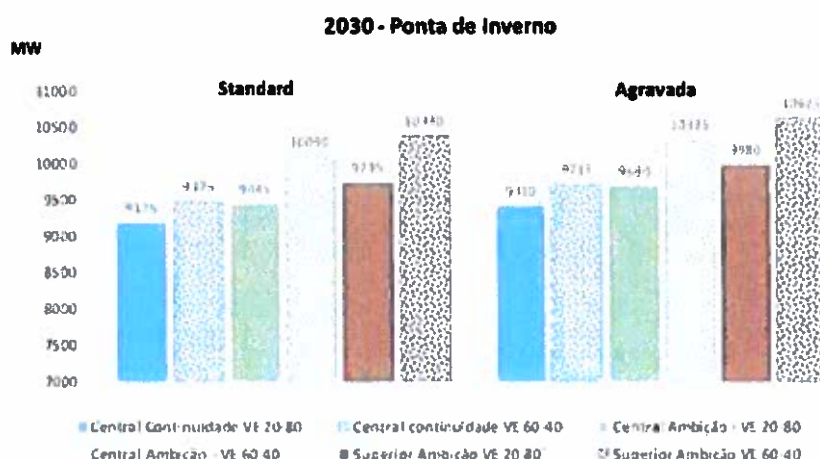


Figura 8: Impacto do efeito temperatura e da estratégia de carregamento dos VE na Ponta de Inverno de 2030

Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumos devida às diferentes estratégias de carregamento varia entre 300 MW no caso dos cenários Continuidade e 645 MW no caso dos cenários Ambição, face a uma variação de cerca de 235 MW por efeito de temperatura, podendo-se concluir da importância da estratégia de carregamento considerada, que apresenta um impacto superior ao do agravamento por efeito da temperatura.

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, o potencial de adoção destes veículos nos transportes públicos

e, também as estratégias de carregamento empregues pelos utilizadores apresentam ainda à data muita incerteza;

- o Dados os impactos da penetração dos VE e do comportamento dos utilizadores no sector elétrico, podemos concluir que não são despicientes, quer os aumentos dos consumos de eletricidade, quer em particular a alteração dos diagramas de cargas, e este será um tema que importa continuar a acompanhar e a analisar com muita atenção em próximos exercícios;
- o Tratando-se de estudos de médio e longo prazos, as alterações climáticas, nomeadamente as variações de temperatura, serão também um tema relevante a considerar assim que estejam disponíveis cenários de evolução desta variável.

ANEXO IV
Evolução da RNT e das Interligações



ANEXO IV

Evolução da RNT e das Interligações

Índice

1.	Princípios e objetivos dos Planos de Desenvolvimento da Rede.....	1
2.	Capacidades de receção das redes planeadas do PDIRT	1
3.	Estabilidade e segurança do sistema	5
4.	Capacidade comercial de interligação com Espanha	6
5.	Principais alterações ao desenvolvimento da rede anteriormente previsto perante os Cenários do presente RMSA.....	10
6.	Localização de nova produção na RNT	13
7.	Análises de sensibilidade à procura	13
8.	'Teste de Stress'	14

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 2019 a REN apresentou à DGEG a proposta de PDIRT 2020-2029, 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 julho de 2019.

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.

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 2020-2029, nomeadamente ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física da RNT, a Tabela 1 permite dar uma indicação de onde se prevê que a RNT apresente capacidades de receção para nova geração, para além daquela que se encontrava atribuída/cativa¹ a 31 de maio de 2019.

Considerando a realização dos projetos de reforço da RNT apresentados na proposta de PDIRT 2020-2029 com impacto nas capacidades de receção para nova geração, bem como da concretização dos projetos da RNT já licenciados e/ou aprovados e ainda não construídos, a Figura 1 dá uma indicação, por grandes zonas, de onde se prevê que a RNT possa vir a apresentar capacidades de receção até ao horizonte de 2029, para além daquela que se encontrava atribuída/cativa² a 31 maio de 2019. Nos valores apresentados nesta figura

¹ No valor da potência atribuída/cativa pela DGEG, já se encontra contabilizada a potência relativa aos centros eletroprodutores ligados à rede a 31 de maio de 2019.

² No valor da potência atribuída/cativa pela DGEG, já se encontra contabilizada a potência relativa aos centros eletroprodutores ligados à rede a 31 de maio de 2019.

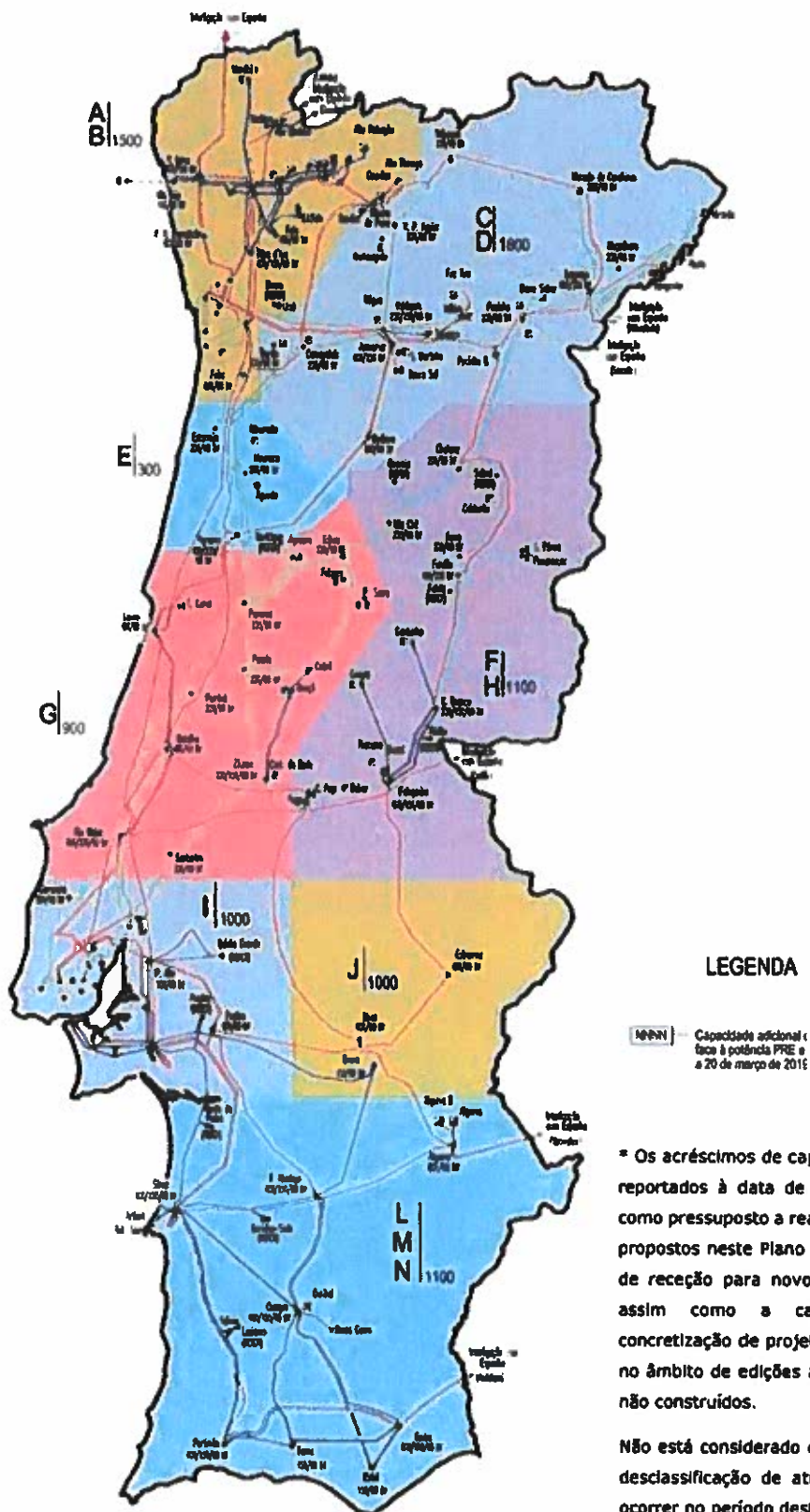
não se encontram refletidos eventuais acréscimos da capacidade de recepção resultantes da desclassificação de centros eletroprodutores atualmente em serviço.

**TABELA 1 - ESTIMATIVA DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DISPONÍVEL PARA A RECEÇÃO DE NOVA GERAÇÃO NA RNT
(CAPACIDADE PARA ALÉM DAQUELA QUE SE ENCONTRAVA ATRIBUÍDA/CATIVA A 31 DE MAIO DE 2019)**

Zona da rede	Barramento	(kV)	Capacidade atual (MVA)		Zona da rede	Barramento	(kV)	Capacidade atual (MVA)	
			Restrição individual	Zona(s)				Restrição individual	Zona(s)
1	Riba d'Ave	400			21	Paraimo	220		
	Riba d'Ave	60			22	Paiaimo	400 ^b		
10	Fafe	150		0	23	Estarreja	220 ^m ou 60	90	140
	Recarei	400			24	Nourisça	220 ^m ou 60		
	Sobrado	400 ou 220			26	Lavos	400		
2	Vormoim	400			27	Pombal	60 ^m	40	670
	Fera	400			29	Batalha	400 ou 60		
2 A	V. N. Famalhão	400		320	36	Rio Maior	400 ou 220		
8	Recarei	220 ou 60						60	
	Vormoim	220 ou 60 ^a			30	Zêzere	220 ou 60		
9	Prelada	220 ou 60			35	Santarém	220 ^m ou 60 ⁿ		74
	Custóias	220 ou 60 ^m			33	Fafagueira	400		
11	Ermesinde	220 ou 60			34	Pego	400		220
12	Canóas	220 ou 60			35 A	Carregado	220 ou 60 ⁿ		
16	Hogadouro	220 ^a ou 60 ⁿ			38	Carvoeira	220	100	
	Macedo	220 ou 60		0			60	0	
3	Valpacos	220 ou 60			37	Rizatejo	400		
4	Frades	150					400 ou 220 ou 60 ⁿ		
	Vieira do Minho	400			37	A Mira	400 ^m ou 220 ^a ou 60		375
	Ribeira de Pena	400			37	Sete Rios	220 ^m ou 60		
5	Pedralva	100 ou 150		0	40	Zambujal	220 ou 60 ⁿ		
	P. Lima	100			40	Ilhavo	220 ou 60		
	V. Fria	150 ou 60			41	Carriche	220 ^m ou 60		
6	Oleiros	150 ou 60			42	Sacavém	220 ^m ou 60		
		220 ⁿ	120				220 ou 60		
13	Torrões	60	61		43	Alto São João	220 ou 60	90	
		220 ^a	61				150	50	
14	Carrepielo	60	0		44	P. Alto	60		
		60	0		45	F. Ferro	150 ou 60		
	Vindigern	220	100	272	46	Tralaga	150 ou 60		
15	Vez P. Aguiar	220 ou 60	0		47	Peixeira	150		
	Valkigem	60	0		48	Setúbal	150 ou 60		114
15 A	Armamar	400					400		
		220	100	305	49	Painela	400		
18	Elodiosa	400	0		50	F. Ferro	400		
		60	0				400		
16 A	Esqueva	400			51	Alcortim	400		
		220	50	121	48	Évora/Divor	400 ou 60		10
17	Pocinho	220			49 A	Estremoz	400 ou 60		1
		60	40	740			150		
18	V. Chã	220 ⁿ ou 60			47	Sines	60		100
		220			50	Sines	400		
19	Quilargiz	220			51	F. A. Antão	150 ⁿ ou 150 ⁿ		
		60					60	0	
19 B	Fundão	400 ou 220			52	O. Antão	150 ^m		
		220					60	40	
20	Ferro	60			53	Alqueva	400		620
		60					150 ou 60		
21	C. Branco	220 ou 150 ⁿ			54	Trovis	400 ou 150		
		60					60	0	
22	Falagreira	150			54 A	Popelão	60		
		60					60	0	
20	Talouç	220			55 A	Quero	400		
		60					150 ou 60		
	Poneres	220 ou 60			55	Estre	150 ⁿ		0
25	Ponela	220					60		
		60							

1 - Os valores a sombreado traduzem restrições individuais da potência de receção para o nível de tensão assinalado, não sendo cumulativos com o valor máximo que se encontra expresso na respetiva zona de rede.
 2 - Nos níveis de tensão em que não esteja mencionada qualquer restrição individual, terá de ser avaliado, caso a caso, a viabilidade de atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV.
 3 - A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MVA num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede para verificação da conformidade de operação e condições de segurança da rede, com consequente identificação do respetivo impacto no nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.
 4 - Não estão consideradas nesta tabela os projetos que participaram no sorteio de abril de 2018 e que aguardam a existência de capacidade.
 a) Subestação de Évora da RNT com desativação prevista no médio/longo prazo.
 b) Não existem painéis livres para novas ligações. Necessidade de estudar a viabilidade de uma possível ampliação.
 c) O barramento neste nível de tensão pertence à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade.
 d) Por não haver nesta subestação segurança in-1 na ligação à RNT, o valor da capacidade de receção encontra-se limitado à capacidade que o ORD tenha para escoar a totalidade da produção afeta a este injetar em caso de indisponibilidade da referida ligação. Não obstante, o valor da potência total (ligada e atribuída) na rede da zona de influência das subestações de Estremoz, Ourique e Pombal não poderá vir a ser superior a 85 MVA, 115 MVA e 150 MVA, respetivamente.
 e) No conjunto das ZR nº 47, 49, 50, 51, 52, 53, 53A e 54, o total da capacidade de receção para novos centros eletroprodutores, para além da potência já atribuída e/ou cativa, encontra-se limitado a 32 MVA.

FIGURA 1 - PREVISÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DISPONÍVEL PARA A RECEÇÃO DE NOVA GERAÇÃO NA RNT PARA O HORIZONTE 2029*, TENDO EM CONTA O DESENVOLVIMENTO DA REDE APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRT 2020-2029 COM PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES (CAPACIDADE PARA ALÉM DAQUELA QUE SE ENCONTRAVA ATRIBUÍDA CATIVA A 31 DE MAIO DE 2019)



De acordo com os dados apresentados na Figura 1, com a realização dos reforços de rede propostos na proposta de PDIRT 2020-2029 estima-se um significativo incremento da capacidade para receção de nova geração, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável como é o caso do solar no Alentejo e Algarve. A esta capacidade poderá vir a juntar-se a que possa vir a decorrer da futura desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego. Não obstante, está pressuposto nesta projeção que o aproveitamento do recurso renovável eólico e solar apresentará uma dispersão nacional, embora com maior intensidade nas zonas de maior potencial desse recurso. A título de exemplo, admite-se que dos 8,1 GW de meta para aproveitamento solar no horizonte 2029/2030 (objetivo indicado na proposta de PNEC 2021-2030), cerca de 1,5 GW (17 a 20%) localizar-se-á nas regiões a norte do paralelo Leiria - Castelo Branco.

Na generalidade dos casos os acréscimos de capacidade, proporcionados pelos reforços de rede incorporados na proposta de PDIRT 2020-2029, situam-se essencialmente nos níveis de tensão de MAT das correspondentes áreas assinaladas. A disponibilização de parte dessas potências no nível de AT das subestações locais da RNT carece de análise adicional a realizar caso a caso, tendo em conta a capacidade instalada de transformação MAT/AT.

De referir que os valores de capacidade de receção apresentados na e na Figura 1 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 MVA 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 consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizada pela rede.

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 sistema³ 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 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).

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 2019, 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 da atividade de planeamento de redes.

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. O seu valor representa o mínimo mais provável de capacidade garantido para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte⁴.

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.

