

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2021-2040 (RMSA-E 2020)

Portugal, outubro de 2020

(página em branco)

Índice

Sumário Executivo	4
1. Enquadramento	12
1.1. Enquadramento legislativo	12
1.2. Âmbito do RMSA-E	12
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional	14
2.1. Procura	14
2.2. Oferta	16
2.3. Análise Oferta vs. Procura	18
3. Pressupostos e Análises	21
3.1. Pressupostos gerais	21
3.2. Perspetivas analisadas	26
3.2.1. Trajetória Continuidade	27
3.2.2. Trajetória Ambição	30
3.2.3. Trajetória Ambição: Análise de Sensibilidade à Procura Superior	34
3.2.4. Teste de Stress	35
3.3. Ambiente e competitividade	38
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020 e 2030	39
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações	42
5.1. Desenvolvimento da RNT	42
5.2. Interligações transfronteiriças	44
5.2.1. Situação atual	44
5.2.2. Futuros desenvolvimentos	46
6. Qualidade de Serviço	48
6.1. Continuidade de serviço	49
6.2. Qualidade da energia elétrica	50
7. Considerações Finais	51
Anexos	56
Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2020	
Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2021-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2020	

(página em branco)

Sumário Executivo

Compete à Direcção Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), constituindo este documento o "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2021-2040" (RMSA-E 2020), no qual foi tida em conta a análise sobre a evolução do SEN no médio e longo prazo que consta no documento "Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN - Período 2021-2040, Contributos REN para o RMSA-E 2020", 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 perspectiva 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, na sua actual redacção (que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho):

- (i) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos;
- (ii) As perspectivas de segurança do fornecimento de electricidade, 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) foram consideradas as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento, à promoção de fontes de energia renovável e a medidas de eficiência energética, consubstanciadas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para 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 SEN.

Importa destacar que o presente relatório é o primeiro RMSA elaborado após a submissão do PNEC à Comissão Europeia (em dezembro de 2019) e ainda após a publicação do respetivo ato legislativo que aprovou e publicou este mesmo plano (Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho). De referir que apesar de ter sido, entretanto, publicada a Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova e publica a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, este vetor energético não é ainda considerado de forma explícita nos pressupostos e resultados do presente relatório.

SE1 - No que respeita à evolução da oferta do Sistema Eléctrico 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 da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021;

- (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no PNEC sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020;
- (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, de acordo com as perspetivas de exploração das centrais e com as datas de término dos contratos de aquisição de energia, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020

No que respeita às Grandes Hídricas, considerou-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações das centrais de Gouvães e Daivões à Rede Nacional de Transporte (RNT), considera-se, para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral desses centros electroprodutores para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso)¹.

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 31 de dezembro 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 31 de dezembro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC;
- (iii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, a 31 de dezembro 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 2020.

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

Para a evolução da capacidade a instalar no período 2021-2030, para além das entradas em exploração nas datas previstas nos processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, patamares intermédios de 18%, 43% e 65% em 2022, 2025 e 2027, respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

5E2 - 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 as previstas no 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

¹ A entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RNSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se pode explorar linha de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que "afeta" não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas da RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Ribeira de Pena – Vieira do Minho a e Ribeira de Pena – Feira, ambas a 400 kV). Por princípio, uma linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

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/UE, para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução do consumo de eletricidade de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in* e do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo e UPP – Unidades de Pequena Produção)². 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, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e progressão mais lenta da descentralização da produção);
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, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e progressão mais lenta da descentralização da produção);
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, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
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, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
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 2020, 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 com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV.

À semelhança do que é considerado para a evolução do SEN, também para a evolução do número de veículos BEV e PHEV o Cenário Ambição corresponde às perspetivas definidas no PNEC, que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050). A evolução das vendas de veículos BEV e PHEV no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. De acordo com as projeções consideradas no PNEC, o cenário Ambição assume um crescimento bastante pronunciado das vendas de veículos ligeiros de passageiros PHEV até 2025, ano a partir do qual se começa a registar uma retração. Quanto aos BEV, é assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas. O cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário

² Passa embora a relevância que se perspetiva para o papel do hidrogénio no processo de descarbonização da economia, este vetor não foi ainda considerado no âmbito do HNSA-E 2020. Em exercícios futuros, a visando uma perspetiva de *smart sector integration*, os pressupostos decorrentes da introdução do hidrogénio serão considerados para efeitos de consumo de energia elétrica e incorporados ao nível de monitorização da segurança do abastecimento do SEN.

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

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. **Trajetoária Continuidade** - assumindo o cenário Central Continuidade da procura e o Cenário Continuidade da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foi também efetuada para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Continuidade,
2. **Trajetoária Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. 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 a carvão de Sines até final de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro até final de 2021 e de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2020.

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

1. A evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida³ projetada para o período 2021-2040 aponta para taxas médias de crescimento anual de 1,9% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,8% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no Cenário Central Ambição, 1,3% no Cenário Central Continuidade e 1,1% no Cenário Inferior Continuidade.

Estima-se uma redução do consumo de eletricidade relativamente ao previsto no RMSA-E 2019, consequência do impacto socioeconómico da pandemia da COVID-19 (em 2030 reduz cerca de 3% no cenário Ambição e em 4% no cenário Continuidade). Note-se que o consumo de eletricidade ocorrido em 2019 apenas deverá ser alcançado em 2023 e no cenário Superior Ambição.

2. O sistema electroprodutor em Portugal Continental, com base na informação disponível, à data de 31 de dezembro 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 29,0 GW (+8,5 GW face a 2019) e no Cenário Ambição de evolução da oferta 39,5 GW (+18,9 GW face a 2019). O 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).
3. Na Trajetória Continuidade, até 2040, não obstante a desclassificação da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central

³ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente (incluindo bombagem hidroelétrica) – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

- de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,05 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 600 MW de capacidade de oferta adicional em 2040. Em todo o período 2021-2040 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 0,045 h/ano em 2040.
4. No caso da Trajetória Ambição, com a desclassificação da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, a par da maior penetração de veículos BEV e PHEV, até 2040 o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,19. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 450 MW de capacidade de oferta adicional em 2040. No período 2021-2027 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 0,028 h/ano em 2021 e atingindo os 0,004 h/ano em 2027. Em 2030 e 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 0,008 h/ano em 2030 e os 0,114 h/ano em 2040.
 5. Para o caso da análise de sensibilidade à procura superior na Trajetória Ambição, até 2040 a evolução do ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 900 MW de capacidade de oferta adicional em 2040. Em todo o período 2021-2027 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 0,029 h/ano em 2021 e atingindo os 0,001 h/ano em 2027. Em 2030 e 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 0,032 h/ano em 2030 e os 0,082 h/ano em 2040.
 6. O Teste de Stress, tendo por base a composição atual do sistema, deduzida da central a carvão de Sines no final de 2020, da central a carvão 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 2020, considerando a entrada em serviço das centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões a 1 de janeiro de 2023, permite constatar que a potência disponível para cobrir a ponta de consumos deixará de ser adequada em 2022 (ICP = 0,96 para uma probabilidade de excedência de 99%), ilustrando a insuficiência do sistema electroprodutor para dar resposta às necessidades de consumo a partir desse ano.
 7. A entrada em serviço da capacidade total disponível das centrais de Gouvães e Daivões, com dupla alimentação assegurada, dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em

curso e da construção das duas linhas de ligação da subestação de Ribeira de Pena à restante RNT, permitirá atingir um ICP para 99 % de probabilidade superior a 1. Contudo, no período compreendido entre a desclassificação das centrais a carvão (final de 2021) e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) e da nova interligação Minho-Galiza, para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional poderá ser necessário recorrer às seguintes medidas mitigadoras:

- i) Solicitação da ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- ii) Redução do consumo, recorrendo ao serviço de interruptibilidade dos consumidores industriais elegíveis com os quais existem contratos anuais de prestação desse serviço;
- iii) Deslâstres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de electricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

8. Relativamente aos veículos BEV e PHEV, 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 veículo 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 veículos ligeiros de passageiros [BEV e PHEV] e de mercadorias (BEV) - 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 veículos pesados de passageiros [BEV] - 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 veículos, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade, em que se assume, no caso dos 90% de veículos 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 o agravamento adicional da ponta resultante desta estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* atinge os 300 MW e no caso da Trajetória Ambição ascende a 725 MW.

9. Em 2021 prevê-se uma quota da produção renovável⁴ de 65% e 66% no consumo bruto de electricidade, na Trajetória Continuidade e na Trajetória Ambição, respetivamente. No horizonte 2030 verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 81% e de 94%, para as trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente. De notar que o objetivo definido no âmbito do PNEC para 2030 é de 80%.

10. Entre 2021 e 2030 as emissões anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais em regime ordinário evoluem de 4,3 Mt para 1,8 Mt e de 4,2 Mt para 0,7 Mt, consoante se trate da Trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Em 2040 as estimativas apontam para totais de 2,1 Mt para a Trajetória Continuidade e 0,3 Mt na Trajetória Ambição

⁴ Média dos regimes hidrológicos

Nas centrais a ciclo combinado a gás natural face às centrais a carvão, nas condições da Trajetória Continuidade a utilização média dessas centrais decresce de 40,2% em 2021 para 22,5% em 2030 e aumenta para 26,8% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 19,6% em 2030 e aumenta ligeiramente para os 21,9% em 2040.

Na trajetória Ambição, a utilização média das centrais a gás natural decresce de 39,5% em 2021 para 9,0% em 2030 e 3,3% em 2040.

11. Do ponto de vista da RNT, para fazer face à desclassificação das centrais a carvão 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 (em fase final do processo de decisão sobre a aprovação) 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 a integração na RNT das centrais da cascata do Tâmega, presentemente em construção e importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo, é imprescindível conseguir colocar em operação as ligações a 400 kV Felra-Ribeira de Pena e Ribeira de Pena-Vieira do Minho. 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, nas propostas de PDIRT-E 2019 e de PDIRD-E 2020 (atualmente em análise pela DGEG, pela ERSE e o ORT) está identificado um conjunto de novos reforços com vista a dotar as redes de transporte e distribuição de eletricidade de condições para ir ao encontro das referidas metas.

Num cenário de desclassificação das centrais térmicas de Sines, Pego e Tapada do Outeiro, 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 incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor nacional, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030, devem também observar as alterações relevantes previstas no sistema espanhol.

12. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, destaca-se que com os dados mais recentes, com base nas capacidades comerciais de interligação (média anual), em 2019 Portugal conseguiu obter uma capacidade comercial de interligação de 2619 MW (sentido da importação) que lhe permite obter uma capacidade de interligação superior a 10% (cerca de 10,4%). Com a concretização da 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 Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL). Em 2023 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 DRT conduziu a uma estimativa de valores de capacidade de interligação de 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 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 TYNOP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas Interligações (NTC) de 3500 MW (assumindo o valor mínimo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização plena entre 21% e 27% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha

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 76/2019 de 3 de junho, 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 29/2006, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e no artigo 32.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019:

- (i) O equilíbrio entre a oferta e a procura, 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 interrupção 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 2020 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 2021-2040, 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 atual e prevista;
- Capacidade de oferta atual e prevista (licenciada, em licenciamento ou em construção);
- Equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional;
- Qualidade e o nível de manutenção das redes.

Importa destacar que o presente relatório é o primeiro RMSA elaborado após a submissão do PNEC à Comissão Europeia (em dezembro de 2019) e ainda após a publicação do respetivo ato legislativo que aprovou e publicou este mesmo plano (Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho). De referir que apesar de ter sido, entretanto, publicada a Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova e publica a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, este vetor energético não é ainda considerado de forma explícita nos pressupostos e resultados do presente relatório.

O artigo 23.º do Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (ERAA), que visa avaliar a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista de eletricidade ao nível da União e dos Estados-Membros. Por sua vez, o seu artigo 24.º determina a realização de Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, com base na metodologia definida para a avaliação europeia. De acordo com o referido Regulamento, a metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação (*VOLL*, *CoNE* e *Reliability Standard*), foram aprovadas pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) a 2 de outubro de 2020. Apesar de ainda não influenciarem a metodologia aplicada no presente exercício, estas metodologias deverão determinar alterações à metodologia seguida no âmbito de futuros RMSA-E.

O relatório apresenta 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 ligeiro crescimento no período 2009-2018, verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de 0,05% neste período, marcado por uma redução considerável do consumo ocorrida entre 2010 e 2014. Em 2018, o consumo total em Portugal Continental situou-se em cerca de 47,3 TWh, o que correspondeu a um aumento de aproximadamente 2,7% face a 2017. Relativamente ao consumo de eletricidade *per capita*, em 2018 verificou-se um consumo de cerca de 4,8 MWh/habitante, o que representa um aumento de aproximadamente 2,8% face a 2017.

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



Fonte: DGEG

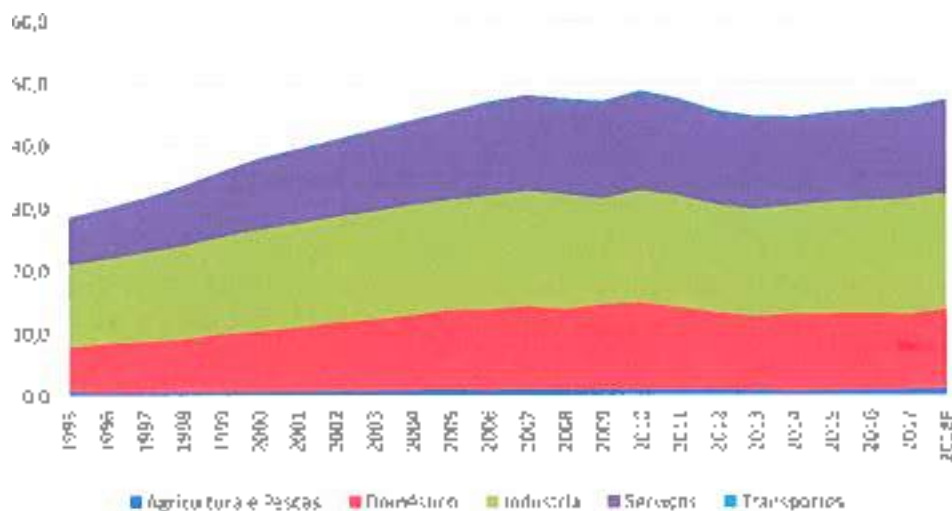
Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade *per capita* em Portugal Continental (MWh/habitante)



Fonte: DGEG, INE

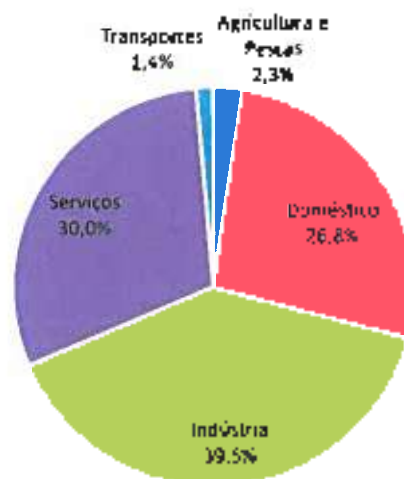
Em termos setoriais, o setor da Indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2018 com cerca de 39,5%, seguido do setor dos serviços com aproximadamente 30,0%, do setor doméstico com 26,8%, e dos setores da agricultura e pescas e transportes com cerca de 2,3% e 1,4%, respetivamente.

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



Fonte: DGEG

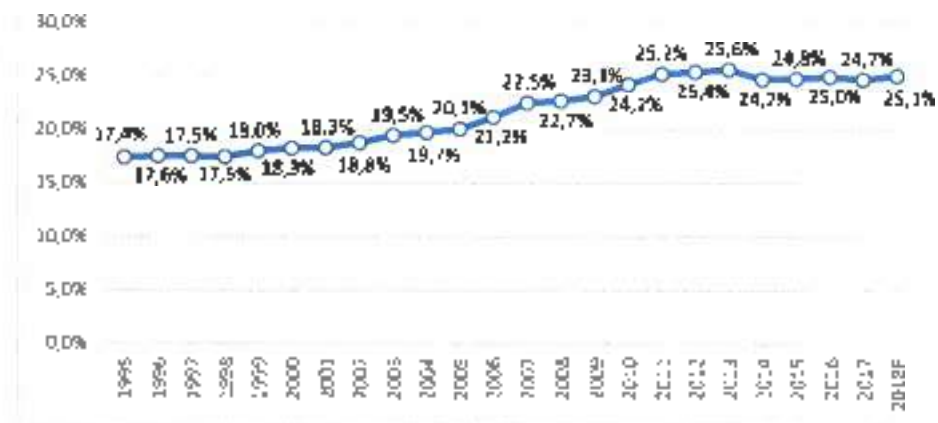
Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2018 (P) por setor de atividade



Fonte: DGEG

O peso da eletricidade no consumo total de energia final tem vindo a aumentar nos últimos anos, registando-se um crescimento de 2% no período 2009-2018, o que demonstra a crescente importância da eletricidade no mix de consumo de energia final. Em 2018 o consumo de eletricidade representava cerca de 25% do consumo total de energia final.

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

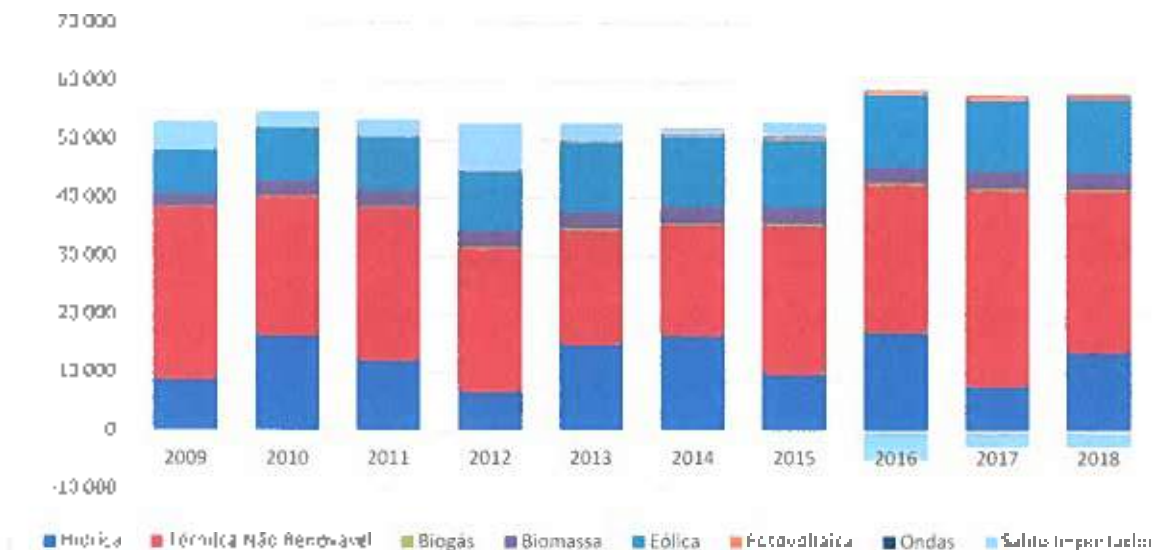


Fonte: DGEG

2.2. Oferta

A produção bruta de electricidade em Portugal Continental em 2018 foi cerca de 57,9 TWh, verificando-se um aumento de aproximadamente 0,4% (0,2 TWh), face a 2017, sendo que no período 2009-2018 se registou uma taxa de 2,0%. Tal como já se havia verificado em 2016 e 2017, contrariando a tendência verificada ao longo dos anos, o saldo importador de electricidade registou em 2018, um valor negativo. O saldo importador foi em 2018 de -2 657 GWh.

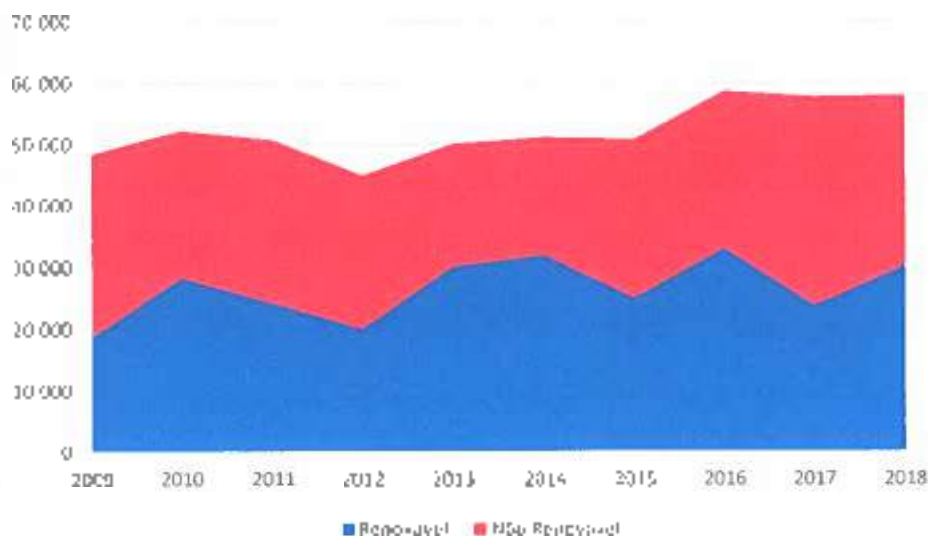
Figura 6 - Evolução da produção bruta de electricidade em Portugal Continental e Saldo Importador (GWh)



Fonte: DGEG

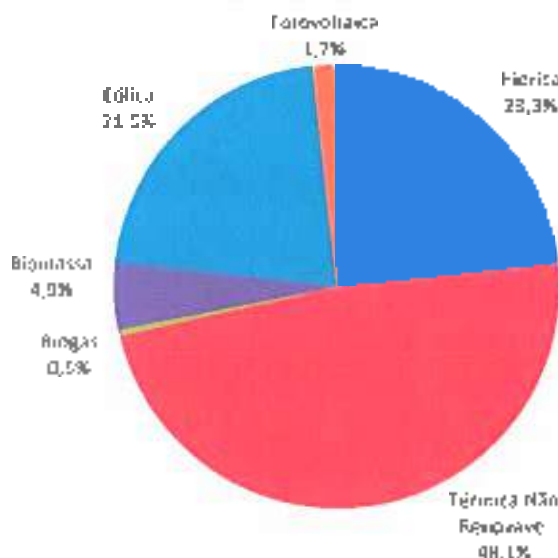
Em 2018, cerca de 52% da produção bruta de electricidade em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis, verificando-se um aumento de 11% face a 2017. Resultado de condições hidrológicas mais favoráveis, comparativamente a 2017, e consequentemente de uma maior produção hídrica, em 2018 a componente hídrica passou a ter a maior fatia da produção total com origem em fontes renováveis, com cerca de 23,3% da produção total (45,0% da produção renovável). Seguiram-se a eólica com 21,5% (41,4% da produção renovável), biomassa com 4,9% (9,5% da produção renovável), solar fotovoltaica com 1,7% (3,2% da produção renovável) e biogás com 0,5% (0,9% 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 2018

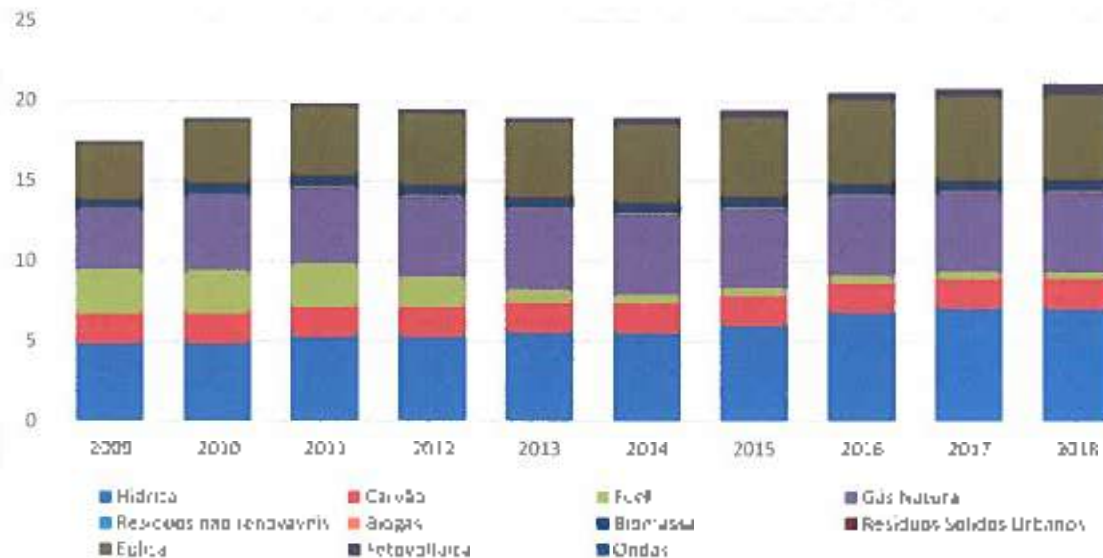


Fonte: DGEG

Em 2018 a capacidade instalada em Portugal Continental era de aproximadamente 21,1 GW, verificando-se um aumento de 1,1% (224,6 MW) face a 2017, em resultado de um aumento de 232,4 MW na capacidade das tecnologias renováveis, da qual 10,0 MW na capacidade hidrica e 222,4 MW nas restantes renováveis (com maiores aumentos para a fotovoltaica, com 91 MW e a eólica, com 66 MW), e de uma redução de 7,8 MW na capacidade térmica não-renovável. Do total da capacidade instalada, cerca de 13,8 GW dizem respeito a potência instalada em tecnologias renováveis que, face a 2017, registou um aumento de 1,7%. Os restantes 7,3 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis que, face a 2017, registaram uma redução de 0,1%.

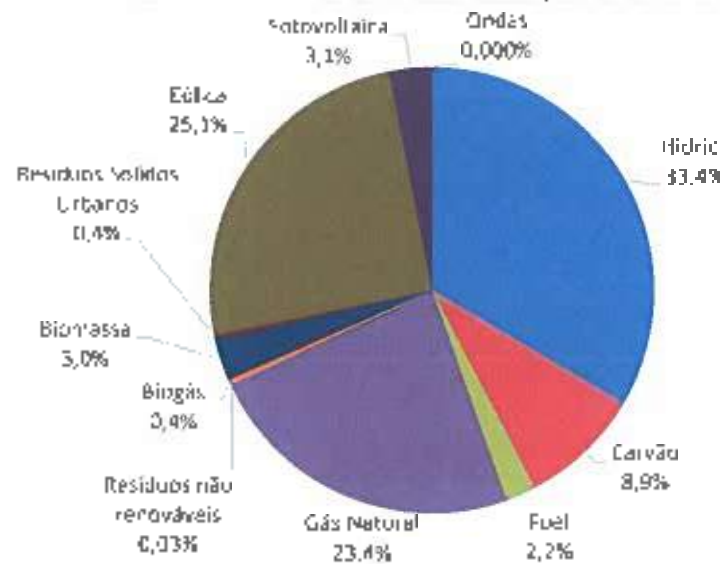
Nos últimos 10 anos a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, tendo registado um aumento de aproximadamente 21%. Nesse período verificou-se um incremento de cerca de 54% na capacidade instalada em tecnologias renováveis e uma diminuição de aproximadamente 14% naquela associada às tecnologias 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 2018

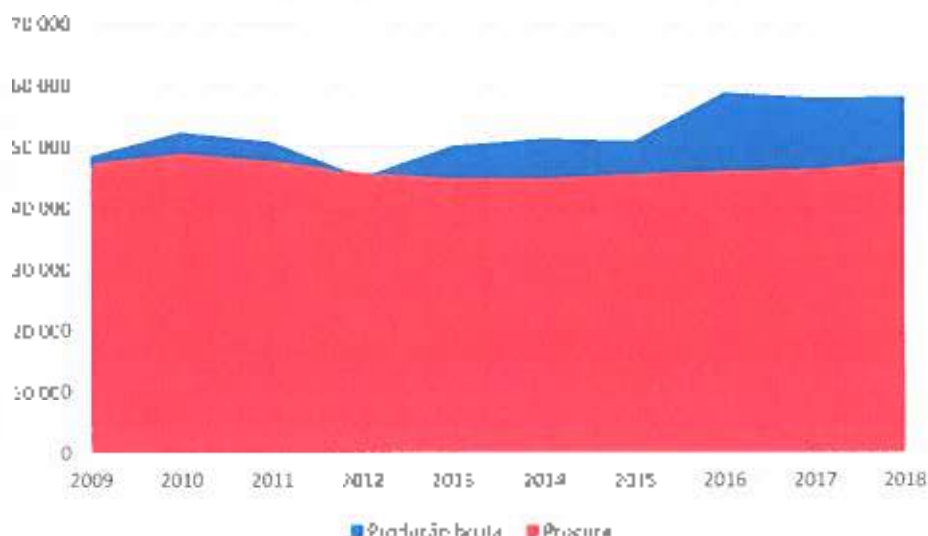


Fonte: DGEG

2.3. Análise Oferta vs. Procura

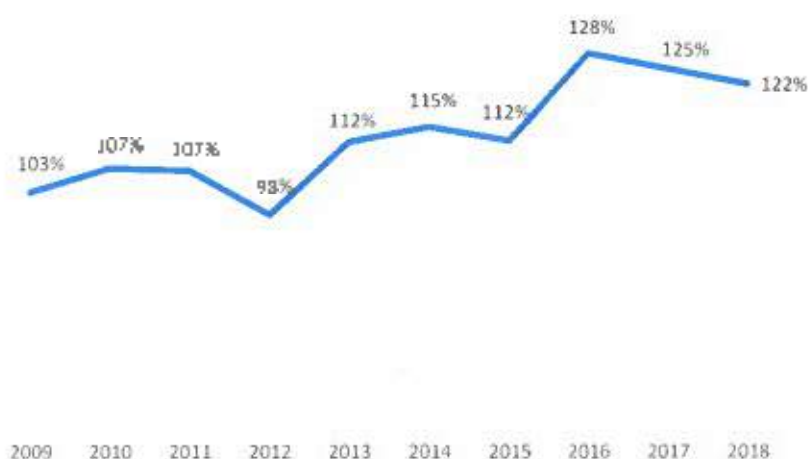
Analisando a relação entre a produção, representada pela produção bruta de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 6, e a procura, representada pelo consumo final de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 1, verifica-se que nos últimos anos esta relação tem oscilado entre os 98% e os 128%, (registando-se para 2018 um valor de 122%), como pode ser observado na figura 12.

Figura 11 - Evolução da produção bruta vs. procura (GWh)



Fonte: DGEG

Figura 12 - rácio entre produção bruta e procura



Fonte: DGEG

Analisando esta mesma relação mas considerando que as tecnologias podem trabalhar na sua capacidade máxima, no caso das centrais térmicas⁵ e das cogerações⁶, e num regime médio no caso das Hídricas⁷, Eólicas⁸ e do Solar⁹, verifica-se que a relação entre a produção máxima/média e a procura atingiu, nos últimos dez anos, um valor mínimo de 194% e um máximo de 217% (registando-se para 2018 o valor de 197%), como mostra a figura 14.

⁵ No caso das grandes centrais térmicas a Carvão, Gás Natural e outras, 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 de 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).

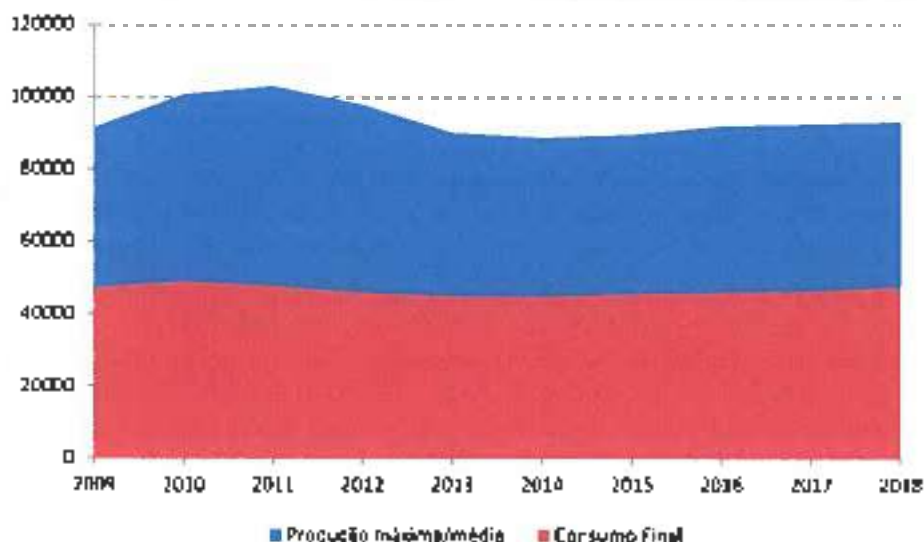
⁶ No caso das Cogerações, assume-se um Load Factor máximo de 50% (4 380 horas/ano) em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

⁷ 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.

⁸ No caso da Eólica aplica-se um Load Factor (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

⁹ No caso do Solar Fotovoltáico, 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: OGEG

Figura 14 - rácio entre produção máxima/média e procura



Fonte: OGEG

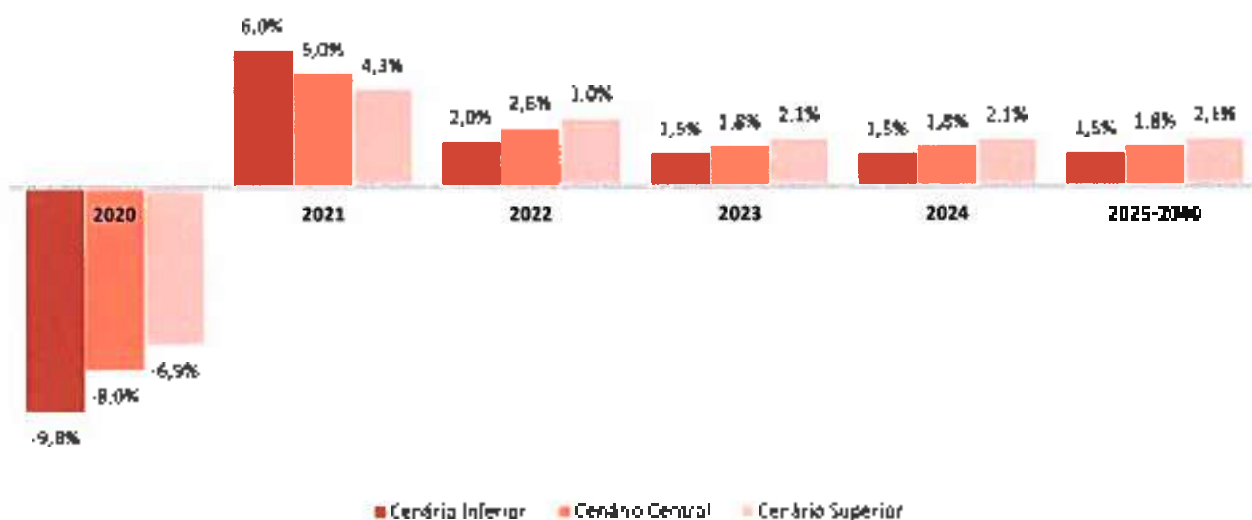
Este aparente excesso de produção, tendo como pressuposto que as centrais térmicas e as cogerações podem trabalhar na sua capacidade máxima e as restantes tecnologias (hidrica, eólica e solar) funcionam em regime médio, face à procura, resulta do facto de as centrais térmicas a gás natural funcionarem muito abaixo do seu potencial real, resultado de uma redução do consumo de electricidade 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 electricidade que tem potenciado a exportação de electricidade (essencialmente de origem renovável)

3. Pressupostos e Análises

3.1. Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos considerados para o período 2020-2040 tiveram por base as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, à data da elaboração dos Pressupostos deste RMSA-E, não só as fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, nomeadamente as definidas no Orçamento do Estado Suplementar de 2020, mas também as provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Conselho das Finanças Públicas (tal como definido nos Pressupostos do presente relatório, datados de 29 de julho de 2020 – Anexo I). A figura seguinte ilustra os três cenários de evolução da taxa de variação do PIB. De destacar a taxa de variação negativa no ano de 2020, consequência dos efeitos socioeconómicos da pandemia da COVID-19.

Figura 15 – Previsão da evolução da taxa de variação do PIB no horizonte 2020-2040



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, datado de 29 de julho de 2020, com a exceção da informação relativa à evolução da produção a partir de fontes de energia renovável e cogeração onde se usam dados à data de 31 de dezembro de 2019).

Ao nível das Grandes Térmicas considerou-se:

- (i) no Cenário Continuidade, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021;
- (ii) no Cenário Ambição, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no PNEC sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020;
- (iii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, de acordo com as

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

Quanto às **Grandes Hídricas** considerou-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações das centrais de Gouvães e Daivões à Rede Nacional de Transporte (RNT), considerou-se, para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral desses centros electroprodutores para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso)¹⁶;

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

- (i) no Cenário Continuidade, a informação mais recente disponível, a 31 de dezembro 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 31 de dezembro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC;
- (iii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível, a 31 de dezembro 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 2020.

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

Para a evolução da capacidade a instalar no período 2021-2030, para além das entradas em exploração nas datas previstas nos processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, patamares intermédios de 18%, 43% e 65% em 2022, 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática.

Quanto aos cenários da procura, para além dos pressupostos macroeconómicos (definidos no Anexo 1), foi tida em conta a previsão da evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente as previstas no PNAEE, para 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 a previsão da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in* e do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP). Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

¹⁶ A entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da HMI. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se poder explorar cerca de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que "afeta" não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas da RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Ribeira de Pena – Vieira do Minho e a Ribeira de Pena – Feira, ambas a 400 kV). Por princípio, uma linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

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, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e progressão mais lenta da descentralização da produção);
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, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e progressão mais lenta da descentralização da produção);
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, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
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, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in* e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
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 iniciar a construção até final de 2020, 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 com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV.

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

Como cenário base considerou-se:

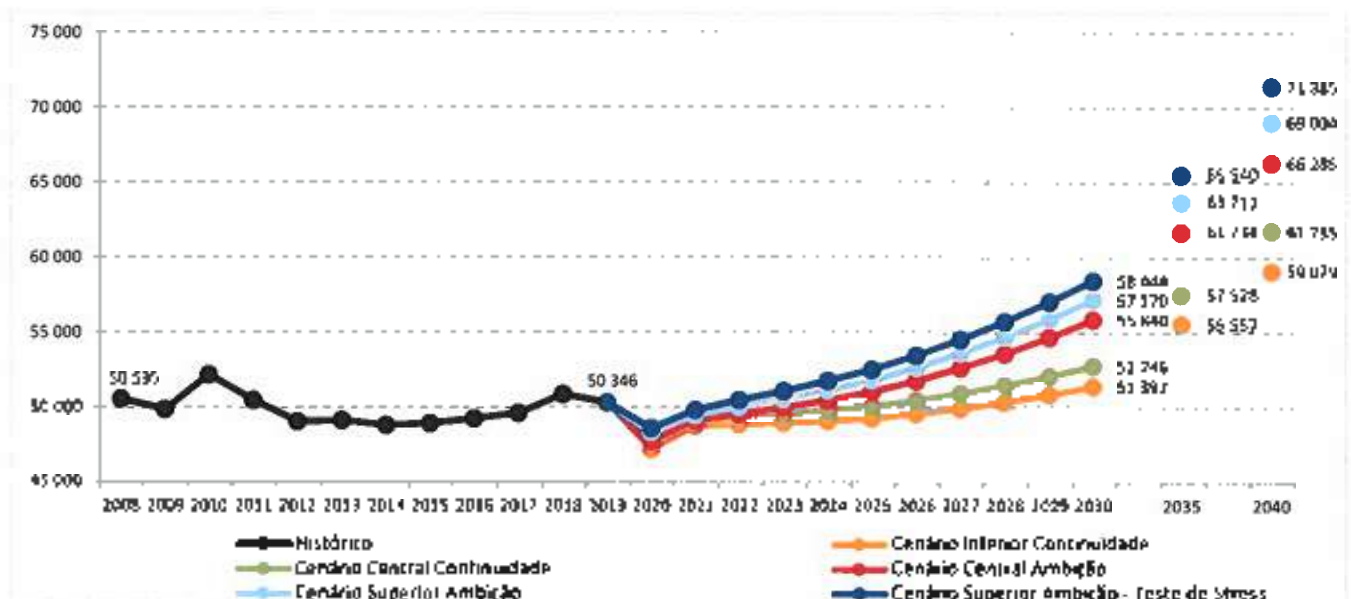
- Para os veículos ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV) - 10 % utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento, dos quais 20% assumem uma estratégia *Direct Recharging* e 80% uma estratégia *Valley Recharging*;

- Para os veículos pesados de passageiros (BEV) - 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 veículos 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 o agravamento adicional da ponta resultante desta estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* atinge os 300 MW e no caso da Trajetória Ambição ascende a 725 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 líquida¹¹ considerados no RMSA-E 2020 (GWh)



FONTE: REN

Os cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e das licenças de CO₂, são ilustrados na figura seguinte.

¹¹ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autocósumo + Perdas no transporte e distribuição

Figura 17 - Cenários da evolução dos preços dos principais produtos energéticos¹⁷

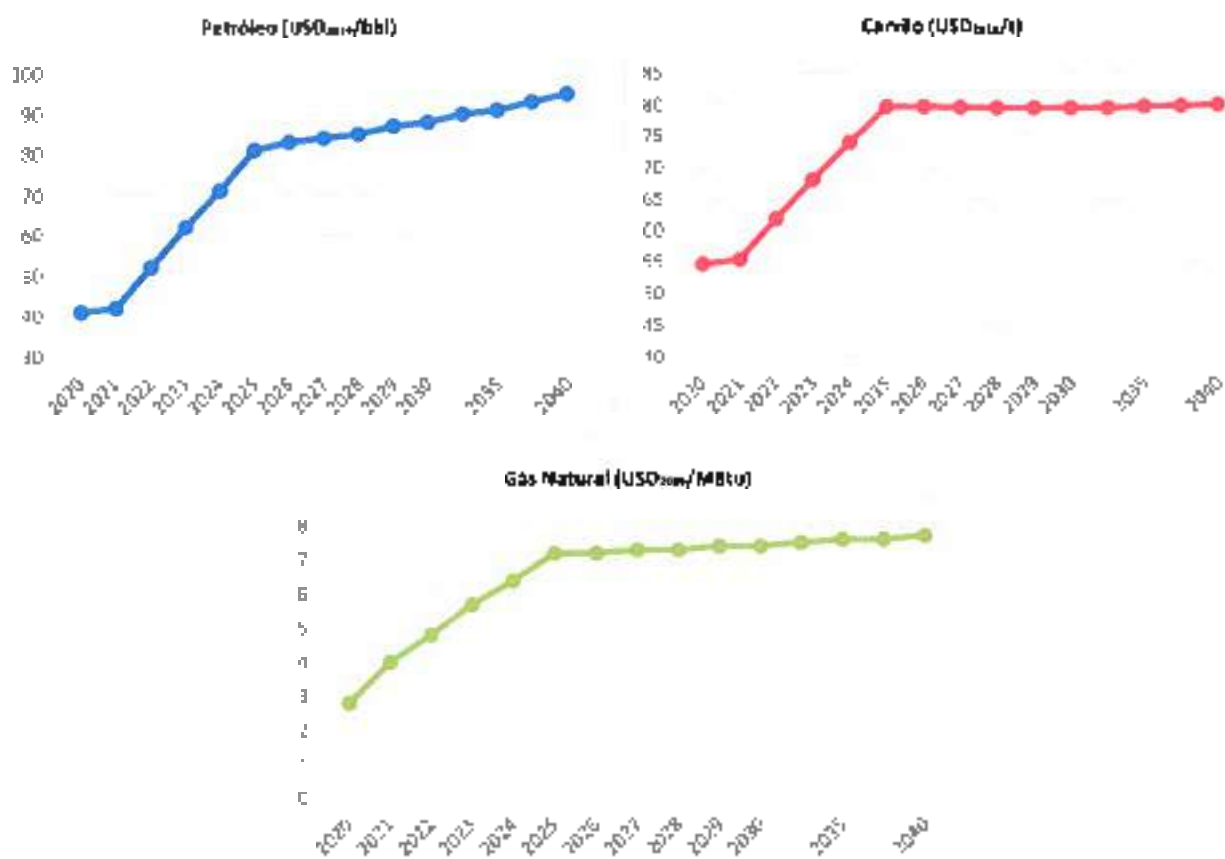
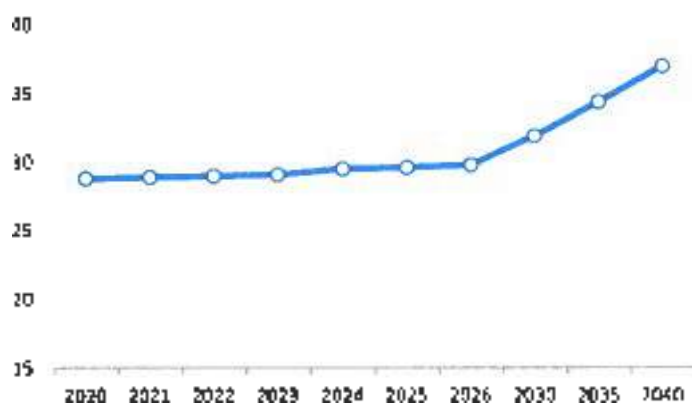


Figura 18 – Cenário de evolução do preço das licenças de CO₂ (€/ton)¹³



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 e ao gás

¹² Petróleo: Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2019*. Preços revisados para 2019 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

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

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

¹³ 2020 a 2023: Valores obtidos com base nas cotações do EEX 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 2022*, (48 USD_{ton}/t) e convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2018.

2030 e 2035: Valores obtidos por interpolação linear.

natural para produção de eletricidade Indicadas nas tabelas seguintes. No caso do gás natural, não se aplica a taxa de adição sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros electroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

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

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

(*) De acordo com a Lei n.º 1/2020, correspondente à diferença entre o preço de referência para o CO₂ estabelecido em 25 €/tCO₂ e o preço resultante da aplicação do n.º 2 do artigo 92.º-A do Código das EC, de 23,619 €/tCO₂, com o limite máximo de 5 €/tCO₂.

(**) Assumido o fator de adição de 2,265670 para o carvão, tal como definido na Portaria n.º 42/2020.

Tabela 2 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

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

O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no “Anexo 1 – Pressupostos RMSA-E 2020” do presente relatório.

3.2. Perspetivas analisadas

O RMSA-E 2020 compreende as seguintes análises:

Figura 19 - Análises efetuadas no RMSA-E 2020

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 electricidade, 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 electricidade 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 electricidade. 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 secundária¹⁴ e a reserva terciária¹⁵, 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 anterior¹⁶.

3.2.1. Trajetória Continuidade

Na Trajetória Continuidade, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, admite-se o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

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. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações das centrais de Gouvães e Dailhões à Rede Nacional de Transporte (RNT), considera-se, para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral desses centros electroprodutores para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso)¹⁷.

¹⁴ Capacidade mobilizável entre 15 segundos e 15 minutos

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

¹⁶ 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 da a procura inferior não configurar um quadro de maior exigência sobre o SEN

¹⁷ A unidade em serviço poderá ser atualizada em futuros ANTS, em função do desenvolvimento nos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se poder explorar cerca de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que "afeta" não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas da RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Ribeira de Pena – Vieira do Minho e Ribeira de Pena – Feira, ambas a 400 kV). Por princípio, uma linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

No que respeita 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 31 de dezembro de 2019, relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, bem como os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC, com alguns ajustamentos.

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

Para a evolução da capacidade a instalar no período 2021-2030, para além das datas previstas nos processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, patamares intermédios de 18%, 43% e 65% em 2022, 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

A tabela 1 resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040 considerada para a Trajetória Continuidade (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E).

Tabela 1 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040: Trajetória Continuidade

Tecnologia (MW)	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	3 829	2 839	2 839	2 839
Centrais 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	792	802	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 303	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hídricas**	6 388	6 388	7 548	7 548	7 548	7 548
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	2 713	2 713	2 713
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	620	620	625	631	631	631
Total Hídrica	7 008	7 008	8 173	8 179	8 179	8 179
Fólicas onshore***	5 352	5 372	5 615	5 734	5 854	6 045
Eólica offshore***	0	25	79	150	175	200
Total Eólica	5 352	5 397	5 694	5 884	6 029	6 245
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)***	194	238	258	284	284	284
Biogás (s/ cogeração)***	80	85	85	85	85	85
Fotovoltaica (PV)***	148	416	5 460	6 000	6 500	7 000
Fotovoltaica Concentração (CPV)***	17	17	105	200	250	300
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	200	250
Total Solar	565	933	5 566	6 200	6 950	7 350
Ondas***	0	0	22	50	79	107
Geotermia***	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	164	563	1 000	1 478	1 902	2 295
Fotovoltaica (PV)***	160	553	990	1 468	1 892	2 289
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	3,6	4,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Biomassa***	0,0	6	6	6	6	6
Biogás***	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 512	21 190	26 010	26 384	27 730	28 969
do qual Renovável	14 141	14 803	21 376	22 739	24 085	25 323
do qual Não-Renovável	6 378	6 388	4 635	3 645	3 645	3 645

* Capacidade máxima

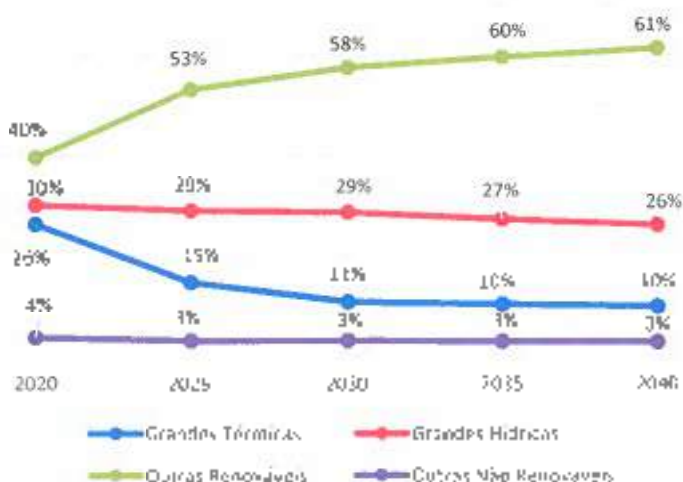
** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Coruja

*** Potência de ligação

**** Inclui Miniprodução, Microprodução, UPP e UPAC

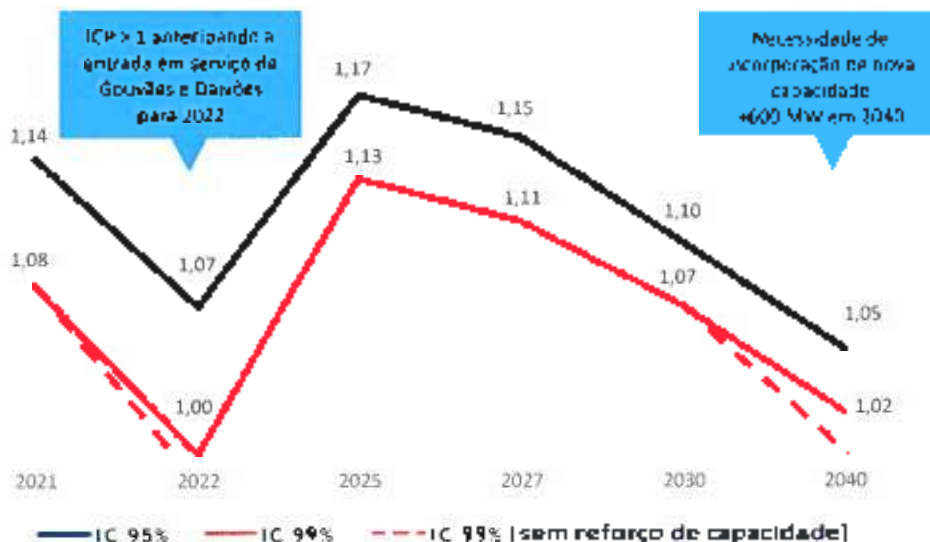
Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Continuidade verifica-se que entre 2030 e 2040 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor varia entre 11% e 10%, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 86 e 87%.

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 2021-2040, considerando o reforço de potência necessário para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Figura 21 – ICP Trajetória Continuidade



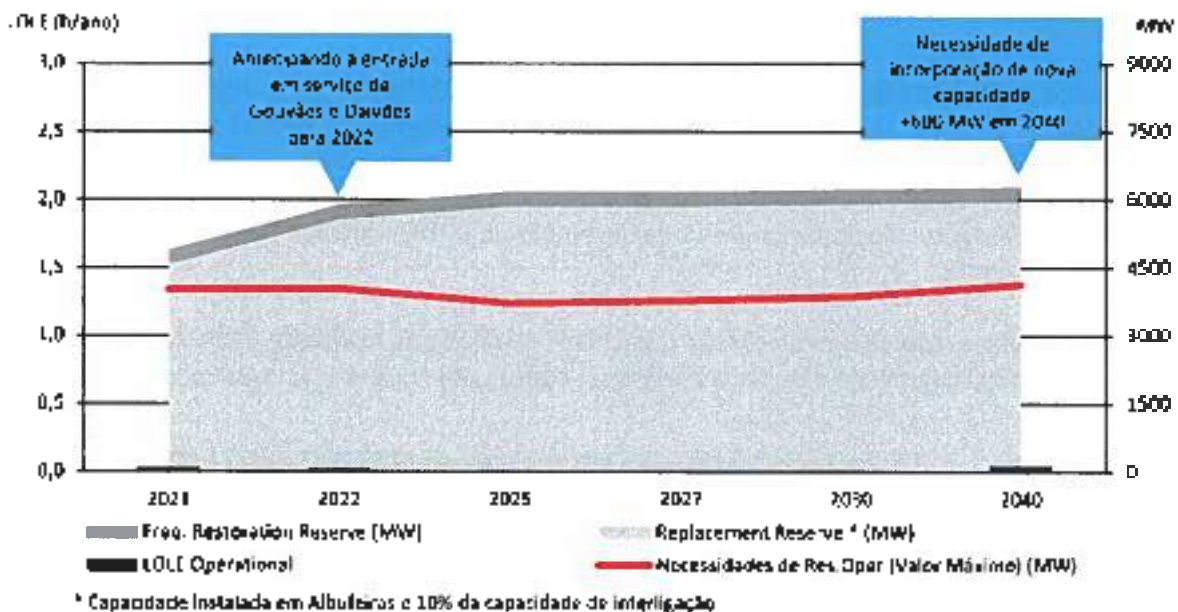
Fonte: REN

Da análise do gráfico anterior observa-se que na Trajetória Continuidade, até 2040, não obstante a desclassificação das centrais termoelétricas de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro no final de 2029, o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,05 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a

necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 600 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

Em todo o período 2021-2040, 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 0,045 h/ano em 2040.

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



Fonte: REN

NOTA. Os resultados apresentados consideram, no caso dos 90% de VE ligeiros que utilizam carregamento lento, uma estratégia 20% *Direct Recharging*¹⁸ e 80% *Valley Recharging*¹⁹. 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 adicional 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 a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

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.

Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações das centrais de Gouvães e Daivões à Rede Nacional de Transporte (RNT), considera-se, para efeitos de estudos de segurança de

¹⁸ Estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário.

¹⁹ Estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazio.

abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral desses centros electroprodutores para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso)²⁰.

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 31 de dezembro de 2019, os objetivos de capacidade instalada previstos no PNEC.

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

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 Governança da União da Energia e da Ação Climática.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040 considerada para a Trajetória Ambição (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1, Pressupostos RMSA-E).

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040- Trajetória Ambição

Tecnologia [MW]	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas ¹	5 585	5 585	3 879	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	3 883	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	792	802	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	504	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 307	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hídricas**	6 388	6 388	7 548	7 548	7 548	7 548
das quais renováveis	4 713	4 713	2 713	2 713	2 713	2 713
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	620	620	625	631	631	631
Total Hídrica	7 008	7 008	8 173	8 179	8 179	8 179
Eólica onshore***	5 357	5 372	6 880	8 901	10 912	12 924
Eólica offshore***	0	25	126	260	394	528
Total Eólica	5 357	5 397	7 006	9 161	11 306	13 452
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	81	81	81	81
Biomassa (w/ cogeração)***	194	238	280	300	300	300
Biogás (w/ cogeração)***	80	85	97	97	97	97
Fotovoltaica (PV)***	548	916	5 557	6 580	7 603	8 626
Fotovoltaica Concentração (CPV)***	17	17	114	420	627	833
Solar Térmica Concentrada (CSP)***	0	0	129	300	471	642
Total Solar	565	933	5 899	7 300	8 701	10 102
Ondas***	0	0	30	70	110	150
Geotermia***	0	0	26	60	94	128
Produção Distribuída****	364	563	1 018	1 620	2 223	2 826
Fotovoltaica (PV)***	360	553	1 007	1 610	2 213	2 815
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Biomassa***	0,0	6	6	6	6	6
Biogás***	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

²⁰ A entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se poder explorar cerca de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que "afeta" não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas de RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Barragem de Pena - Vieira do Minho e de Albeira de Pena - Feira, ambas a 400 KV). Por princípio, esta linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

TOTAL	20 516	21 190	27 755	31 014	55 297	59 460
da qual Renovável	14 143	14 803	23 120	27 369	31 532	35 815
da qual Não-Renovável	6 373	6 387	4 635	3 645	3 645	3 645

* Capacidade máxima

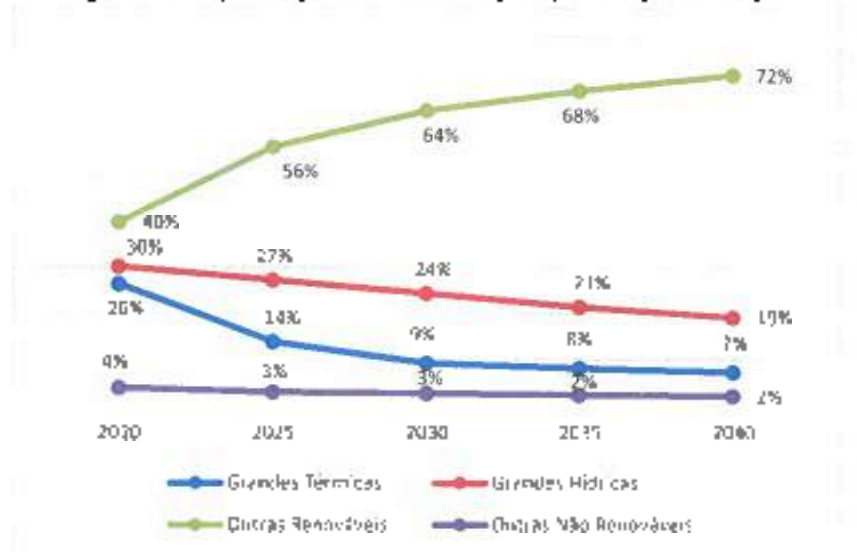
** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência do central hidroeléctrico de Covilhã

*** Potência de ligação

**** inclui Microprodução, Microprodução, UMP e CPAC

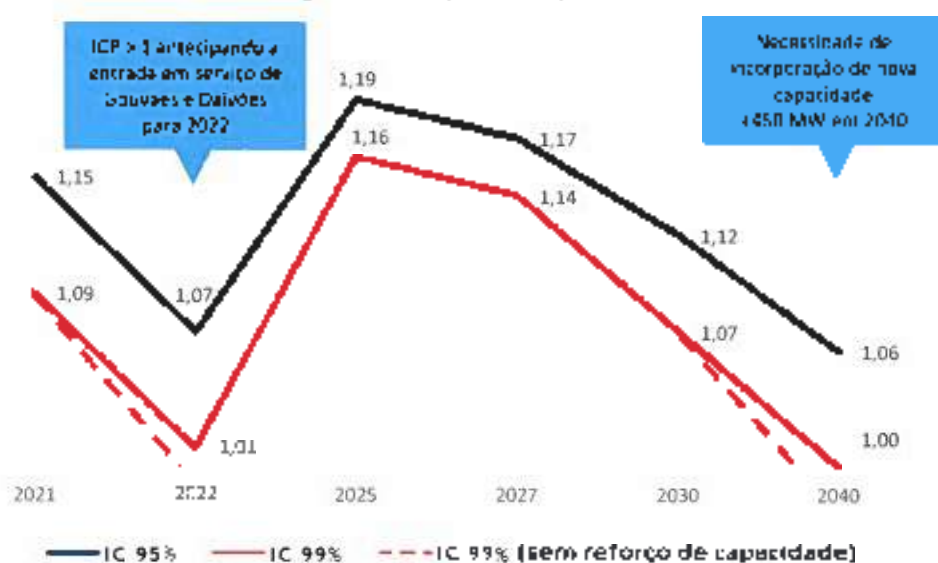
Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Ambição verifica-se que em 2030 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 9%, decrescendo para 7% em 2040, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá 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 88% e 91%.

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

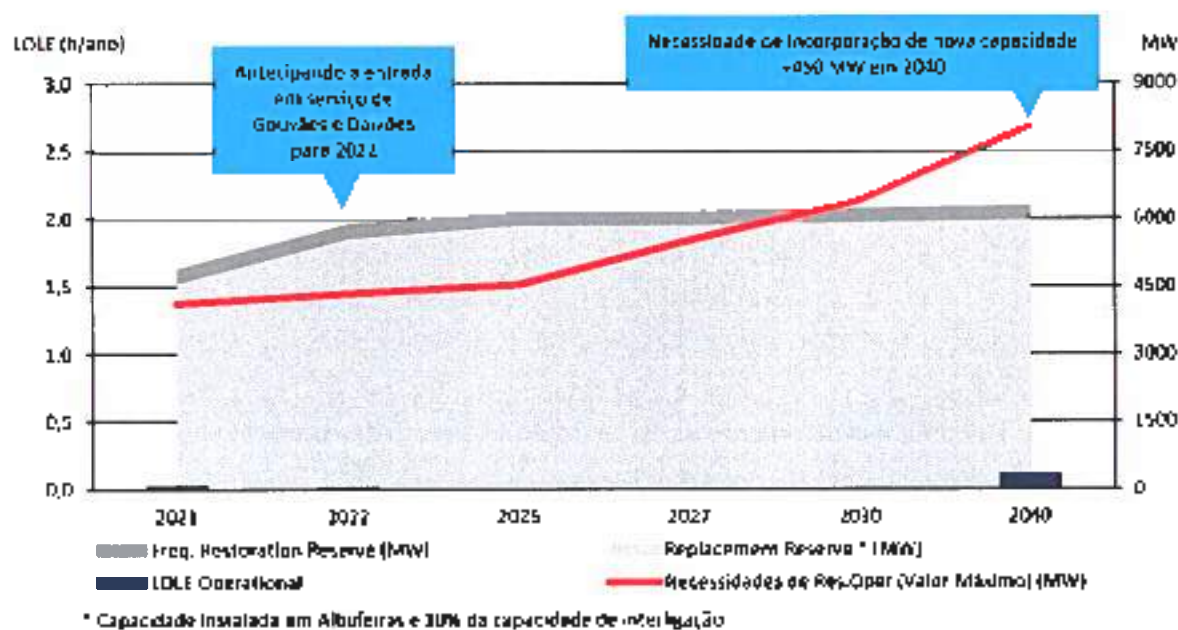


Fonte: REN

Da análise do gráfico anterior observa-se que, na Trajetória Ambição, com a desclassificação da central a carvão de Sinas até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, a par da maior penetração de veículos BEV e PHEV, até 2040 o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,19. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 450 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

No período 2021-2027 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 0,028 h/ano em 2021 e atingindo os 0,04 h/ano em 2027. Em 2030 e 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 0,008 h/ano em 2030 e os 0,114 h/ano em 2040.

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



Fonte: REN

NOTA: Os resultados apresentados consideram, no caso dos 90% de VE ligeiros que utilizam carregamento lento, uma estratégia 20% *Direct Recharging*²¹ e 80% *Valley Recharging*²². 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 adicional da ponta em cerca de 725 MW, situação que poderá originar a necessidade de reforçar o sistema com capacidade adicional.

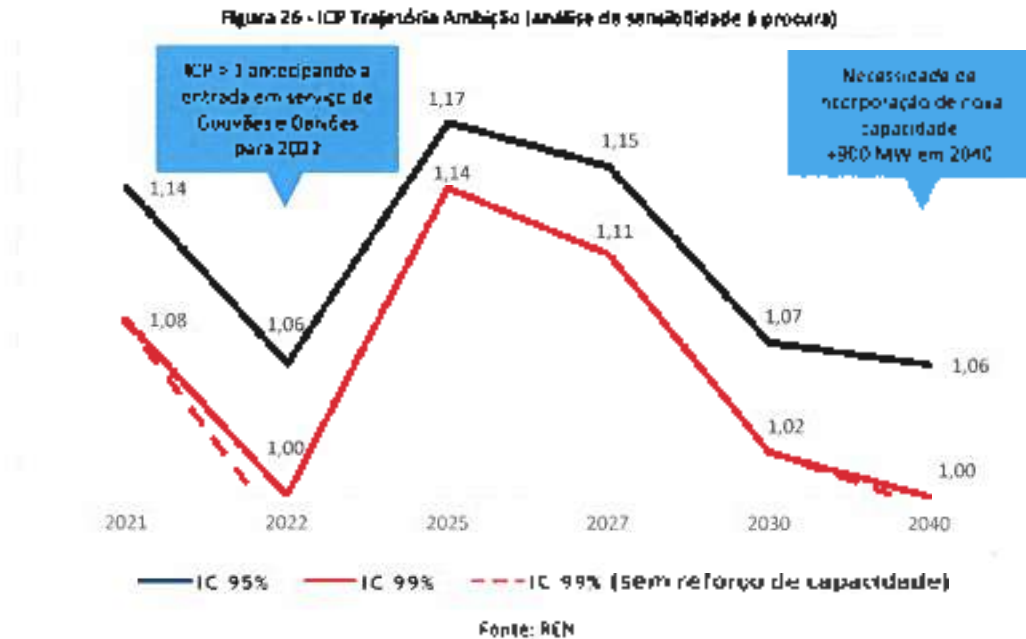
²¹ Estratégia de carregamento baseada no princípio que o carregamento do VE é efetuado sempre que necessário.

²² Estratégia de carregamento que privilegia uma gestão dos mesmos nos períodos de vazio.

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.

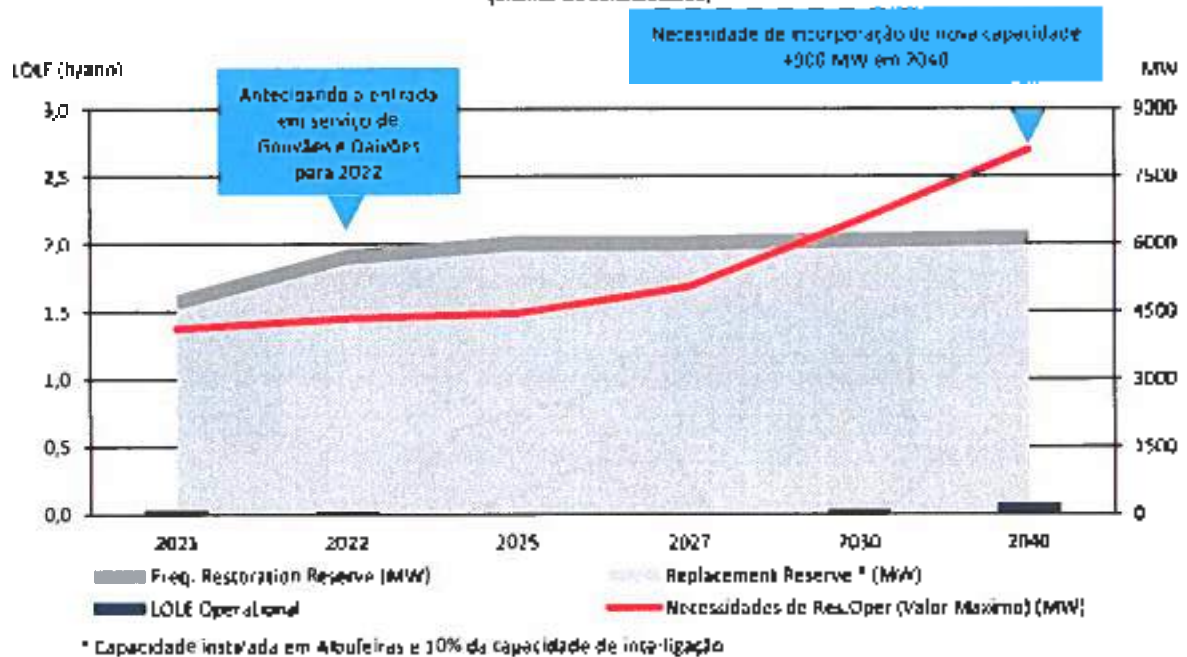
A figura seguinte ilustra a previsão de evolução do ICP, para a análise de sensibilidade à procura superior, considerando os reforços de potência necessários para garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento



Da análise do gráfico anterior observa-se que para a Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição de evolução da procura, até 2040 o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Odivães para 2022 e de incorporar no sistema 900 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

Em todo o período 2021-2027 o montante de reserva secundária e reserva terciária é superior às necessidades de reserva operacional, traduzindo-se em valores de LOLÉ bastante inferiores ao valor limite considerado como adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), com um valor máximo de 0,029 h/ano em 2021 e atingindo os 0,001 h/ano em 2027. Em 2030 e 2040, apesar de se estimar que as necessidades de reserva operacional não serão cobertas pela reserva secundária e terciária disponível, o valor do LOLÉ é também substancialmente inferior ao máximo adequado para o sistema (≤ 5 h/ano), atingindo os 0,032 h/ano em 2030 e os 0,082 h/ano em 2040.

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



Fonte: REN

3.2.4. Teste de Stress

O objetivo desta análise passa por identificar o estágio a partir do qual se prevê que o sistema electroprodutor deixa de ser adequado para responder à procura de electricidade. Nesta análise considerou-se o cenário Superior Ambição da procura. O cenário de oferta teve por base a composição atual do sistema, acrescida dos centros electroprodutores em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2020, considerando ainda o descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, de acordo com as perspetivas de exploração das centrais e com as datas de término dos contratos de aquisição de energia, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1).

Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2019-2040: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2019	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	792	802	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 303	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hidricas**	6 388	6 388	7 388	7 388	7 388	7 388
das quais reversíveis	2 713	2 713	2 713	2 713	2 713	2 713
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)***	620	620	622	622	622	622
Total Hidrica	7 008	7 008	8 010	8 010	8 010	8 010
Eólica onshore***	5 352	5 372	5 428	5 428	5 428	5 428
Eólica offshore***	0	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 352	5 397	5 453	5 453	5 453	5 453
Resíduos Sólidos Urbanos****	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)****	194	238	238	238	238	238
Biogás (s/ cogeração)****	80	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)****	548	916	2 521	2 521	2 521	2 521
Fotovoltaico Concentração (CPV)****	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)****	0	0	0	0	0	0
Total Solar	563	931	2 538	2 538	2 538	2 538
Ondas****	0	0	0	0	0	0
Geotermia****	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	364	563	563	563	563	563
Fotovoltaico (PV)****	360	553	553	553	553	553
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Biomassa****	0	6	6	6	6	6
Biogás****	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 519	21 190	21 110	21 110	21 110	21 110
do qual renovável	14 141	14 803	17 465	17 465	17 465	17 465
do qual não-Renovável	6 378	6 388	3 645	3 645	3 645	3 645

* Capacidade máxima

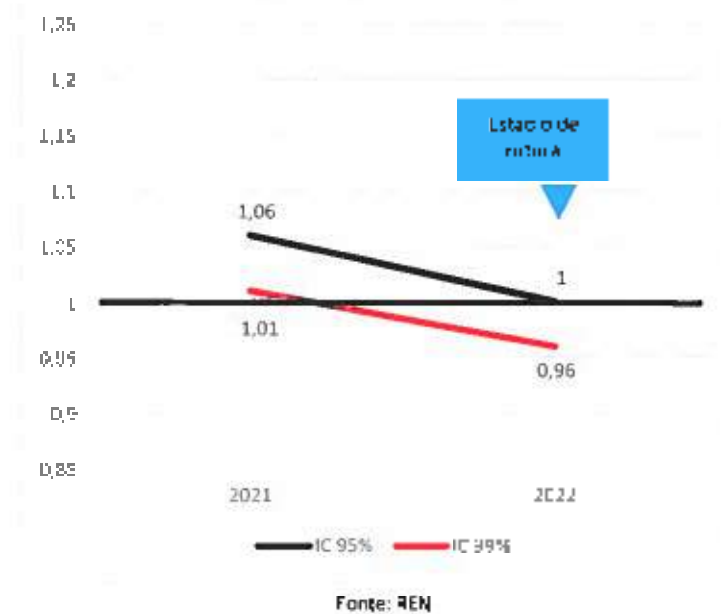
** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência do central hidrelétrica de Cunhaúba

*** Potência de ligação

**** Inclui Miniprodução, Microprodução, UPP e UPAC

A figura seguinte ilustra a evolução do ICP para no Teste de Stress, para os estádios 2021 e 2022.