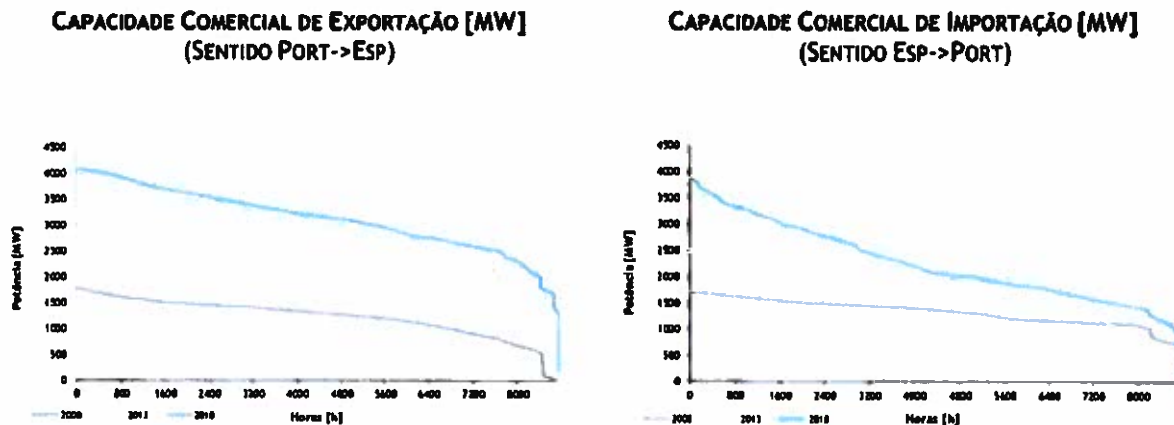
⁴ Encontram-se desta forma excluídas as reduções de capacidade por motivos de: défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema; indisponibilidades prolongadas de elementos relevantes para a capacidade de interligação.

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 de forma sustentada um valor mínimo de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos, conforme 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 2008, como se ilustra na Figura 3.

FIGURA 3 - CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2008, 2013, e 2018



No entanto, saliente-se que o valor de capacidade comercial nem sempre resulta de restrições de rede, mas também de outras condições, tais como limitações dos parques eletroprodutores português e/ou espanhol.

Constata-se que em 2018 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 limitações resultantes de 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 esta limitação na capacidade de interligação por desfasamento angular, encontra-se acordado entre ambos os operadores de transporte ibéricos a construção de uma nova linha de interligação nesta zona, ligando as futuras subestações de Ponte de Lima em Portugal e de Fontefría em Espanha, por forma a garantir a continuidade elétrica entre as duas redes na região, mesmo perante a citada contingência. Este reforço resulta de estudos de reforço de capacidade de interligação realizados de forma conjunta pela REN e REE no âmbito do MIBEL, de forma a alcançar a meta mínima de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação entre ambos os países.

Relativamente ao inicialmente previsto, regista-se a existência de algum atraso na entrada em serviço desta nova interligação, atualmente prevista para 2021, 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 de rede (nova linha de interligação entre Portugal e Espanha no Minho), em Portugal, terá continuidade através dos eixos Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão - Recarei/Vermoim e Ponte de Lima - Pedralva, e 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.

TABELA 2 - LINHAS DE INTERLIGAÇÃO EXISTENTES E PLANEADAS E RESPECTIVA 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 - Adeadávila 1	400	1706	1469
Falagueira -- Cedillo	400	1386	1386
Alqueva -- Brovales	400	1386	1280
Tavira - Puebla de Guzman	400	1386	1386
Pocinho - Aldeadávila 1	220	435	374
Pocinho - Aldeadávila 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 ainda, para horizonte temporal posterior, uma futura linha a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado, permitindo 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 - Fontefria - 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 JOUE⁵ em 6 de abril de 2018, através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão de 23 de novembro de 2017.

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 de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos na ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos. Na Tabela 3 apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC para os horizontes em análise neste relatório.

**TABELA 3 - PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS⁽¹⁾ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO
(LIMITAÇÕES PREVISIONAIS SÓ DE REDE)**

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2020	2600	2000
2025	3200	3600
2030	3200-3500	3600-4200
2040	4000 ⁽²⁾	4700 ⁽²⁾

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, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Correspondem a valores identificados como "Target Capacities" para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP 2018. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir esses valores de capacidade.

Tendo em consideração os valores previstos até 2030 para a evolução, quer do parque produtor português (potência instalada da ordem dos 30 GW, em alinhamento com os objetivos traçados na proposta de PNEC 2021-2030), quer da capacidade de interligação, estima-se para o horizonte 2030 que o indicador 'interconnection ratio' possa estar numa gama entre 11% e 15%⁶. Para garantir o cumprimento da meta de 15%⁷ em 2030 estabelecida para este indicador, constata-se o interesse em manter o acompanhamento da evolução da capacidade de interligação, no sentido de, em momento oportuno, proceder a novos estudos conjuntos com o operador da rede de transporte de energia elétrica de Espanha, com vista a identificar os

⁵ JOUE - Jornal Oficial da União Europeia.

⁶ Considerando o intervalo 3 600 MW a 4200 MW de capacidade de interligação, no sentido de importação.

⁷ A nível europeu foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de em cada Estado Membro o indicador 'interconnection ratio' não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo, mais tarde (em outubro de 2014), sido alargado para 15% em 2030.

eventuais reforços necessários nas redes de transporte de ambos os operadores que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

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 eletroprodutor português e/ou espanhol.

Ainda no âmbito das interligações internacionais e das decorrentes capacidades de interligação para trocas comerciais, encontram-se em curso estudos para avaliação de uma possível futura interligação elétrica entre Portugal e Marrocos. Não existindo de momento uma decisão final tomada quanto à sua construção nem uma definição quanto às características técnicas do projeto, o seu eventual impacto no SEN será analisado oportunamente, quando na posse de informação mais firme sobre este projeto.

5. PRINCIPAIS ALTERAÇÕES AO DESENVOLVIMENTO DA REDE ANTERIORMENTE PREVISTO PERANTE OS CENÁRIOS DO PRESENTE RMSA

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, registadas no presente RMSA, e tal como no RMSA de 2018, 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 a carvão (2029 e 2023, respetivamente nos cenários *Continuidade* e *Ambição*), da central do Pego a carvão (2029 e 2021, respetivamente), e da central da Tapada do Outeiro a gás natural (2029, em ambos os cenários). Para fazer face à desclassificação das centrais térmicas a carvão do Pego e Sines), está previsto um conjunto de reforços na RNT⁸ que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, entre outros objetivos, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país.

Num cenário de desclassificação destas três centrais, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros produtores baseados em fontes de energia renovável, dispersos ao longo do território, impõe-se continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar da qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede. Neste contexto, encontram-se previstos estudos de rede adicionais⁹, incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam da proposta de PNEC 2021-2030. Nestes estudos, devem também ser observadas alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade

⁸ Eixos a 400 kV Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões e Rio Maior - 'zona de Almargem do Bispo' - Fanhões.

⁹ Tomando como base de partida a rede existente com os reforços em curso e/ou previstos no curto/médio prazo (ex.: linhas/eixos a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, Falagueira-Fundão, Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões, F. Alentejo - Ourique - Tavira, Alqueva - Divor).

decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT 2018-2027 mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. Neste contexto, na proposta de PDIRT 2020-2029 está identificado um conjunto de novos reforços de rede com vista a dotar a RNT de condições para ir ao encontro das metas deste RMSA (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros eletroprodutores assumida no referido PDIRT 2020-2029).

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 eletroprodutores, 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 eletroprodutores, os quais, assinala-se, estão condicionados à aprovação prévia por parte do Concedente.

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 avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros (VE) de passageiros e de mercadorias, assim como de pesados de passageiros, totalmente elétricos nos novos cenários do RMSA-E 2019, resultaram valores de procura e pontas de consumo associadas aos VE consideravelmente superiores àqueles que foram considerados nos RMSA-E anteriores, assim como na proposta de PDIRT 2020-2029. As pontas de consumo associadas aos VE podem ter uma variação significativa, dependendo da opção de carregamento utilizada pelos condutores e da distribuição geográfica dos mesmos, cujo impacto na RNT poderá ser relevante, quer a nível nacional, quer a nível local.

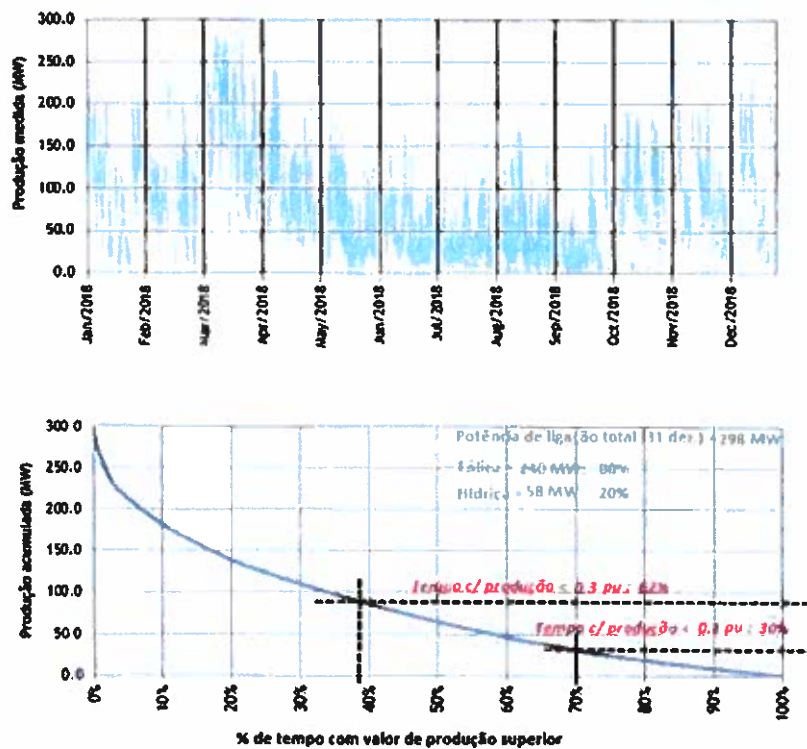
De referir também que, subsistindo ainda na RNT pontos de alimentação cuja falha pode conduzir a interrupções prolongadas de consumos, dada a insuficiência de capacidade de recurso através das redes da RND para suprir essa falha, ambos os operadores da RNT e da RND, dentro das suas competências e responsabilidades, 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 alguma 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 no passado, acrescente-se ainda a ocorrência de 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 2018 nas subestações de Chafariz (com produção eólica e hídrica) e Portimão (essencialmente com produção eólica).

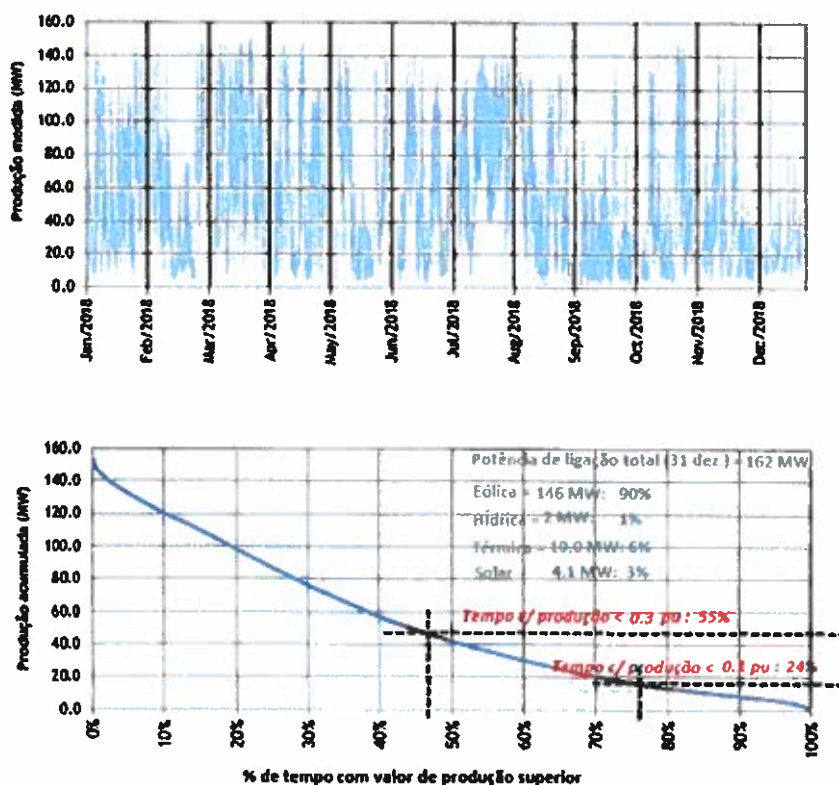
Subestação RNT de Chafariz

Comportamento da produção embebida na sua área de influência - Ano 2018



Subestação RNT de Portimão

Comportamento da produção embebida na sua área de influência - Ano 2018



6. LOCALIZAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO NA RNT

Do ponto de vista da operação da RNT, regista-se que o escoamento da produção das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, num total de 1154 MW de potência instalada, por questões de segurança de operação da RNT deverá ser assegurado através de duas ligações independentes a partir da subestação de Ribeira de Pena, por forma a evitar a perda súbita de um valor de potência tão elevado.

No que respeita à localização de novas centrais térmicas, do ponto de vista da estrutura e segurança da RNT, e na perspetiva da adequação da distribuição territorial do parque eletroprodutor, a região da Grande Lisboa/Península de Setúbal, a par da zona de Sines, quando se verifique a referida desclassificação, apresentam-se como zonas potencialmente favoráveis para a eventual construção de uma centro eletroprodutor destas características.

7. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE À PROCURA

Deste RMSA destacam-se duas sensibilidades à Procura em alternativa ao 'Cenário Central': em relação ao 'Cenário Continuidade' é considerado o 'Cenário Inferior'; em relação ao 'Cenário Ambição' é considerado o 'Cenário Superior'. 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. Todavia, deve salientar-se que,

dada a diferença pouco expressiva ao nível das taxas de crescimento que se verifica entre o 'Cenário Central' e o 'Cenário Superior' ou 'Cenário Inferior', os impactos diferenciais daí decorrentes sobre o desenvolvimento previsto da RNT não serão significativos.

Acresce ainda que, como referido no ponto 5, 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.

8. 'TESTE DE STRESS'

Esta hipótese assume que a 'Oferta' é constituída pelo sistema existente, deduzido da desclassificação da central de Sines em 2020 e das restantes grandes térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê inicie a construção até 31-12-2019.

Neste cenário, do ponto de vista do equilíbrio geração/consumo, e considerando a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões em 2021, o sistema entra em rotura em 2025. A partir desse horizonte, considerando os pressupostos referidos, a 'Oferta' não será suficiente para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento da 'Procura'. No que diz respeito à rede, partindo das condições que lhe estão subjacentes para dar resposta ao parque produtor previsto, que incluem a concretização conforme o previsto de alguns reforços de rede ainda não realizados¹⁰, até 2025 não serão necessários novos reforços de rede que se destinem unicamente à integração na rede de nova geração renovável prevista ser construída após 2019.

¹⁰ Eixos a 400 kV Falagueira- Estremoz - Divor - Pegões e Rio Maior - 'zona de Almargem do Bispo' - Fanhões, para além das linhas a 400 kV Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão e 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.