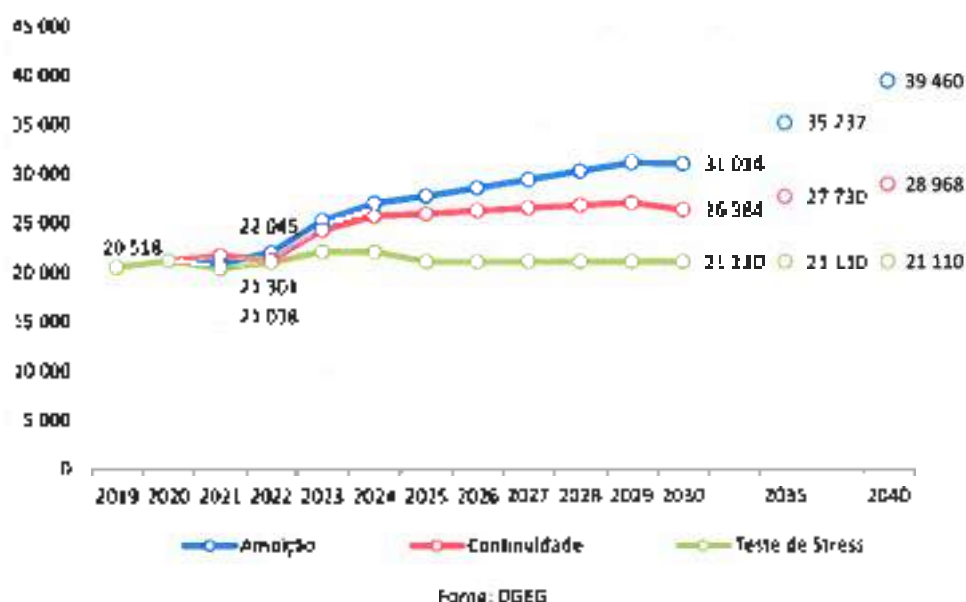
Figura 26 - ICP Teste de Stress



Verifica-se que em 2022 o ICP regista o valor de 0,96 com probabilidade de excedência de 99%. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade actual acrescida da capacidade em construção ou que está previsto iniciar a construção até final de 2020, considerando ainda o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de electricidade em 2022.

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2022, ano em que se prevê a rutura do sistema, caso não evolua mais para além do que está previsto até final de 2020, estima-se uma diferença de 263 MW e 1 007 MW no total da capacidade instalada, respetivamente. Em 2030 a diferença prevista é de 5 274 MW e 9 905 MW e em 2040 de 7 859 MW e 18 350 MW, respetivamente, como mostra a figura seguinte.

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



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 2021, principalmente justificado pela redução da produção das centrais a carvão e pela penetração crescente de FER. Entre 2021 e 2030, as emissões evoluem de 4,3 Mt para 1,8 Mt e de 4,2 Mt para 0,7 Mt, consoante se trate da Trajetória Continuidade ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para totais de 2,1 Mt para a Trajetória Continuidade e 0,3 Mt na Trajetória Ambição.

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

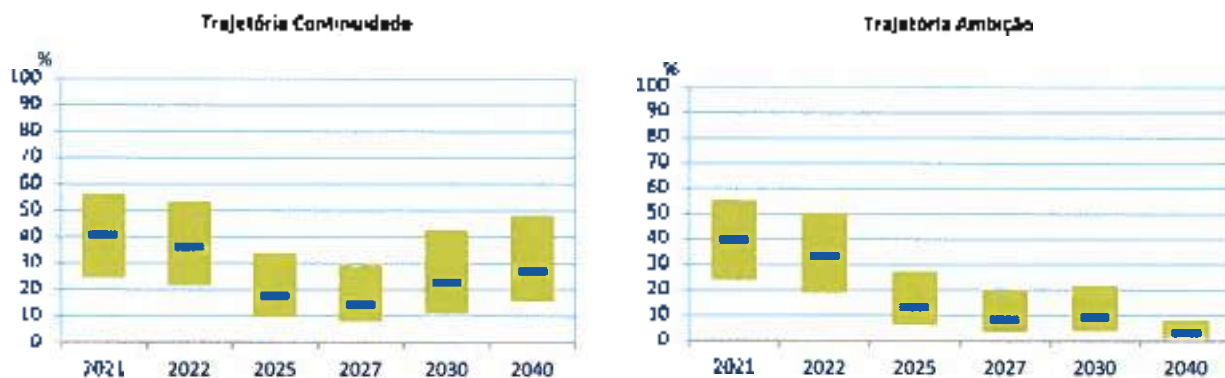


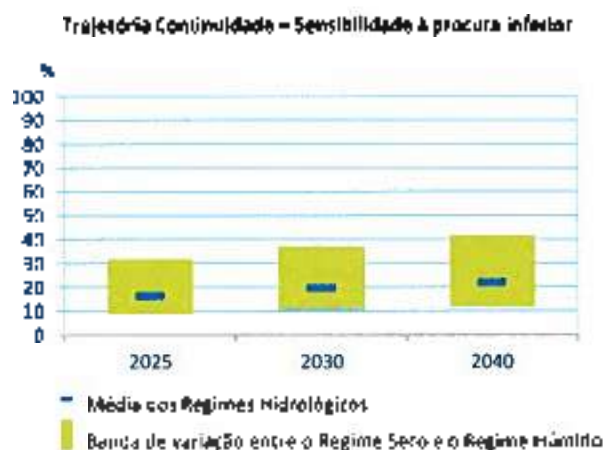
Fonte: REN

Nas centrais a ciclo combinado a gás natural, nas condições da trajetória Continuidade, a utilização média dessas centrais decresce de 40,2% em 2021 para 22,5% em 2030 e aumenta para 26,8% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 19,6% em 2030 e aumenta ligeiramente para os 21,9% em 2040.

Na trajetória Ambição, a utilização média das centrais a gás natural decresce de 39,5% em 2021 para 9,0% em 2030 e 3,3% em 2040.

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.

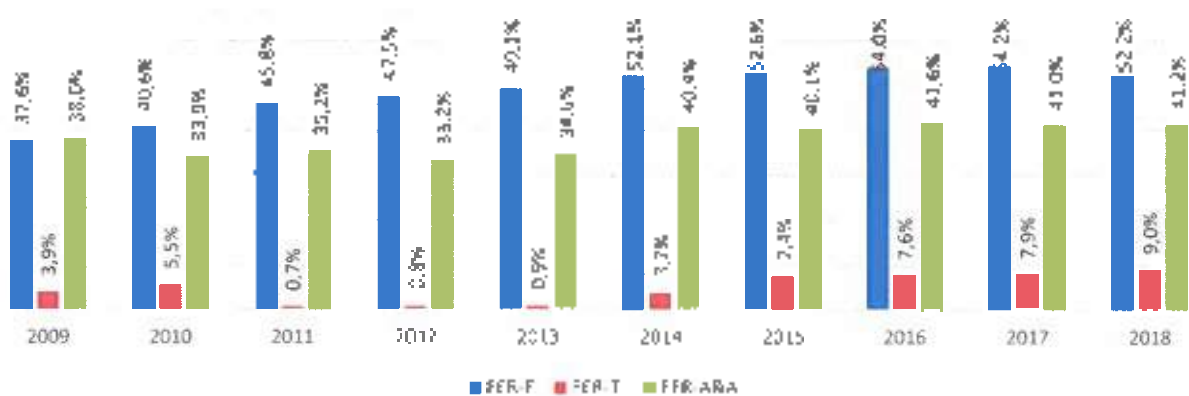
Em 2018 a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 30,3%, fazendo com que Portugal tenha já alcançado cerca de 98% da sua meta para 2020. Ao nível dos setores da Eletricidade (FER-E), Transportes (FER-T) e do Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A), a incorporação de FER em 2018 situou-se nos 52,2%, 9,0% e 41,2%, respetivamente, representando 88% da meta estabelecida para 2020 para o sector da Eletricidade, 80% para o sector dos Transportes e tendo sido ultrapassada a meta 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/Laresstat

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/Laresstat

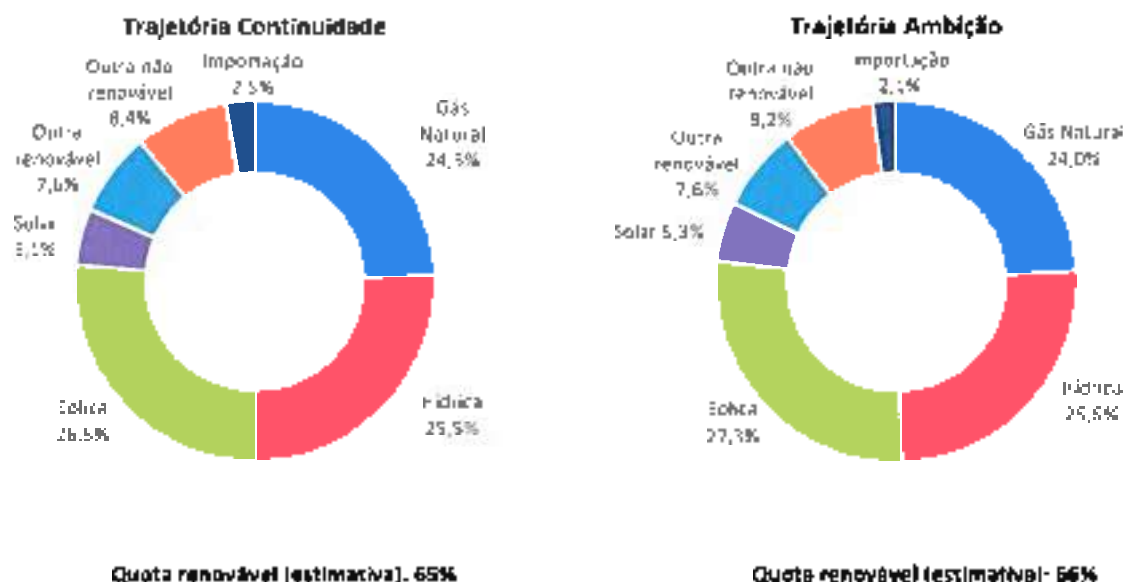
Comparando a evolução da oferta de acordo com os cenários Continuidade e Ambição e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se, nesse ano, uma diferença de 991 MW. A grande diferença verifica-se ao nível das grandes centrais hídricas, como mostra a tabela seguinte.

Tabela 6 - Comparação entre a capacidade instalada renovável prevista no RNSA-E 2020 e no PNAER em 2020²⁹ (MW)

Tecnologia	RNSA-E 2020	PNAER
Grandes hídricas	8 383	8 540
Pequenas hídricas	670	400
Eólia onshore	5 371	5 273
Eólica offshore	25	27
Cogeração renovável	501	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	238	305
Biogás (s/ cogeração)	85	52
Fotovoltaico	916	670
Fotovoltaico com Concentração	17	-
Solar Térmico Concentrado	0	50
Ondas	0	6
Fotovoltaico - Produção Distribuída	553	-
Hídrica - Produção Distribuída	0,1	-
Eólica - Produção Distribuída	4	-
Biomassa - Produção Distribuída	6	-
Biogás - Produção Distribuída	0,5	-
TOTAL	14 809	15 794

Apesar da diferença verificada na tabela anterior, os resultados obtidos nos estudos efetuados conduzem, em 2021, a uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 65% e 66%, na Trajetória Continuidade e na Trajetória Ambição, respetivamente.

Figura 34 - Estrutura do abastecimento em 2021 [Média dos regimes Hidrológicos] - Trajetórias Continuidade e Ambição²⁹

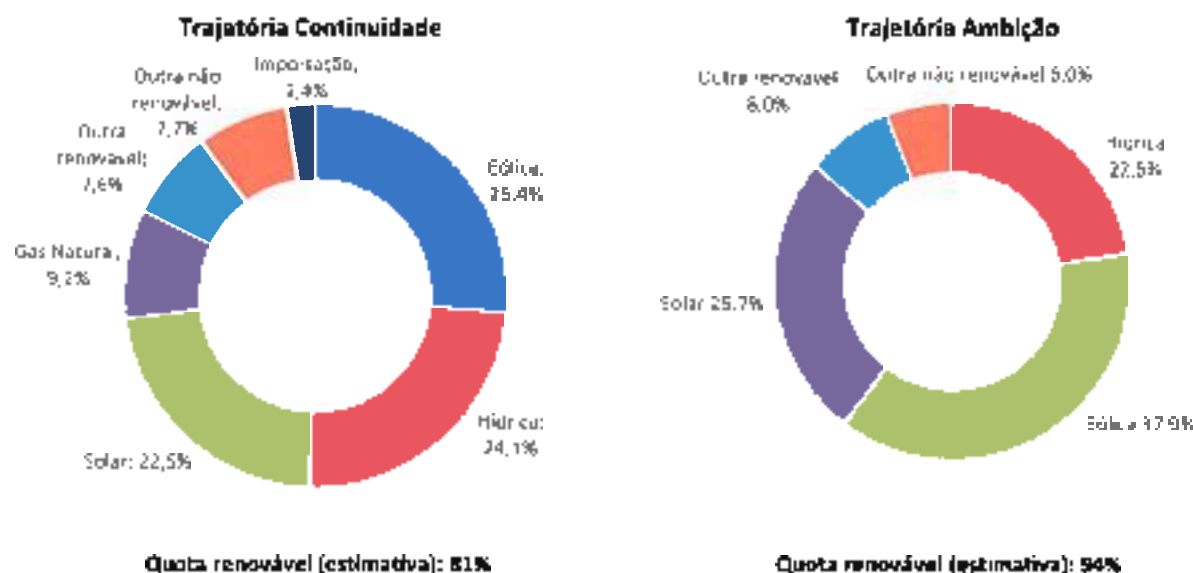


Fonte: REN

²⁹ Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente do excesso de produção.

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 81% e 94%, para as Trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente.

Figura 33 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes) – Trajetórias Continuidade e Ambição²⁸



Fonte: REN

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, a REN, enquanto operador da RNT (ORT), 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 novamente enviada à DGEG em julho de 2019, tendo posteriormente sido remetida à ERSE para promoção da consulta pública (decorrida entre janeiro a março de 2020), e emissão do respetivo

²⁸ Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente do excesso de produção.

parecer. Após reformulação da proposta de acordo com os resultados da consulta pública, e tendo em conta as recomendações da ERSE no seu parecer, o ORT apresentou à DGEG, em junho de 2020, a versão final do PDIRT-E 2019, que foi submetida à tutela para aprovação em julho de 2020. Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT previstos nessa proposta de PDIRT-E 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 2021-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2020” 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 rede²⁵), 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.

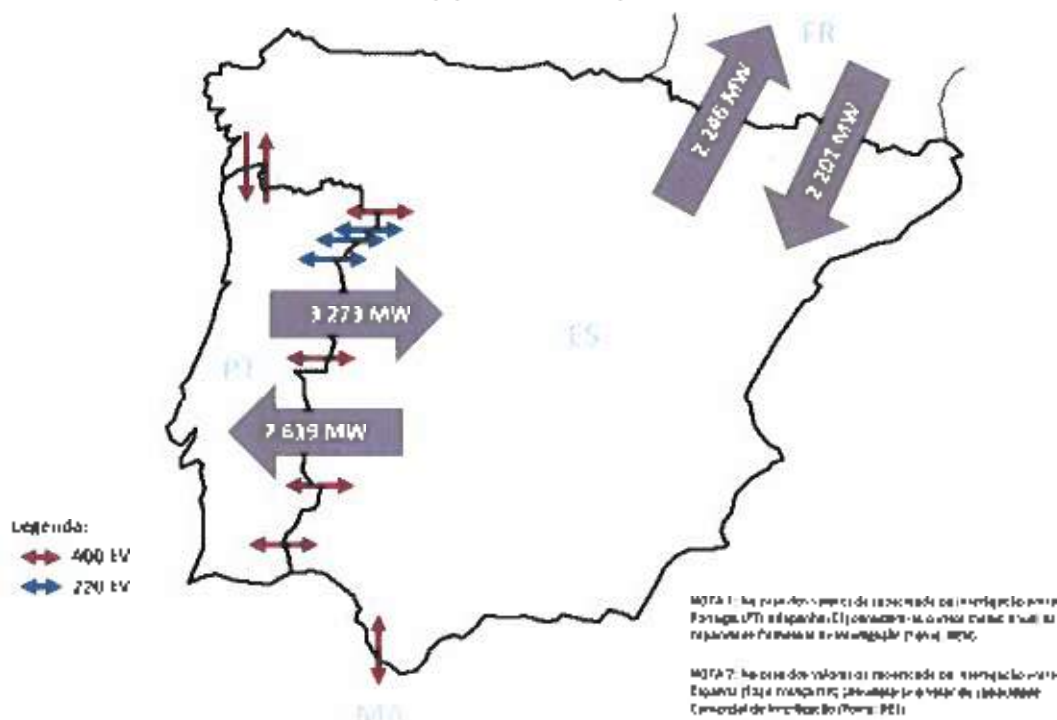
²⁵ Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança de operação dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia o Regulamento (EU) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que estabelece o “Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RFG)”

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. Em 2019, a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha contava com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV, como mostram a figura e tabela seguintes.

Figura 36 – Mapa das Interligações transfronteiriças na Península Ibérica (2019)



Fonte: PEN²⁶, IESOE²⁷

²⁶ "Mercado de Electricidade - Síntese Anual 2015 - 2017"

²⁷ "Servicio anual con resolución horaria - 2019, disponível em <https://www.iesoe.eu/iesoe/>

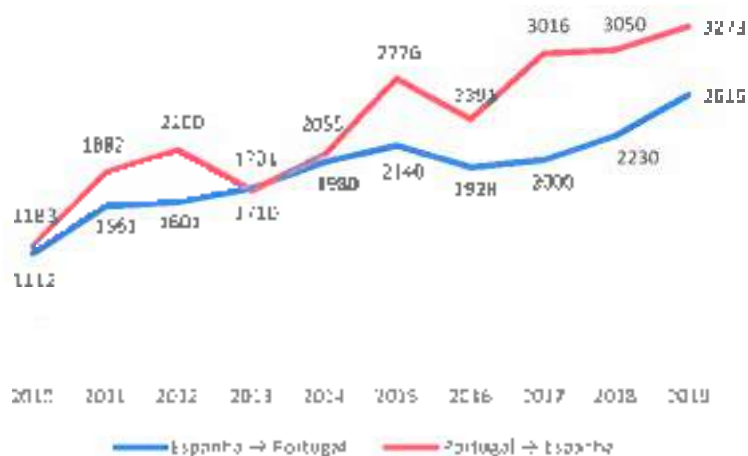
Tabela 7 - Interligações de Eletricidade existentes entre Portugal (PT) e Espanha (ES)

Interligação	Localização	Nível de Tensão (kV)	Capacidade Intensiva (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
Lagosa (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Lagosa, Freixo de Espada à Cinta (PT) – Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	400	1.706	1.469
Falaguiña (PT) – Cartillo (ES)	Falaguiña, Vila (PT) – Cartillo, Extremadura (ES)	400	1.386	1.386
Alqueva (PT) – Brozas (ES)	Alqueva, Évora (PT) – Brozas, Extremadura (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 2019 registou-se um valor médio de capacidade comercial de Interligação na ordem dos 3 273 MW no sentido Portugal → Espanha e na ordem dos 2 619 MW no sentido Espanha → Portugal, como mostra a figura seguinte.

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 portugueses 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%²⁶ 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. Apesar de em 2019 se ter registado um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (no sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN superior a 10%, a ambição 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, o que é ilustrado na tabela seguinte.

Tabela 8 – Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Portugal – Espanha ²⁷	5,0%	6,6%	6,9%	7,3%	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%	8,9%	10,4%
Península Ibérica ²⁸ – França	1,0%	1,1%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,9%	2,1%	2,2%	1,8%

Fonte: RCN, REE e IESOE

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 (Fontefria) prevista entrar em serviço no final de 2021. É de realçar que este projeto tem o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC)²¹ atribuído pela Comissão Europeia, constando na 4.ª lista de PIC, publicada em outubro de 2019²². 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 PIC²³. No âmbito do PDIRT-E 2017, foi já aprovado o projeto que corresponde ao eixo “Ribeira de Pena – Vieira do Minho – Feira”²⁴ (eixo composto por duas linha/troços a 400kV), já mencionado neste relatório e que está associado ao aproveitamento hidroelétrico do Alto Tâmega, e que terá um papel importante no fluxo de eletricidade associado à futura interligação “Minho-Galiza”.

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

- (i) 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 ambas as 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;

²¹ Objetivo medido através do rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor.

²² Calculado de acordo com a metodologia ENTSO-E baseado no relatório SDAF (“Far system adequacy purposes, Simultaneous Interconnection Transmission Capacity is based on 80 % of expected NTC between Portugal – Spain”).

²³ Inclui capacidade rotulada de Portugal e Espanha.

²⁴ PIC 2.17 - Interligação Portugal-Espanha: Beaur-Fontefria (ES), Fontefria (ES)-Ponte de Lima (PT) (anteriormente «Vila Fria / Vila do Castelo») e Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão (PT) (anteriormente «Vila do Castelo»); inclui subestações em Beaur (ES), Fontefria (ES) e Ponte de Lima (PT).

²⁵ Regulamento Delegado (UE) 2020/389 da Comissão, de 31 de outubro de 2019.

²⁶ PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado (PT), anteriormente «Pedralva e Alfena (PT)».

²⁷ PIC 2.16.3 - Linha interna entre Vieira do Minho, Ribeira de Pena e Feira (PT), anteriormente «Frades B, Ribeira de Pena e Feira (PT)».

- (ii) Até 2023, 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 seguinte 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

Tabela 9 - Pressão dos valores mínimos indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (MW)

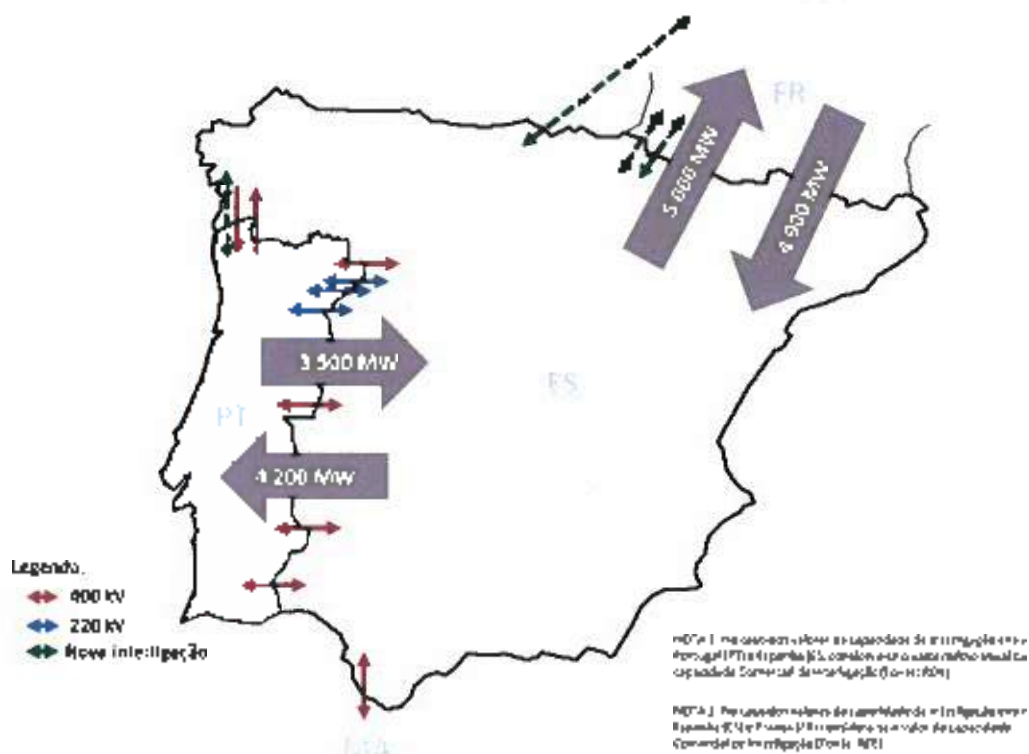
Ano	Portugal→Espanha	Espanha→Portugal
2021	2 600	2 300
2023	3 200	3 600
2030	3 500	4 200
2040	4 000	4 700

Fonte: REN

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 3500 MW (assumindo o valor mínimo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização plena entre 21% e 27% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

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 34 – 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 2019, publicado pela ERSE, em setembro de 2020, apresenta-se de seguida a informação mais relevante relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica em Portugal Continental em 2019.

6.1. Continuidade de serviço

Ao nível da RNT salienta-se:

- Em 2019 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas (cinco acidentais e duas previstas) e três interrupções de fornecimento breves;
- Apesar da ocorrência 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 2019 apresentou valores em linha com o registado nos últimos anos para os indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI;
- Os indicadores ENF e TIE foram afetados essencialmente devido à ocorrência de incidentes nas subestações de Mourisca e Estarreja.

Tabela 10 – Principais indicadores de qualidade de serviço da RNT

Indicador	2018	2019	Variação 2019-2018
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	5	7	+40%
Duração das interrupções longas (min.)	3071,2	371,4	-88%
ENF (MWh) ³⁵	73,1	67,5	-8%
TIE (min.) ³⁶	0,83	0,77	-7%
SAIFI ³⁷ (interrupções/PdE)	0,04	0,06	+50%
SAIDI ³⁸ (minutos/PdE)	0,71	0,46	-37%
SARI ³⁹ (minutos/interrupção)	15,05	7,71	-49%
MAIFI ⁴⁰ (interrupções/PdE)	0,05	0,04	-20%
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,53	98,18	-4%

Fonte: ERSE

Para a RND destaca-se:

- A continuidade de serviço percebida pelos clientes em 2019 melhorou face a 2018. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho do Operador da Rede Nacional de Distribuição (ORD) foi ligeiramente melhor que no ano anterior;
- 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 2019, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço reduziu 51% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes reduziu 61% comparativamente com o valor pago em 2018.

³⁵ Energia Não Fornecida

³⁶ Tempo de Interrupção Equivalente

³⁷ Frequência Média de Interrupção do Sistema

³⁸ Duração Média das Interrupções do Sistema

³⁹ Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

⁴⁰ Frequência Média das Interrupções de Curta Duração do Sistema

Tabela 11 – Principais indicadores de qualidade de serviço de RND

Rede	Indicador	2018		2019		Variação 2018-2019	
		Acidentais	Previsas	Acidentais	Previsas	Acidentais	Previsas
AT	SAIFI (Interrupções/PdE)	0,27	0	0,34	0	26%	#DN/DI
	SAIDI (minutos/PdE)	1586,8	0	112,14	0	-93%	#DN/DI
	NAIFI (Interrupções /PdE)	1,55	0,01	1,42	0	-8%	-100%
MT	END (MWh)	9335,69	5,3	7787,91	2,48	-17%	-55%
	TIEPI (minutos)	137,83	0,08	108,99	0,04	-21%	-50%
	SAIFI (Interrupções /PdE)	2,23	0	2,68	0	20%	#DN/DI
	SAIDI (minutos/PdE)	231	0,05	182,01	0,09	-21%	80%
	NAIFI (Interrupções /PdE)	17,36	0	11,11	0	-10%	#DN/DI
BT	SAIFI (Interrupções /cliente)	1,9	0	2,2	0	16%	#DN/DI
	SAIDI (minutos/cliente)	200,63	0,23	151,55	0,48	24%	106%

6.2. Qualidade da energia elétrica

Ao nível da RNT salienta-se:

- No ano de 2019 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 e 7ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE;
- Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2019, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 39% relativamente ao ano anterior;
- Apesar dos incumprimentos detetados, importa referir que não ocorreram 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 o ORD;
- 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 electricidade, apontando para taxas médias de crescimento anual⁴¹ no período 2020-2040 de 1,9% no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, 1,8% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no Cenário Central Ambição, 1,3% no Cenário Central Continuidade e 1,1% no Cenário Inferior Continuidade.

Estima-se, no entanto, uma redução do consumo de electricidade relativamente às previsões do RMSA-E 2019, consequência do impacto socioeconómico da pandemia da COVID-19 (em 2030 reduz cerca de 3% no cenário Ambição e em 4% no cenário Continuidade). Note-se que o consumo de electricidade ocorrido em 2019 apenas deverá ser alcançado em 2023 e no cenário Superior Ambição.

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 eletrificação 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 electricidade, verifica-se que até 2040, não obstante a desclassificação da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,05 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 600 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

4. Na Trajetória Ambição, com a desclassificação da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, a par da maior penetração de veículos BEV e PHEV, até 2040 o ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,19. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 450 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

5. Na análise de sensibilidade à procura na Trajetória Ambição, que assume o cenário Superior Ambição de evolução do consumo, até 2040 a evolução do ICP para uma probabilidade de excedência de 95% apresenta valores sempre superiores a 1, verificando-se um mínimo de 1,06 e um máximo de 1,17. No entanto, para garantir um ICP superior a 1 para uma probabilidade de excedência de 99%, e o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento, identificou-se a necessidade de antecipar a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 2022 e de incorporar no sistema 900 MW de capacidade de oferta adicional em 2040.

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 2022 (ICP = 0,96 para uma probabilidade de excedência de 99%).

⁴¹ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Contente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

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 SEM. 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 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 e garantir um melhor balanceamento e conferir flexibilidade ao sistema electroprodutor, face 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 2021-2040, 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 0,045 h/ano em 2040.

Na Trajetória Ambição, no período 2021-2027 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 0,028 h/ano em 2021 e atingindo os 0,004 h/ano em 2027. Em 2030 e 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 0,008 h/ano em 2030 e os 0,114 h/ano em 2040.

Também para o caso da análise de sensibilidade à procura superior na Trajetória Ambição, no período 2021-2027 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 0,029 h/ano em 2021 e atingindo os 0,001 h/ano em 2027. Em 2030 e 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 0,032 h/ano em 2030 e os 0,082 h/ano em 2040.

9. Entre 2021 e 2030 as emissões anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais em regime ordinário evoluem de 4,3 Mt para 1,8 Mt e de 4,2 Mt para 0,7 Mt, consoante se trate da Trajetória Continuidade ou Ambição, respetivamente. Em 2040 as estimativas apontam para totais de 2,1 Mt para a Trajetória Continuidade e 0,3 Mt na Trajetória Ambição.

Nas centrais a ciclo combinado a gás natural, nas condições da Trajetória Continuidade, a utilização média dessas centrais decresce de 40,2% em 2021 para 22,5% em 2030 e aumenta para 26,8% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, a utilização média decresce para 19,6% em 2030 e aumenta ligeiramente para os 21,9% em 2040.

Na trajetória Ambição, a utilização média das centrais a gás natural decresce de 39,5% em 2021 para 9,0% em 2030 e 3,3% em 2040.

10. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, 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 Omeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.

Em 2023 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 de 3 500 MW no sentido Portugal→ Espanha e 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.

De referir que, com base em dados de 31 de dezembro de 2019, registou-se, em 2019, um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 273 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 2 619 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 10,4%. Apesar de se ter atingido um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN superior a 10%, a ambição 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.

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 3500 MW (assumindo o valor mínimo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização plena entre 21% e 27% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

11. Para fazer face à desclassificação das centrais a carvão 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 (em fase final do processo de decisão sobre a aprovação) 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 a integração na RNT das centrais da cascata do Tâmega, presentemente em construção e importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo, é imprescindível conseguir colocar em operação as ligações a 400 kV Feira-Ribeira de Pena e Ribeira de Pena-Vieira do Minho.

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, nas propostas de PDIRT-E 2019 (atualmente a aguardar decisão sobre a aprovação) e de PDIRD-E 2020 (atualmente em análise pela DGEG, pela ERSE e o ORT) está identificado um conjunto de novos reforços com vista a dotar as redes de transporte e distribuição de eletricidade de condições para ir ao encontro das referidas metas.

13. Num cenário de desclassificação das centrais térmicas de Sines, Pego e Tapada do Outelro, 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 incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor nacional, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030, devem também observar as alterações relevantes previstas no sistema espanhol.

14. Quanto à qualidade de serviço, em 2019 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição melhorou face a 2018. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verificou-se que o desempenho do ORD foi ligeiramente melhor que no ano anterior. No caso da RNT a evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2019 apresentou valores em linha com os registados nos últimos anos para os indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI. Os indicadores ENF e TIE foram afetados essencialmente devido à ocorrência de incidentes em duas subestações.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2019 foram identificados alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas. No entanto, apesar dos incumprimentos detetados, não ocorreram reclamações de clientes.

Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2020

Anexo 2 – Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2021-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2020

(página em branco)

Anexo 1

Pressupostos do RMSA-E 2020

(pagina em branco)

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

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

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

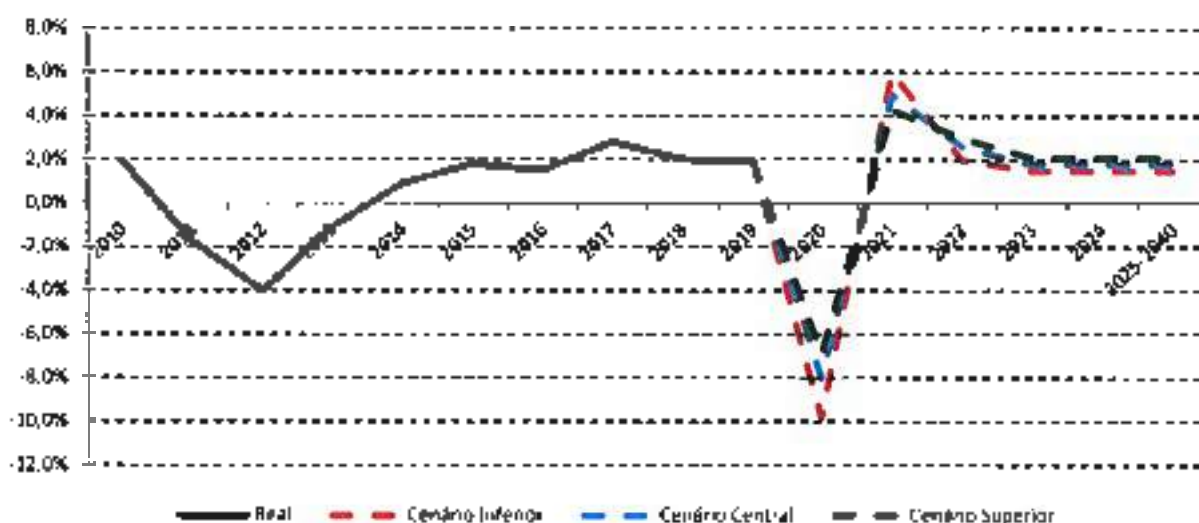
2. Cenários Macroeconómicos

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

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

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

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





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

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

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

3. Pressupostos de Oferta

Os cenários de oferta têm em consideração os seguintes pressupostos:

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



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

Tabela 3 - Datas de descomissionamento de grandes centrais térmicas

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

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

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

Tabela 4 - Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas

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

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

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

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

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



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

Tecnologia (MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Cogeração não renovável	10	1	2	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)*	0	1	1	0	0	0	0	0
Eólica onshore	20	0	25	31	0	0	0	0
Eólica offshore	25	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	45	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	5	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)**	367	379	1 889	37	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	471	381	1 217	68	0	0	0	0

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

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

Tecnologia (MW)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)*	0	0	0	1	0	0	0	0
Eólica onshore**	0	0	0	159	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	25	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)***	1	0	0	1 539	1 292	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1	0	0	1 704	1 292	0	0	0

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

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

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



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

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

3.1 Cenários de Oferta

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

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

Tecnologia (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Saigás	1 180	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Duero-C	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	5 585	5 585	5 585	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	192	802	803	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Cogeração renovável	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Total Cogeração	1 293	1 304	1 304	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hidricas**	6 388	6 388	6 384	6 384	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Góvilas	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Ourives	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vedago)	0	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Outras renováveis	2 723	2 713	2 713	2 713	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597	7 597
Propostas Centrais Hidricas (< 30 MW)***	640	620	621	622	622	622	625	631	631	631	631	631	631	631
Total Hidrica	7 008	7 008	7 015	7 016	8 170	8 170	8 173	8 179	8 179	8 179	8 179	8 179	8 179	8 179
Eólica onshore***	5 352	5 372	5 372	5 397	5 567	5 591	5 615	5 639	5 663	5 687	5 710	5 734	5 854	6 045
Eólica offshore***	0	25	36	48	58	68	79	93	106	121	135	150	175	200
Total Eólica	5 352	5 397	5 408	5 445	5 625	5 659	5 694	5 731	5 769	5 807	5 846	5 884	6 029	6 245
Renováveis Sol dos Litoral****	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (w/ cogeração)***	194	238	242	246	250	254	258	263	268	274	279	284	284	284
Biógás (w/ cogeração)***	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Geotérmico (PV)***	548	916	1 295	2 484	4 060	5 352	5 460	5 568	5 676	5 784	5 892	6 000	6 509	7 000
Geotérmico Concentrado (CSP)***	17	17	23	50	68	87	106	125	144	162	181	200	250	300
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	250
Total Solar	565	923	1 228	2 534	4 129	5 439	5 566	5 693	5 820	5 946	6 073	6 200	6 950	7 550
Outras***	0	0	0	9	13	17	21	27	33	38	44	50	79	107
Geotermia***	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	364	583	658	754	842	930	1 000	1 100	1 198	1 294	1 387	1 478	1 901	2 295
Fotovoltaica (PV)***	360	553	648	743	831	919	990	1 090	1 188	1 287	1 377	1 468	1 892	2 284
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
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	0,5	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	
Baixas***																	
TOTAL	20 518	21 190	21 304	21 361	21 377	21 398	21 410	21 422	21 434	21 446	21 458	21 470	21 482	21 494	21 506	21 518	21 530
do qual Renováveis	14 141	14 203	15 316	16 666	19 693	21 134	21 376	21 657	21 930	22 202	22 471	22 739	23 005	23 271	23 537	23 803	24 068
do qual Não-Renováveis	6 377	6 987	6 989	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 635	4 645

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2023, o MNV relativo ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