ANEXO V
Principais Resultados

RMISA Eléctrico 2019 (RMISA I-2019)

Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento
do SEN 2020-2040

Resultados

19 Julho

2019

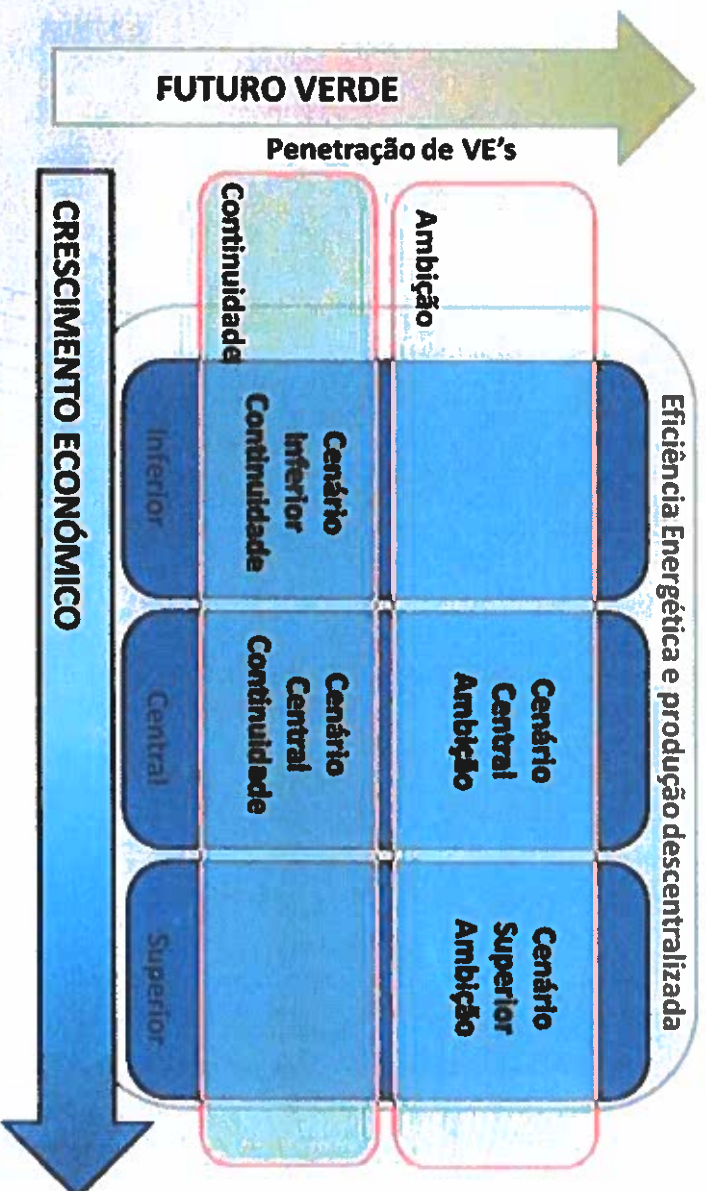
REN 

Índice

- 1. Procura**
- 2. Oferta**
- 3. Taxas de ISP e CO₂**
- 4. RNT – Interligações**
- 5. Trajetórias em Análise**
- 6. Segurança de Abastecimento**
- 7. Ambiente**
- 8. Competitividade**
- 9. Considerações finais**

1 Procura (1/6)

Combinação das diferentes dimensões na construção dos cenários de procura

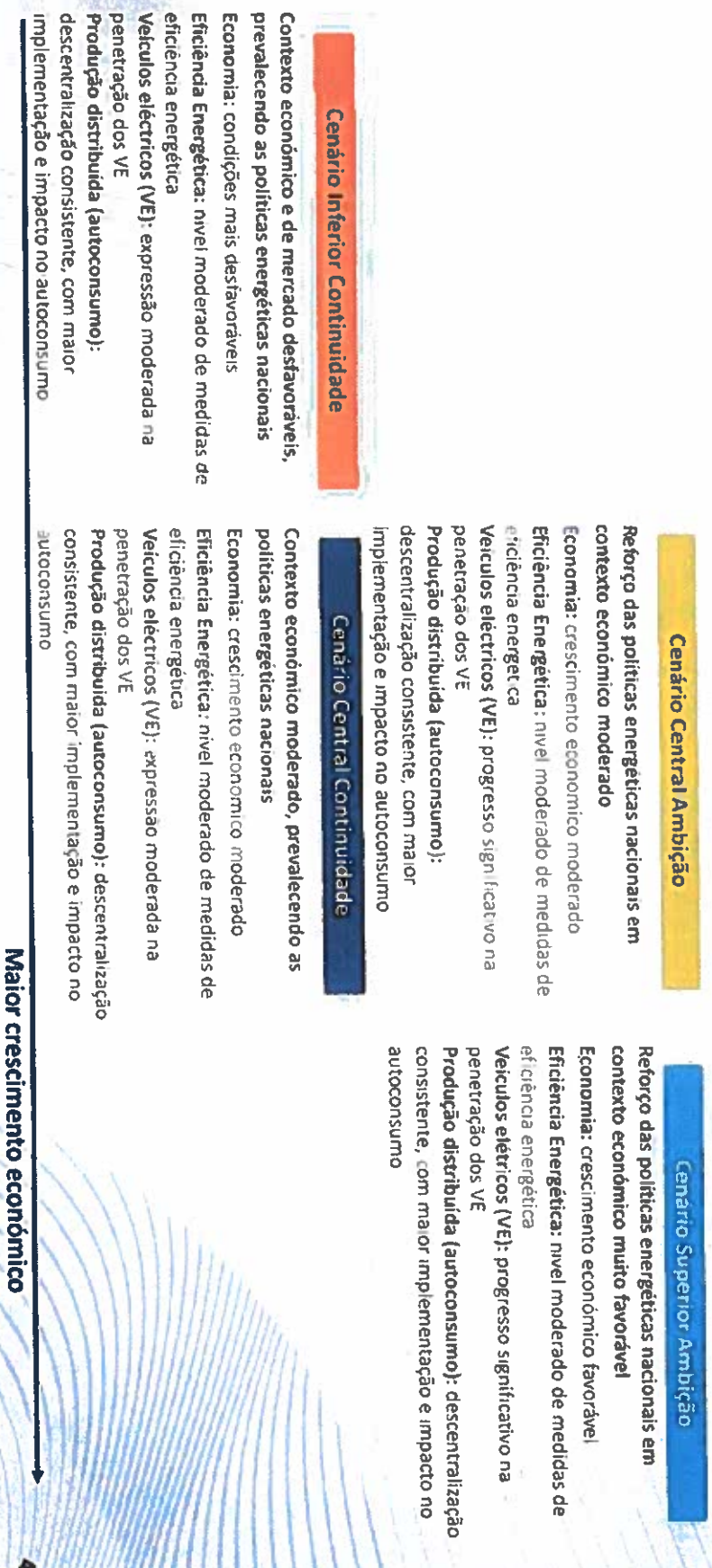


- O processo de construção dos cenários de procura combina dois eixos principais: o Futuro Verde e o Crescimento Económico
- No eixo Futuro Verde os cenários distinguem-se pela maior penetração de veículos elétricos
- No eixo crescimento económico são considerados diferentes cenários para a evolução da economia. Os valores foram elaborados tendo por base as previsões do FMI - Fundo Monetário Internacional e do Ministério das Finanças

Procura (2/6)

Caraterização dos cenários desenvolvidos

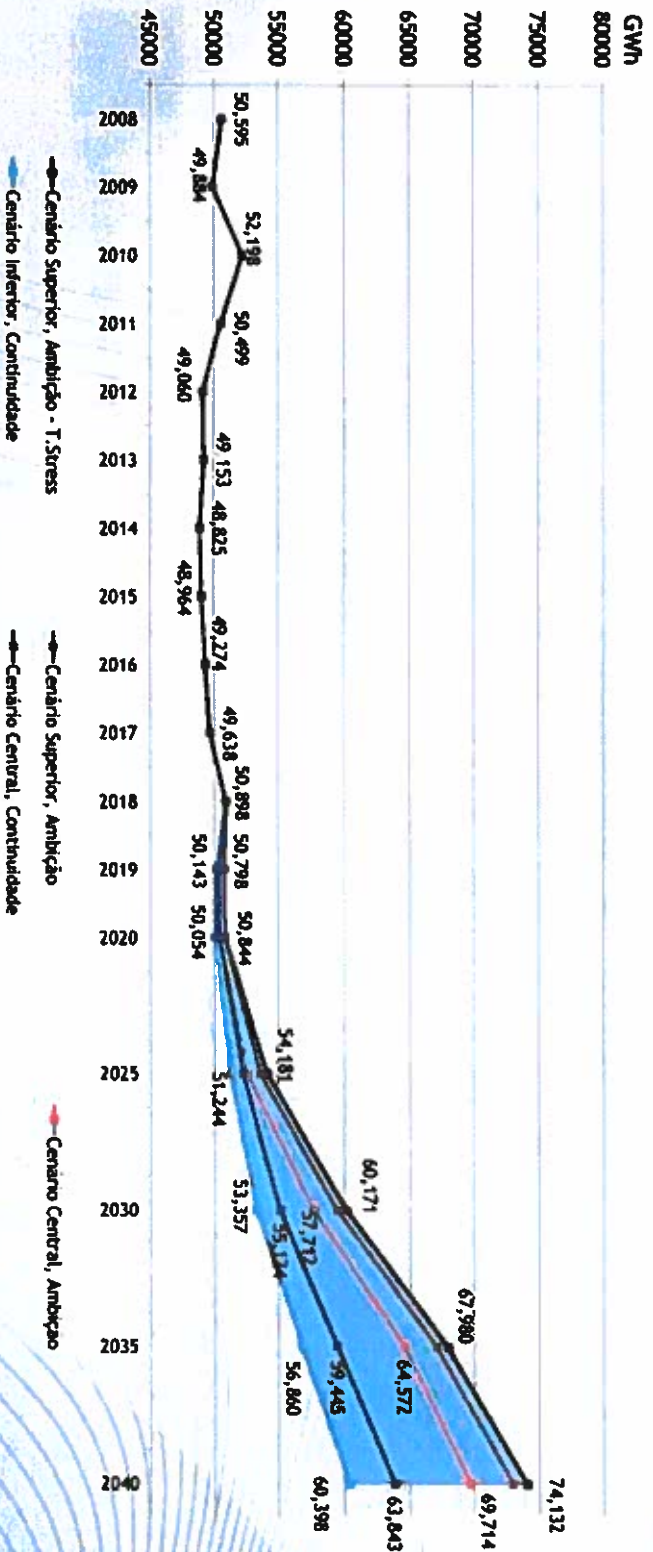
Futuro mais verde



Procura (3/6)

Evolução do consumo referido à produção líquida (*)

A penetração dos veículos elétricos constitui um importante driver de crescimento da procura e impacto no potencial crescimento da porta de consumo, derivado não só do crescimento do stock, como também, e fortemente dependente da estratégia de consumo adotada pelos consumidores.



Consumo referido à produção líquida (*) = Consumo final (*) - Autoconsumo + Perdas das redes de transporte e distribuição

(*) Utiliza-se o termo "referido à produção líquida" para definir a electricidade entregue nas redes procedente da produção em regime ordinário (PRO), em regime especial (PRE) e do saldo das trocas internacionais

(*) Consumo final corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de actividade no Continente (exceto bombardejo hidroelétrico)



Procura (4/6)

Perfil de carregamento de veículos elétricos

Ligeiros de passageiros e mercadorias

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado a estratégia "Direct Recharging"^(*)
- 90% dos veículos utilizam carregamento lento
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento monofásico
 - 50 % dos veículos utilizam carregamento trifásico
- Estratégia de carregamento: 20% assumem uma estratégia "Direct Recharging" e 80% uma estratégia "Valley Recharging"^(**)

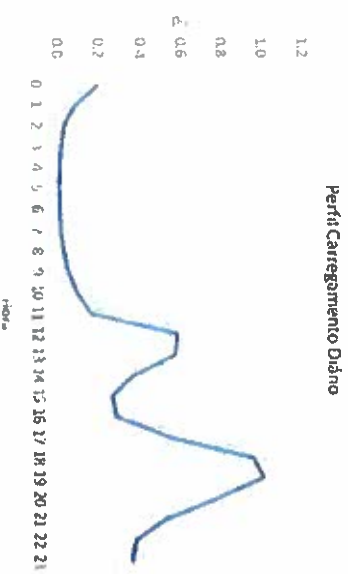
Pesados de passageiros

- 10 % dos veículos utilizam carregamento rápido associado a estratégia "Direct Recharging"
- 90 % dos veículos utilizam um carregamento lento trifásico associado a estratégia "Valley Recharging"

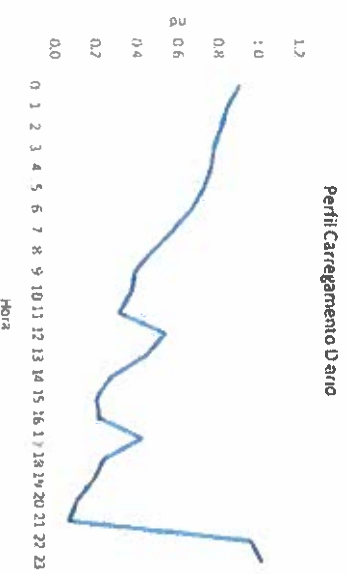
(*) Direct Recharging : estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário.

(**) Valley Recharging: estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazio

Estratégia de Carregamento Direct Recharging



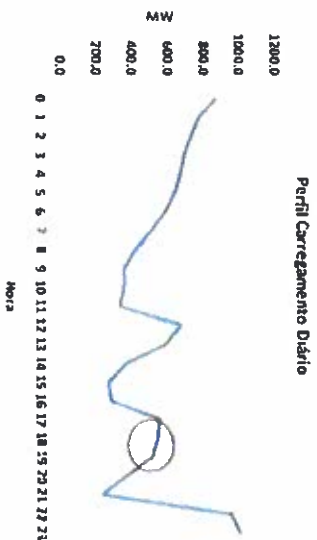
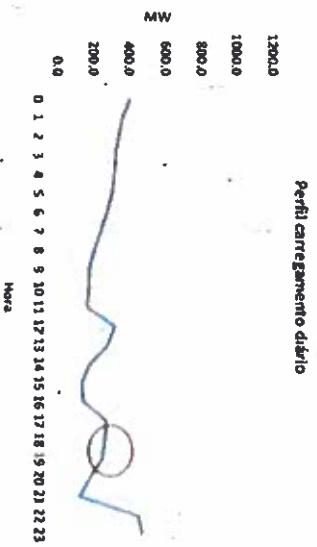
Estratégia de Carregamento Valley Recharging



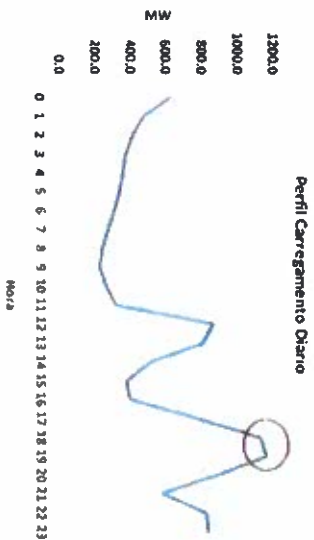
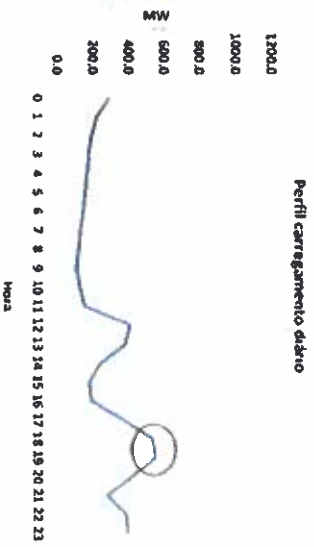
Procura (5/6)

Perfil de carregamento de veículos elétricos

2030 – Estratégia de carregamento 20% Direct | 80% Valley



Cenário Continuidade



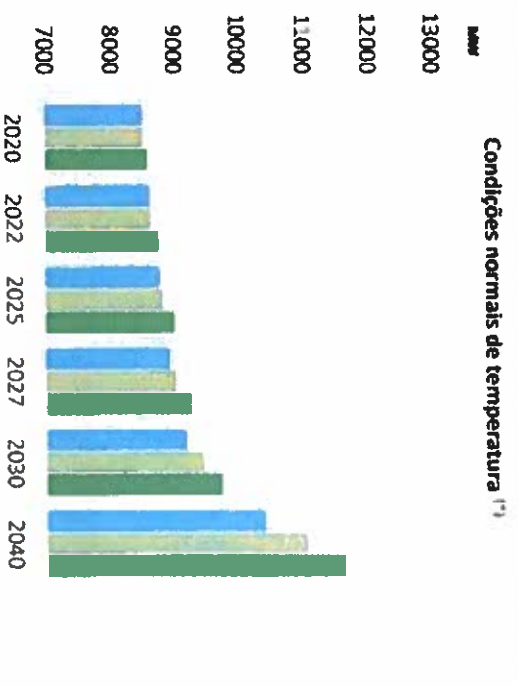
2030 – Estratégia de carregamento 60% Direct | 40% Valley

- Solicitação de potência no SEN para mobilidade elétrica depende fortemente da estratégia de carregamento. Por exemplo em 2030
- Com uma estratégia de carregamento 20% Direct Recharging | 80% Valley Recharging a carga dos VE cresce às horas de ponta do SEN cerca de 250 MW no cenário continuidade e cerca de 500 MW no cenário ambição.
- Com uma estratégia de carregamento 60% Direct Recharging | 40% Valley Recharging a carga dos VE cresce às horas de ponta do SEN cerca de 550 MW (+300 MW) no cenário continuidade e cerca de 1150 MW (+650 MW) no cenário ambição.