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

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

Tabela II – Previsão da evolução da capacidade no período 2019-2040 - CENÁRIO AMBICÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	
Grandes Térmicas*	5 585	5 585	4 405	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819
Sines	1 180	1 180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pego	576	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Galeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
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	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmico	5 585	5 585	4 405	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819	3 819
Coerção não renovável	508	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Coerção renovável	1 293	1 303	1 304	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hidráulicas**	6 388	6 388	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394
Gouvães	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Davões	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
das quais renováveis	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723	2 723
Pequenas Centrais Hidráulicas (< 30 MW)***	620	620	621	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
Total Hidráulica	7 008	7 008	7 015	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016
Eólica terrestre****	5 352	5 372	5 600	6 007	6 301	6 595	6 890	7 278	7 666	8 052	8 438	8 824	9 209	9 594	10 000	10 412	10 824	11 240	11 660
Eólica offshore****	0	0	25	46	67	87	106	126	147	168	189	210	231	252	273	294	315	336	357
Total Eólica	5 352	5 397	5 756	6 075	6 388	6 702	7 016	7 401	7 814	8 219	8 624	9 039	9 454	9 869	10 284	10 700	11 115	11 530	11 945
Resíduos Sólidos Urbanos****	77	77	77	78	79	80	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Biomassa (w cogeração)****	104	238	244	249	260	270	280	284	288	292	296	296	296	296	296	296	296	296	296



	80	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	97	97	97	97	
Biógás (M ³ capacidade)****																			
Fotovoltaico (MW)***	548	918	1.295	2.494	4.090	5.452	5.557	5.761	5.966	6.171	6.375	6.580	6.785	6.990	7.194	7.398	7.602	7.806	8.010
Fotovoltaico Concentração (MW)***	17	17	53	85	131	172	213	255	296	337	378	420	461	502	543	584	625	666	707
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	27	54	79	104	129	163	197	232	266	300	334	368	402	436	470	504	538
Total Solar	565	939	3.375	2.627	4.270	5.628	5.899	6.179	6.459	6.740	7.020	7.300	7.580	7.860	8.140	8.420	8.700	8.980	9.260
Cidades****	0	0	6	13	28	24	30	38	46	54	62	70	78	86	94	102	110	118	126
Geotérmia****	0	0	5	11	16	21	26	32	39	46	53	60	67	74	81	88	95	102	109
Produção Distribuída****	364	563	658	754	842	930	1.018	1.108	1.199	1.289	1.379	1.469	1.559	1.649	1.739	1.829	1.919	2.009	2.099
Fotovoltaico (PV)***	360	553	648	743	831	919	1.007	1.098	1.188	1.278	1.368	1.458	1.548	1.638	1.728	1.818	1.908	1.998	2.088
Hídrica***	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Biomassa***	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biógás***	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	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20.516	21.190	20.913	22.045	25.269	27.055	27.755	28.594	29.428	30.267	31.145	31.014	31.845	32.676	33.507	34.338	35.169	35.999	36.830
do qual Renovável	14.141	14.807	15.704	17.410	20.634	22.420	23.220	23.960	24.733	25.532	26.311	27.069	27.807	28.525	29.233	29.931	30.629	31.327	32.025
do qual Não-Renovável	6.375	6.383	5.209	4.635	4.635	4.635	4.535	4.635	4.695	4.735	4.835	4.944	5.038	5.141	5.244	5.347	5.450	5.553	5.656

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW de ativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Cãoçada

*** Potência de ligação

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

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



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

2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Tecnologias (MW)													
Grandes Térmicas*	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hego	576	576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tapada Ócenoir E.C.	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
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
Total Térmico	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
Capacidade não renovável	792	802	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Capacidade renovável	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501
Total Capacidade	1 293	1 304	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306	1 306
Grandes Hidricas**	6 388	6 388	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394	6 394
Quilómetros	0	0	0	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Outras	0	0	0	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114
das novas reserváveis	2 713	2 713	2 713	2 713	2 593	2 593	2 593	2 593	2 593	2 593	2 593	2 593	2 593
Pequenas Centrais Hidricas (< 30 MW)***	620	620	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
Total Hidroico	7 008	7 008	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016	7 016
Eólica onshore***	5 352	5 372	5 372	5 397	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428
Eólica offshore***	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total Eólico	5 352	5 397	5 422	5 422	5 453	5 453	5 453	5 453	5 453	5 453	5 453	5 453	5 453
Resíduos Sólidos Urbanos****	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)****	194	208	208	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238
Biogás (s/ cogeração)****	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Fotovoltaico (PV)****	548	910	1 295	2 484	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521	2 521
Fotovoltaico Concentração (CPV)****	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
Total Solar	837	2 212	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598	2 598
Outras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia****	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	364	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563
Fotovoltaico (PV)****	360	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559
Hídrica****	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica****	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Biomassa****	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Biogás****	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	20 518	21 190	20 997	21 038	21 106	21 106	20 116	20 116	20 116	20 116	20 316	20 316	20 316



Direção Geral
de Energia e Geologia

	14 101	14 803	15 100	16 403	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471	16 471
de qual Renováveis	4 178	0 100	5 200	4 635	4 635	4 635	4 635	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645	3 645
do qual Não-Renováveis																

* Capacidade máxima

** Inclui a parte de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Comiada

*** Potência de ligação

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



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

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

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

Tecnologia	RMSA-E 2020	PNAER
Grandes hídricas	6 368	8 540
Pequenas hídricas	620	400
Eólica onshore	5 372	5 273
Eólica offshore	25	27
Cogeração renovável	501	471
Resíduos Sólidos Urbanos	77	-
Biomassa (s/ cogeração)	238	305
Biogás (s/ cogeração)	35	52
Fotovoltaico	916	670
Fotovoltaico Concentração	17	-
Solar Térmico Concentrado	0	50
Ondas	0	6
Fotovoltaico - Produção Distribuída	553	-
Hídrica - Produção Distribuída	0,2	-
Eólica - Produção Distribuída	4	-
Biomassa - Produção Distribuída	6	-
Biogás - Produção Distribuída	0,5	-
TOTAL	14 808	15 794

4. Pressupostos de Procura

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

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

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

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

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

4.1 Eficiência Energética

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

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

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

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

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

Fonte: PNAEE e estimativa OGEG



4.2 Mobilidade Elétrica

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

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

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

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias BEV		Total
	BEV		PHEV		n.º	km (média anual)	
	n.º	km (média anual)	n.º	km (média anual em modo eléctrico)			
2019	16913	12479	15458	5000	916	11400	33287
2020	29800	8943	25500	5000	1800	8988	57100
2021	45500	10019	30000	5000	5000	9803	83500
2022	64000	10778	43000	5000	8500	10333	115500
2023	87000	11423	55000	5000	13000	10758	155000
2024	115500	11968	73000	5000	18000	11097	201500
2025	149000	12422	89000	5000	25000	11367	263000
2026	200000	12802	110000	5000	34000	11587	344000
2027	265000	13120	132500	5000	44000	11758	441500
2028	347000	13385	158000	5000	56500	11898	561500
2029	442000	13610	185000	5000	70500	12011	687500
2030	551000	13800	214000	5000	86000	12108	851000
2035	873000	14587	464500	5000	163500	12474	1401000
2040	1158700	15130	820500	5000	231000	12702	2210200



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

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias BEV		Total N.º
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo eléctrico)			
2019	18913	12479	15458	5000	936	11400	33287
2020	30000	8941	26040	5000	2400	8966	58440
2021	51000	10019	67558	5000	5500	9803	124058
2022	79500	10776	144750	5000	19000	10333	243250
2023	120900	11825	266164	5000	34500	10758	421564
2024	165200	12386	406029	5000	56500	11097	627329
2025	216150	12848	561922	5000	85000	11367	863072
2026	298885	13297	697805	5000	119500	11582	1116190
2027	414500	13675	812954	5000	160000	11756	1387451
2028	560400	13989	906903	5000	206000	11896	1673303
2029	736300	14246	979125	5000	257000	12011	1972425
2030	937000	14456	1029060	5000	313500	12106	2279560
2035	1629000	15686	888217	5000	550000	12474	3067217
2040	2109000	15892	740213	5000	728000	12732	3177291

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

	Pesados de passageiros BEV		
	Continuidade	Ambição	km (média anual em modo eléctrico)
	N.º	N.º	
2019	66	66	31000
2020	81	115	29864
2021	103	196	30525
2022	126	309	30931
2023	153	451	31247
2024	181	621	31495
2025	213	818	31690
2026	246	1037	31847
2027	283	1282	31972
2028	321	1549	32075
2029	361	1938	32159
2030	403	2147	32229
2035	638	3898	32510
2040	900	5880	32696

4.3 Autoconsumo



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

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

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

Tabela 15 - Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Continuidade			Cenário Ambição			Teste de Stress		
	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	Total
2020	1 236	331	1 567	1 479	331	1 810	1 236	331	1 567
2021	1 233	410	1 643	1 483	410	1 893	1 237	331	1 568
2022	1 243	490	1 733	1 489	490	1 979	1 239	331	1 570
2023	1 244	564	1 808	1 495	564	2 059	1 239	331	1 570
2024	1 246	637	1 883	1 502	637	2 139	1 239	331	1 570
2025	1 247	696	1 943	1 508	718	2 219	1 239	331	1 570
2026	1 249	779	2 028	1 509	813	2 320	1 239	331	1 570
2027	1 251	861	2 112	1 511	912	2 423	1 239	331	1 570
2028	1 254	941	2 195	1 513	1 012	2 525	1 239	331	1 570
2029	1 256	1 019	2 274	1 514	1 113	2 627	1 239	331	1 570
2030	1 258	1 095	2 352	1 516	1 213	2 729	1 239	331	1 570
2035	1 258	1 449	2 706	1 515	1 717	3 233	1 239	331	1 570
2040	1 258	1 777	3 035	1 515	2 220	3 736	1 239	331	1 570

¹ 621 GWh relativos a cogeração a gás natural, 395 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 150 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

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

³ 266 GWh relativos a micro/mini produção, com 3556 horas de utilização por ano, 63 GWh a UPP, com 1413 horas de utilização por ano e 177 GWh a UPAC (j injeção, com 1179 horas de utilização por ano.



4.4 Cenários de Procura

Tabela 16 – Cenário Central Continuidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Válculos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	twh ⁴		GWh	%	GWh	twh
2020	523	106	44 910		1967	4 447	9,3%	47 790	
2021	895	158	46 205	2,9%	1649	4 555	9,3%	49 110	2,8%
2022	1 267	223	46 569	0,8%	1733	4 567	9,2%	49 403	0,6%
2023	1 639	308	46 833	0,6%	1808	4 569	9,2%	49 594	0,4%
2024	2 011	416	47 127	0,6%	1883	4 575	9,2%	49 819	0,5%
2025	2 383	550	47 453	0,7%	1943	4 585	9,2%	50 095	0,6%
2026	2 755	716	47 908	1,0%	2029	4 605	9,1%	50 485	0,8%
2027	3 127	991	48 420	1,1%	2112	4 633	9,1%	50 938	0,9%
2028	3 499	1 302	49 004	1,2%	2195	4 661	9,1%	51 473	1,0%
2029	3 871	1 665	49 667	1,3%	2274	4 701	9,0%	52 075	1,2%
2030	4 243	2 084	50 391	1,4%	2352	4 747	9,0%	52 740	1,3%
2035	4 823	3 908	55 057		2706	5 177	9,0%	57 528	
2040	5 401	5 016	59 213		3015	5 556	9,0%	61 735	

Tabela 17 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Válculos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	twh ⁴		GWh	%	GWh	twh
2020	511	109	45 157		1810	4 447	9,3%	47 794	
2021	895	212	46 503	3,0%	1893	4 560	9,3%	49 170	2,9%
2022	1 267	406	47 300	1,1%	1979	4 586	9,2%	49 607	0,9%
2023	1 639	657	47 473	1,0%	2059	4 609	9,2%	50 022	0,8%
2024	2 011	1 045	48 009	1,1%	2139	4 638	9,2%	50 509	1,0%
2025	2 383	1 456	48 615	1,3%	2219	4 674	9,2%	51 071	1,1%
2026	2 755	1 965	49 387	1,6%	2310	4 720	9,1%	51 791	1,4%
2027	3 127	2 579	50 271	1,8%	2413	4 785	9,1%	52 639	1,6%
2028	3 499	3 293	51 261	2,0%	2525	4 856	9,1%	53 592	1,8%
2029	3 871	4 105	52 357	2,3%	2637	4 937	9,0%	54 660	2,0%
2030	4 243	5 003	53 544	2,3%	2759	5 026	9,0%	55 840	2,1%
2035	4 823	7 971	59 411		3133	5 556	9,0%	61 734	
2040	5 403	9 568	64 056		3716	5 966	9,0%	66 285	

⁴ Taxa de variação homóloga

⁵ Taxa de variação homóloga



Tabela 18 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	twh ²		GWh	%	GWh	twh
2020	523	109	45 673		1810	4 500	9,3%	48 363	
2021	895	212	46 808	2,5%	1895	4 592	9,3%	49 506	2,4%
2022	1 267	426	47 421	1,3%	1979	4 629	9,2%	50 070	1,1%
2023	1 639	527	47 983	1,2%	2059	4 663	9,2%	50 584	1,0%
2024	2 011	1 045	48 611	1,3%	2139	4 699	9,2%	51 171	1,2%
2025	2 383	1 456	49 311	1,4%	2219	4 744	9,2%	51 837	1,3%
2026	2 755	1 965	50 180	1,8%	2320	4 804	9,1%	52 664	1,6%
2027	3 127	2 519	51 164	2,0%	2423	4 875	9,1%	53 616	1,8%
2028	3 499	3 293	52 257	2,1%	2525	4 955	9,1%	54 688	2,0%
2029	3 871	4 105	53 459	2,3%	2627	5 046	9,0%	55 877	2,2%
2030	4 243	5 003	54 754	2,4%	2729	5 145	9,0%	57 170	2,3%
2035	4 823	7 921	61 212		3233	5 734	9,0%	63 713	
2040	5 403	9 568	66 530		3736	6 210	9,0%	69 034	

Tabela 19 – Cenário Inferior Controlidade

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
			GWh	twh ²		GWh	%	GWh	twh
2020	523	106	44 390		1567	4 394	9,3%	47 217	
2021	895	158	45 911	3,4%	1649	4 525	9,3%	48 787	3,3%
2022	1 267	223	46 109	0,4%	1733	4 520	9,2%	48 897	0,2%
2023	1 639	308	46 284	0,4%	1808	4 514	9,2%	48 989	0,2%
2024	2 011	416	46 487	0,4%	1883	4 510	9,2%	49 110	0,3%
2025	2 383	550	46 721	0,5%	1943	4 511	9,2%	49 289	0,4%
2026	2 755	746	47 080	0,8%	2029	4 522	9,1%	49 571	0,6%
2027	3 127	991	47 194	0,9%	2112	4 539	9,1%	49 920	0,7%
2028	3 499	1 302	47 928	1,0%	2195	4 562	9,1%	50 345	0,9%
2029	3 871	1 665	48 529	1,2%	2274	4 591	9,0%	50 835	1,0%
2030	4 243	2 084	49 129	1,2%	2352	4 625	9,0%	51 392	1,1%
2035	4 823	3 908	53 264		2706	5 000	9,0%	55 557	
2040	5 403	5 036	56 796		3035	5 317	9,0%	59 079	

¹ Taxa de variação homogénea

² Taxa de variação homogénea



Tabela 20 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos eléctricos GWh	Consumo Total no Continente		Autoconsumo GWh	Perdas		Consumo relativo à produção líquida	
			GWh	twh ^a		GWh	%	GWh	twh
2020	523	109	45 673		1567	4 525	9,5%	48 631	
2021	895	212	46 908	2,5%	1568	4 625	9,3%	49 855	2,5%
2022	1 267	406	47 421	1,3%	1570	4 670	9,2%	50 521	1,3%
2023	1 639	697	47 983	1,2%	1570	4 710	9,2%	51 123	1,2%
2024	2 011	1 045	48 611	1,3%	1570	4 757	9,2%	51 797	1,3%
2025	2 383	1 456	49 311	1,4%	1570	4 810	9,2%	52 551	1,5%
2026	2 755	1 965	50 180	1,8%	1570	4 879	9,1%	53 480	1,8%
2027	3 127	2 579	51 164	2,0%	1570	4 960	9,1%	54 554	2,0%
2028	3 499	3 293	52 257	2,1%	1570	5 050	9,1%	55 738	2,2%
2029	3 871	4 105	53 459	2,3%	1570	5 151	9,0%	57 039	2,3%
2030	4 243	5 003	54 754	2,4%	1570	5 260	9,0%	58 444	2,5%
2035	4 823	7 973	61 212		1570	5 899	9,0%	65 540	
2040	5 403	9 568	66 530		1570	6 425	9,0%	71 385	

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

5. Outras pressupostos

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

^a Taxa de variação homogénea



5.1 - Preços dos combustíveis

Tabela 21 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹ USD ₂₀₁₉ /bbl	CARVÃO ² CIF Sines USD ₂₀₁₉ /t	GÁS NATURAL ³ CIF RMF-AT USD ₂₀₁₉ /MWh
2020	43	54,6	2,8
2021	42	55,3	4,0
2022	52	61,8	4,8
2023	62	68,0	5,7
2024	71	73,9	6,4
2025	81	79,6	7,2
2026	83	79,6	7,2
2027	84	79,5	7,3
2028	85	79,4	7,3
2029	87	79,4	7,4
2030	88	79,4	7,4
	90	79,4	7,5
2035	91	79,6	7,6
	93	79,7	7,6
2040	95	79,9	7,7

Nota: No ano de 2020 considerou-se a média dos preços spot verificados até à data com a média dos futuros para maturidades posteriores a julho. No ano de 2019 os preços referem-se à média de cotações de Sines: Crudo Brent, Carvão CIF 66A, G3 (TF e MBF)

5.2 - Preços das Licenças de CO₂

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

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

	Unid.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Preço	€/t	29,09	29,43	29,90	30,35	31,08	31,53	32,10

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do cenário Stated Policies Scenario - European Union da IEA – International Energy Agency, World Energy Outlook 2019, de 43 USD₂₀₁₉/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2018.

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

¹Anos de 2025, 2030, 2035 e 2040 com base no Stated Policies Scenario da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2019. Preços revistos para preços de 2019 com base no índice de preços ao consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

²Carvão com PCI = 6 000 kcal/kg; 1%S

³ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL



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

	Unid	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040
Preço	€/t	28,8	28,9	29,0	29,1	29,5	29,6	29,6	31,9	36,6	37,0

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

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

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

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

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

[**] Aumentado o fator de adicionamento de 2,765670 para o carvão, tal como definido na Portaria n.º 42/2020.

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

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

6. Análises e Indicadores

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Anexo 2

**Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN –
Período 2021-2040 – Contributos REN para o RMSA-E 2020**



*Monitorização da Segurança
de Abastecimento do SEN*

Período 2021-2040

CONTRIBUTOS REN PARA O RMSA-E 2020

Sumário Executivo

Outubro 2020

Índice

1.	Enquadramento.....	2
2.	Estudos realizados.....	2
2.1	Procura.....	2
2.2	Oferta.....	6
2.3	Tributação do carvão e do gás natural utilizado nas centrais termoeletricas.....	12
2.4	Evolução da capacidade comercial de interligação.....	12
2.5	Trajatórias avaliadas.....	14
3.	Resumo dos principais resultados.....	17
3.1	Segurança de Abastecimento.....	17
3.2	Ambiente.....	21
3.3	Competitividade.....	22
4.	Considerações finais.....	24

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
 - Previsão da Procura
 - Caracterização da Oferta e da capacidade de interligação
 - Caracterização das Trajetórias
- B. Principais Resultados
 - Segurança de abastecimento
 - Ambiente
 - 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 do consumo de eletricidade e os restantes elementos prospetivos no período 2021-2040 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 para Portugal Continental, no período 2020-2040, traduzida em termos de consumo referido à

produção líquida¹ (abastecido pelas redes públicas) para os diferentes cenários considerados neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento do SEN. A construção dos diferentes cenários suportou-se em dois eixos fundamentais, conforme ilustrado na Figura 1, "Velocidade da Descarbonização" e "Crescimento Económico", e visa enquadrar a incerteza e respetivos vetores de mudança relativos às perspetivas de evolução da procura no período em análise. Nos anexos a este documento, II-Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade e III-Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN, detalha-se o processo de construção destes cenários e o do cálculo da previsão das pontas de consumo.

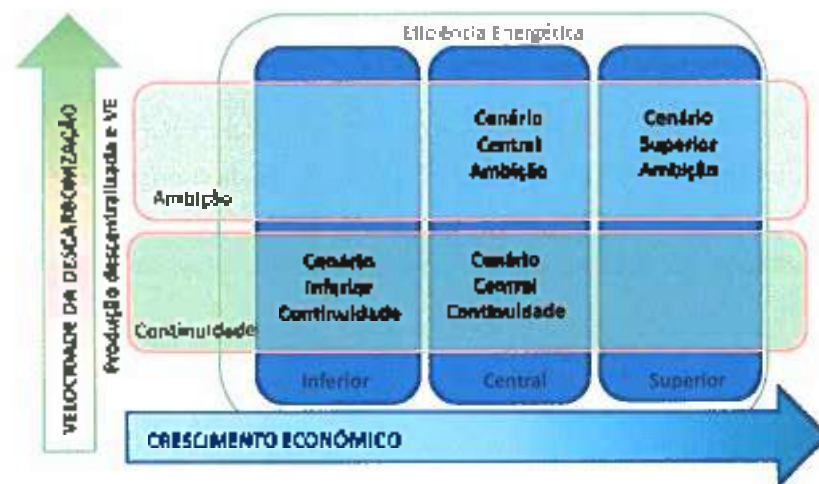


Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura

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. Na Figura 2 descrevem-se as cenarizações consideradas dos diferentes vetores de mudança.

Em termos gerais, o eixo "Crescimento Económico" pressupõe um menor ou maior desenvolvimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia alicerçados em diferentes mecanismos de incentivos financeiros. O eixo "Velocidade da Descarbonização" tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo a integração de diferentes volumes de energias renováveis e, conseqüentemente, de distintos níveis de descarbonização da sociedade.

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.

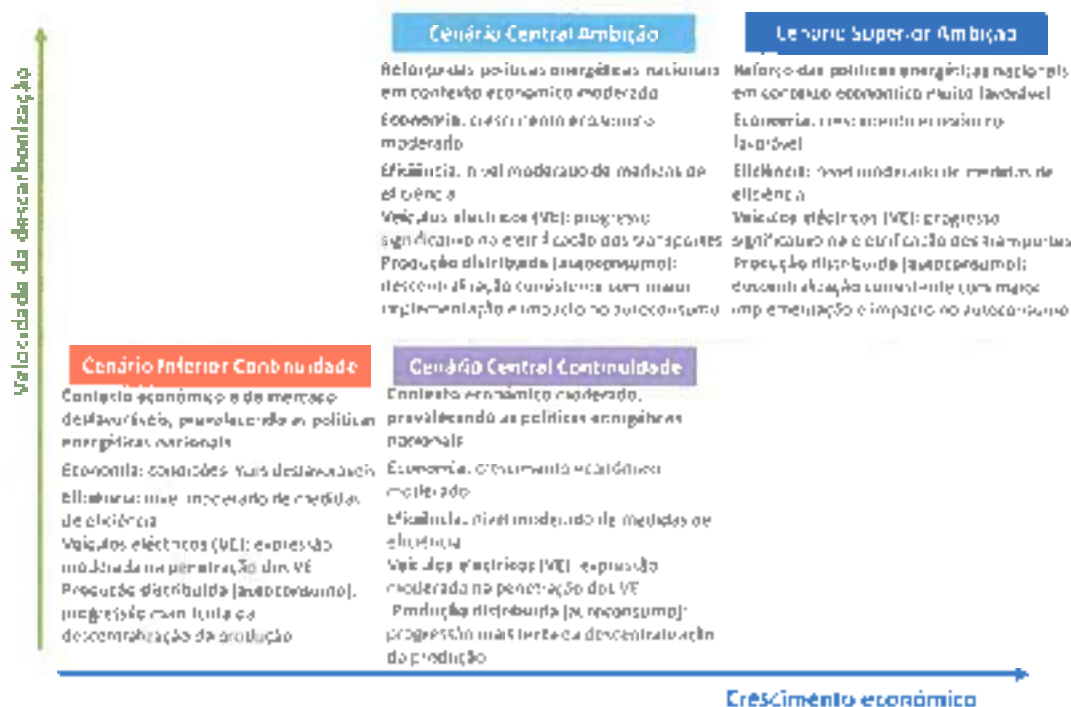


Figura 2: Caracterização dos cenários da procura desenvolvidos

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

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 - DGE no período em análise. Em termos práticos, assumiu-se um Impacto comum a todos os cenários, sendo que para 2020 as poupanças previstas são as que constam no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), 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 2016-2018.

A evolução do autoconsumo (produção distribuída) anual, rege-se pelas perspectivas de evolução de potência instalada constantes no Anexo I - Pressupostos Gerais da DGEG e é composta por duas vertentes:

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

Neste exercício analisaram-se diferentes níveis de autoconsumo para as grandes instalações considerando as potências instaladas estabelecidas pela DGEG e variações no número de horas de utilização das centrais cogeração (renovável e não renovável - Gás Natural) à plena carga. No cenário Continuidade assumem-se valores de autoconsumo de 890 hpc e 765 hpc, respetivamente, para as centrais a gás natural e centrais renováveis. No cenário Ambição, estimam-se valores de autoconsumo de 1 165 hpc para as centrais a gás natural e um valor de 765 hpc para as centrais renováveis.

Acrescente-se que a evolução dos consumos prevista neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento contempla uma tendência de evolução ligeiramente decrescente das perdas nas redes de transporte e distribuição, variando de cerca de 9,3% - valor estimado em 2019 - para 9% até 2040.

No que respeita à mobilidade considera-se a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV. Em linhas gerais, são analisados os seguintes dois cenários de penetração de veículos elétricos.

Cenário Ambição: incorpora as projeções consideradas no PNEC 2030, que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050);

Cenário Continuidade: prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV;

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.

Ainda no que respeita à previsão da evolução da procura, e pese embora a relevância que se perspetiva para o vetor hidrogénio no processo da descarbonização da economia vertida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), este não foi considerado para efeitos de previsão de consumo de energia elétrica e de monitorização da segurança do abastecimento do SEN. Sendo este um exercício de base anual e mediante a necessária evolução de informação disponível para o efeito, este vetor será ponderado em futuros exercícios.

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.

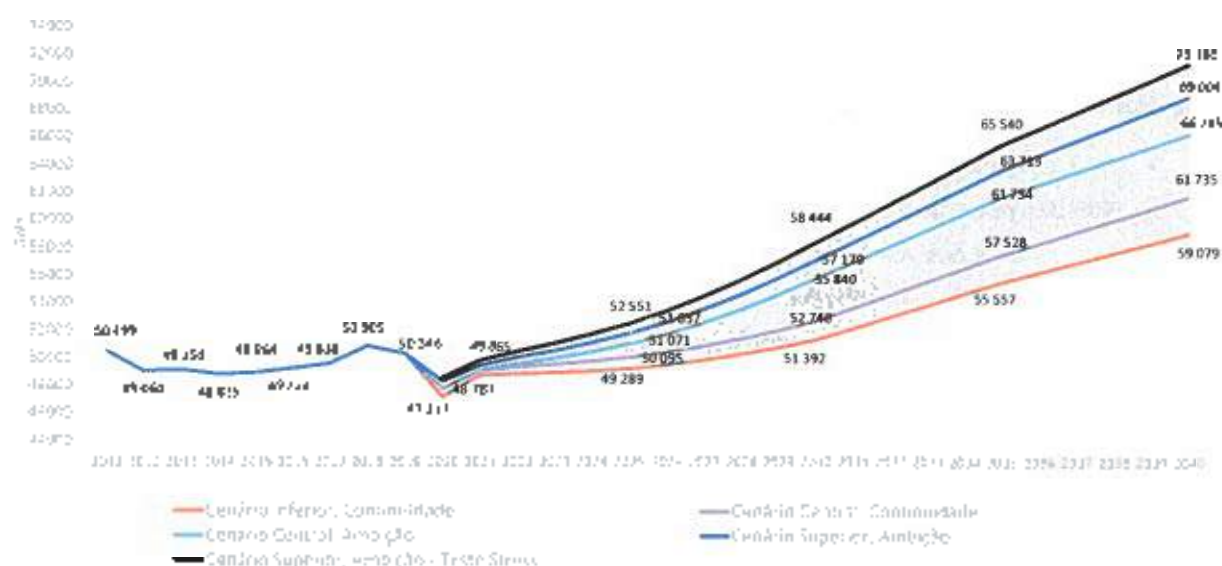


Figura 3: Evolução do consumo referido à produção líquida

A análise da Figura 3 ilustra a evolução do consumo de energia elétrica referido à produção líquida no período em análise, o qual incorpora o impacto decorrente da atual crise de saúde pública (COVID-19). Até junho de 2020, o consumo de eletricidade acumulado decresceu 5,1% em termos homólogos (-7,7% corrigido do efeito de temperatura). Com o retomar da atividade económica é expectável a recuperação dos consumos no 2º semestre do ano, todavia o ritmo e a dimensão dessa recuperação são fatores de grande incerteza. Neste exercício e em consequência desta crise, destaca-se que o consumo de eletricidade ocorrida em 2019 apenas é alcançado em 2023 no cenário superior Ambição.

Conforme ilustrado na Figura 3, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, se situe nos 52,7 TWh no cenário central Continuidade (taxa de crescimento médio anual no período de 1,3%) e nos 55,8 TWh no cenário central Ambição (taxa de crescimento médio anual no período de 1,6%), prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo de 61,7 TWh e de 66,2 TWh, respetivamente.

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

Complementarmente à estimativa da evolução de consumo de eletricidade decorrente dessa cenarização, o exercício de monitorização da segurança de abastecimento 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, por exemplo em 2030, o impacto esperado da mobilidade elétrica "nas horas tradicionais de ponta do SEN" é de cerca de 250 MW adicionais no cenário Continuidade e de cerca de 575 MW no cenário Ambição (Figura 4).

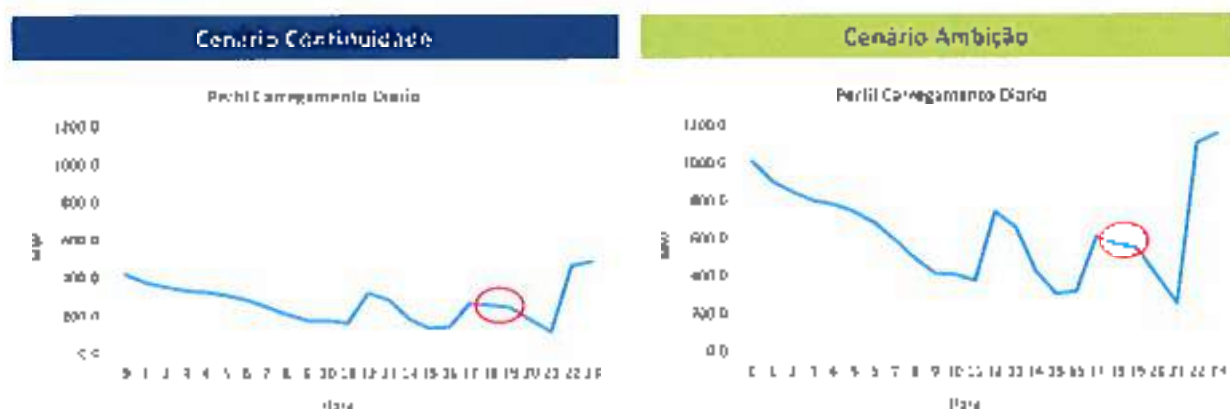


Figura 4: Perfil de carregamento VE (ligeiros que utilizam carregamento lento com 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging)

Saliente-se, porém, que a solicitação de potência ao SEN para efeitos de carregamento de VE é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Para o mesmo horizonte 2030, caso os ligeiros de passageiros e mercadorias que utilizam carregamento lento 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

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

a estratégia base considerada neste estudo) e no cenário **Ambição** cerca de 1300 MW (+725 MW comparado com a estratégia base considerada neste estudo) (Figura 5).

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 e os dados recolhidos deverão ser refletidos em 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.

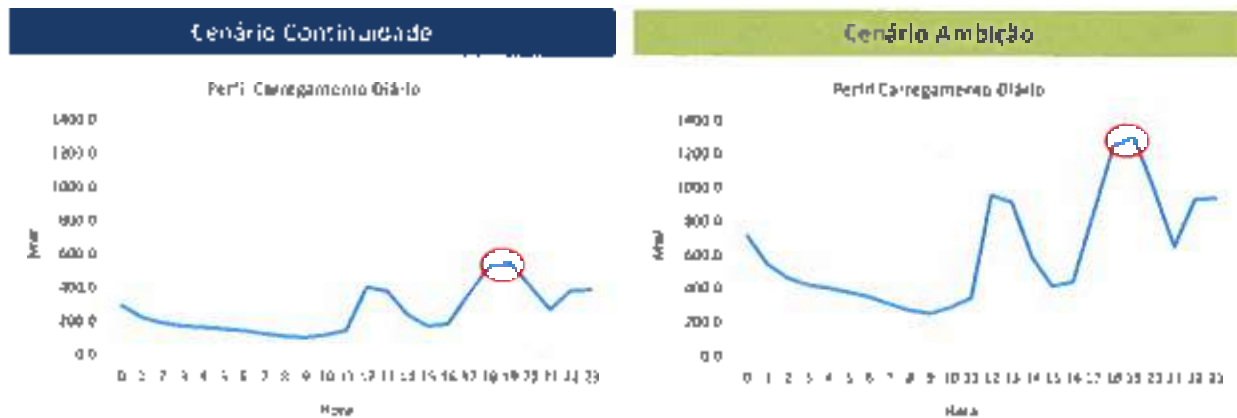


Figura 3: Perfil de carregamento VE (ligelros que utilizam carregamento lento com 60% Direct Recharging e 40% Valley Recharging)

Finalmente, registe-se que as construções dos cenários desenvolvidos não consideraram fenómenos derivados da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis para o efeito.

No entanto, mesmo excluindo estes fenómenos, as efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições *Standard* têm impacto na previsão das pontas de consumos do SEN (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima), conforme se detalha no Anexo III - Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN. Por exemplo, em 2030 no cenário Central Ambição, a ponta de carga do SEN pode ser agravada em cerca de 255 MW, caso se considere o agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95% e em 935 MW, caso se considere o agravamento máximo (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

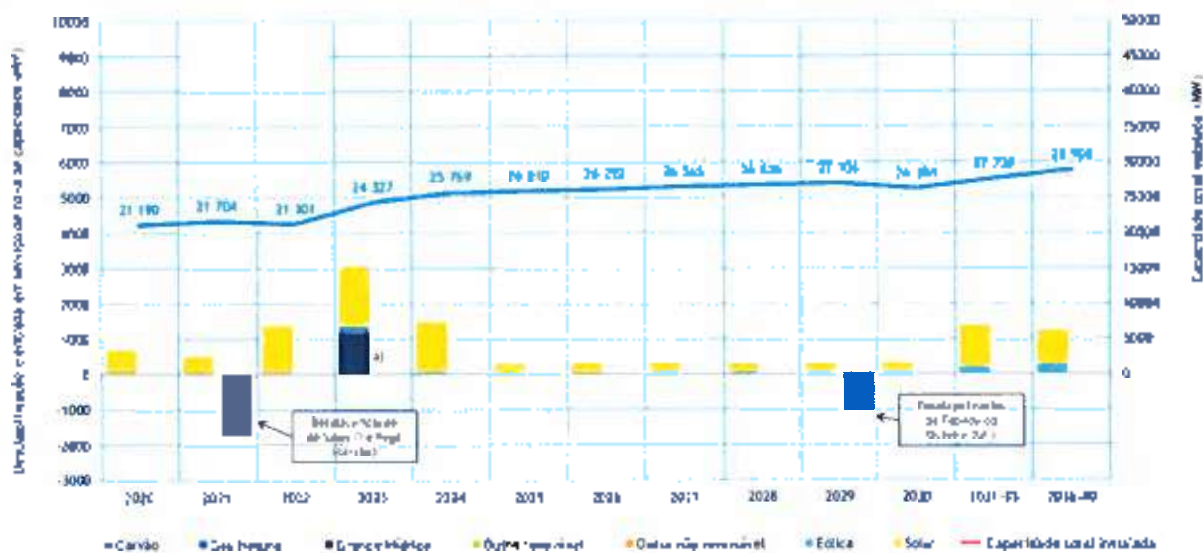
2.2 OFERTA

Nesta secção são apresentados os pressupostos que serviram de base à previsão da evolução da oferta no período 2020-2040. Para este efeito consideram-se três cenários distintos: (i) cenário Continuidade, (ii) cenário Ambição e (iii) Teste de Stress. A evolução das potências instaladas totais para cada um deles é ilustrada na Figura 6. 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 Continuidade:



a) Covões, Covões e Alto Tâmega

* a desclassificação da central a carvão de Sines assumida no início de janeiro de 2021, pelo que não é considerada no horizonte de estudo

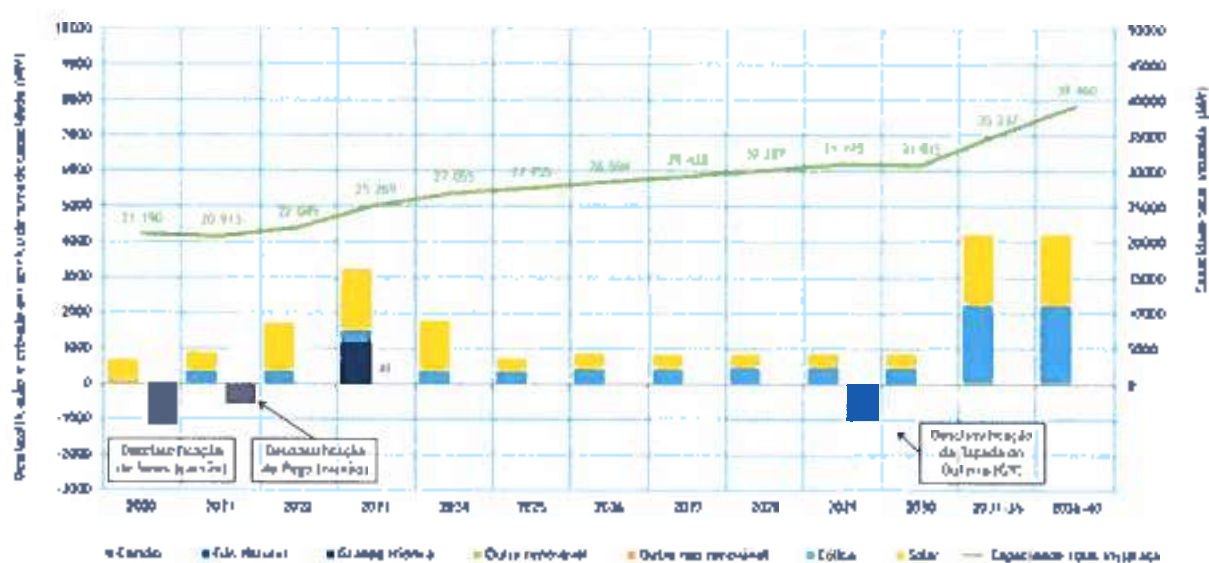
Figura 7: Evolução da capacidade total instalada para o cenário Continuidade

- ✓ Grande Térmica: descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Duteiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria. Descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021³;

³ Para efeitos de estudos de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação da central em 1 de janeiro de 2021. Acresce que de acordo com o plano da DGEJ (785/DSEE/2020) é declarada a caducidade por renúncia da licença de produção da central termoelétrica em 15 de janeiro de 2021.