1 Procura (6/6)

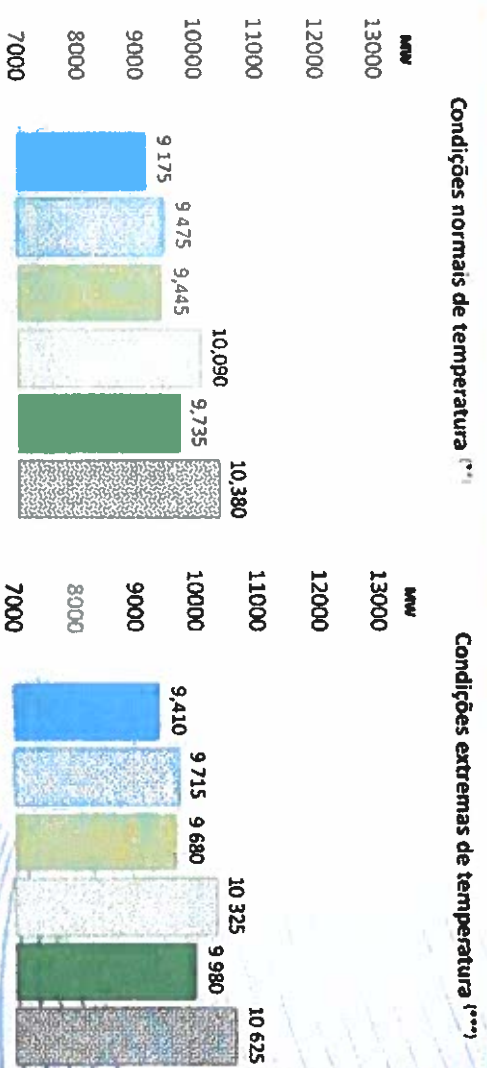
Evolução das pontas de consumo

2020 - 2040
Efeito da temperatura e com estratégia de carregamento de VE (*)



(*) VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging
 (**) Não foram considerados cenários derivados da evolução da temperatura devido às alterações dinâmicas, uma vez que não existem dados disponíveis.
 (***) Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

2030
Efeito da temperatura e da estratégia de carregamento de VE

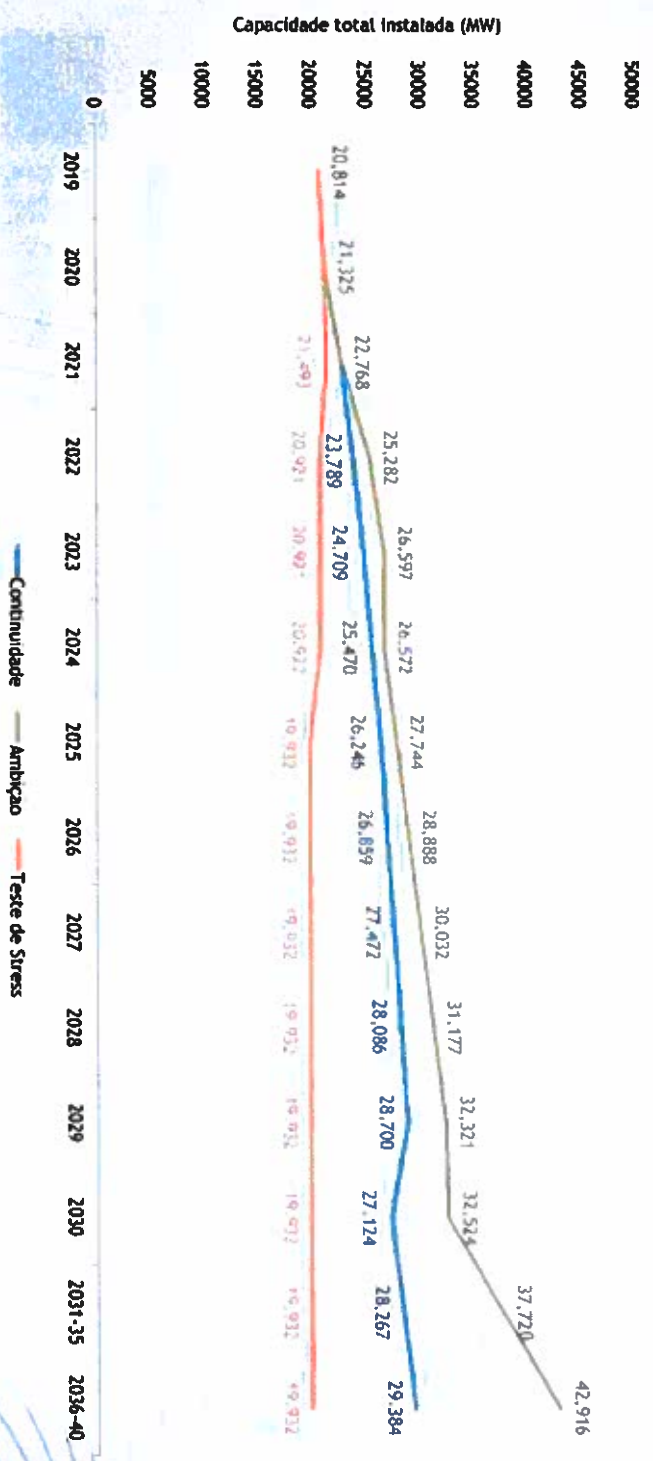


Nota:
 VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging
 VE 60-40: Carregamento dos VE ligeiros: 60% Direct Recharging e 40% Valley Recharging
 No Central Continuidade, estima-se um agravamento da ponta em 235 MW por efeito da temperatura (condições extremas).

Oferta (1/4)

Evolução do sistema electroprodutor: Capacidade total instalada

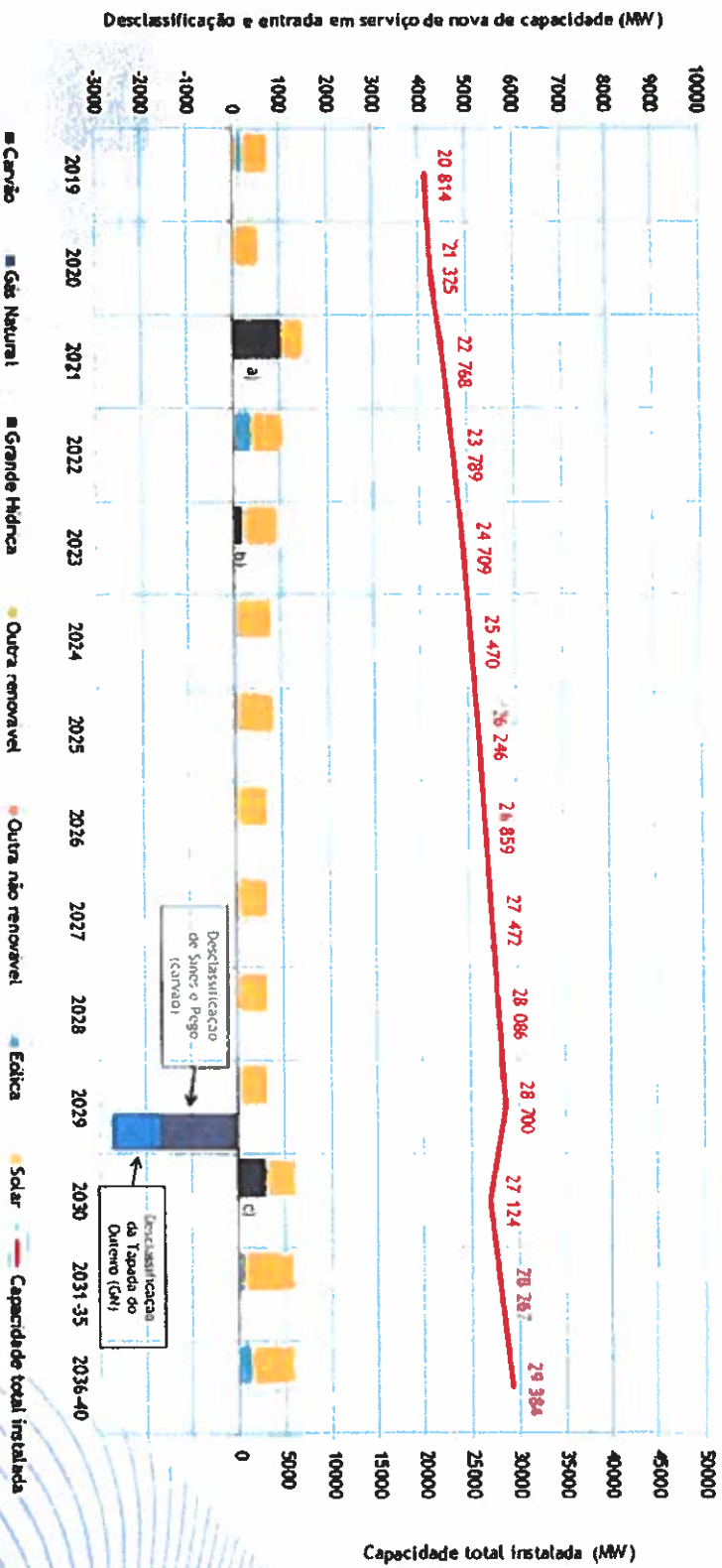
Forte incremento da capacidade total instalada no cenário ambição é conseguido maioritariamente por via da instalação de novas centrais de produção renovável solar e eólica (em linha com o PNEC 2030).