- ✓ Grande Hídrica: tal como no cenário Ambição, considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações destas centrais à RNT, considera-se para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral dos centros electroprodutores de Gouvães e Daivões para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso);
- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2019, consideram-se os objetivos previstos do PNEC 2030, com alguns ajustes, numa perspetiva mais conservadora.

Cenário Ambição:



a) Gouvães, Daivões e Alto Tâmega

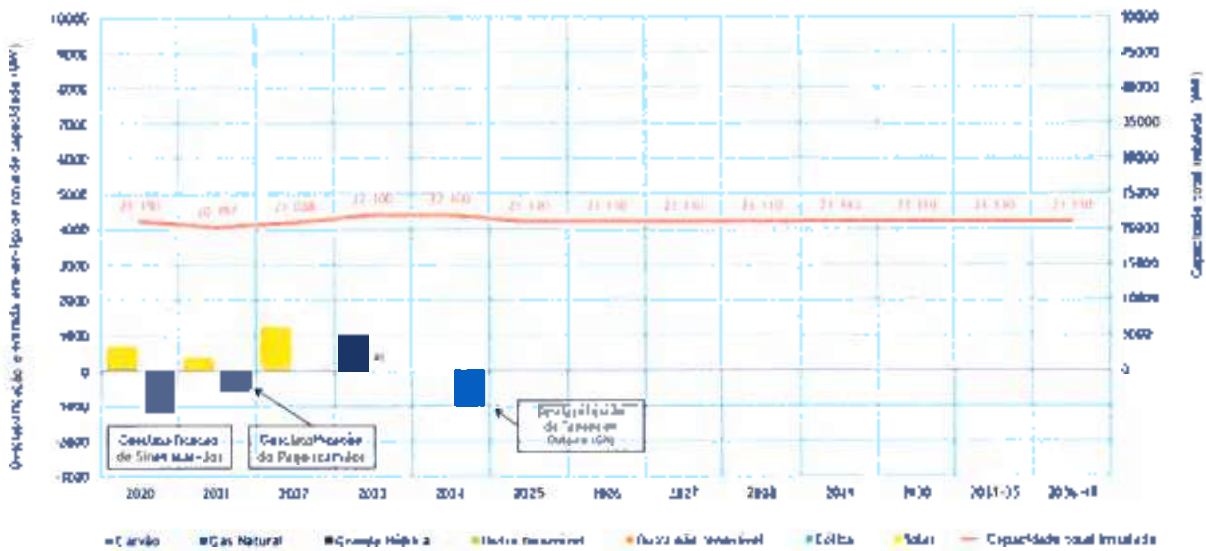
Figura 8: Evolução da capacidade total instalada para o cenário Ambição

- ✓ Grande Térmica: descomissionamento da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, acomodando o compromisso assumido pelo Governo e a previsão já estabelecida no PNEC sobre esta matéria, e o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020;
- ✓ Grande Hídrica: considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores. Dada a incerteza associada aos processos de licenciamento e construção das ligações destas centrais à RNT, considera-se para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, o adiamento da entrada em serviço integral dos centros electroprodutores de Gouvães e Daivões para data não anterior ao início de 2023 (esta data poderá ser antecipada mediante a evolução dos processos em curso);

- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER) e cogeração: para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2019, consideram-se os objetivos previstos no PNEC 2030.

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 31-12-2020.



a) Gouvães e Daivões

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 no início de 2023;
- ✓ Fontes de Energia Renováveis (FER): capacidade instalada e em construção, ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2020, com previsão de entrada em exploração até 2022.

2.3 TRIBUTAÇÃO DO CARVÃO E DO GÁS NATURAL 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 e gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 1 e Tabela 2, respetivamente. No caso do gás natural, não se aplica a taxa de adição sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros eletroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

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

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

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

(**) Assumindo o fator de adição de 2,265670 para o carvão, tal como definido na Portaria n.º 42/2020

Tabela 2: Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

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

2.4 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Para efeitos dos estudos desenvolvidos para a monitorização da segurança de abastecimento do SEN, no período 2021-2040, consideraram-se os valores indicados na Tabela 3 para a capacidade comercial de

interligação com Espanha (ou seja, o NTC⁶). 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 3: Previsão dos Valores Mínimos ⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2021	2 600	2 300
2023	3 200 ⁽²⁾	3 600 ⁽²⁾
2030	3 500	4 200
2040	4 000 ⁽³⁾	4 700 ⁽³⁾

Notas

- (1) Valores mínimos mas 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 sector, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Após o estabelecimento da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) - Fontvieille (ES).
- (3) Correspondem a valores identificados como "Forge Capacity" para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNEL 2018. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir estes 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 já citada futura linha de interligação a 400 kV Minho-Galiza (atualmente prevista para final de 2022), que possibilitarão ultrapassar 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.

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 no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 - PNEC 2030), quer da capacidade de interligação, estima-se para o horizonte 2030 que o indicador 'interconnection ratio'⁷ possa situar-se num intervalo que no cenário Continuidade pode atingir perto de 16%, mas que no cenário Ambição, alinhado com os objetivos do PNEC 2030, representa apenas 14%. Para garantir o cumprimento da meta de 15%⁸ em 2030 estabelecida para este indicador, verifica-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

⁶ NTC - Net Transfer Capacity corresponde à capacidade de interligação disponível para trocas comerciais.

⁷ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

⁸ 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 que o indicador "interconnection ratio" não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo mais tarde (em outubro de 2014) sido alargado para 15% em 2030.

energia elétrica de Espanha, com vista a identificar os 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.

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, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega) em 2023, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final do primeiro trimestre de 2021⁴, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior Continuidade;
- **Trajetória Ambição**, assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega) em 2023, o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. É efetuada ainda para esta trajetória 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 a carvão de Sines até final de 2020, o descomissionamento das centrais do Pego e Tapada do Outeiro até final de 2021 e de 2024, respetivamente (de acordo com as datas estabelecidas nos CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê Inicie a construção até 31 de dezembro de 2020.

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, 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

⁴ Para efeitos de estudos de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação da central em 1 de janeiro de 2021

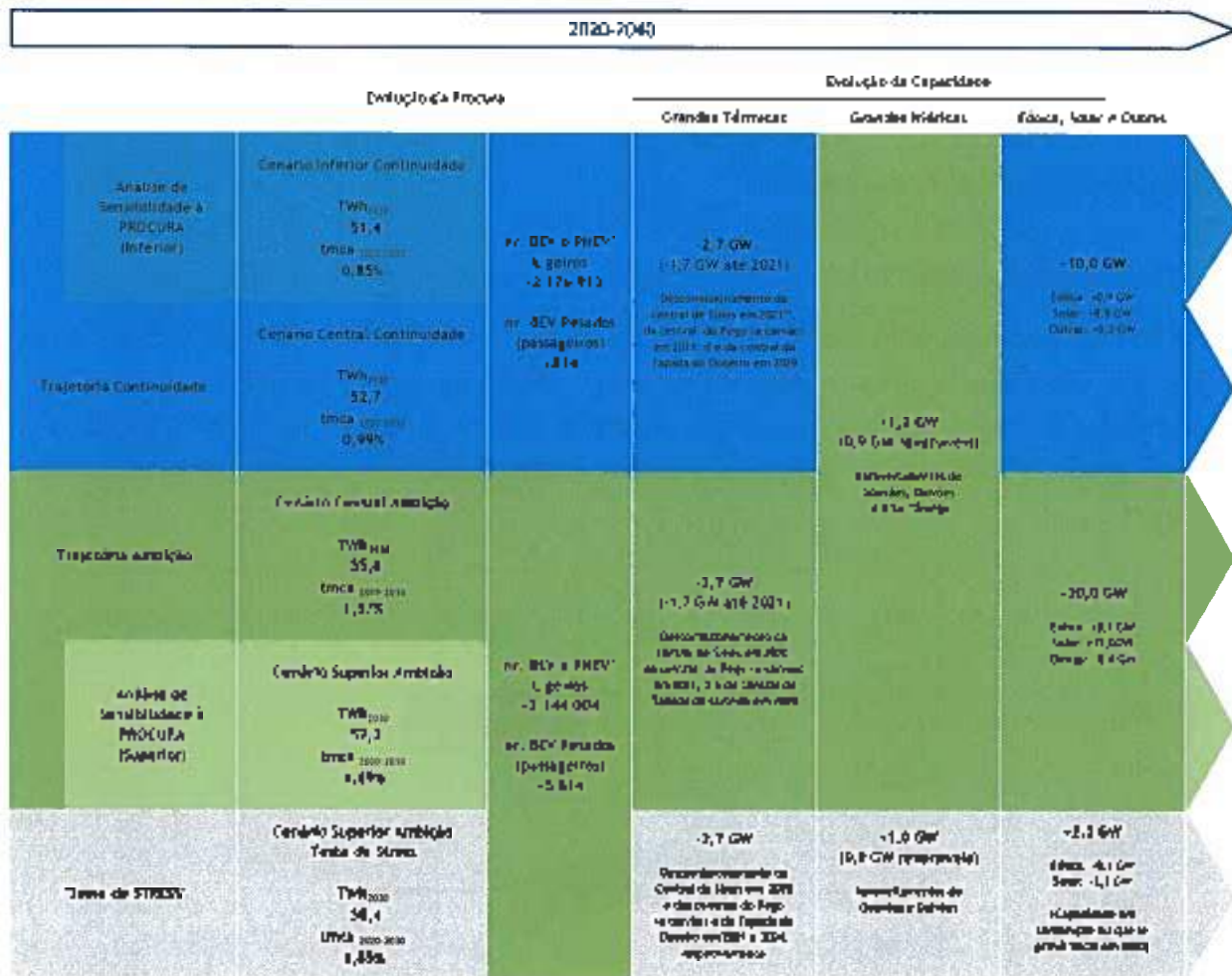
evolução dos consumos de eletricidade de acordo com o cenário Superior Ambição, e analisa-se o comportamento do sistema face a uma procura mais exigente.

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 2020, 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.



* DE e PNEV: número de DE e PNEV em MW em 2020 e em 2040

** A Central de Continuidade opera apenas de forma de segurança e não é considerada disponível para a geração de energia elétrica em 2021

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 eletricidade. O Anexo V-Principais Resultados deste documento complementa e detalha os resultados descritos nos pontos seguintes.

3.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (31 de dezembro de 2020) e do Pego (31 de dezembro de 2021), conjugada com o atraso da entrada em serviço das centrais de Gouvães e Davões para não antes de 1 de janeiro de 2023, determina o estágio de 2022 como "Estádio de Rutura" na trajetória Teste de Stress, apresentando um Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0.

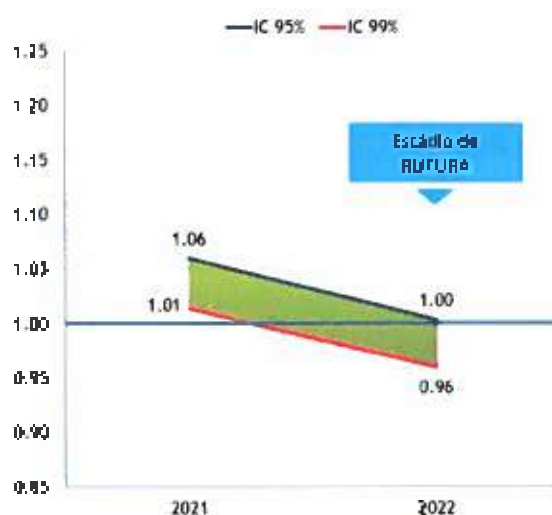


Figura 11: Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP) - Teste de Stress

No RAMSA-E 2019,¹⁰ o teste de stress, resultava na rutura da configuração do sistema em 2025 após a desclassificação da central da Tapada do Outeiro. Neste exercício, atento o adiamento da entrada em serviço industrial das novas centrais hídricas de Gouvães e Davões (2023), que ocorrerá um ano após a desclassificação da central do Pego a carvão (2021), leva à antecipação do estágio de rutura para 2022.

Num ambiente de funcionamento normal do mercado (2300 MW de capacidade para trocas comerciais) é razoável considerar que existe resposta ao cenário de evolução do Teste de Stress. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, a disponibilidade de meios nacionais é essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais. Na ocorrência destas circunstâncias,

¹⁰ No RAMSA 2019 salientava-se que "Nestas condições (Teste de Stress), apesar de se estimar a rutura da atual configuração 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 hídricas de Gouvães e Davões, antes da desclassificação da central do Pego a carvão".

e no período compreendido entre a desclassificação da central de Sines e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) e da nova interligação Minho-Galiza, poderá ser necessário recorrer às medidas mitigadoras identificadas do lado da Oferta e da Procura, de forma sequencial, enunciadas na Tabela 4, para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional e garantir a segurança de abastecimento do SEN.

Tabela 4: Medidas mitigadoras do lado da Oferta e da Procura a aplicar de forma sequencial

#	Medidas
1 (Oferta)	Solicitação da ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
2 (Procura)	Redução do consumo, recorrendo ao serviço de interruptibilidade dos consumidores industriais elegíveis com os quais existem contratos anuais de prestação desse serviço.
3 (Procura)	Deslastes pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

No que diz respeito à evolução da rede, a construção do conjunto de reforços da RNT¹¹ (mencionados do Anexo IV - Evolução da RNT e das Interligações) que está subjacente à evolução do parque produtor previsto, alguns dos quais ainda não realizados, é também crítica na trajetória Teste de Stress para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência.

Quer para a trajetória Continuidade, quer para a trajetória Ambição, e em linha com os resultados do Teste Stress, verifica-se o incumprimento dos padrões de segurança de abastecimento no estágio 2022 (índice de Cobertura Probabilístico - ICP para 99 % de probabilidade inferior a 1.0). Nesta situação, em ambas as trajetórias, considera-se uma evolução do SEN sem a entrada ao serviço das centrais hidroelétricas da bacia

¹¹ Eixos do Alentejo e linha a 400 kV Fanhões - Rio Major, contribuindo também de modo determinante para a integração de nova produção, nomeadamente a solar fotovoltaica.

do Tâmega e com a desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (em 2020¹²) e do Pego (em 2021).

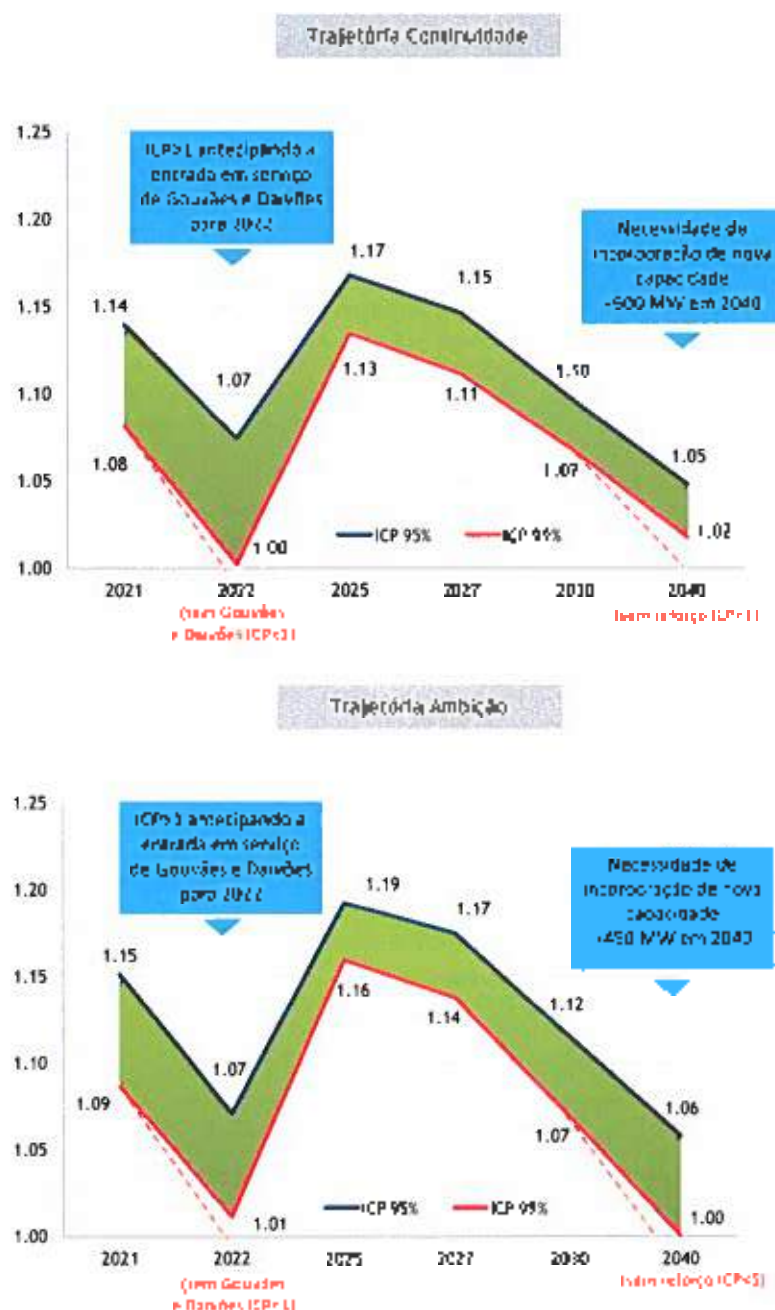


Figura 12: Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

¹² No cenário Continuidade, para efeitos de estudos de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação da central em 1 de Janeiro de 2021

A entrada em serviço industrial dos centros electroprodutores de Gouvães e Daivões (totalidade da capacidade disponível das 2 centrais), com dupla alimentação assegurada, que está dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em curso e da construção das duas linhas de ligação da subestação de Ribeira de Pena à restante RNT, permite o cumprimento do ICP para 99 % de probabilidade (ICP > 1.0).

Nos restantes estádios, e até 2030, verifica-se o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento para as configurações do SEN nas distintas trajetórias, não se identificando necessidade de capacidade firme adicional. 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 de 600 MW e 450 MW, respetivamente, para garantir os critérios de segurança de abastecimento.

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, para fazer face à desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego, estão previstos reforços na RNT¹¹ que, com a sua colocação 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. A desclassificação das centrais térmicas a carvão, em particular da central de Sines, evidencia a importância da colocação em serviço destes reforços da RNT para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência.

Ainda 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. Para o efeito, é fundamental a colocação em serviço da subestação de Ribeira de Pena em conjunto com as linhas a 400 kV Feira - Ribeira de Pena e Ribeira de Pena - Vieira do Minho 1 e 2.

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 2018-2027, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de Fontes de Energia Renovável (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 do RMSA-E 2020 e do PNEC 2030 (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros electroprodutores assumida no referido PDIRT 2020-2029).

Complementarmente e no âmbito da operação da RNT, regista-se que compete a cada TSO no âmbito do desenho do Plano de Recuperação do Sistema, definir dentro da sua área de controlo o número de fontes de energia com a capacidade de arranque autónomo ("Black Start"). Em Portugal esse serviço é hoje garantido por duas centrais elétricas (Castelo de Bode e Tapada do Duteiro), sendo importante continuar a dispor no SEN de pelo menos duas fontes diferentes com esta capacidade. No caso de descomissionamento

¹¹ Eixos do Alentejo e linha a 400 kV Fátima - Rio Nave, contribuindo também de modo determinante para a integração de nova produção, nomeadamente a solar fotovoltaica.

futuro da central da Tapada do Outeiro, nomeadamente após a data em que termina o seu CAE - março de 2024 - é necessário assegurar que esse serviço continue a ser prestado por outra central elétrica na região norte do país.

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 PNEC 2030 para garantir o cumprimento das metas para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal (a que corresponde um contributo de cerca de 80% para a eletricidade). Os resultados obtidos conduzem, em 2021, a uma quota da produção renovável entre 65 a 66% do consumo bruto de eletricidade em ambas as trajetórias. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada de 81% e de 94%, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Na Figura 13 e Figura 14 ilustra-se a quota de produção renovável perspetivada para 2021 e 2030, em cada uma das trajetórias.

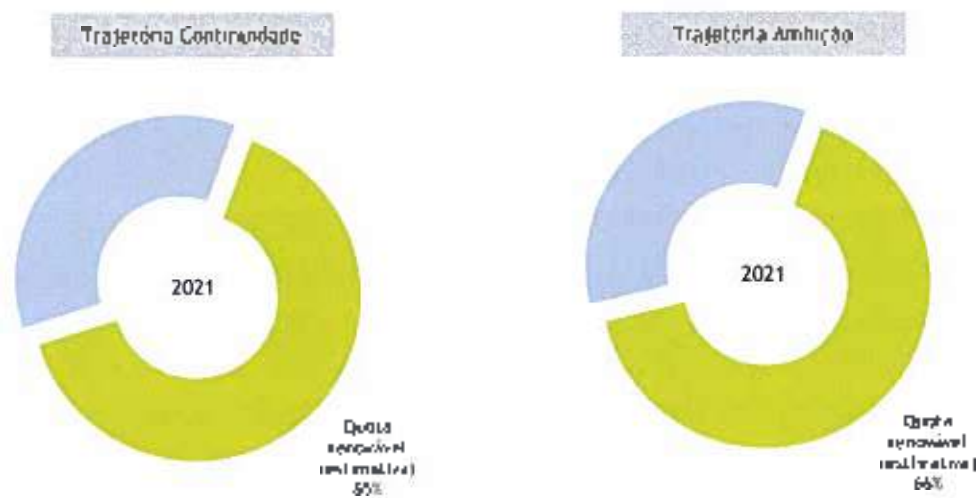


Figura 13: Estimativa de quota de produção renovável para 2021 na média dos regimes hidrológicos

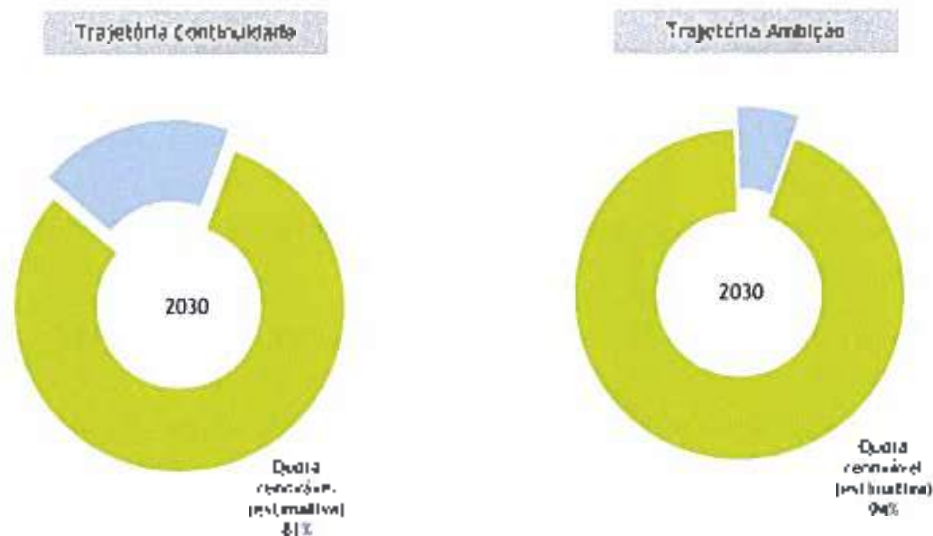


Figura 14: Estrutura de produção prevista para 2030 na média dos regimes hidrológicos

A análise de sensibilidade ao crescimento da procura mais elevado da trajetória Ambição aponta para a um decréscimo de Zpp 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 e 9 Mt em 2019), 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 um ligeiro acréscimo até 2,1 Mt, no caso da trajetória Continuidade, enquanto que na trajetória Ambição prosseguem as reduções para cerca de 0,3 Mt.

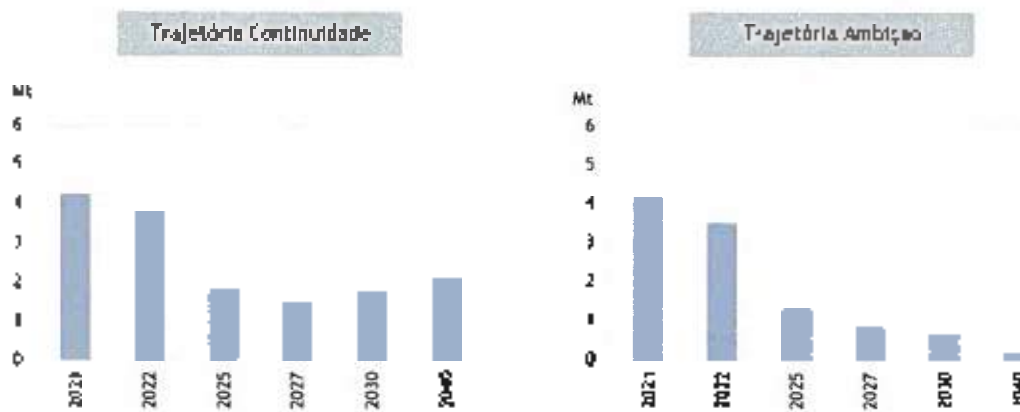


Figura 15: Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas na média dos regimes hidrológicos

3.3 COMPETITIVIDADE

Prevê-se para as trajetórias Continuidade e Ambição uma diminuição gradual do papel do Gás Natural face ao crescimento da potência renovável instalada. Nas condições da trajetória Continuidade, a utilização média das centrais de ciclo combinado a gás natural não excede 40%, e evolui no longo prazo para valores inferiores a 23%, em 2030, e inferiores a 27%, em 2040. No caso da ocorrência do cenário da procura Inferior Continuidade, este decréscimo é maior, apresentando utilizações médias de 20% e 22%, em 2030 e 2040, respetivamente.

Na trajetória Ambição, o decréscimo progressivo da utilização das centrais térmicas do sistema (a gás natural) é ainda mais evidente do que na trajetória Continuidade, evoluindo para valores da ordem dos 9%, em 2030, e 2%, em 2040, na média dos regimes hidrológicos.

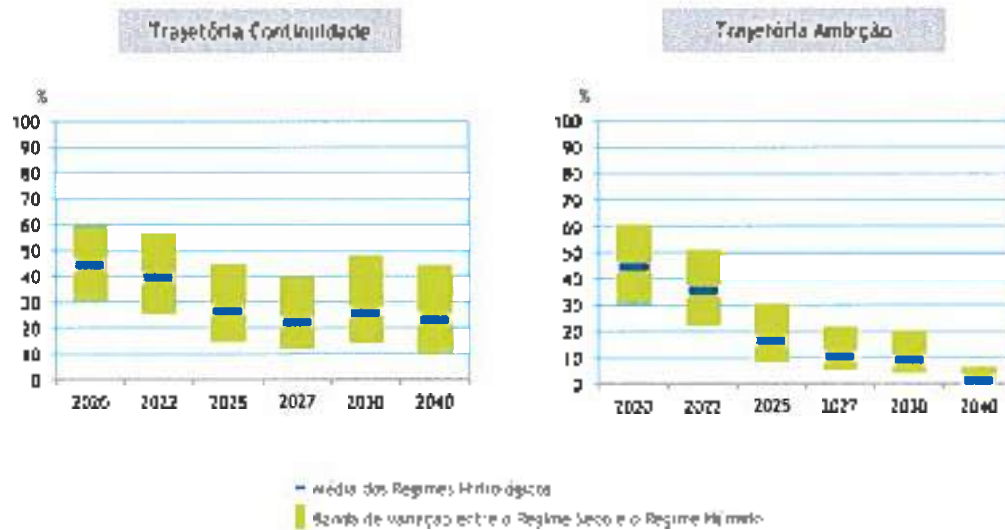


Figura 16: Taxa de utilização das centrais termoelétricas (o gás natural)

Quanto à capacidade de interligação para trocas comerciais (NTC), estima-se que, em 2030, o valor mínimo de importação/exportação apontado para este horizonte - 3 500 MW - tenha uma utilização plena entre 21% e 27% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente, configurando nesses períodos congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

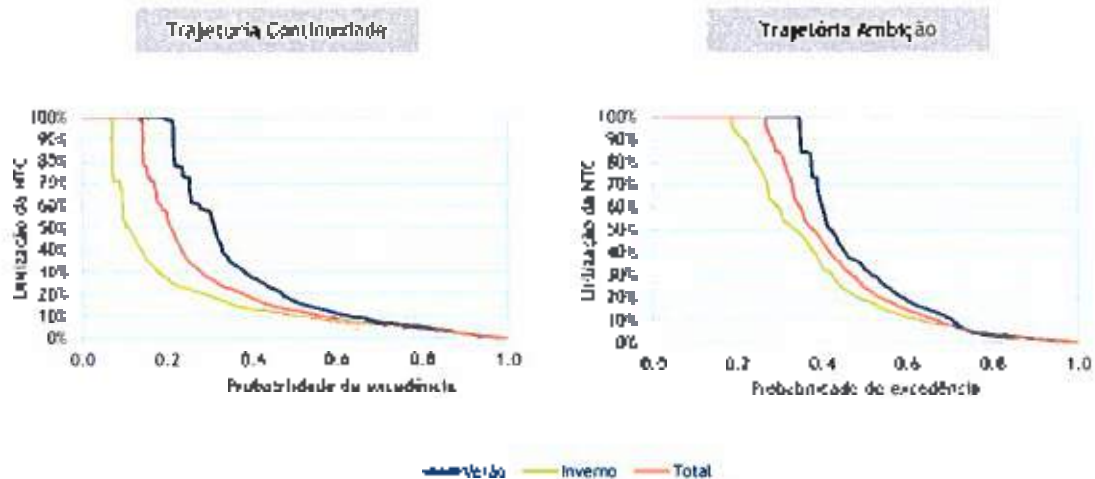


Figura 17: Taxa de utilização da NTC em 2030

4. Considerações finais

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

- ✓ Verifica-se uma redução da previsão dos consumos de eletricidade relativamente ao RMSA-E 2019, consequência dos impactos económicos decorrentes da COVID-19. O consumo de eletricidade ocorrido em 2019 apenas se prevê que volte a ser alcançado em 2023 no cenário Superior Ambição (em 2030 reduz-se em cerca de 3% no cenário Ambição e em 4% no cenário continuidade);
- ✓ A penetração dos veículos elétricos continua a constituir um importante driver de crescimento da previsão da procura e impacta no potencial crescimento das pontas de consumo, derivado não só do crescimento do stock de veículos elétricos (BEV + PHEV), como também, da estratégia de carregamento adotada pelos consumidores. Em 2030, uma estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* por parte dos BEV + PHEV ligelros pode acrescer à ponta do SEN cerca de 1300 MW no cenário Ambição;
- ✓ A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (31 dez 20) e do Pego (31 dez 21), conjugada com o atraso da entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para não antes de 1 jan 23, determina o estágio de 2022 como "Estádio de Rutura" na trajetória Teste de Stress - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0;
- ✓ Quer para a trajetória Continuidade, quer para a trajetória Ambição, e em linha com os resultados do Teste Stress, verifica-se o incumprimento dos padrões de segurança de abastecimento no estágio 2022 (índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0). Nesta situação, em ambas as trajetórias, considera-se uma evolução do SEN sem a entrada ao serviço das centrais hidroelétricas da bacia do Tâmega e com a desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (em 2020¹⁴) e do Pego (em 2021);
- ✓ A entrada em serviço industrial dos centros electroprodutores de Gouvães e Daivões (totalidade da capacidade disponível das 2 centrais), com dupla alimentação assegurada - que está dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em curso e construção das duas linhas de ligação da subestação de Ribeira de Pena à restante RNT, permite o cumprimento do ICP para 99 % de probabilidade (ICP>1.0). Contudo, no período compreendido entre a desclassificação da central de Sines e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) e da nova interligação Minho-Galiza, poderá ser necessário recorrer às medidas mitigadoras identificadas do lado da Oferta e da Procura, de forma sequencial, enunciadas no presente documento, para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional e garantir a segurança de abastecimento do SEN;
- ✓ Nos restantes estádios, e até 2030, verifica-se o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento para as configurações do SEN nas distintas trajetórias, não se identificando necessidade de capacidade adicional. Em 2040 verifica-se, quer para a trajetória Continuidade, quer para a

¹⁴ No cenário Continuidade, para efeitos de estudos de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação da central em 1 de Janeiro de 2021

trajetória Ambição, a necessidade de reforçar o SEN com capacidade de oferta adicional para garantir os critérios de segurança de abastecimento;

- ✓ Os resultados obtidos conduzem, em 2021, a uma quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, de 65% e 66%, do consumo bruto de eletricidade para a trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Para 2030, essa estimativa é de cerca de 81% e 94% 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), destacando-se que na trajetória Ambição o nível de emissões reduz-se para 0,7 Mt (9 Mt registadas em 2019);
- ✓ A elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, inferior a 25% 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 27% do tempo, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente;
- ✓ Do ponto de vista da operação da rede a integração na RNT das centrais da cascata do Tâmega, presentemente em construção e importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo, é imprescindível conseguir colocar em operação as ligações a 400 kV Felra - Ribeira de Pena e Ribeira de Pena - Vieira do Alinho. Apesar do empenho e melhores esforços aplicados, o ORT tem-se deparado com várias dificuldades para conseguir realizar estas Infraestruturas;
- ✓ A desclassificação das centrais térmicas a carvão, em particular da central de Sines, evidencia a importância da colocação em serviço de alguns reforços da RNT para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência. Até que se encontrem concluídos e em serviço estes reforços de rede, poderão ocorrer condições de operação da RNT perante as quais o Gestor do Sistema tenha que tomar medidas preventivas e corretivas, que, embora induzindo sobrecustos nos serviços de sistema, se tornarão indispensáveis para garantir a segurança da operação.
- ✓ O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas, hoje em dia, pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia. Adicionalmente é também relevante a manutenção de centros produtores, em localizações adequadas, que garantam a capacidade de *black start*.
Num cenário de desclassificação das três centrais térmicas (Sines e Pego a carvão e Tapada do Outeiro a Gás Natural), conforme previsto nos pressupostos do RMSA-E 2020, 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 adicionais por parte da REN para garantir estes objetivos, os quais incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030, devem também observar as alterações relevantes previstas no sistema espanhol.