Oferta (2/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Continuidade

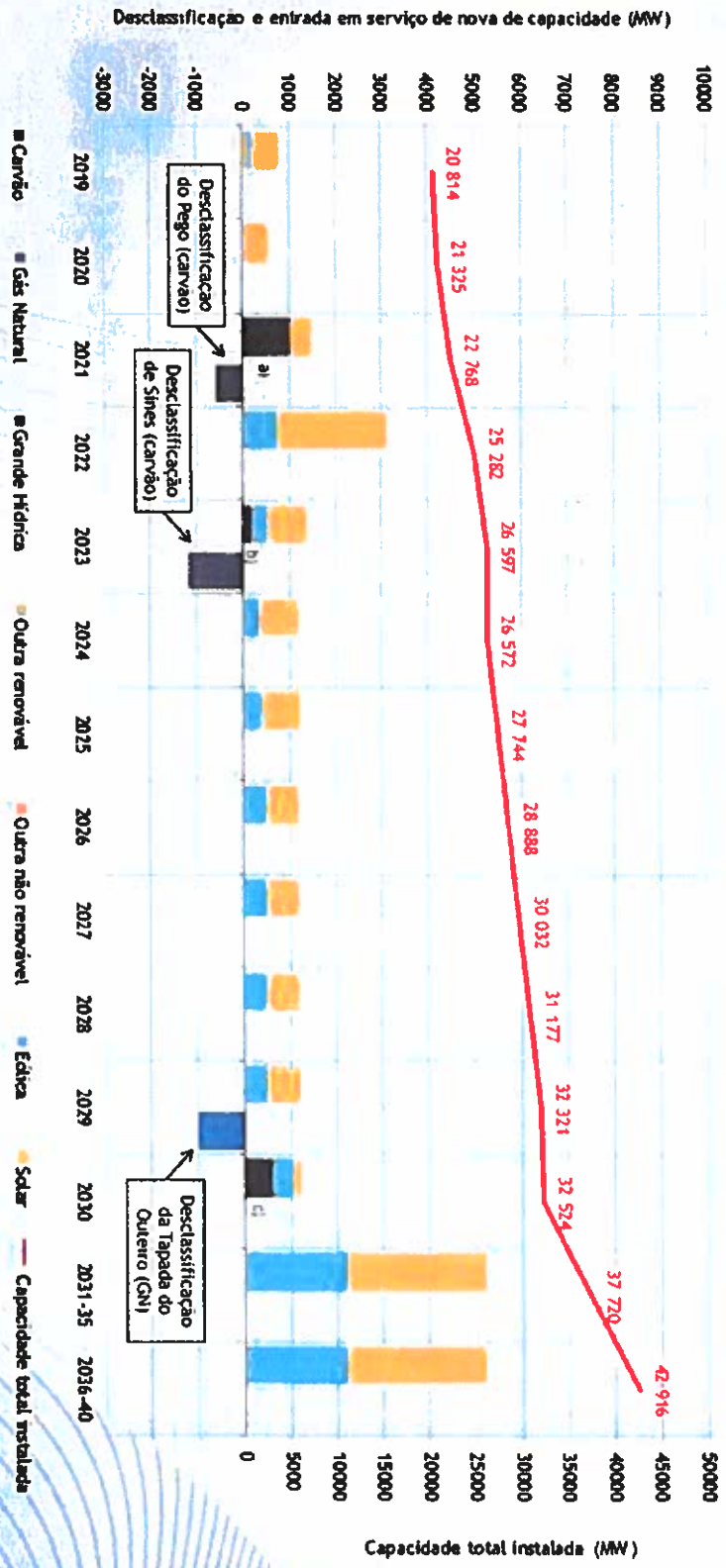


- Grande Hidra:
- a) Gouves e Dardes
 - b) Alto Tâmega
 - c) Carvão-Ribeira

Oferta (3/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Ambição



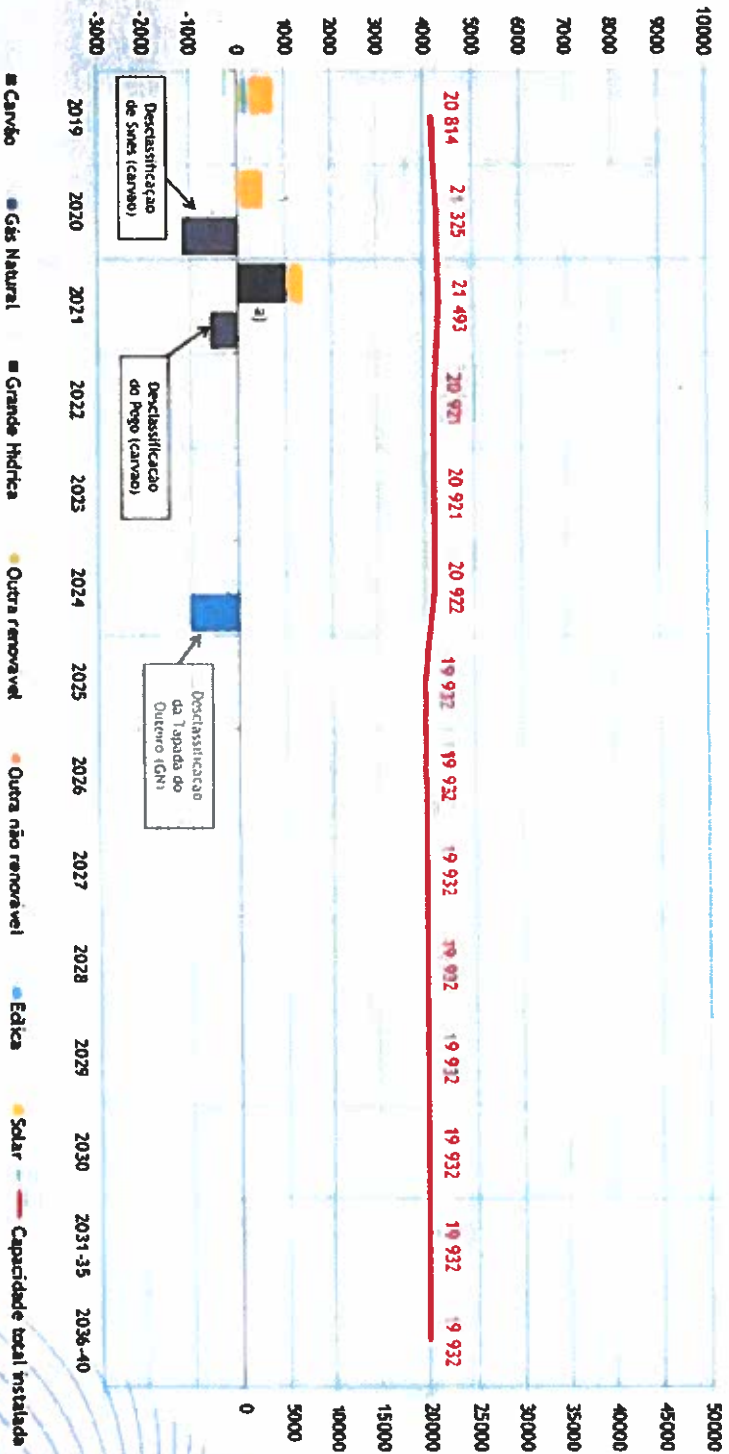
- Grande Hídrlica:
- a) Gouvães e Damiões
 - b) Alto Tanega
 - c) Carvão-Albetera

Oferta (4/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Teste de Stress

Desclassificação e entrada em serviço de nova de capacidade (MW)



Capacidade total instalada (MW)

Grande Hídrica:
a) Gouves e Barcelos

Taxas de ISP e CO₂

Tributação do carvão utilizado nas centrais termoeletricas

	ISP 2019 (€/ton)	Adicionamento Taxa CO ₂ 2019* (€/ton)	Incidência aplicável ao ISP e CO ₂	Incidência ISP (€/ton)	Incidência Taxa CO ₂ 2019 (€/ton)	Total (€/ton)
2019	4.26	28.86	25%	1.07	5.00**	6.07
2020	4.26	28.86	50%	2.13	10.00	12.13
2021	4.26	28.86	75%	3.20	15.00	18.20
2022	4.26	28.86	100%	4.26	20.00	24.26

*Portaria n.º 6 A/2019

** Orçamento de Estado 2019

De acordo com o Orçamento de Estado para 2019, a taxa de adicionamento que incide sobre o carvão na produção de eletricidade em 2019, está limitada a 5€/ton CO₂. Entre 2019 e 2022, os pressupostos consideraram a evolução desse limite desde 5 €/ton até 20 €/ton.

RNT – Rede Nacional de Transporte : Interligações

Evolução da capacidade comercial de interligação (NTC) ⁽¹⁾

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

	Portugal > Espanha [MW]	Espanha > Portugal [MW]
2020	2 600	2 000
2025	3 200	3 600
2030	3 200 - 3 500	3 600 - 4 200 ⁽²⁾
2040	4 000 ⁽³⁾	4 700 ⁽³⁾

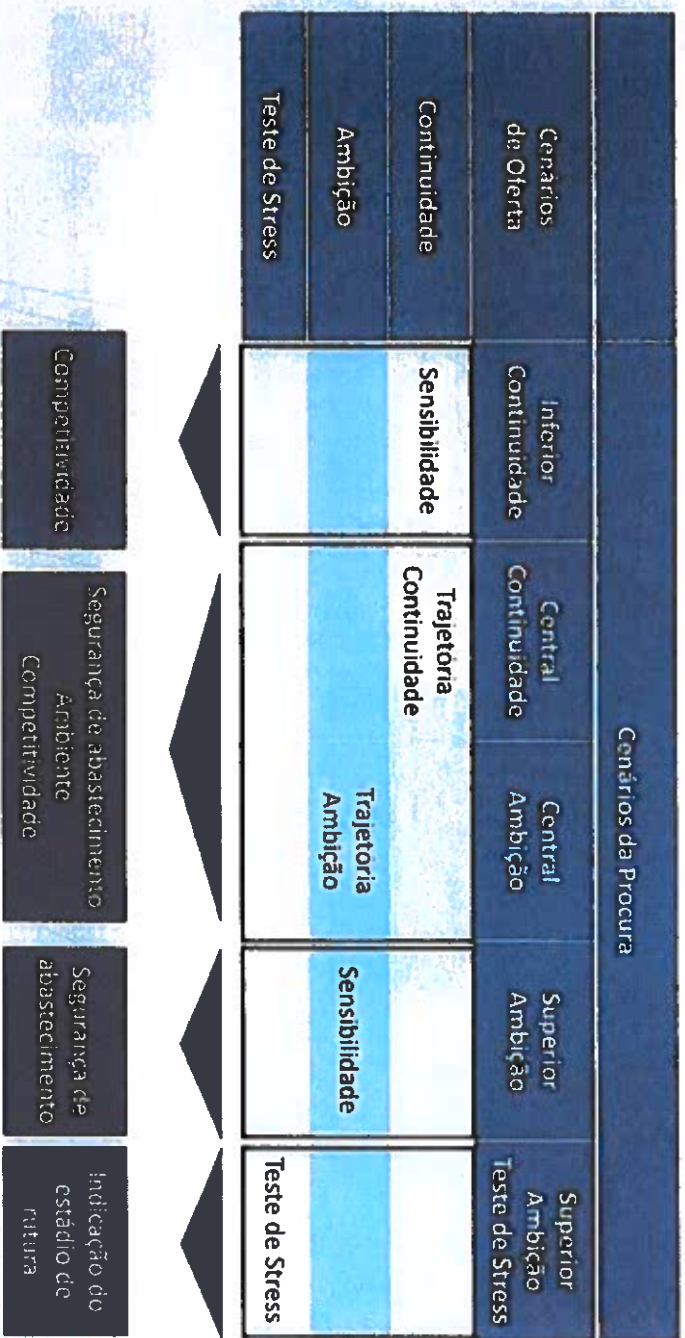
⁽¹⁾ NTC : Net Transfer Capacity

- (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, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Tendo em consideração as metas previstas no PNEC 2030 para a evolução do parque produtor até 2030, estima-se para esse horizonte um valor de 'interconnection ratio' numa gama entre 11% a 15%.
- (3) Correspondem a valores identificados como "Target Capacities" para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDFP2018. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir esses valores de capacidade.

5

Trajétórias em análise

Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas



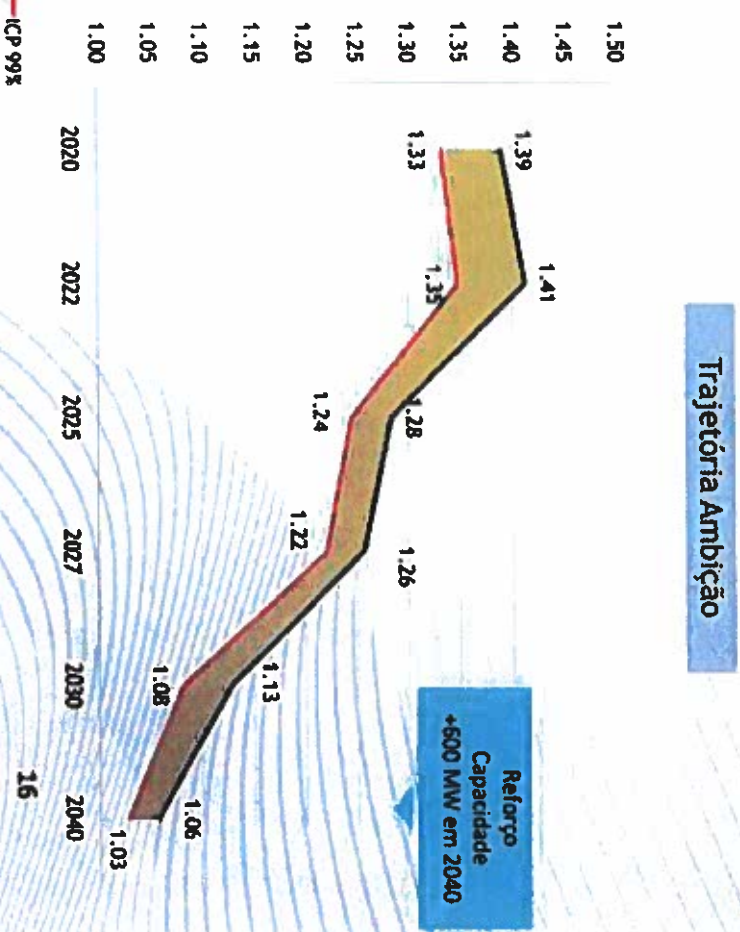
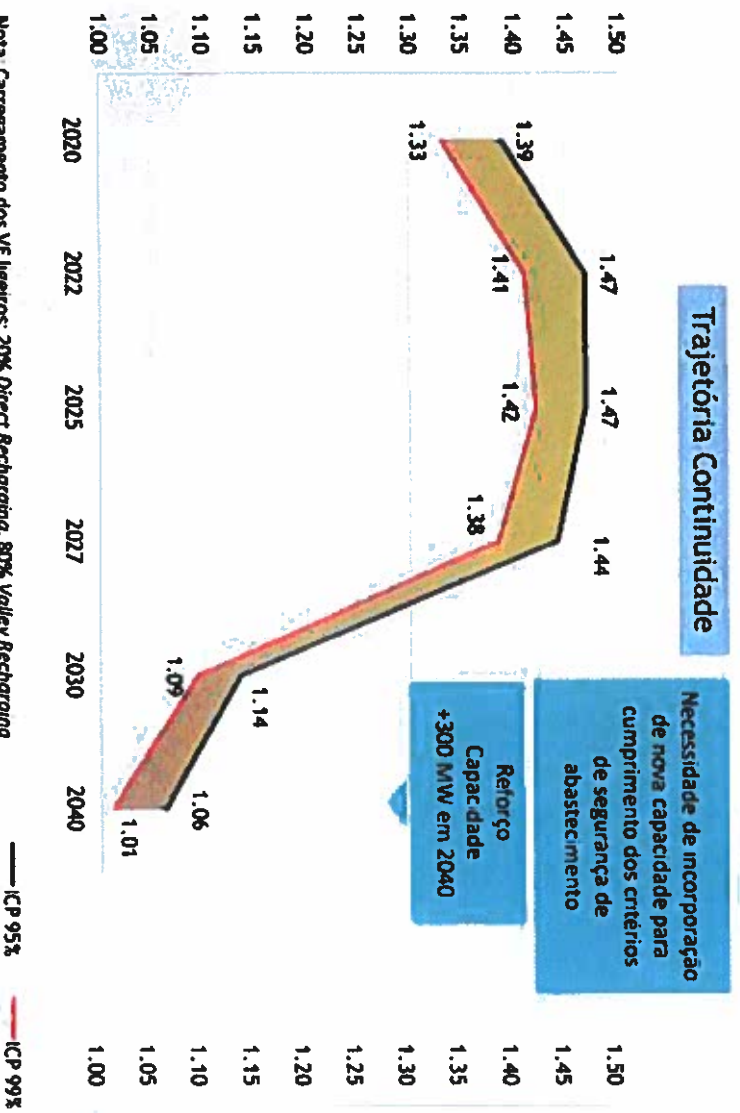
Segurança de Abastecimento (1/8)

Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

ICP - Quociente entre a potência total disponível e a ponta de consumo - menor dos valores mensais em cada ano

ICP 95% - probabilidade de excedência de 95%

ICP 99% - probabilidade de excedência de 99%



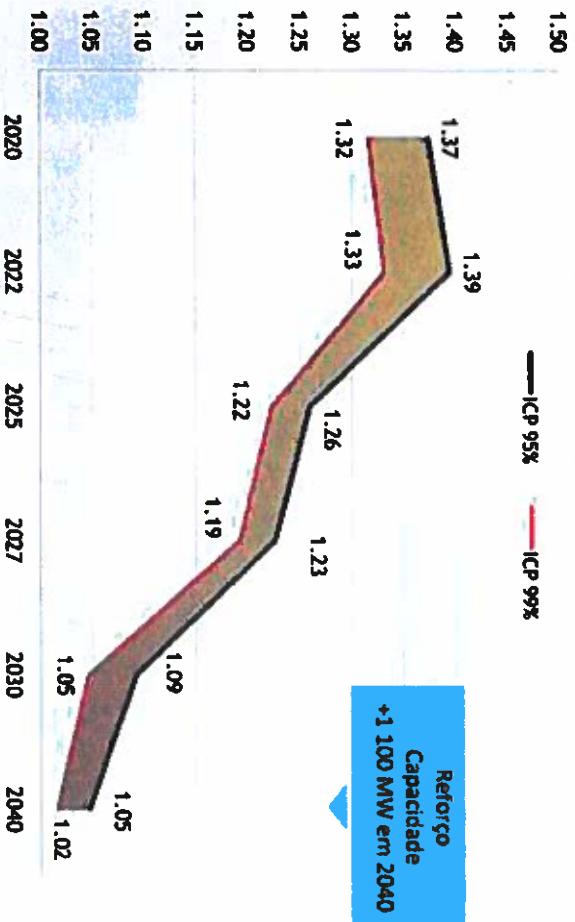
Nota: Carregamento das VE ligeiros: 20% Direct Recharging, 80% Valley Recharging

— ICP 95%
 — ICP 99%

Segurança de Abastecimento (2/8)

Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Trajectoria Ambição
Sensibilidade à Procura - Cenário Superior, Ambição



Nota: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging, 80% Valley Recharging

Para garantir um ICP superior a 1.0, para uma probabilidade de ocorrência de 99%, identificou-se a necessidade de nova potência adicional nas seguintes trajetórias:

- **Trajectoria Continuidade:** 300 MW em 2040
- **Trajectoria Ambição:** 600 MW em 2040
- **Sensibilidade superior à Procura - Cenário Superior Ambição:** Condição a procura superior desta análise, a evolução do ICP reduz-se entre 1.1 a 3pp face ao cenário Central Ambição. Em 2040, será necessário reforçar a capacidade de ponta em 1.100 MW (+500 MW face ao cenário Central Ambição) de forma a garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Notas:

Dada a incerteza e potencial impacto para o SEN, a evolução dos VE e respetivo carregamento, deverá ser monitorado e os dados serão refletidos nos futuros exercícios anuais de RISA para garantir que a transição prevista no PNEC 2030 tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

Os resultados apresentados consideram uma estratégia de carregamento de VE ligeiros de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*. Em 2030, no caso de carregamento dos VE ligeiros ser de 50% *Direct Recharging* e 40% *Valley Recharging*, estima-se um agravamento da ponta em cerca de 550 MW, situação que poderá originar a necessidade de reforçar o sistema com capacidade adicional.