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-E20

Julho 2020

Índice

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

Índice de Figuras

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

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

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

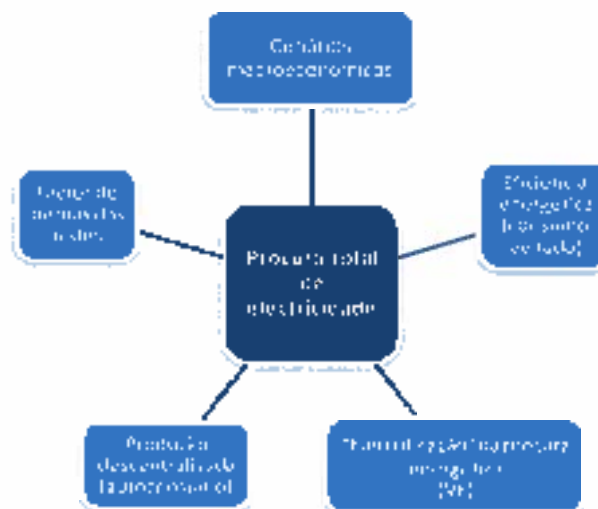
Índice de Tabelas

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

1. Introdução e Objetivo

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

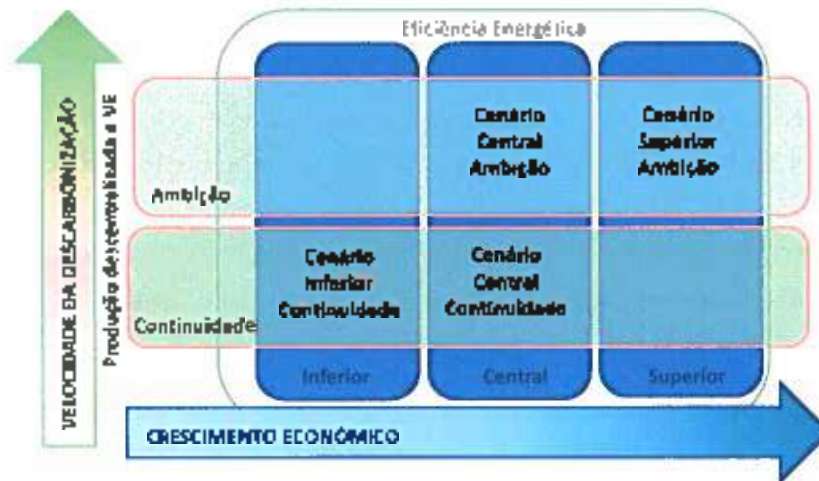
Quanto à evolução da produção descentralizada e da penetração dos veículos elétricos, vertente tecnológica, são assumidos dois cenários:

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

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

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

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



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

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

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

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

2. Análise da Procura de Eletricidade

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

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

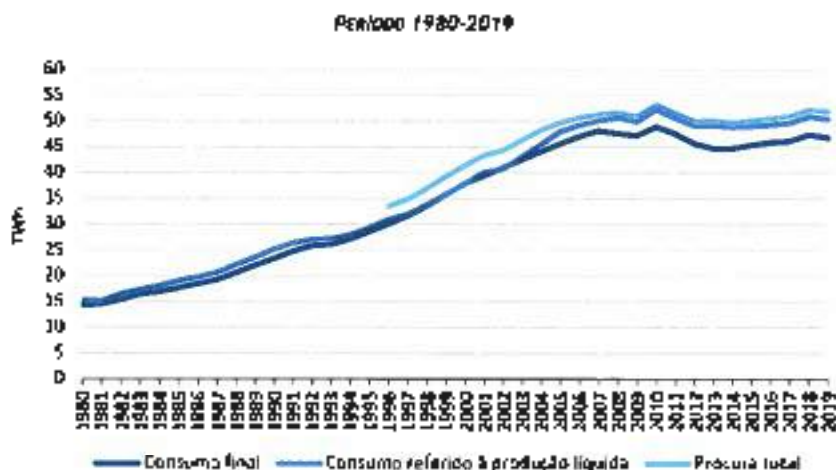
$$\text{Procura total} = \text{Consumo referido à produção líquida} + \text{Autoconsumo} \quad (2)$$

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

2.1 PROCURA ANUAL

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

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



Nota: consumo final para 2019 é estimado

Fonte: DCEG e REN

Consumo final = Procura Total - perdas nas redes

Consumo referido à produção líquida = Procura total - autoconsumo

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

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

TABELA 3 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA procura DE ELETRICIDADE

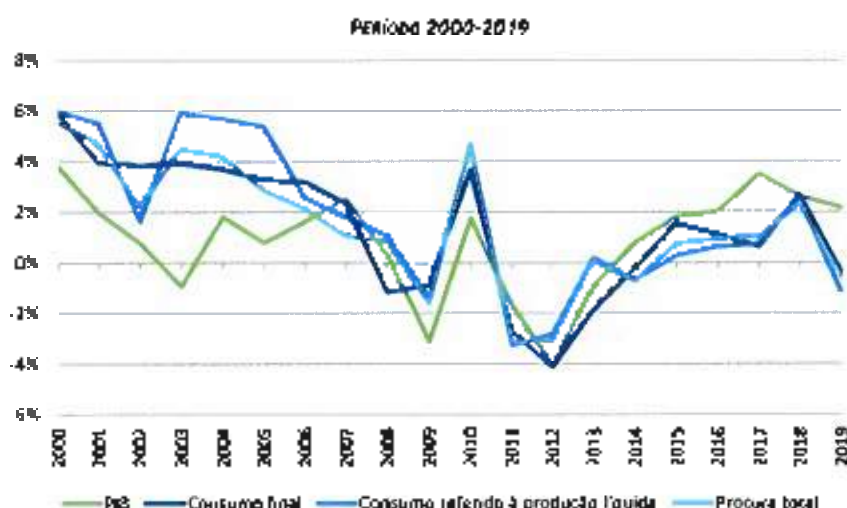
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2019	3,1%	3,1%	-
1980-1990	3,0%	3,1%	-
1990-2000	5,0%	4,2%	-
2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2009-2019	0,1%	-0,1%	0,2%
2014-2019	1,0%	0,6%	0,9%

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

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

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

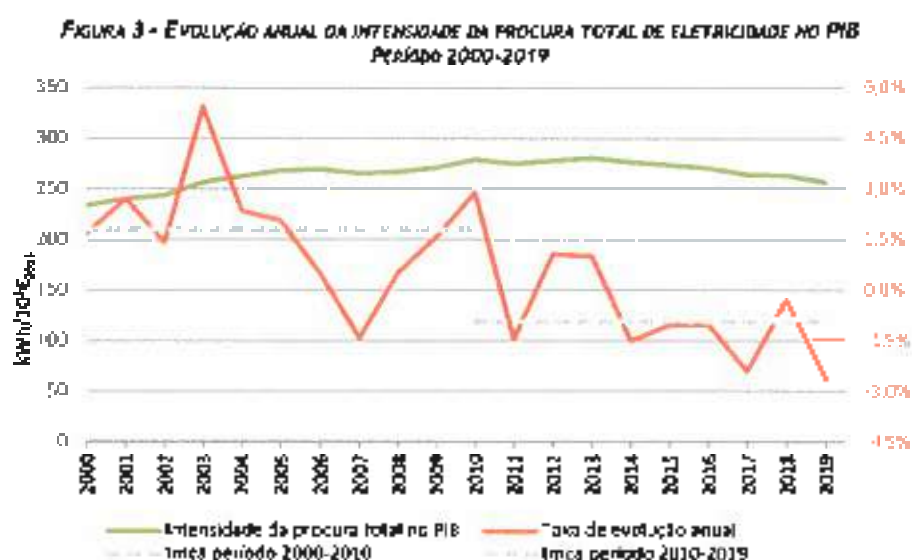
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA procura DE ELETRICIDADE E DO PIB EM VOLUME



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

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

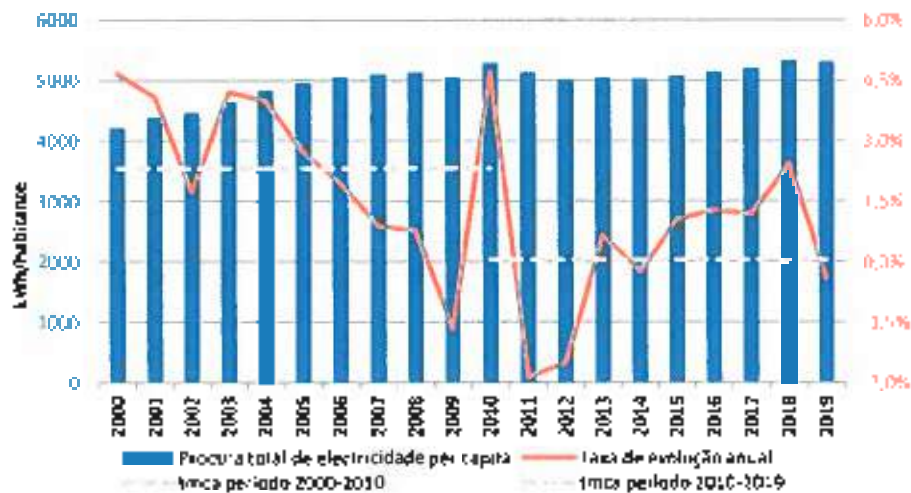
A Figura 3 permite analisar a evolução da intensidade da procura de eletricidade no PIB e as respetivas taxas de crescimento anual no período 2000-2019. Da sua análise conclui-se que a partir de 2010 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento e tem vindo a decrescer, tendo atingido um valor em torno de 256 kWh/10⁶€, em virtude da procura de eletricidade nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.



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

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

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



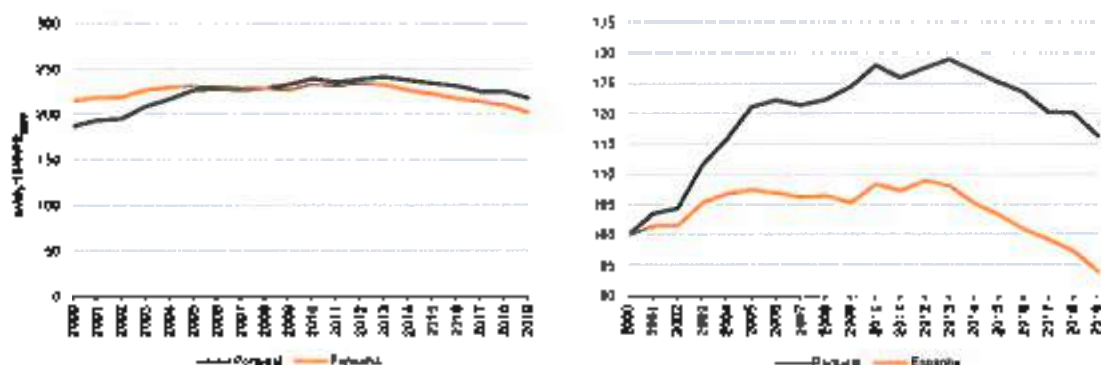
A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa praticamente nula no período 2010-2019, embora importe destacar um crescimento médio anual de cerca de 1,1% no último quinquénio. No período em análise, a procura de eletricidade per capita em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

Comparação com os indicadores económico-energéticos de Espanha

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

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

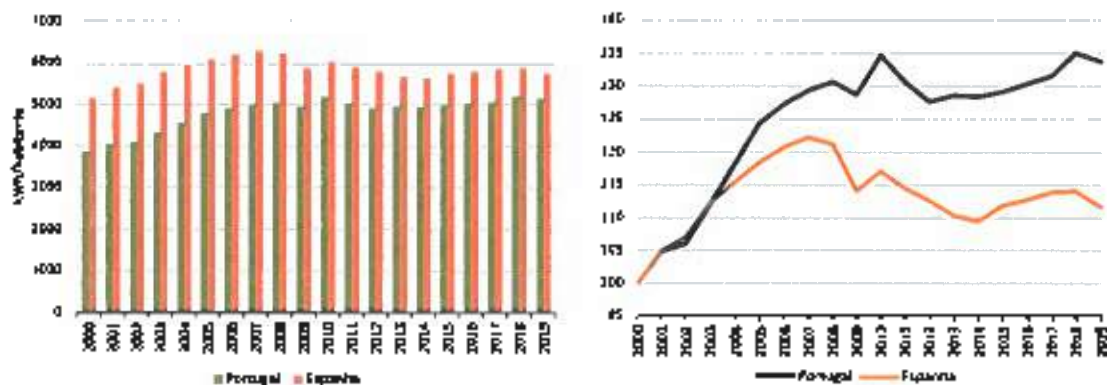
FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PIB (PREÇOS DE 2010), CORRIGIDO DA PARIDADE DO PODER DE COMPRA (LUE27=1), EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR, PERÍODO 2000-2019



Fonte: REN e REE

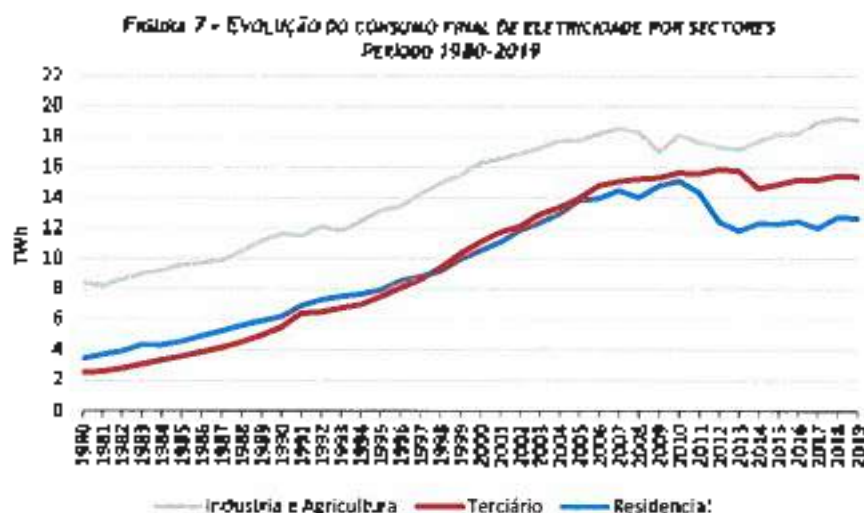
Em contraste, o consumo de eletricidade per capita em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter sempre crescido a taxas superiores. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade per capita de Espanha, percentagem que evoluiu para 90% em 2019.

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



2.2 CONSUMO FINAL POR SECTORES

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



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

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

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

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

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

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

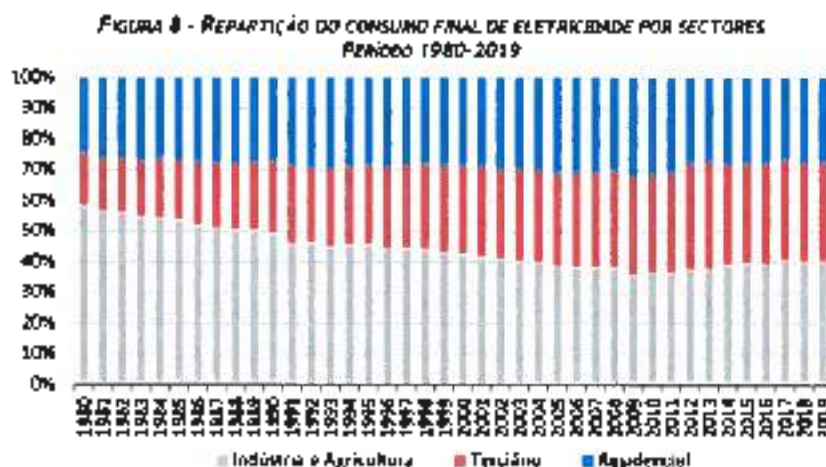
TABELA 2 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES

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

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

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

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



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

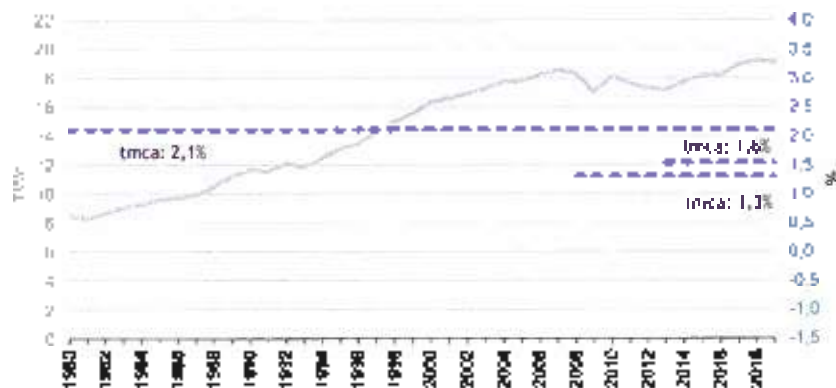
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA

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

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

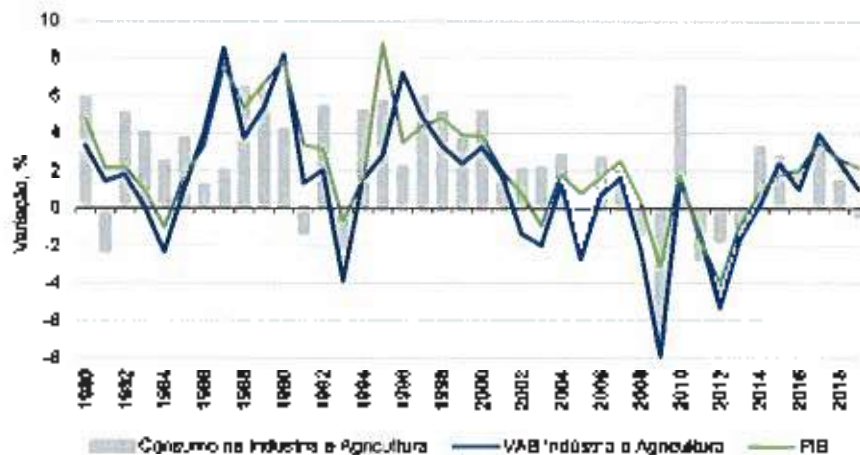
Figura 9 - EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA Período 1980-2019



Fonte: see 2019 DGGE; valores estimados para 2019 pela REN

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

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



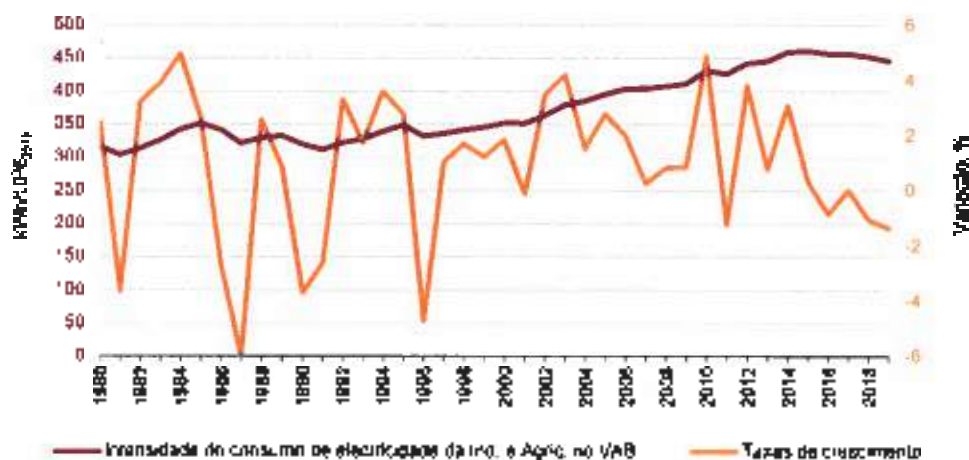
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 61% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 127%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de 1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,1%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade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

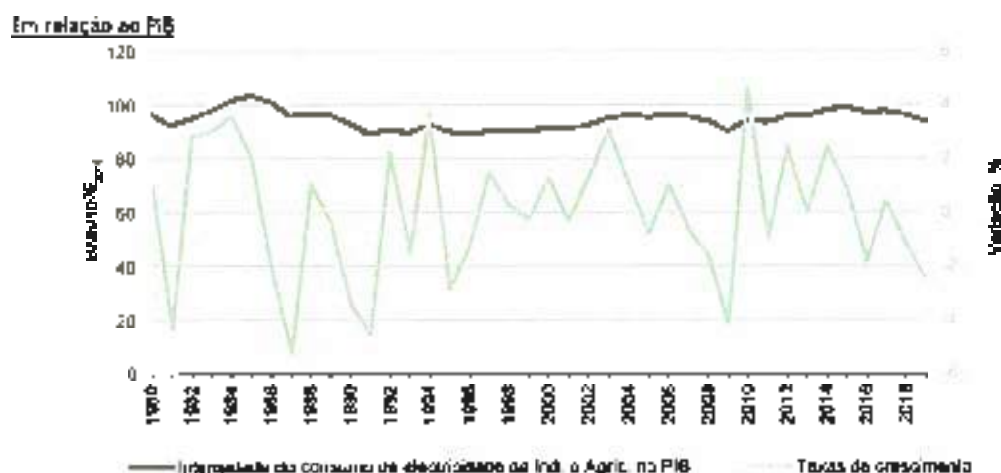
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável e um período mais recente (desde 2014) de evolução decrescente.

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

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

Em relação ao VAB sectorial





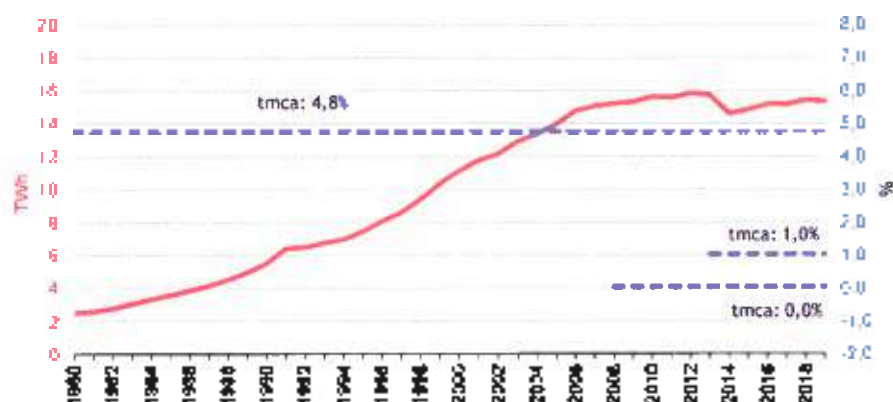
Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2019 este indicador decresceu em média cerca de 0,1% ao ano, enquanto no período 2014-2019 decresceu 0,8% ao ano.

2.2.2 SECTOR TERCIÁRIO

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

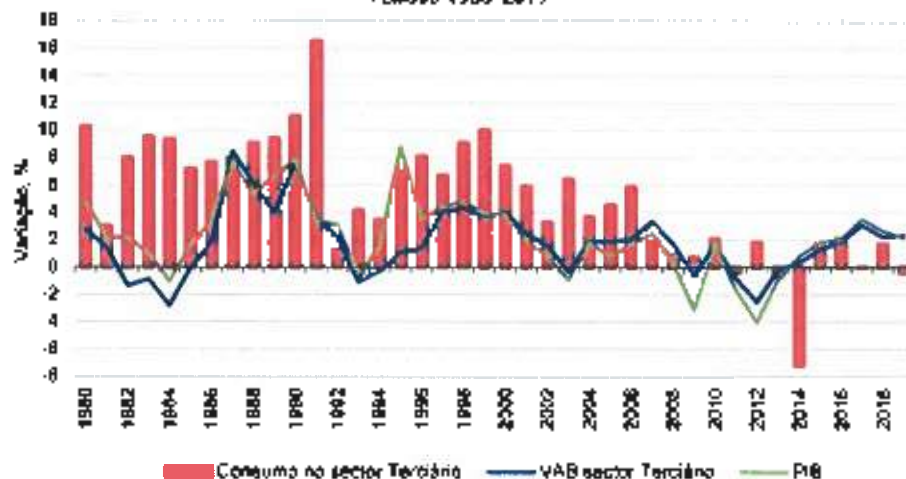
De assinalar a diferença entre as taxas médias de crescimento anual dos diferentes períodos representados, sendo que períodos mais recentes apresentam taxas médias claramente inferiores. As razões prendem-se, quer com a crise económica e financeira, e consequentes ajustamentos macroeconómicos, quer com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

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



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

FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2019

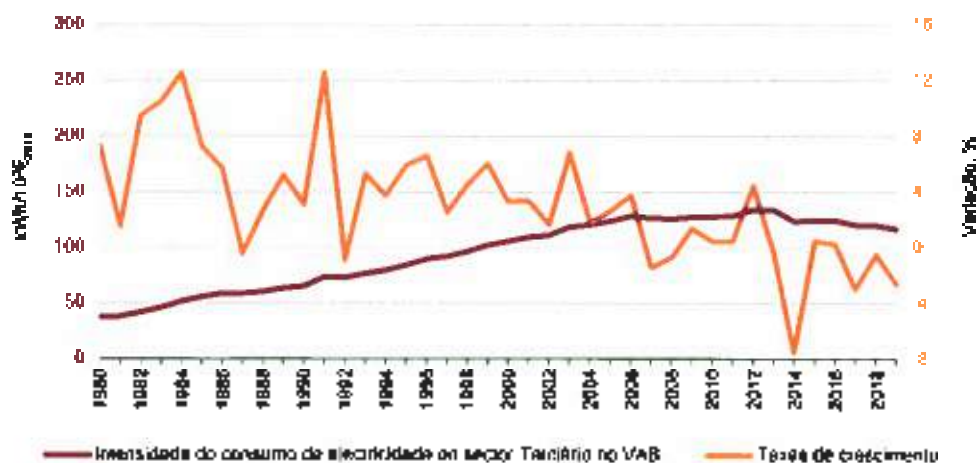


Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,8% ao ano enquanto o respectivo VAB cresceu apenas 1,8% ao ano. No período 2009-2019, para além de se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB (0,0%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

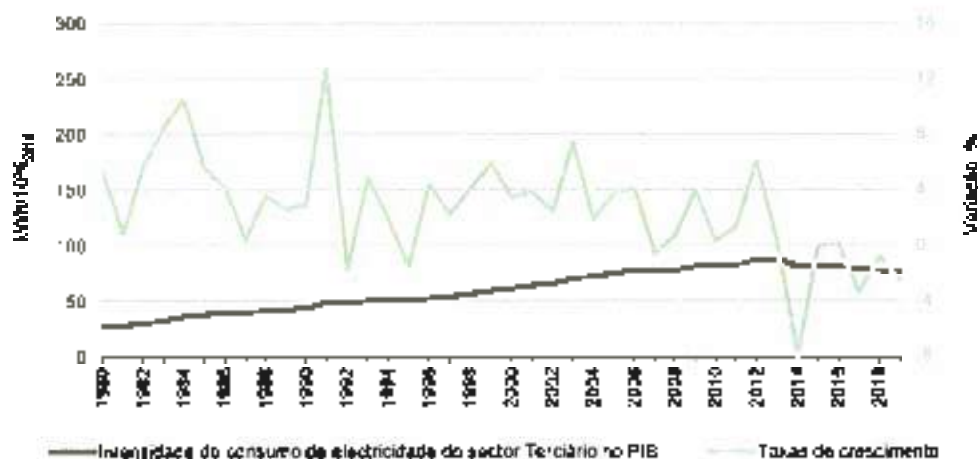
Por fim, a evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respectivo VAB tem sido crescente ao longo do tempo como se pode observar pela Figura 14. A partir de 2006 verificou-se, porém, um assinalável abrandamento no seu crescimento, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no sector da Indústria e Agricultura. A partir deste ano, e até 2013, este indicador estabilizou em torno de 130 kWh/10⁶€₂₀₁₆. No período 1980-2019, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respectivo VAB cresceu em média cerca de 2,9% ao ano, face a um decréscimo de 1,1% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 - EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO EM RELAÇÃO AO VAB SECTORIAL PERÍODO 1980-2019

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

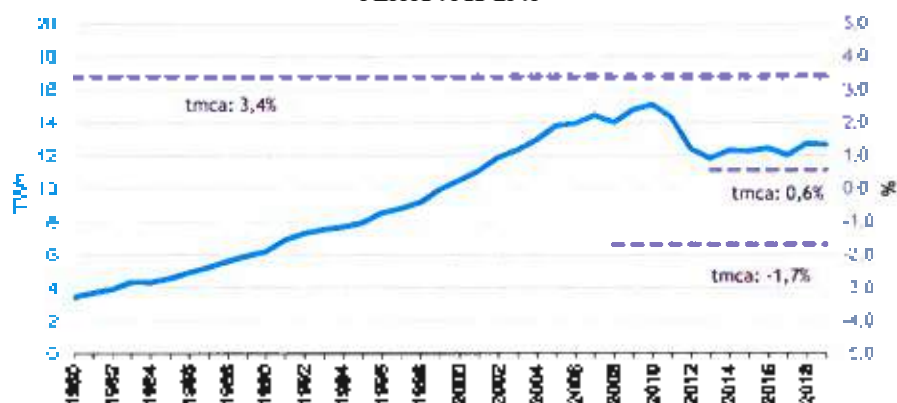


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3. SECTOR RESIDENCIAL

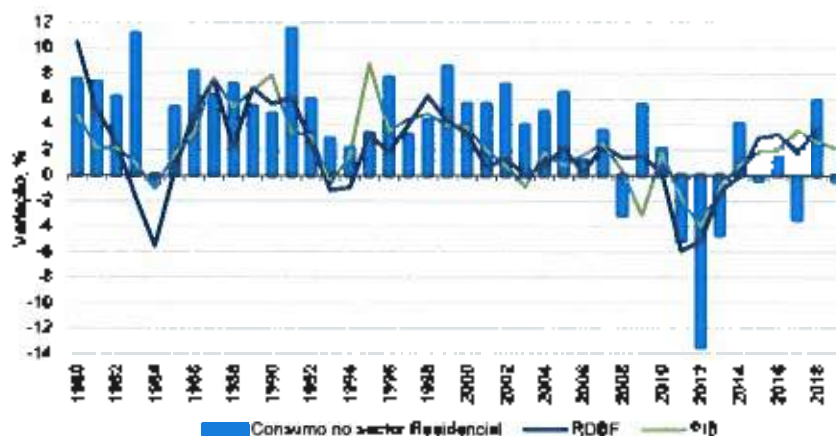
Entre 2010 e 2019 o consumo de eletricidade neste sector diminuiu cerca de 2 500 GWh (-16%), evidência de um maior impacto da crise económica e financeira neste sector, mas também, com carácter relevante, da implementação de medidas de eficiência energética e, certamente, da alteração de comportamento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

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



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

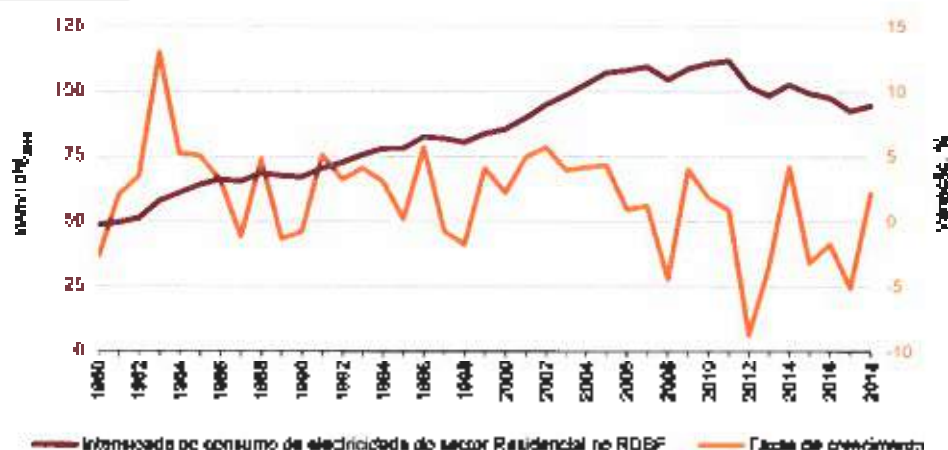
FIGURA 16 - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL, DO RDBF E DO PIB. PERÍODO 1980-2019



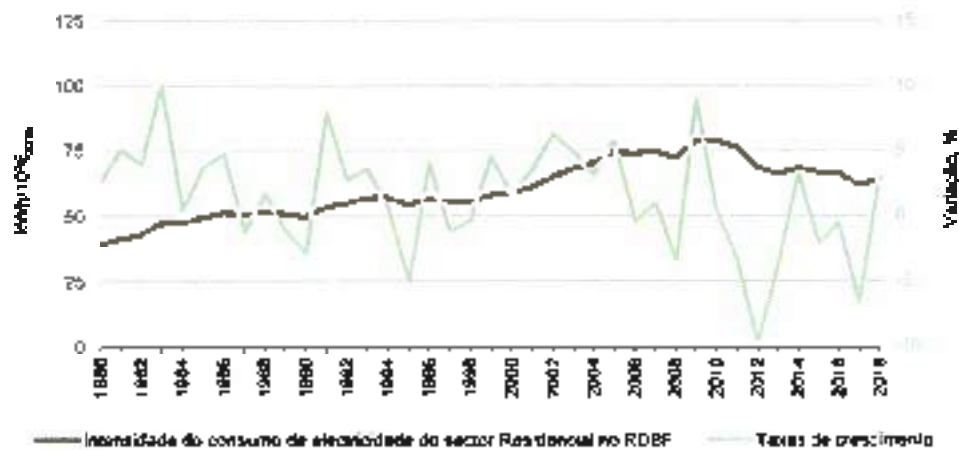
Nos últimos anos o sector residencial registou taxas de evolução anual claramente negativas com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo nos anos de 2015 a 2017, em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector continuou a diminuir.

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

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



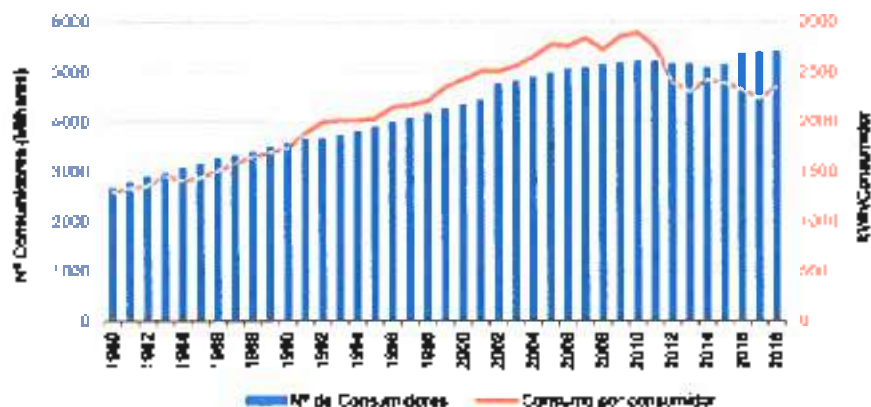
Em relação ao PIB



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

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

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



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

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

3. Cenarização e Vetores de Mudança

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

FIGURA 19 - MACROTENDÊNCIAS E FATORES DE INCERTEZA NO LONGO PRAZO



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

- **crecimento 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 acrescentada e do desenvolvimento de projetos inovadores. Atualmente, com a crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, os próximos anos representam um grande desafio, quer em termos económicos quer em termos sociais. A dimensão do impacto económico da pandemia depende, em larga escala, da adoção pelas autoridades de medidas económico/financeiras na tentativa de contenção dos danos causados em todos os sectores

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

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

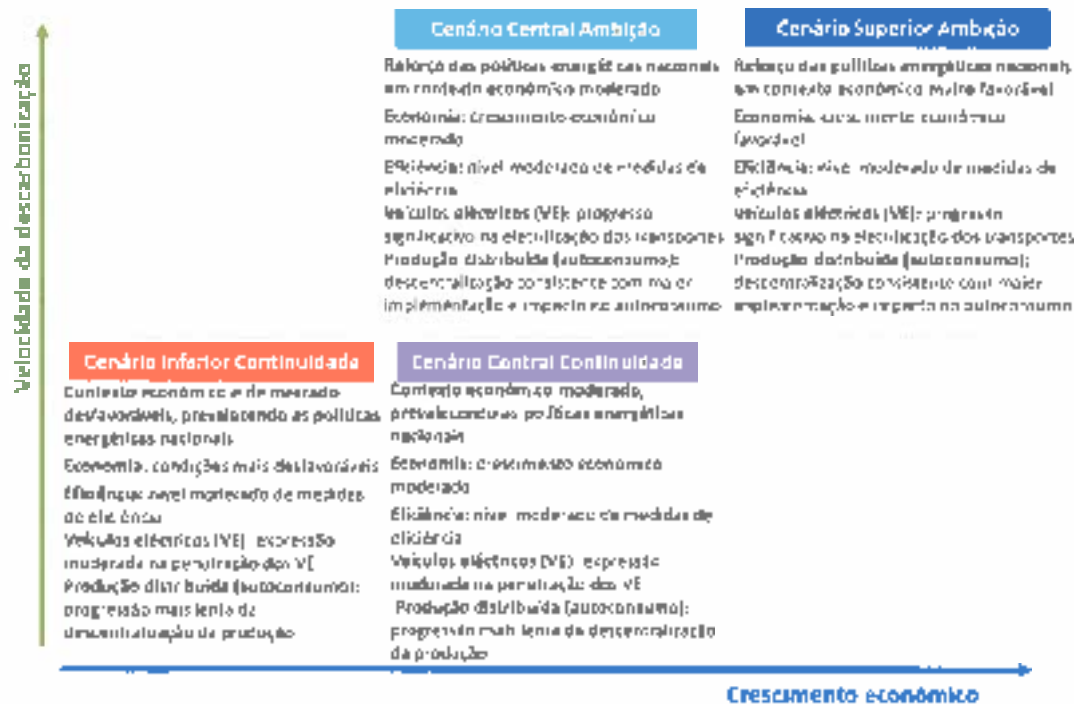
No atual estudo de cenarização os pressupostos da DGEG apenas consideram um cenário de evolução das poupanças de energia.
- eletrificação da economia - penetração dos veículos elétricos (VE): o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade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

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

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

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

FIGURA 20 - CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



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

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

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

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

4. Metodologia de Previsão

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

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

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

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

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

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

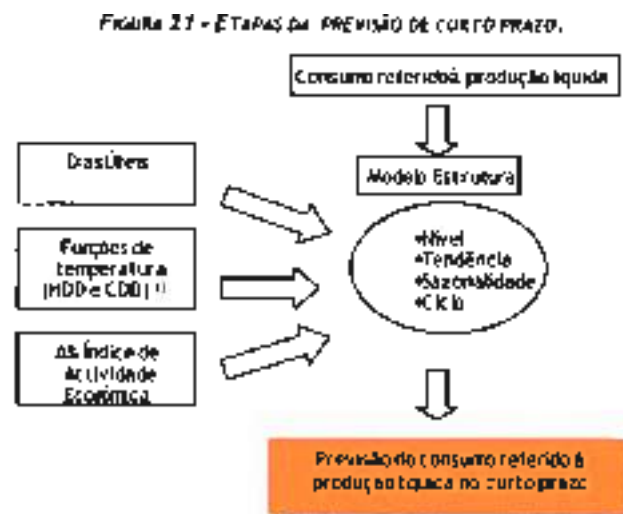
A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo (a 1 ano) é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão como é explicitado a seguir.

4.1 PREVISÃO DE CURTO PRAZO

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

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

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



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

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

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

O consumo final de eletricidade para 2020, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

4.2 PREVISÃO DE LONGO PRAZO

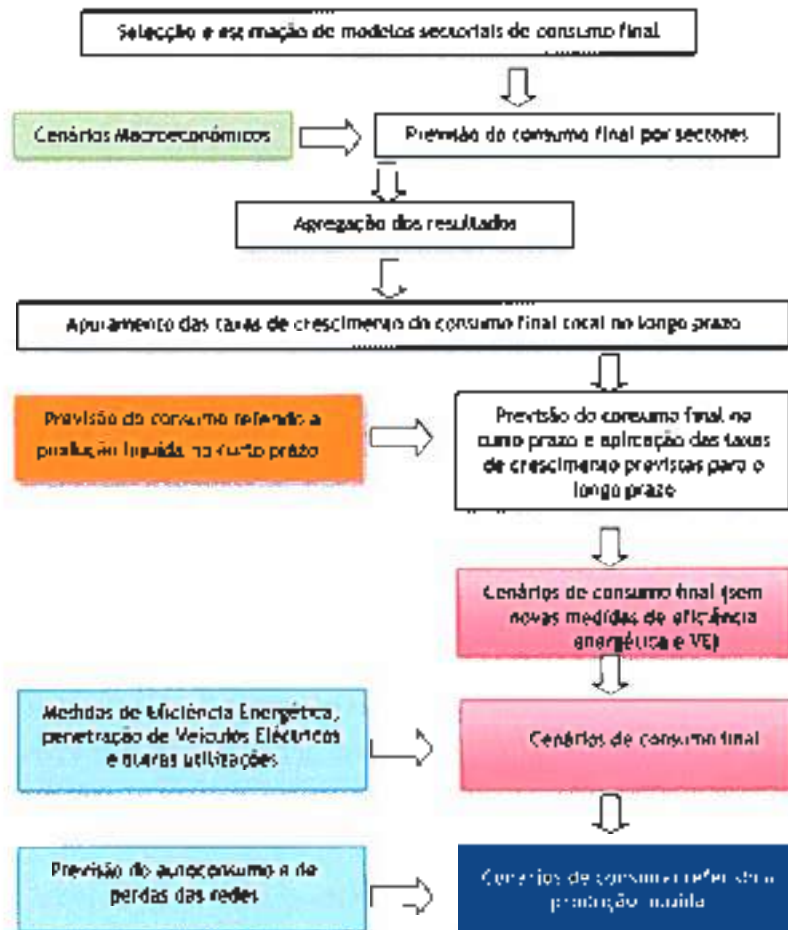
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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

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

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

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



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como input

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

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

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

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

4.2.1 MODELOS ESTRUTURALS

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

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

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 ECONOMETRÍCOS ESTIMADOS

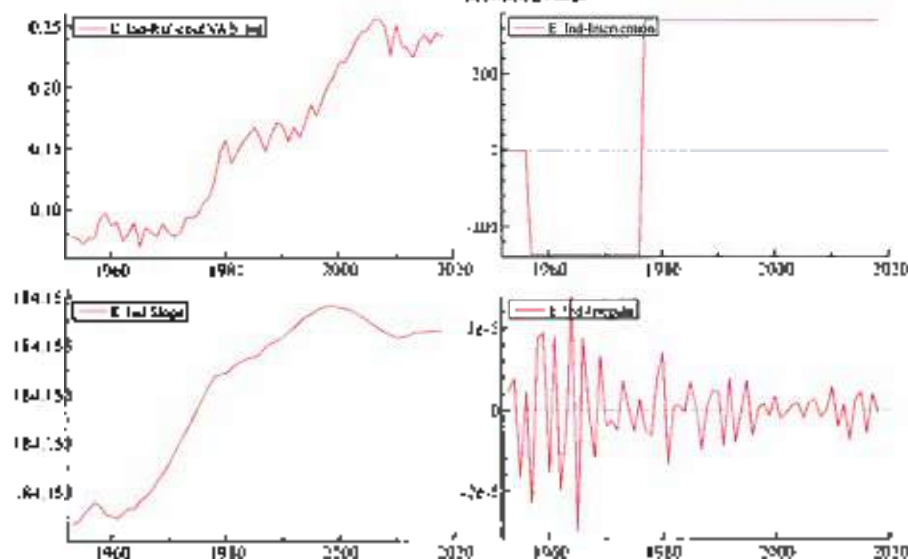
Após análise da performance preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

Sector da Indústria e Agricultura

Para a previsão do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura procedeu-se à estimação do modelo estrutural com componentes nível e declive do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo local linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa YAB 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 YAB foram incluídas variáveis tipo dummy para descontar o efeito de quebras na série da procura não explicadas pelo YAB. Mais concretamente detetaram-se alterações no nível da série em 1957 e 1977 e um outlier em 2009.

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



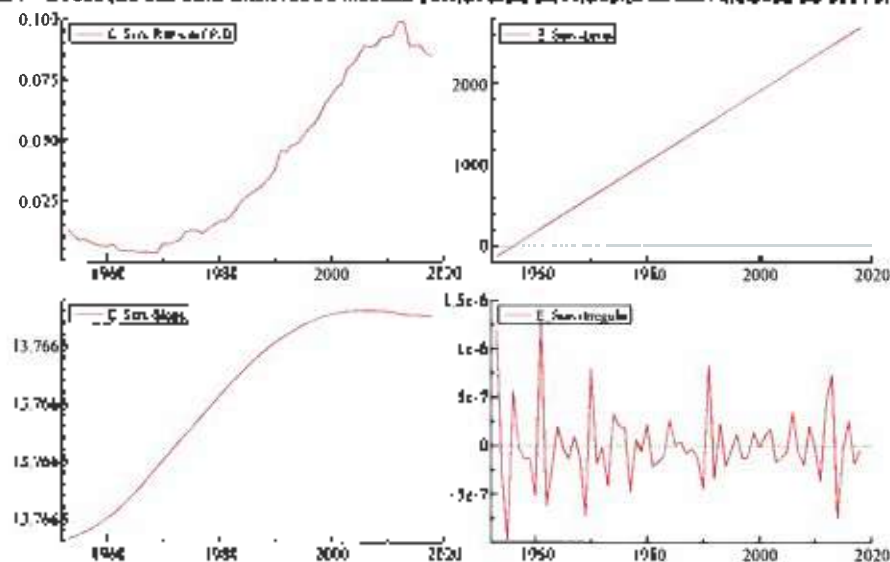
Na evolução do coeficiente estimado para a variável VAB, é bem patente a inversão da trajetória crescente a partir de 2010. Tal deve-se essencialmente a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica.

Sector Terciário

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

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

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



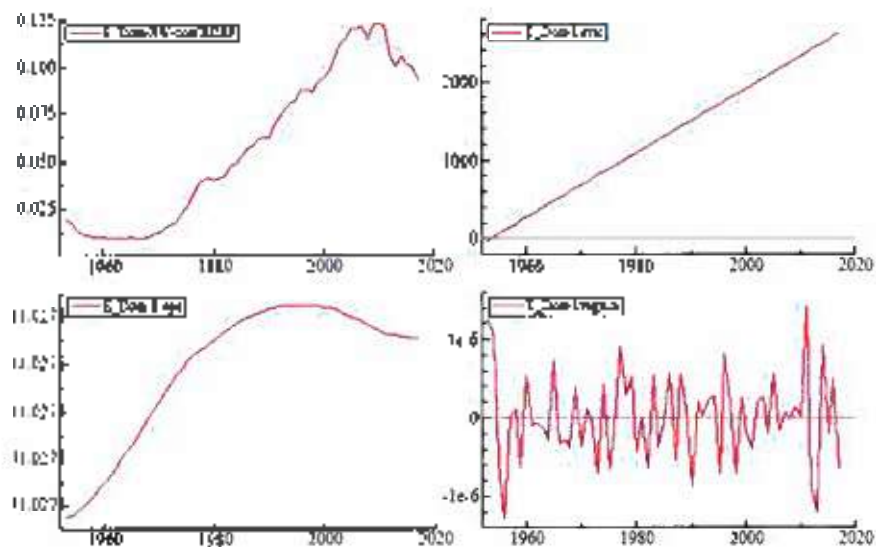
Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2010, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

Sector Residencial

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

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

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



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

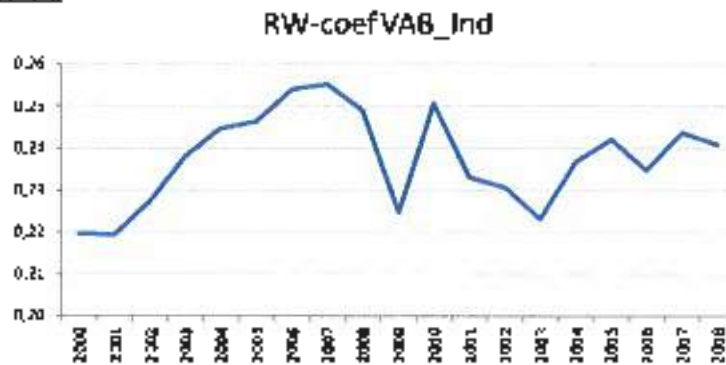
4.2.3 EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

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

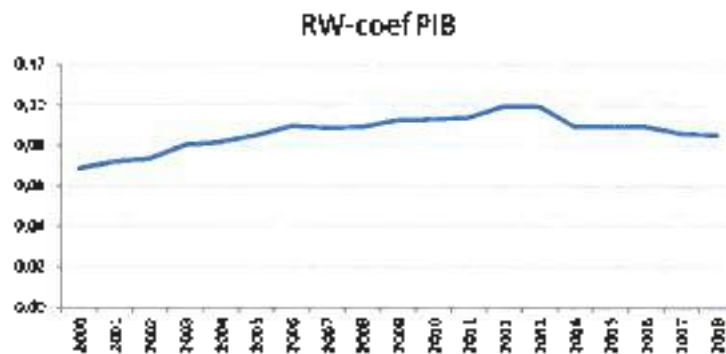
Em particular, não será forçado assumir-se a relevância do acréscimo da eficiência no consumo motivado pela evolução tecnológica, mas também pelo comportamento dos consumidores motivado numa primeira fase pelo prolongado período de crise vivido em Portugal. Com base nesta evidência será de supor que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

FIGURA 26 - EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

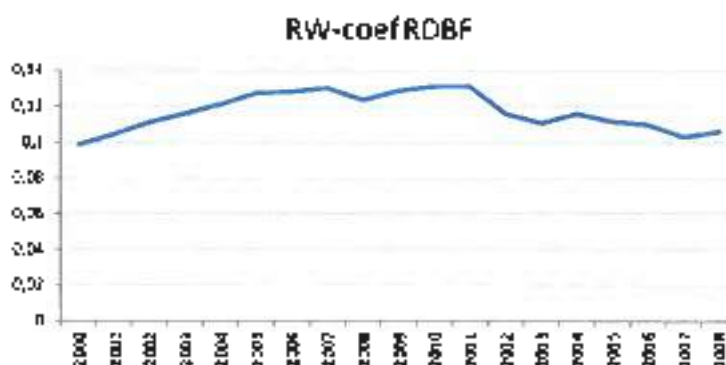
Sector da Indústria e Agricultura



Sector Terciário



Sector Residencial



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

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

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

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

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

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

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

5. Cenários Macroeconómicos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

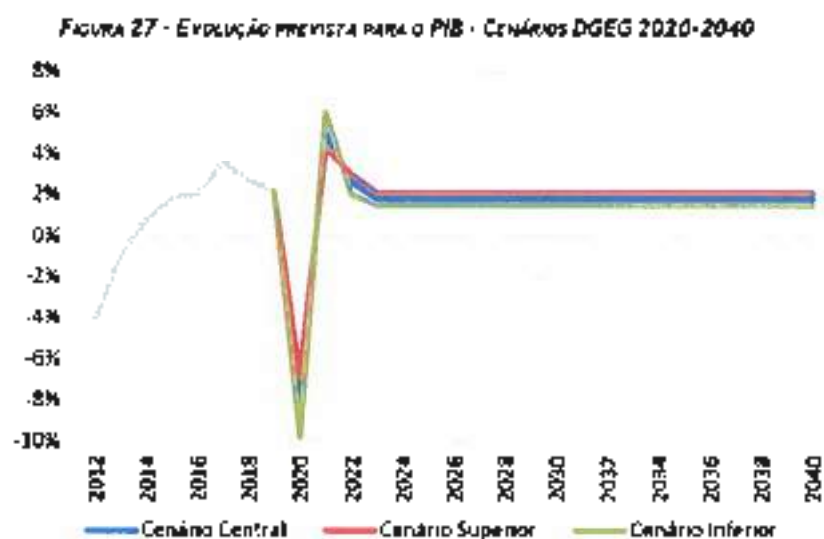


FIGURA 28 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF - COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2020-2040

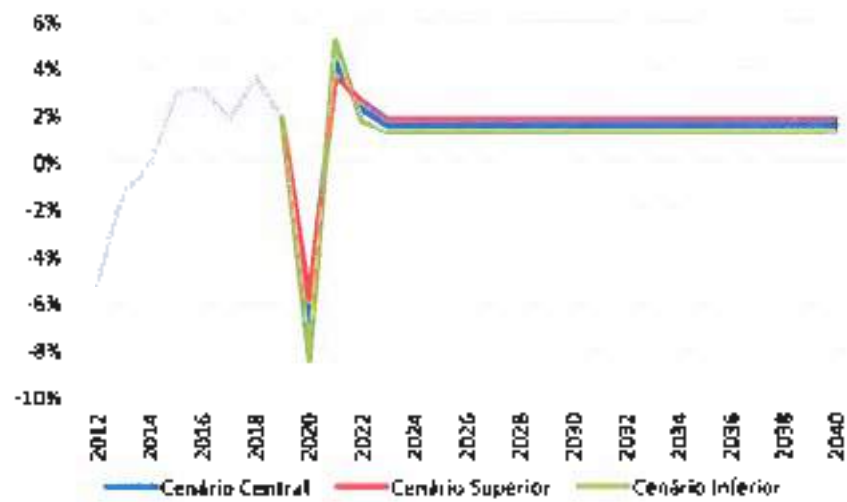


FIGURA 29 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

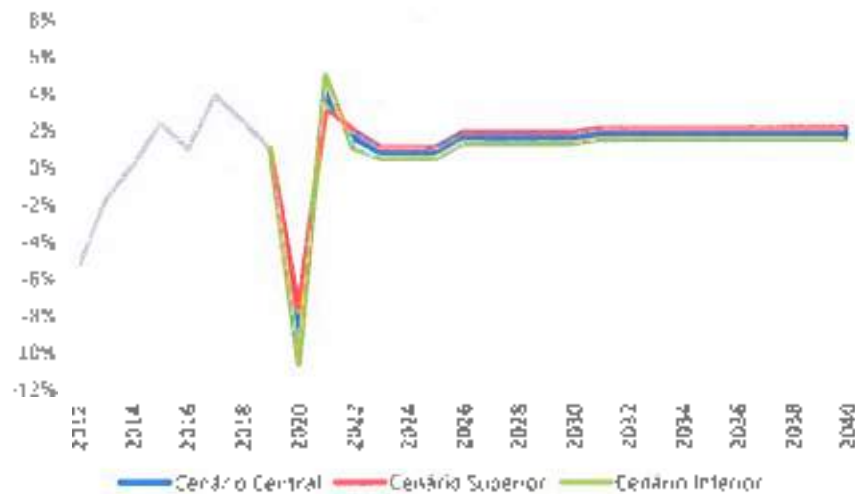
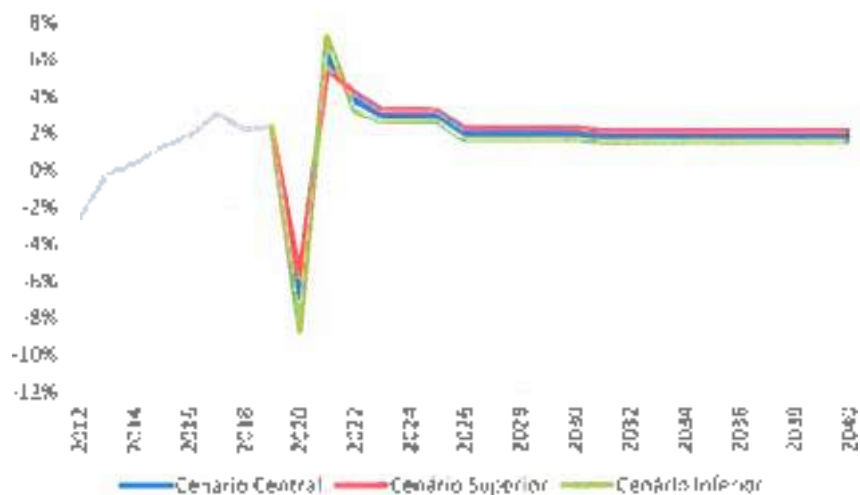


FIGURA 30 - EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS - CENÁRIOS DGEG 2020-2040



6. Impacto de Novas Medidas de Eficiência Energética

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

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

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

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

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

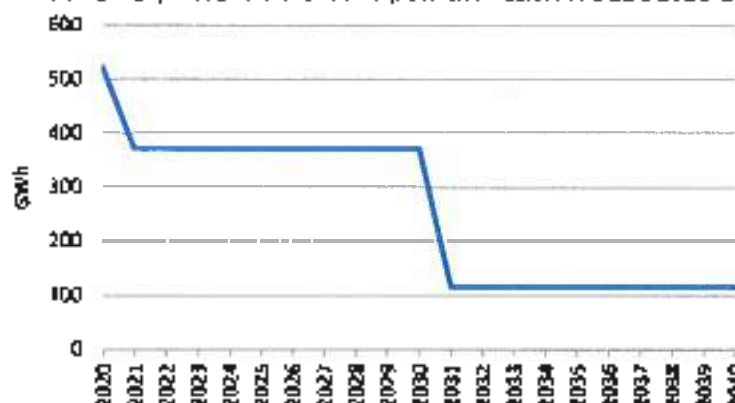
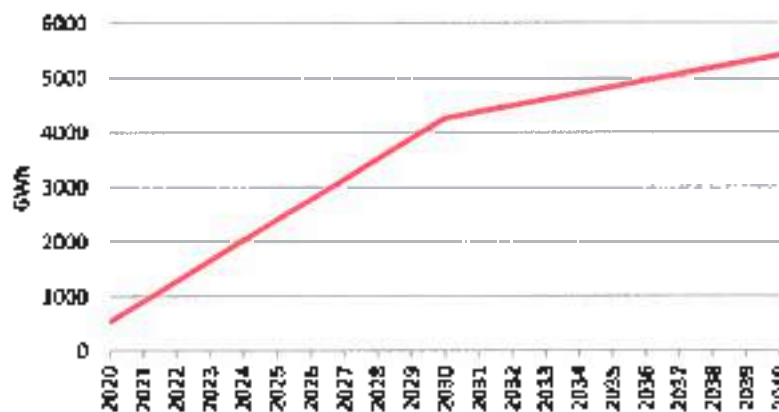


FIGURA 32 - EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPOANÇAS ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG 2020-2040

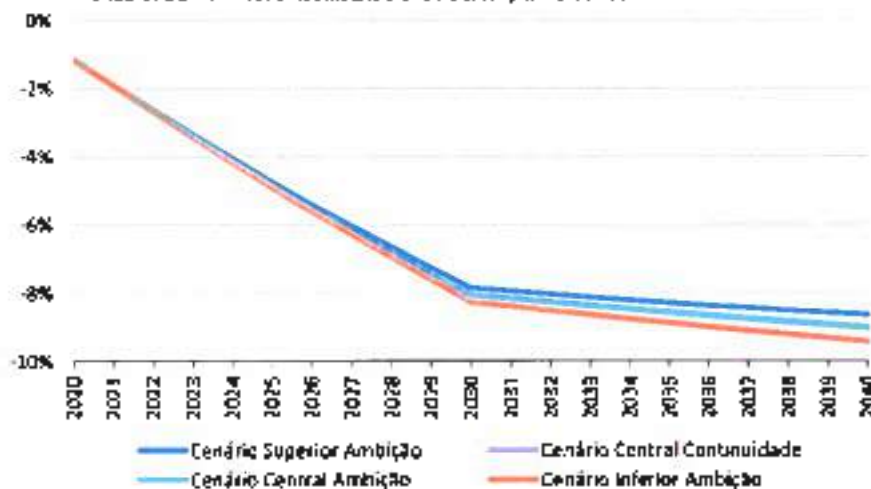


De realçar mais uma vez que relativamente a este vetor apenas é considerado um cenário, assumindo que a promoção de novas medidas de eficiência aticercadas em programas estruturados será levada a cabo independentemente do contexto económico.

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

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

FIGURA 33 - IMPACTE ACUMULADO DAS POUPOANÇAS NO CONSUMO FINAL PREVISTO

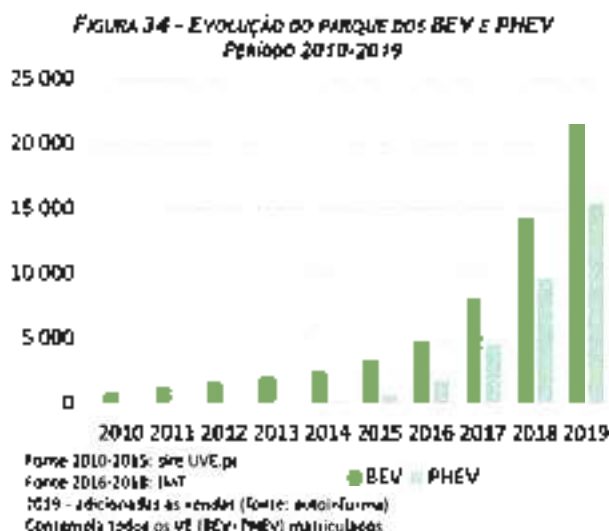


Consoante os cenários, o impacto das poupanças de eletricidade no consumo final varia entre -7,9% e -8,3% em 2030 e entre -8,7% e -9,5% em 2040.

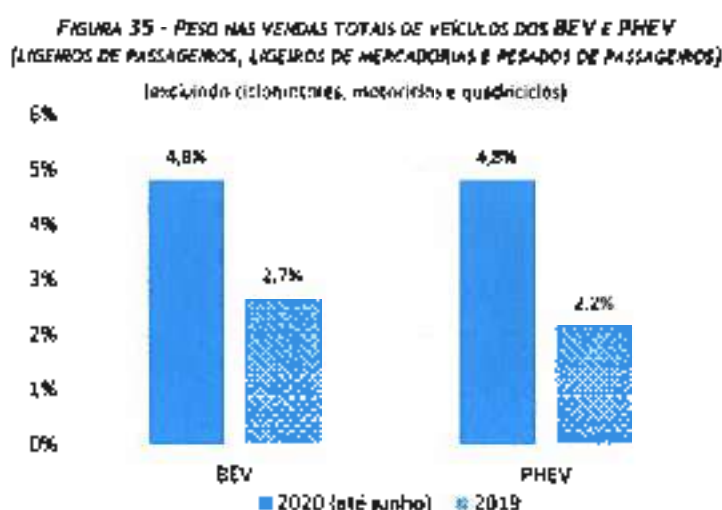
7. Impacto da Mobilidade Elétrica

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

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



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



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

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

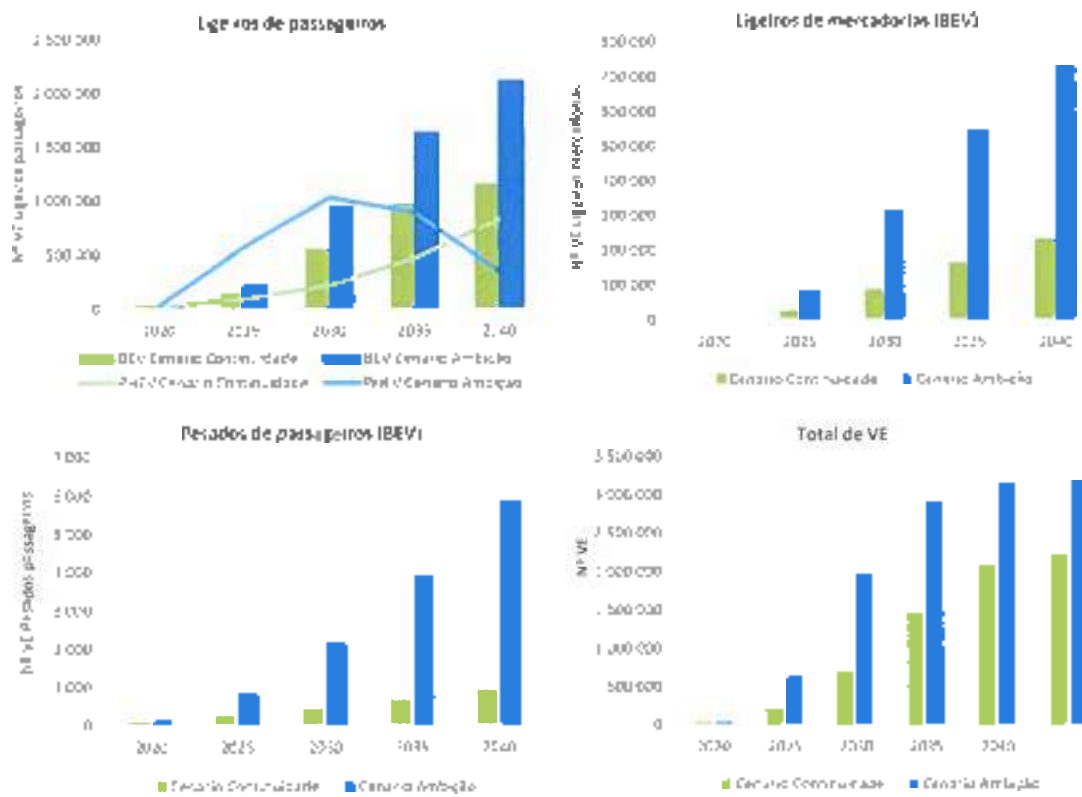
Nessa conformidade, o cenário Ambição assume um crescimento bastante pronunciado das vendas de veículos ligeiros de passageiros PHEV até 2025, ano a partir do qual se começa a registar uma retração.

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

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

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

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



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

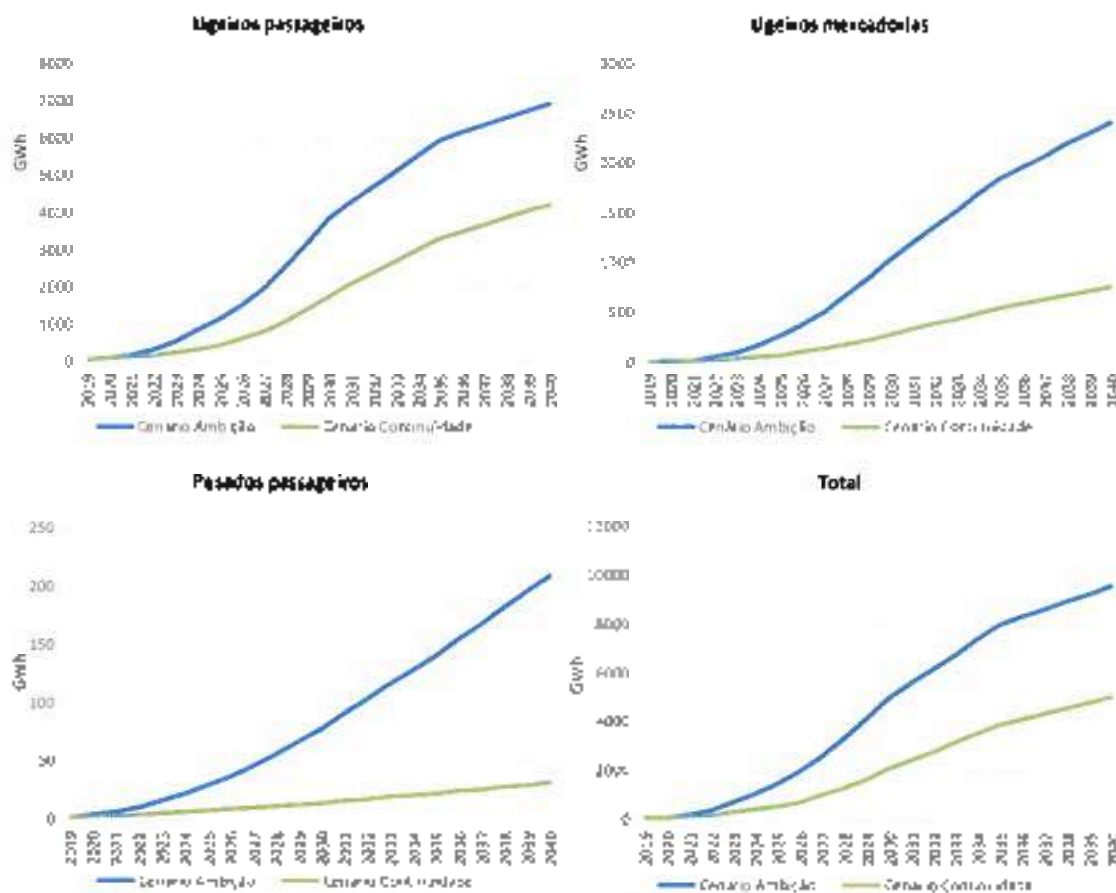
Na caracterização do consumo final dos VE assumiram-se os seguintes dados técnicos:

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

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

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

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

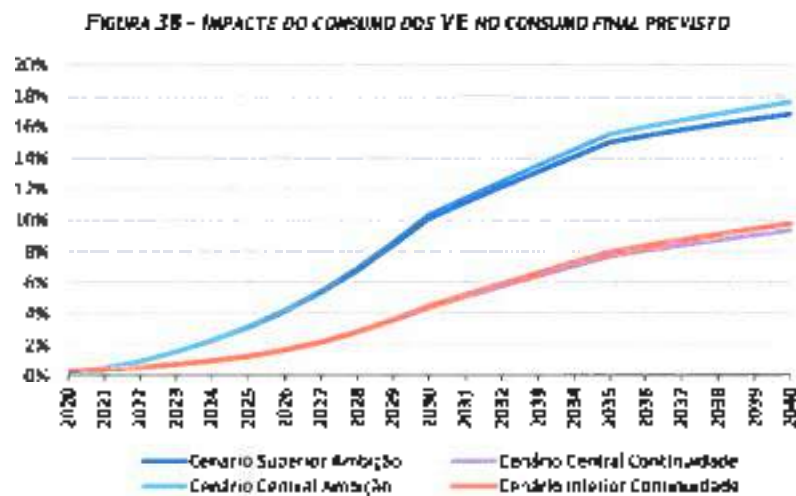


Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é claramente superior a partir de 2030, em ambos os cenários. O VE é cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia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

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

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

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



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

8. Impacto do Autoconsumo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Grandes instalações

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

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

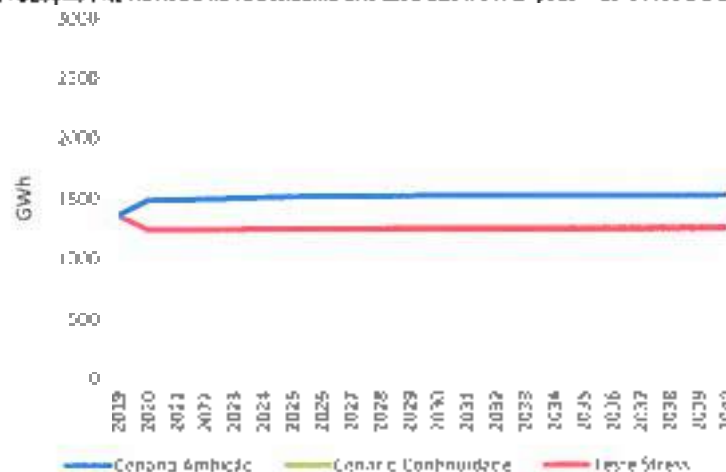
- Cenário Continuidade: foi considerada uma produção total das centrais a gás natural assumindo 5 585 hpc, referente ao valor mínimo dos últimos 5 anos (correspondendo a 4 695 hpc para as entregas à rede). Para as centrais Renováveis foram assumidas 5 715 hpc para a produção total, referente à média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

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

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

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

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



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

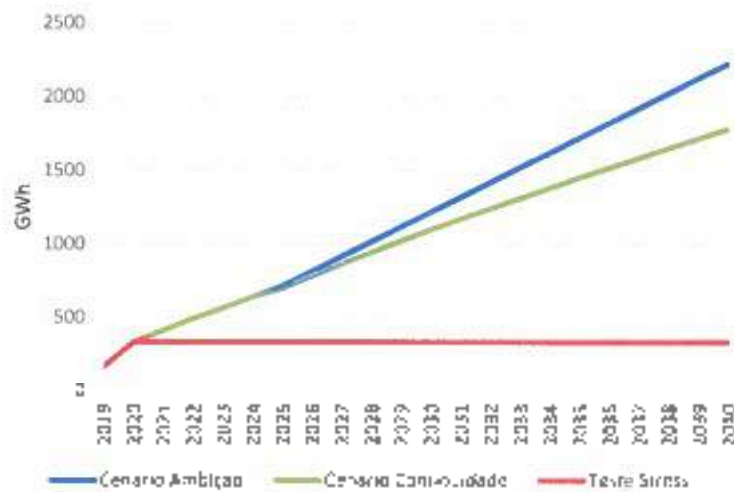
Produção descentralizada

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

- desagregação da potência de ligação prevista por mini/micro produção, UPAC e UPP: mantém-se a potência de ligação da mini/micro produção igual ao valor estimado para 2019; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2019;
- aferição da produção total para cada segmento: resulta da aplicação do nº de horas de utilização por ano, que se considera constante e igual ao valor estimado para 2019, à potência de ligação prevista;
- cálculo do autoconsumo da mini/micro produção e das UPAC: com base em valores históricos, assume-se uma percentagem de entregas à rede de 99% no caso da mini/micro produção e de 6% no caso das UPAC. O diferencial face à produção total é contabilizado como autoconsumo

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

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

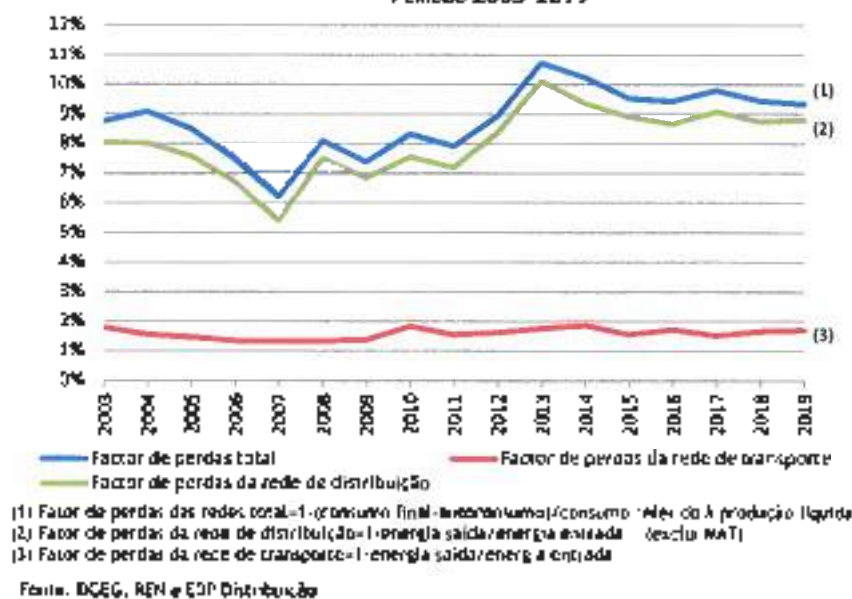


Dos resultados obtidos é de assinalar uma diferença bastante significativa entre o Teste de Stress e os outros cenários, dado que no Teste de Stress a capacidade instalada se mantém inalterada a partir de 2022. A amplitude entre os cenários apresentados varia entre 880 GWh em 2030 e cerca de 1 890 GWh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