6

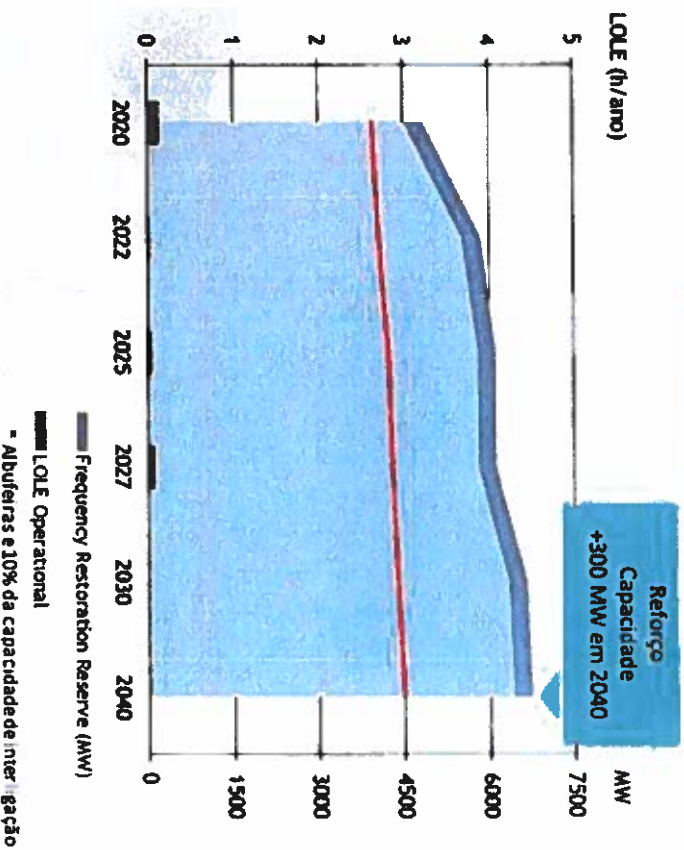
Segurança de Abastecimento (3/8)

Necessidades de Reserva Operacional

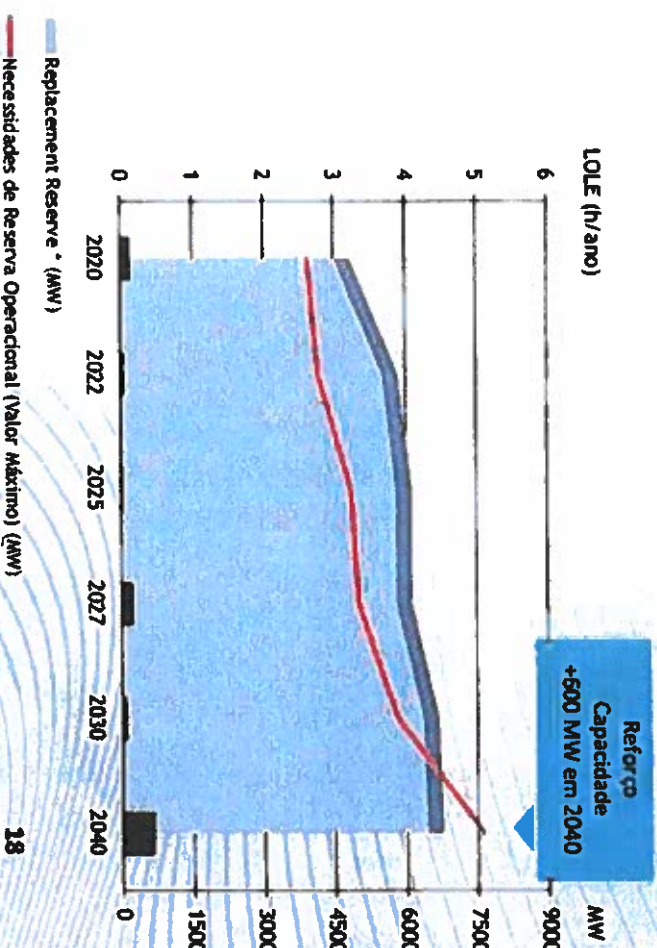
As Necessidades de Reserva Operacional são avaliadas pelos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre todos os períodos elementares.

LOLE – Loss of Load Expectation

Trajectoria Continuidade



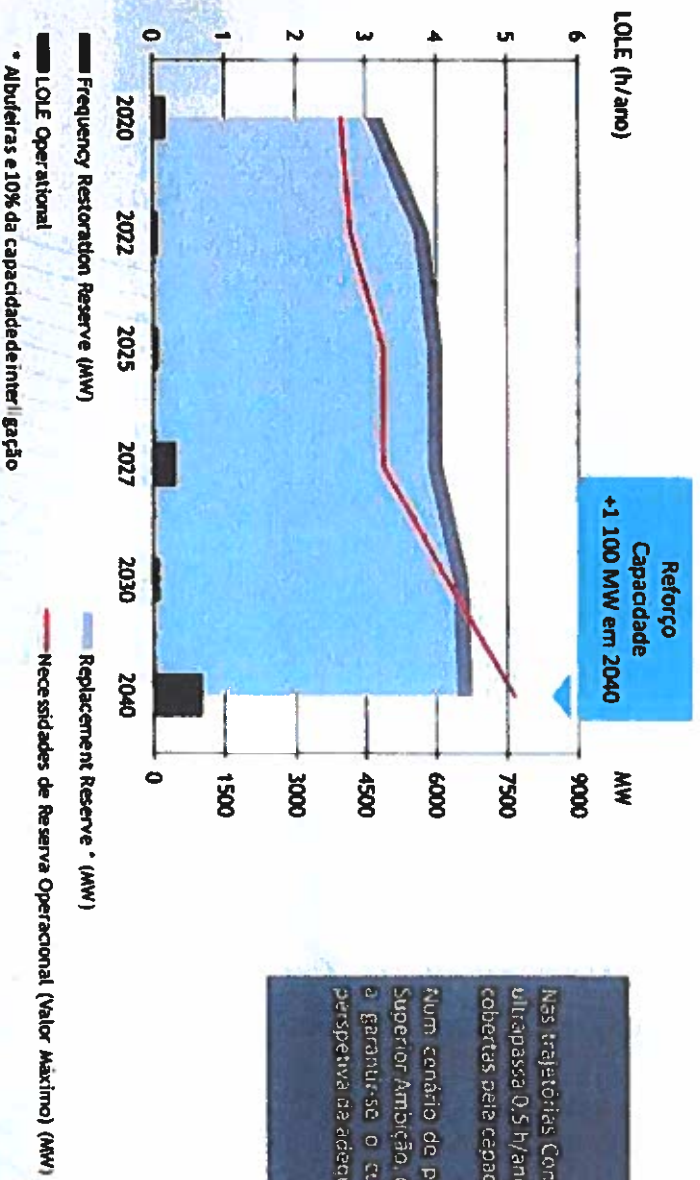
Trajectoria Ambição



Segurança de Abastecimento (4/8)

Necessidades de Reserva Operacional

Trajectoria Ambição
Sensibilidade à Procura - Cenário Superior, Ambição



Nas trajetórias Continuidade e Ambição, em todo o horizonte de estudo, o LOLE não ultrapassa 0,5 h/ano, constatando-se que as necessidades de reserva operacional estão cobertas pela capacidade flexível instalada no sistema.

Num cenário de procura mais exigente, Sensibilidade superior à Procura - Cenário Superior Ambição, o LOLE mantém-se em níveis inferiores a 5 h/ano, pelo que continua a garantir-se o cumprimento das condições de segurança de abastecimento na perspetiva de adequação de reserva operacional.

Segurança de Abastecimento (5/8)

Teste de Stress

Estado de Rutura - estado em que se deve verificar a adequação do atual sistema electroprodutor para o atendimento dos consumos

ICP - Quociente entre a potência total disponível e a porta de consumo - menor dos valores mensais em cada ano

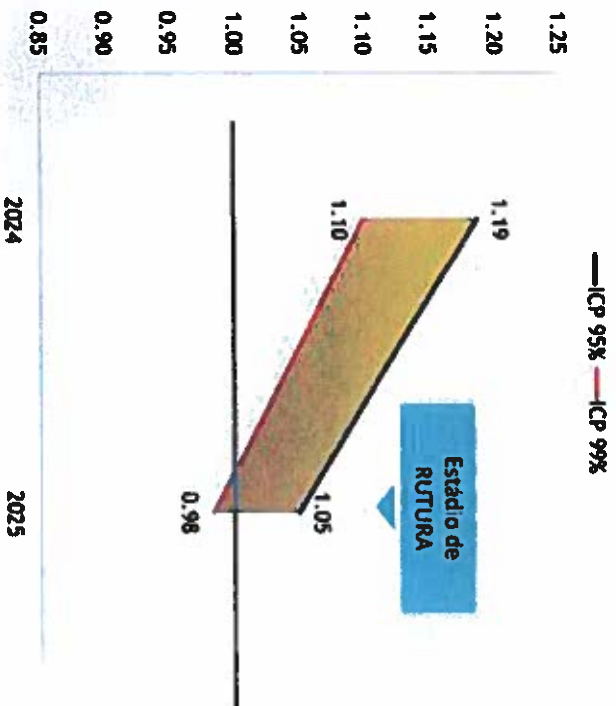
ICP 95% - probabilidade de excedência de 5%
 ICP 99% - probabilidade de excedência de 99%

Assume o cenário Superior Ambição – Teste Stress do ponto de vista da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAÉ), e a capacidade em construção ou que se prevê que inicie a construção até 31 de dezembro de 2019 (incluindo nomeadamente as centrais hidroeléctricas de Gouvães e Daivões em 2021).

Nestas condições (Teste de Stress), apesar de se estimar a rutura do atual continguação do sistema em 2025 (após a desclassificação da central da Tapada do Outeiro), é de salientar a importância da entrada em serviço das novas centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões, antes da desclassificação da central do Pego a carvão.

Nota: do ponto de vista da operação da RNT, a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões (~994 MW) deverá ocorrer através de duas ligações independentes de Ribeira de Pena à RNT, caso contrário será necessário incrementar a reserva operacional ou limitar a produção destas centrais para fazer face ao disparo de uma linha única.

A necessidade de ligação da subestação de Ribeira de Pena à RNT através de duas linhas independentes para evitar necessidades superiores de Reserva Operacional e extensível quer para o Teste de Stress, quer para os restantes trajetórias analisadas (Continuidade e Ambição).

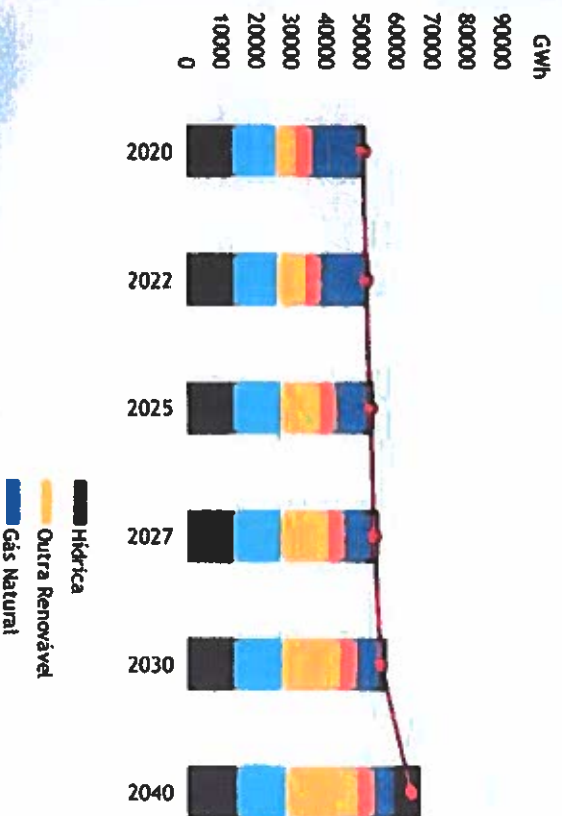


6 Segurança de Abastecimento (e/s)

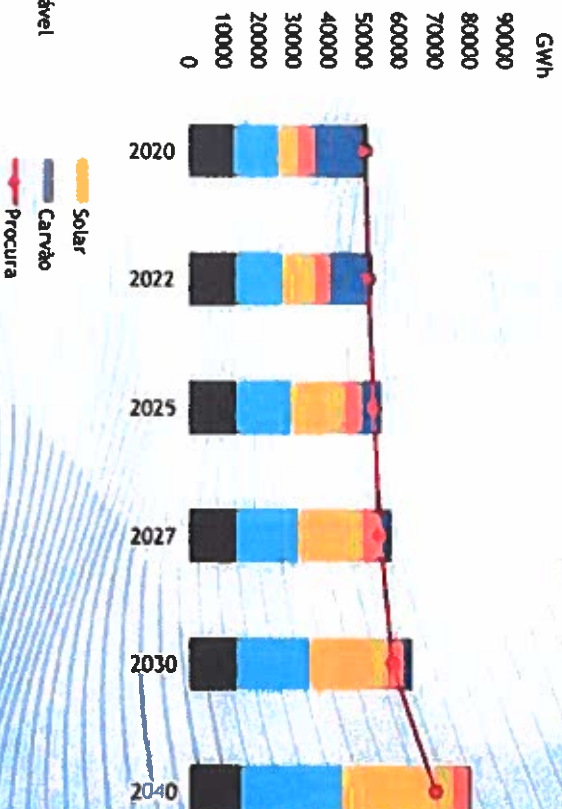
Estrutura da produção

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Continuidade



Trajectoria Ambição



Ao longo do período em análise, para a média dos regimes hidrológicos verifica-se o seguinte:

- Tendência de evolução para um mix de produção maioritariamente composto por FER, destacando-se, neste campo, a evolução da solar, particularmente na trajetória Ambição.
- As centrais a carvão, considerando os pressupostos assumidos, perdem competitividade no longo da todo o período em análise.
- Redução crescente do papel do Gás Natural na estrutura de produção, com o aumento da potência FER instalada, nomeadamente na trajetória Ambição.

Segurança de Abastecimento (7/8)

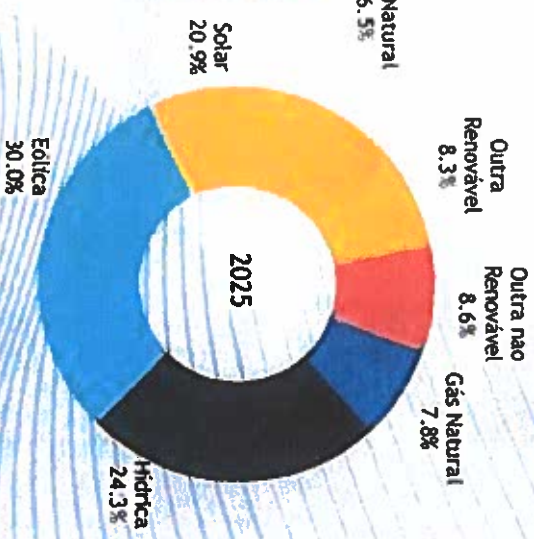
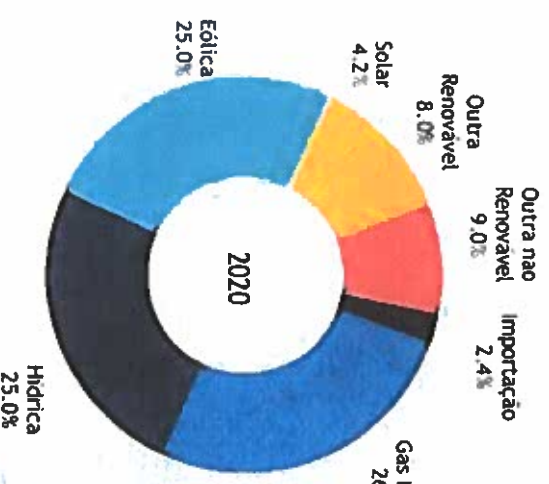
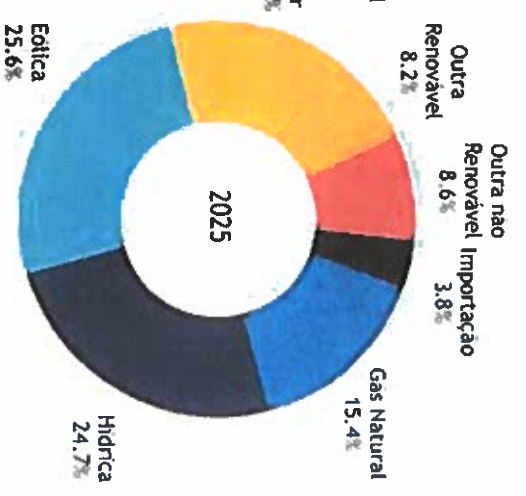
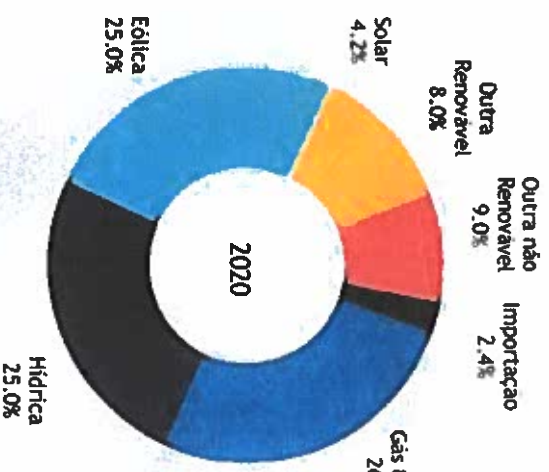
Estrutura do abastecimento

2020 e 2025

Trajetoira Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetoira Ambição



Nota: Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável

Segurança de Abastecimento (8/8)

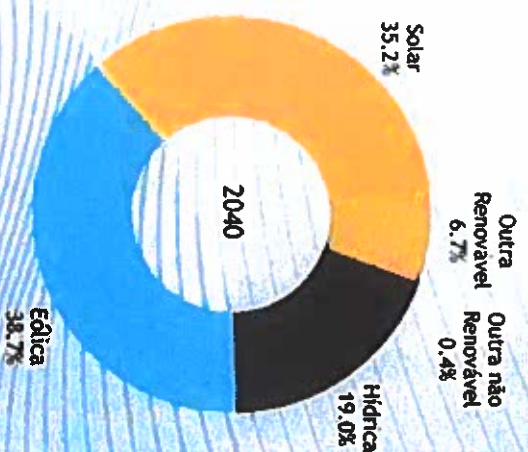
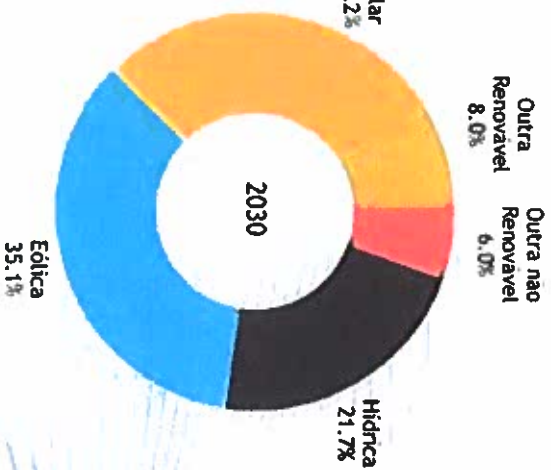
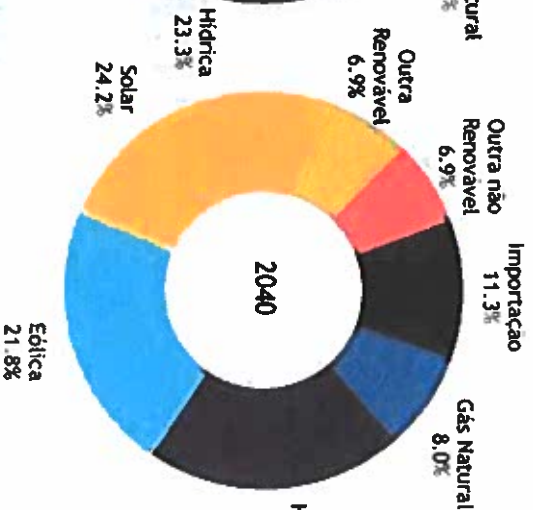
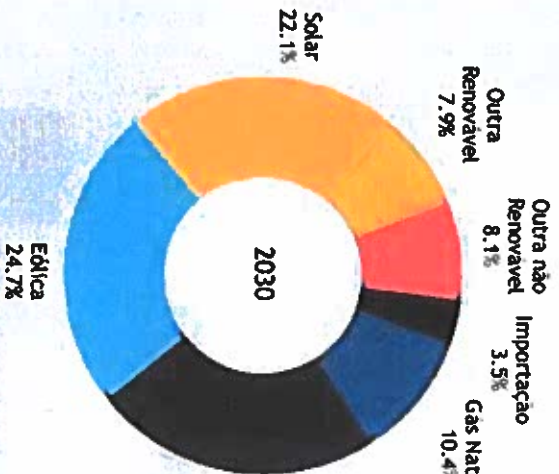
Estrutura do abastecimento

2030 e 2040

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



Nota: Estimativas de abastecimento do consumo do Contente dando prioridade à produção renovável

Ambiente (1/3)

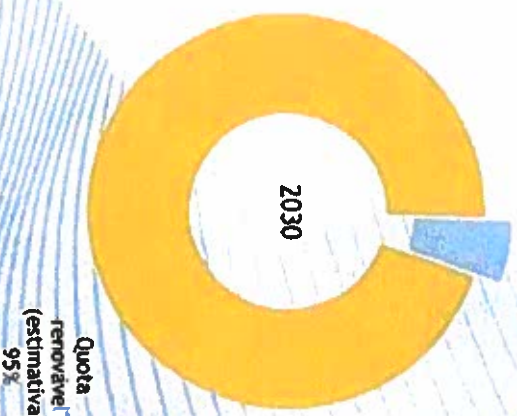
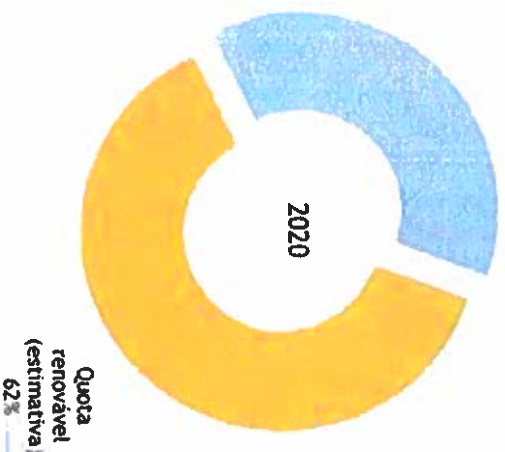
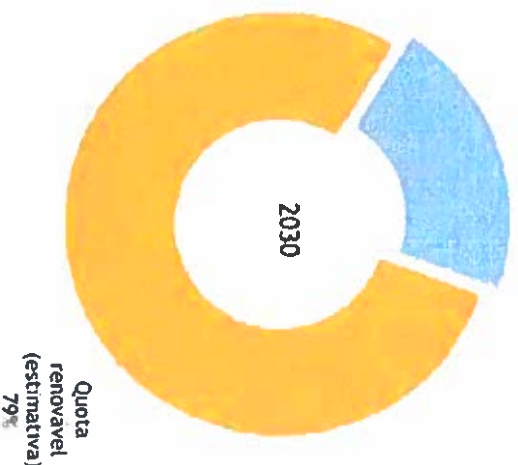
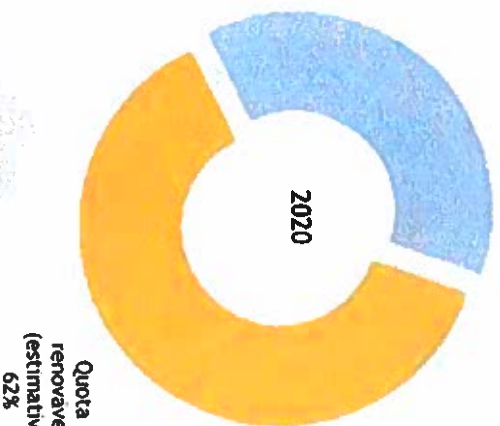
Quota de produção renovável

2020 e 2030

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

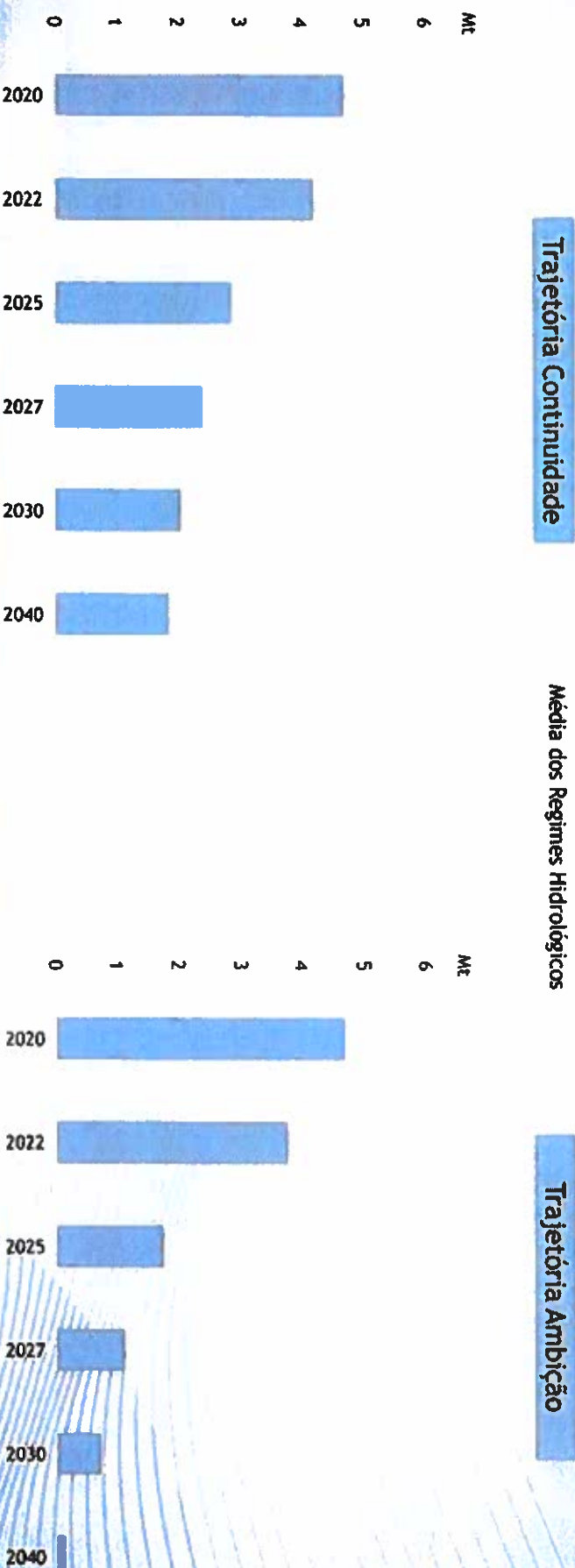
Trajectoria Ambição



- Em 2020 prevê-se que as FER abastecem cerca de 62% da totalidade dos consumos de electricidade, quer na Trajetória Continuidade, quer na Trajetória Ambição
- Em 2030 estima-se que FER abastecem entre 79% e 95% da totalidade dos consumos de electricidade na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente

Ambiente (2/3)

Emissões de CO₂ das centrais termoeletricas



Estimativas das emissões resultantes da produção da centrais termoeletricas em Regime Ordinário

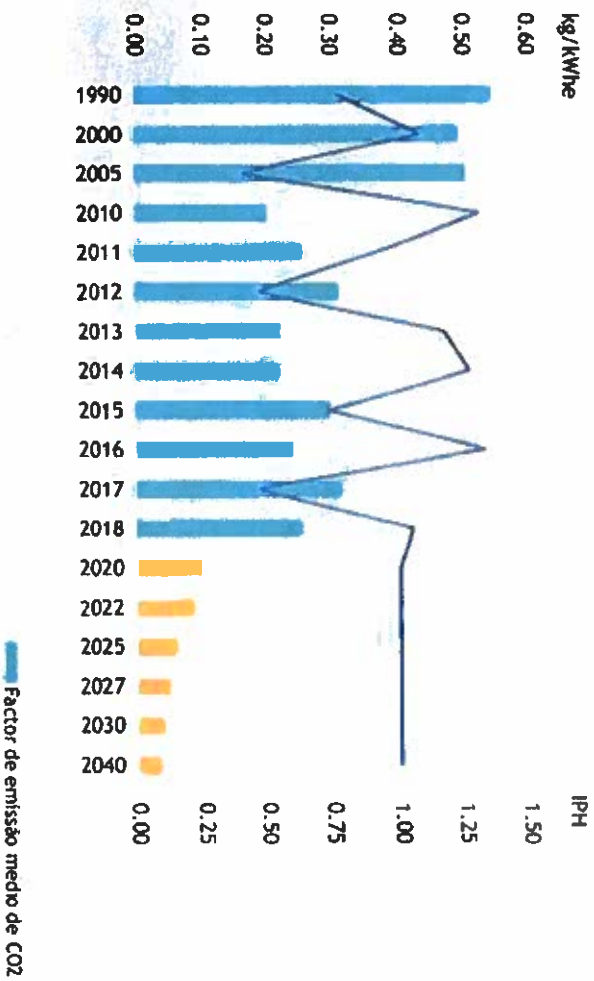
- As emissões totais anuais de CO₂ decorrentes da produção pelas centrais termoeletricas em regime ordinário sofram um decréscimo assinalável face a 2018 (14 Mt)
- Entre 2020 e 2030, as emissões evoluem de 4,7 Mt para 2 Mt ou 0,7 Mt, dependendo da trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente.
- Até 2040, as estimativas apontam para reduções ainda maiores, com totais de 1,5 Mt ou 0,1 Mt, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente

Ambiente (3/3)

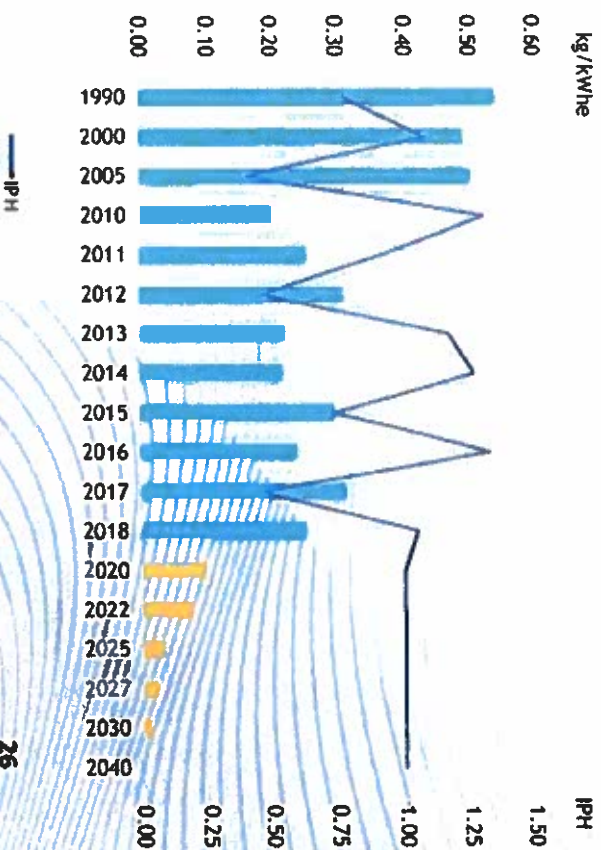
Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

IPH - Índice de Produtividade Hidroelétrica

Trajetoória Continuidade



Média dos Regimes Hidrológicos



Trajetoória Ambição



Competitividade (1/4)

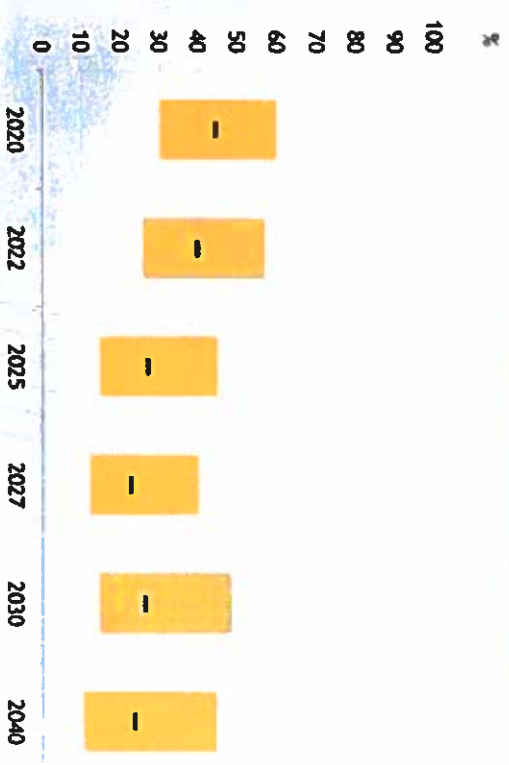
Taxa de utilização das centrais termoeletricas

A Taxa de utilização das centrais termoeletricas é o quociente entre a energia entregue à rede e a energia produzida (na disponibilidade).

Regime Seco - média dos resultados obtidos para as condições hidrologicas de 1992, 2005 e 2012

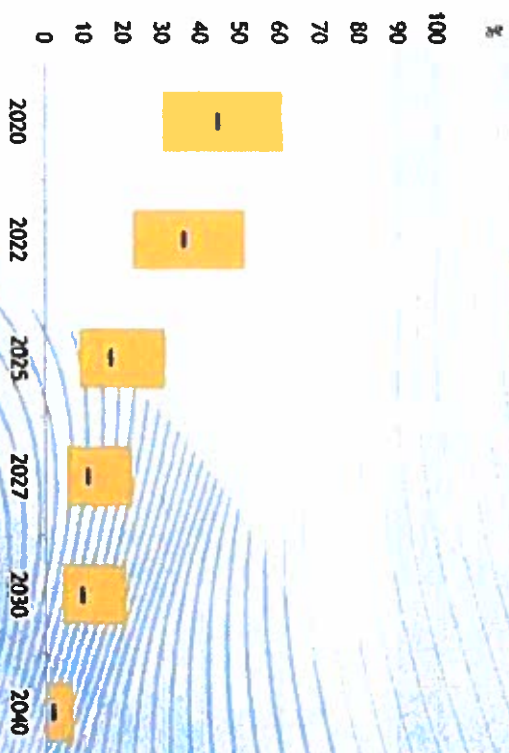
Regime Húmido - média dos resultados obtidos para as condições hidrologicas de 1978, 1979 e 2001

Trajectoria Continuidade



Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural

Trajectoria Ambição

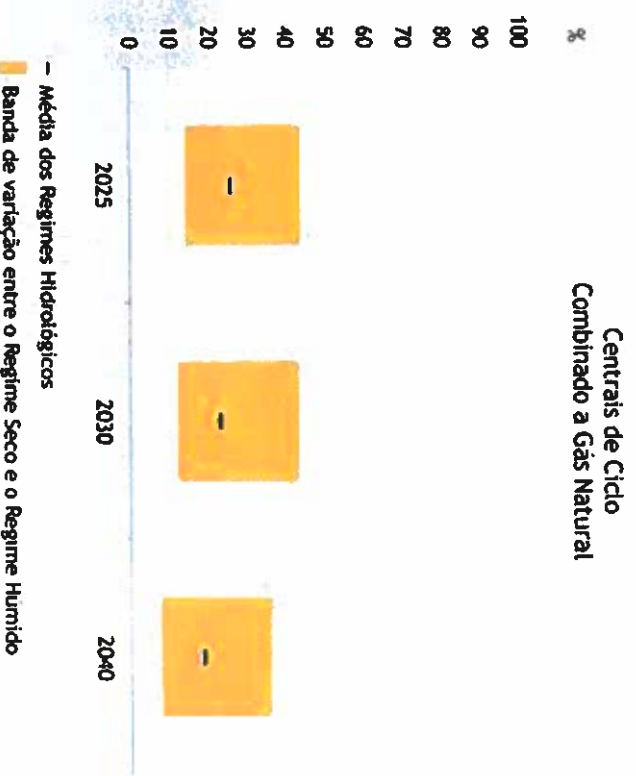


— Média dos Regimes Hidrologicos
 ■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

Competitividade (2/4)

Taxa de utilização das centrais termoeletricas

Trajectoria Continuidade
Sensibilidade à Procura - Cenário
Inferior, Continuidade



Preve-se para as trajetórias Continuidade e Ambição uma diminuição gradual do papel do Gas Natural, face ao crescimento da potência renovável instalada.

Em 2030, a utilização das CCGT - *Combined Cycle Gas Turbine*, na média dos regimes hidrológicos, corresponde a 27% na trajetória Continuidade e 9% na trajetória Ambição. Para regimes secos, a sua utilização aumenta para fazer face à menor disponibilidade da produção hidroelétrica.

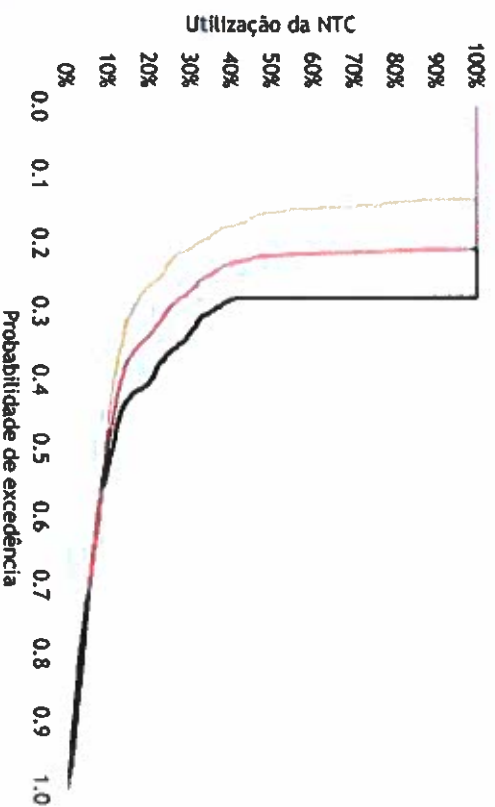
No caso da Sensibilidade à procura Inferior Continuidade, em 2030, a utilização das CCGT na média dos regimes hidrológicos, reduz-se para 23% na trajetória Continuidade (I-4pp face ao cenário de procura Central Continuidade).

Competitividade (3/4)

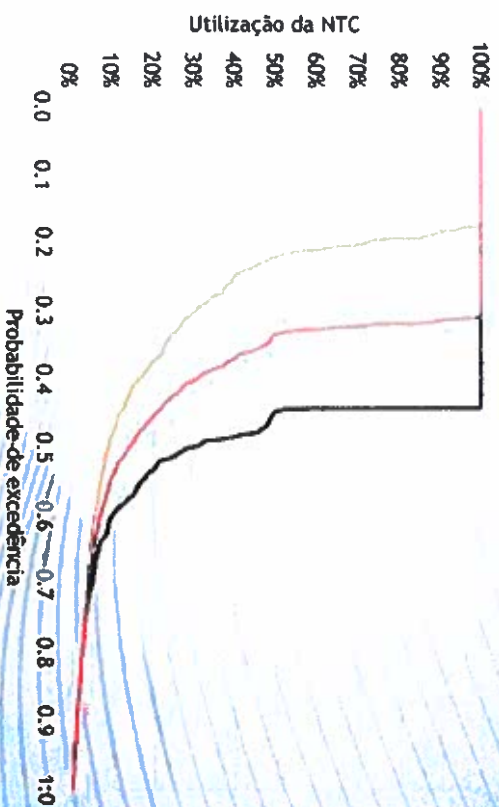
Taxa de utilização da NTC

Trajectoria Continuidade

2030



Trajectoria Ambição



NTC: Net Transfer Capacity

Verão Inverno Total

Em 2030, estima-se que a NTC de 3200 MW (assumindo o valor mínimo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização plena entre 21% e 31% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha. No período da Verão, os valores estão compreendidos entre 28% e 44% e no período de Inverno não ultrapassam os 20%.

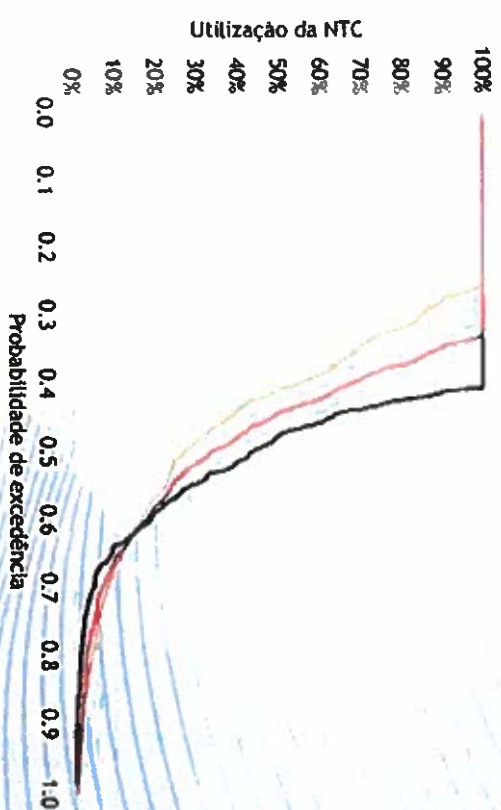
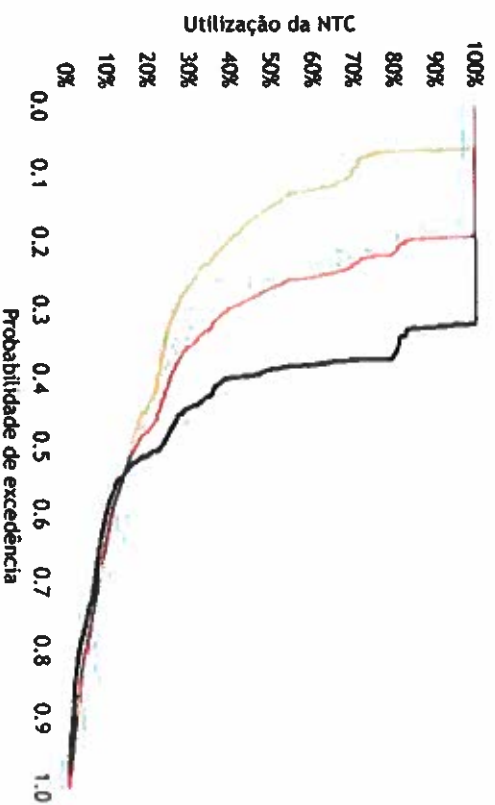
Competitividade (4/4)

Taxa de utilização da NTC

Trajectoria Continuidade

2040

Trajectoria Ambição



NTC : Net Transfer Capacity

Em 2040, estima-se que a NTC de 4000 MW (assumindo o valor mínimo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização plena entre 19% e 33% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente. No período de Verão estes valores estão compreendidos entre 32% e 40%, e no período de Inverno, atingem 26% na trajetória Ambição.

Considerações finais

- Em 2030, não obstante se tenha já assumido a desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines e Pego, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro, as configurações do SEN nas trajetórias Continuidade e Ambição resultam em valores do ICP superiores 1,08 (para probabilidade de excedência de 99%) e do LOLE que não excede 0,06 h/ano.
- Em 2040 verifica-se, quer para a trajetória Continuidade, quer para a trajetória Ambição, a necessidade de reforçar o SEN com capacidade de oferta adicional, no sentido de garantir os critérios de segurança de abastecimento.
- O perfil de carregamento dos VE apresenta um impacto significativo na ponta de consumos da trajetória Ambição, sendo que uma estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* por parte dos VE ligeiros possa conduzir, em 2030, a necessidade de reforços adicionais do sistema com capacidade de oferta adicional.
- No âmbito dos estudos realizados para o Teste de Stress, que considera a capacidade em construção ou que se prevê que inicie a construção até 31 de dezembro de 2019 (assumindo nomeadamente a entrada em serviço das novas centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões prevista para 2021, ou seja, antes da desclassificação da central do Pego a carvão no final de 2021) verifica-se que a rutura do sistema ocorre em 2025 (após a desclassificação da central da Tapada do Outeiro).
- Os resultados obtidos conduzem, em 2020, a uma quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, de ~~aproximadamente 62%~~ do consumo bruto de eletricidade para ambas as trajetórias analisadas. Para 2030, essa estimativa é de cerca e 79% e 95% na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente.
- Em 2030, ao nível das emissões de CO₂, estima-se que estas sejam inferiores a 2 Mt em qualquer dos casos (emissões resultantes das grandes centrais termoelétricas). Em 2040, os resultados apontam para estimativas de redução ainda maiores, com totais de 1,8 Mt ou 0,1 Mt na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente.

9 Considerações finais

- A elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, inferior a 30% na trajetória Continuidade e inferior a 10% no caso da trajetória Ambição.
- A capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) prevista em 2030 configura a ocorrência de congestionamentos entre 21% e 31% do tempo, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Em 2040, estes valores ascendem a 19% e 33%, respetivamente.
- Do ponto de vista da operação da RNT, a entrada em serviço das centrais hidrelétricas de Gouvães, Daiões e Alto Tâmega deverá ocorrer através de duas ligações independentes de Ribeira de Pena à RNT, caso contrário será necessário incrementar substancialmente a reserva operacional do SEN ou limitar a produção destas centrais, para garantir o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e no Regulamento da Rede de Transporte.
- Num cenário de desclassificação das três centrais térmicas (Pego a carvão, Sines e T. Outeiro a Gás Natural), conforme previsto nos pressupostos do RMSA-E 2019, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros produtores baseados em fontes de energia renovável, dispersos ao longo do território, impõe-se continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar a qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede. Encontram-se previstos estudos de rede adicionais por parte da REN para garantir este objetivo, os quais incorporam a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030.
- Com o expectável crescimento da geração solar e eólica em Portugal e na Europa, a reserva operacional que hoje é proporcionada pela geração síncrona convencional (controlo de frequência, controlo de tensão ou inercial) poderá no futuro ser muito menor. Esta situação contribui para que a estabilidade dinâmica do sistema venha a tornar-se cada vez mais crítica, nomeadamente ao nível das atividades de planeamento e operação das redes, encontrando-se a REN a acompanhar este fenómeno.