9. Evolução do Fator de Perdas nas Redes

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

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

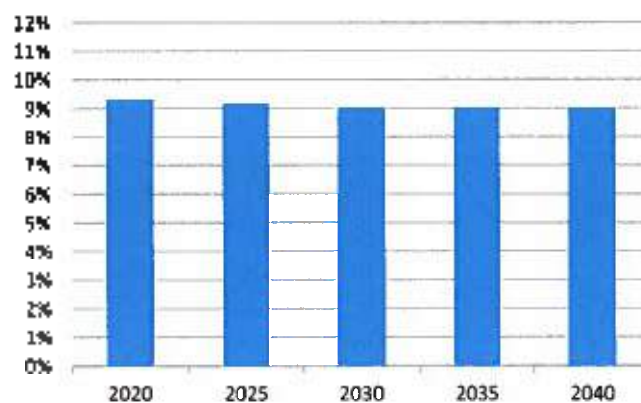


Entre o ano de 2003 e o ano de 2007 a tendência de evolução do fator de perdas é claramente decrescente em oposição ao período 2007-2013, caracterizado por uma evolução crescente para níveis bastante elevados devido, principalmente, ao agravamento do fator de perdas da rede de distribuição. A partir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

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

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

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

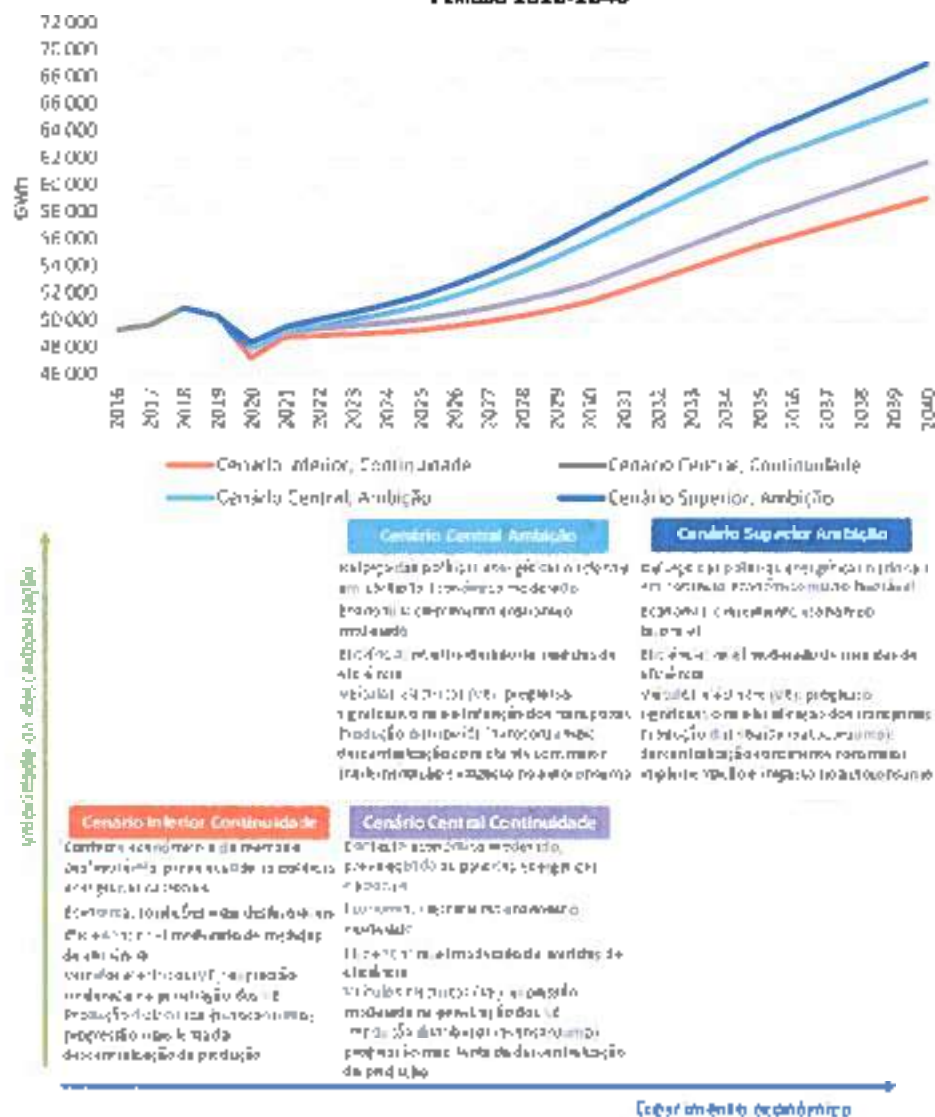


10. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

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

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

FIGURA 43 - Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida, período 2020-2040



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

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

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

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

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

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

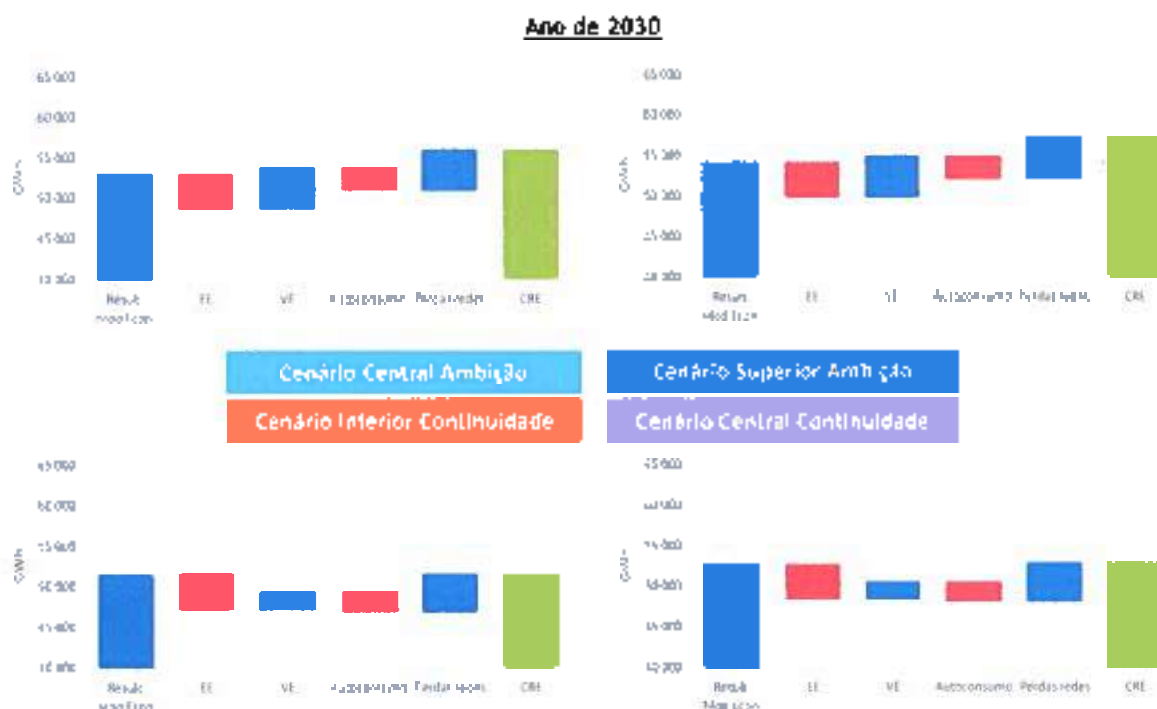
Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,8% no Cenário Superior Ambição, 1,6% no cenário Central Ambição, 1,3% no cenário Central Continuidade e 1,1% no Cenário Inferior Continuidade. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre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

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

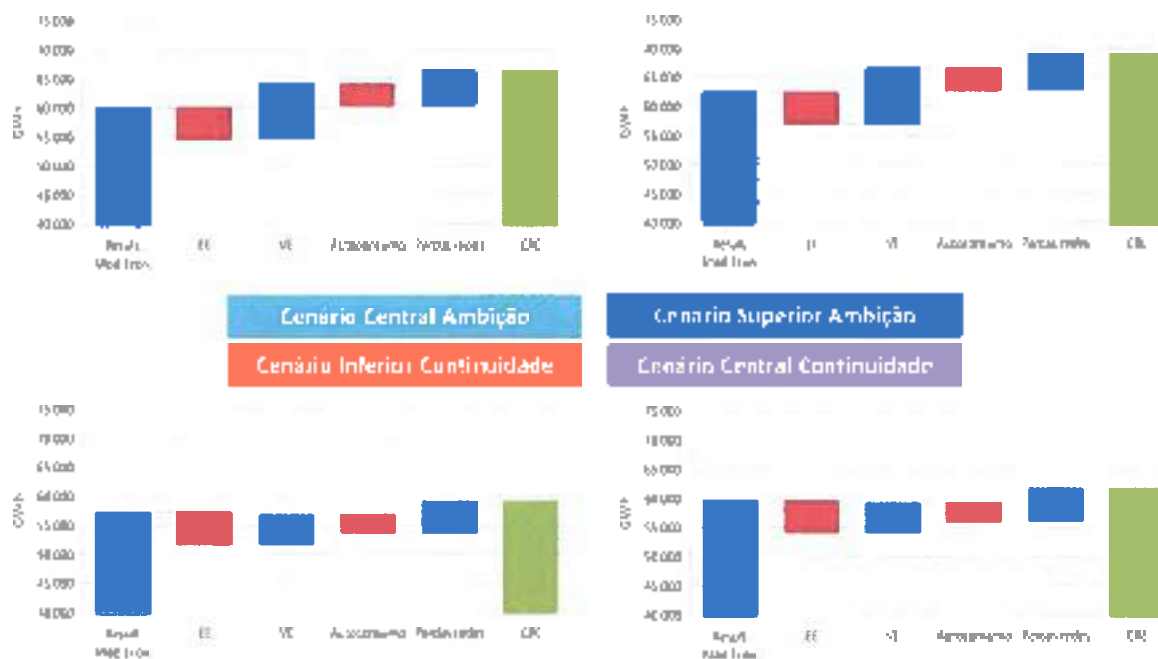
11. Síntese dos Resultados Obtidos

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

FIGURA 44 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO



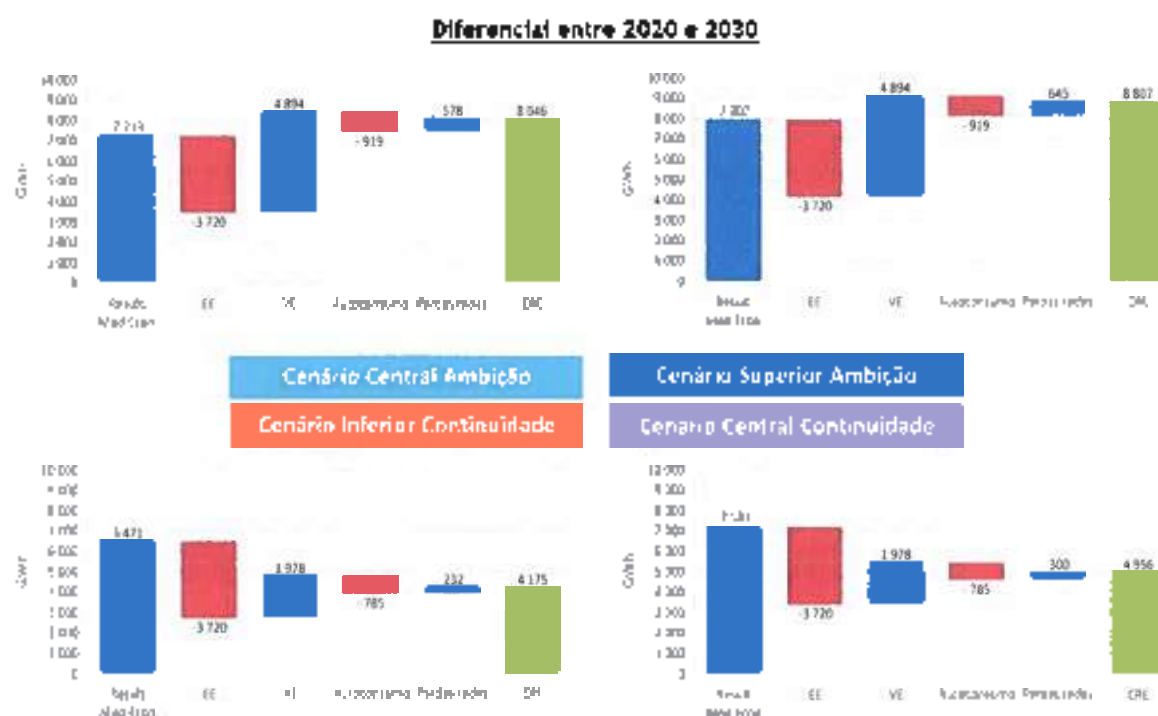
Ano de 2040



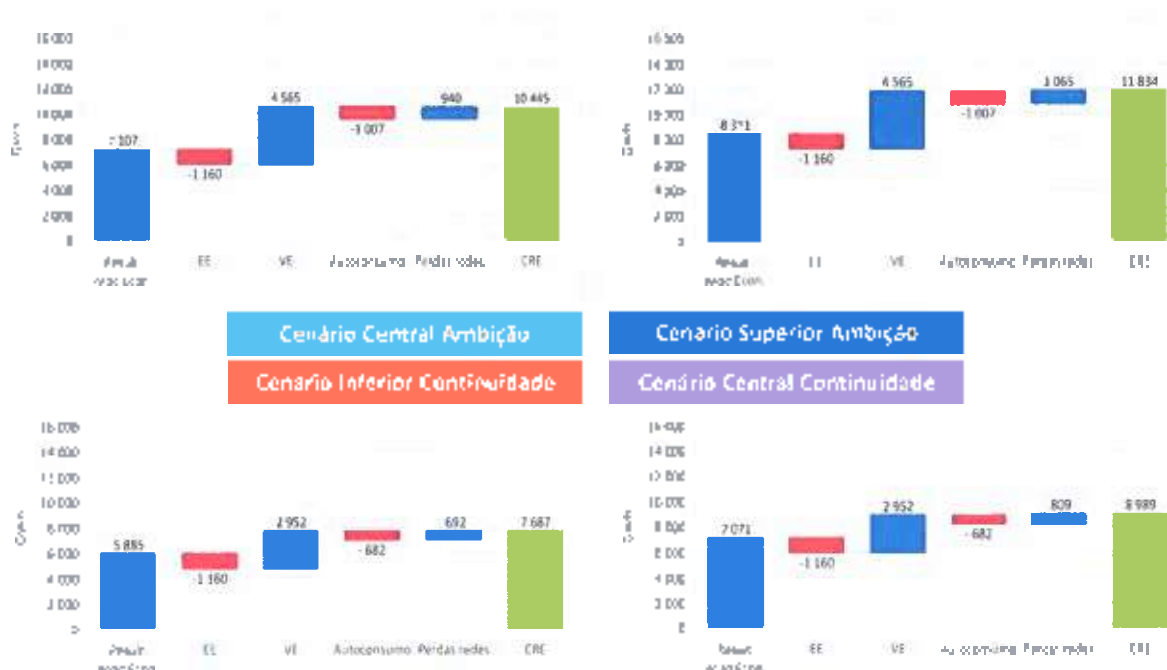
A primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente do consumo final de eletricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários,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

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

FIGURA 43 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DA Procura



Diferencial entre 2030 e 2040

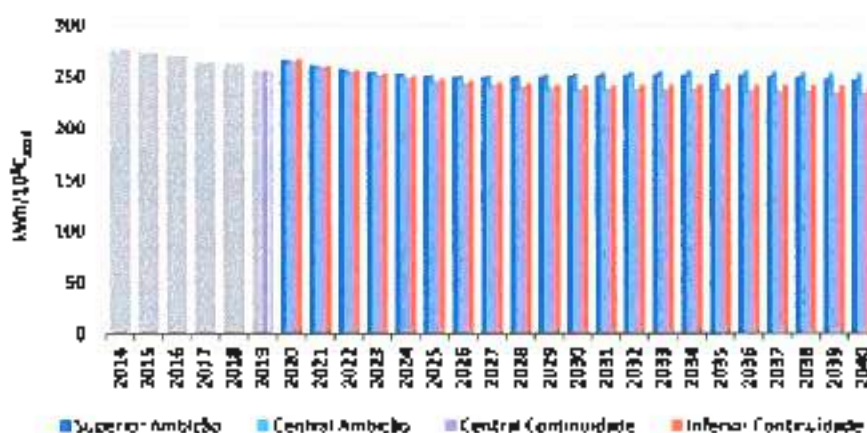


De assinalar a grande relevância dos VE no consumo de eletricidade no cenário Ambição. Na última década o impacto é inferior devido à redução do número de PNEV neste cenário. Por outro lado, também é de evidenciar o menor impacto da eficiência energética com redução das poupanças anuais na última década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

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

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

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



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

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

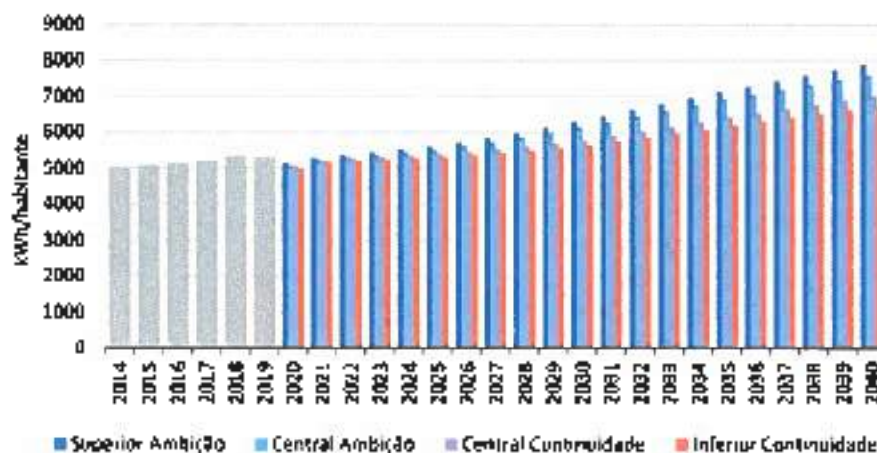
TABELA 4 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2020-2040

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

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

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

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



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

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

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

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

Estas taxas apontam para um ritmo de crescimento significativamente superior ao verificada na última quinquério (1,1% ao ano, em média).

12. Comparação com as Previsões do RMSA-E19

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

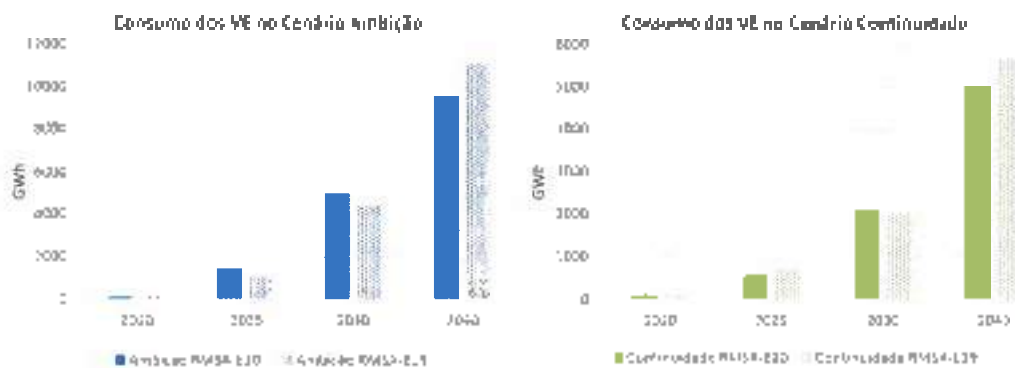
FIGURA 48 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA



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

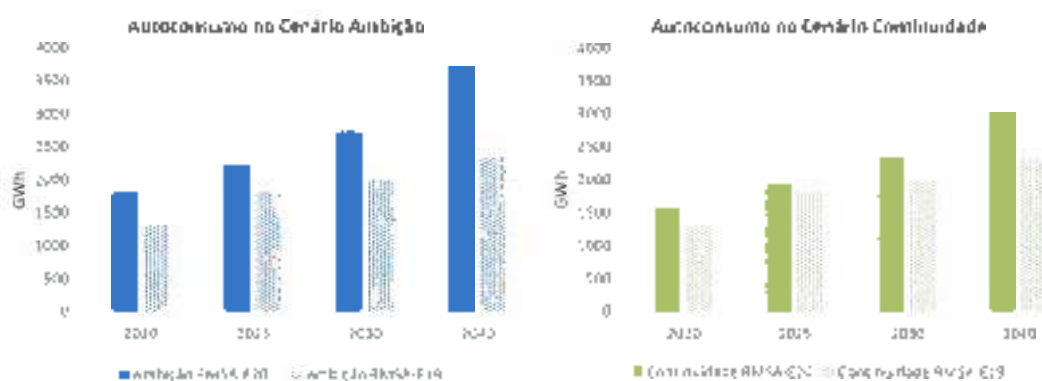
Um desses fatores tem a ver com a mobilidade elétrica e a penetração dos VE. Pela observação da Figura 49 conclui-se que o consumo previsto dos VE nos atuais cenários é mais elevado em todos os anos representados exceto em 2040.

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



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

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

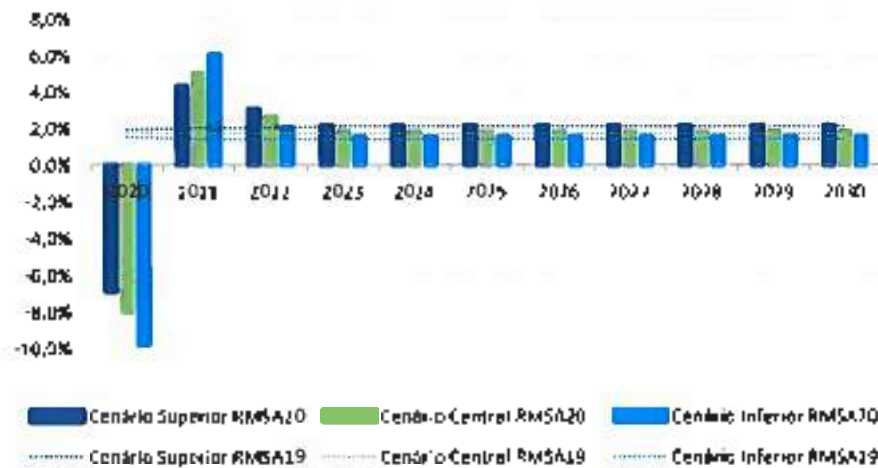


No atual exercício de previsão o autoconsumo é sempre superior em todos os anos representados e em ambos os cenários desenvolvidos. Em relação aos cenários do ano passado, em 2030 o autoconsumo é superior em 36% e 17% no cenário Ambição e no cenário Continuidade, respetivamente. No horizonte do estudo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

Não esquecer que na determinação do consumo referido à produção líquida o autoconsumo é deduzido ao consumo final (ver equação(31)), uma vez que, pelas suas características, é um consumo abastecido através de redes privadas.

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

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



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

ANEXO III**Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN**



ANEXO III

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

Índice

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

1. ENQUADRAMENTO

Neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), tendo por objetivo enquadrar as previsões da procura de eletricidade no longo prazo, são utilizados cenários de evolução da procura suficientemente contrastantes, resultado de se terem admitido diferentes tendências económicas, sociais, tecnológicas e de políticas energéticas e ambientais.

Da conjugação das diferentes perspetivas de evolução desses vetores, enquadrados por dois eixos fundamentais designados por "Futuro Verde" e "Crescimento Económico", resultaram os seguintes quatro cenários de previsão da procura: Cenário Inferior Continuidade, Cenário Central Continuidade, Cenário Central Ambição e Cenário Superior Ambição, apresentados no documento Pressupostos Gerais da DGEG.

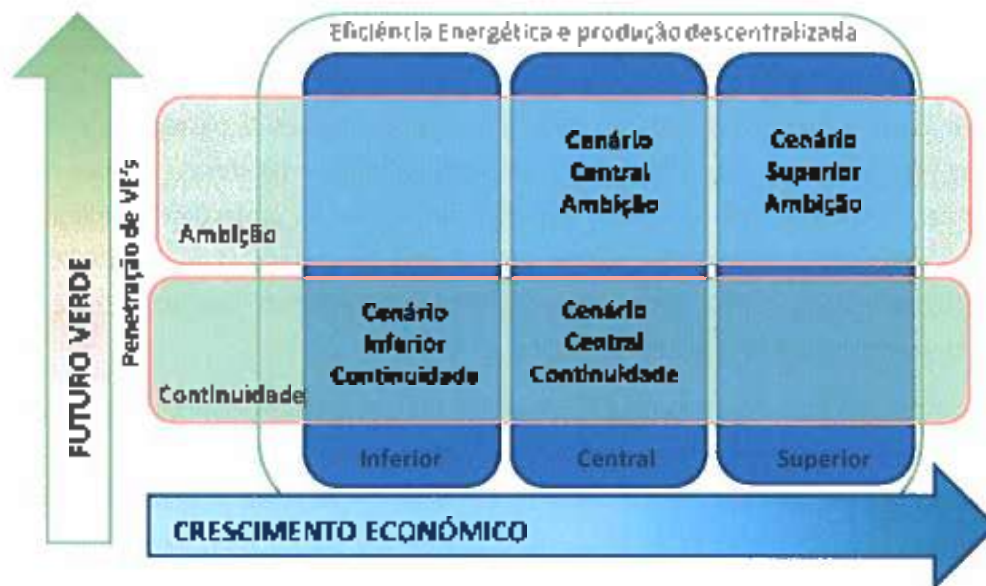


Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura de eletricidade

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

Como descrito no Anexo II - Cenários de previsão da procura de eletricidade, na definição dos cenários de evolução da procura assumem particular importância os vetores crescimento económico, eficiência energética, descentralização da produção e mobilidade elétrica. De assinalar o impacto da penetração de veículos elétricos (VE) no consumo de eletricidade no cenário Ambição no horizonte do estudo, embora ligeiramente superior na década 2020-2030, face à década seguinte. Em sentido oposto, o efeito da eficiência energética apresenta uma redução significativa das poupanças anuais na década 2030-2040, comparativamente à década 2020-2030.

Comparativamente com os cenários considerados no RMSA-E 2019, os valores de previsão da procura de eletricidade agora apresentados são inferiores aos do exercício do ano anterior, principalmente devido à crise pandémica que estamos a atravessar e cujos efeitos sobre o consumo se admite irão prolongar-se durante algum tempo. No entanto, há outros fatores económicos e tecnológicos, com pressupostos de evolução diferentes, que contribuem para a diferenciação dos cenários, nomeadamente o autoconsumo e a mobilidade elétrica.

No atual exercício de previsão da procura de eletricidade a evolução do autoconsumo é sempre superior em ambos os cenários desenvolvidos e para todos os anos representados. Em relação aos cenários do exercício do RMSA-E 2019, em 2030 o autoconsumo é superior em 36% e 17% no cenário Ambição e no cenário Continuidade, respetivamente, sendo que no horizonte do estudo (2040) o diferencial entre cenários aumenta, passando para cerca de 60% no cenário Ambição e o cerca de 30%, no cenário Continuidade.

No que diz respeito à mobilidade elétrica foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) e ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros com tecnologia BEV. O Cenário Ambição corresponde às projeções consideradas no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), que por sua vez estão alinhadas com os cenários do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), enquanto que o cenário Continuidade configura uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV.

A diferenciação entre os dois cenários de penetração de VE, tem um impacto significativo no consumo final. A amplitude de variação entre cenários, que vai aumentando ao longo do período em análise, em resultado das distintas taxas de penetração de VE que estão na sua base, e que passa de 2 920 GWh em 2030 para 4 530 GWh em 2040.

No cenário Ambição a introdução de um número elevado de VE entre os horizontes 2021 e 2040 conduz a um acréscimo do consumo de eletricidade de cerca de 5 000 GWh em 2030 e cerca de 9 600 GWh em 2040. No entanto, o efeito mais relevante em termos de segurança de abastecimento será o impacto nas pontas de consumo do SEN, o qual estará dependente da estratégia de carregamento associada a esses veículos.

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

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

2. PONTAS SÍNCRONAS MENSAIS

2.1 METODOLOGIA "FATOR DE CARGA"

Tendo por base os cenários de evolução da procura indicados nos Pressupostos Gerais elaborados pela DGEG (Anexo I), para a previsão das pontas mensais do SEN, sem considerar o efeito do carregamento de veículos

elétricos, foi utilizada a metodologia baseada no fator de carga. Nesta metodologia a determinação das pontas de Inverno e de Verão resulta do processo de caracterização do perfil da procura mensal, a partir dos valores históricos da potência referida à emissão dos anos mais recentes (2016 a 2019). O processo é composto pelas seguintes fases:

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

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por efeito de temperatura (agravamento com probabilidade de não excedência de 95% e 100%, correspondendo esta última à ponta máxima previsível para o SEN) tendo em conta o histórico dos últimos 30 anos. Admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes.

Do conjunto das pontas mensais, são depois 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 de carregamento dos VE disponíveis no modelo PS-MORA: a) estratégia “*Direct Recharging*” e b) estratégia “*Valley Recharging*”.

A estratégia de carregamento direto - “*Direct Recharging*” assume que a decisão é do proprietário do VE que inicia o carregamento, através de ligação ao SEN, quando assim desejar ou necessita, isto é, o processo de carregamento inicia-se automaticamente e termina quando o proprietário quiser ou quando a bateria estiver completamente carregada, não tendo em conta qualquer tipo de análise de custos ou de regimes tarifários e restrições de abastecimento.

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

A estratégia de carregamento que privilegia a gestão do carregamento nos períodos de vazio - “*Valley Recharging*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço

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

da energia elétrica é mais baixo, isto é, atualmente associado aos períodos de vazio do diagrama de carga de consumos.

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

Seguidamente, apresentam-se os pressupostos utilizados neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento no que carece à definição das estratégias e potências de carregamentos dos VE com tecnologias BEV e PHEV nos ligeiros de passageiros e tecnologia BEV nos ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros:

Ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV):

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

Pesados de passageiros (BEV)

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

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

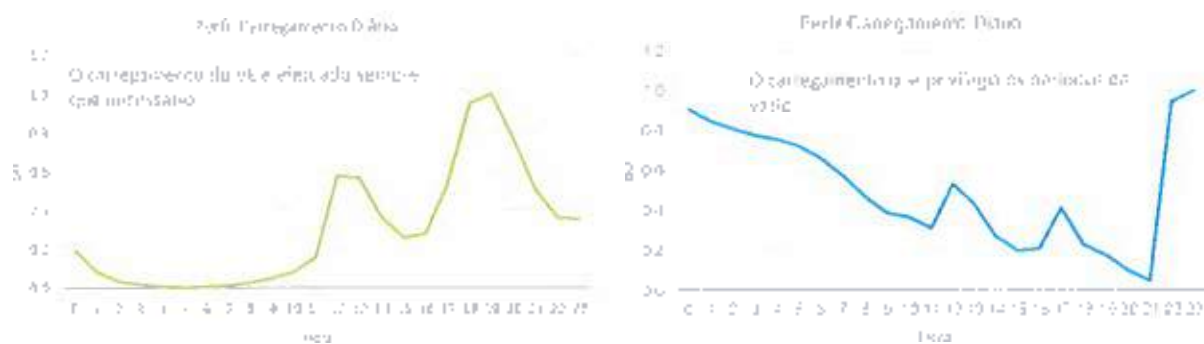


Figura 2: Perfil de carregamento diário: a) "Direct Recharging" e b) "Valley Recharging"

Como resultado destes pressupostos e das simulações realizadas, verifica-se que a mobilidade elétrica impacta consideravelmente na ponta de consumos do SEN. Especificamente, para o horizonte 2030, considerando as estratégias de carregamento indicadas, prevê-se que a carga dos VE incremente "nas horas tradicionais de ponta do SEN" cerca de 250 MW no cenário Central Continuidade e de cerca 575 MW no cenário Central Ambição (figura 3).

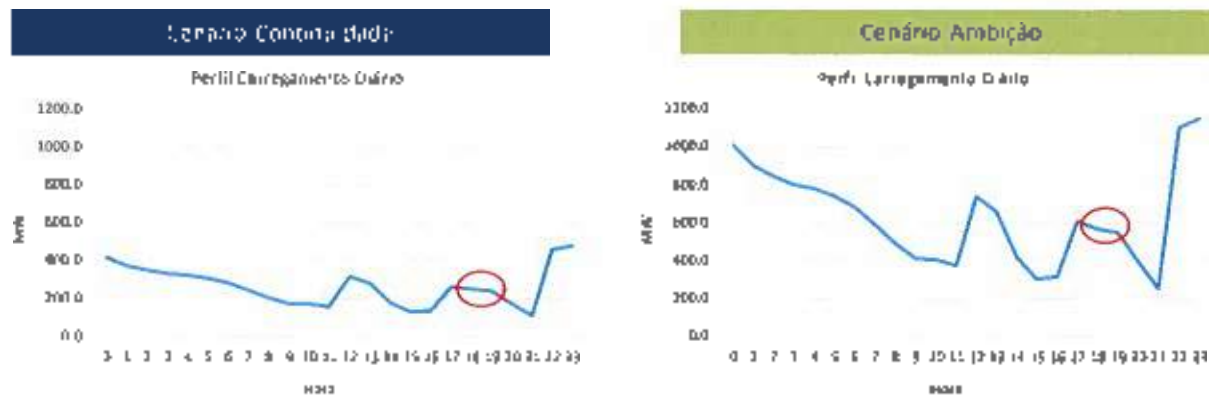


Figura 3: Perfil de carregamento VE em 2030 (20% “Direct Recharging” e 80% “Valley Recharging”)

Verifica-se adicionalmente que a solicitação de potência ao SEN para efeitos de carregamento de VE é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Na figura 4 podemos constatar que, em 2030, caso os ligeros de passageiros e mercadorias adotem uma estratégia de carregamento diferente, 60% “Direct Recharging” | 40% “Valley Recharging”, a carga solicitada para carregamento dos VE incrementará às horas de ponta do SEN cerca de 550 MW (+300 MW se comparado com a estratégia base considerada neste estudo) no cenário Central Continuidade e cerca de 1300 MW (+725 MW se comparado com a estratégia base) no cenário Central Ambição. Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacto para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deverá ser monitorizado de perto e os dados entretanto recolhidos sobre o comportamento dos utilizadores deverão ser refletidos nos futuros exercícios anuais de RMSA para garantir que a transição prevista para a mobilidade elétrica no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

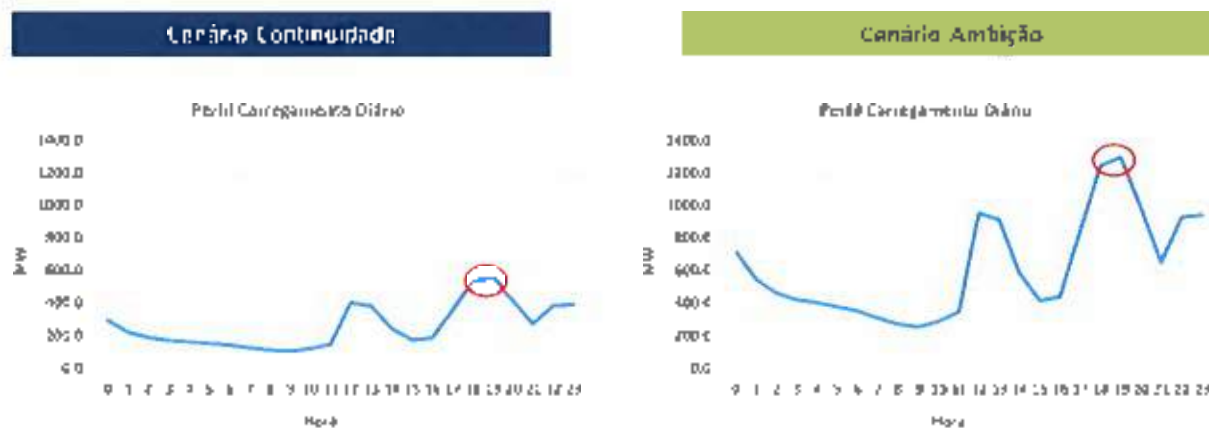


Figura 4: Perfil de carregamento VE em 2030 (60% “Direct Recharging” e 40% “Valley Recharging”)

3 RESULTADOS OBTIDOS

Nas tabelas seguintes apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual (de Inverno) e de Verão para os cenários Central Continuidade, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição (Teste Stress), para os estados 2021, 2022, 2025, 2027, 2030 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento VE 20-80 - Carregamento dos VE: 20% “Direct Recharging” e 80% “Valley Recharging”.

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

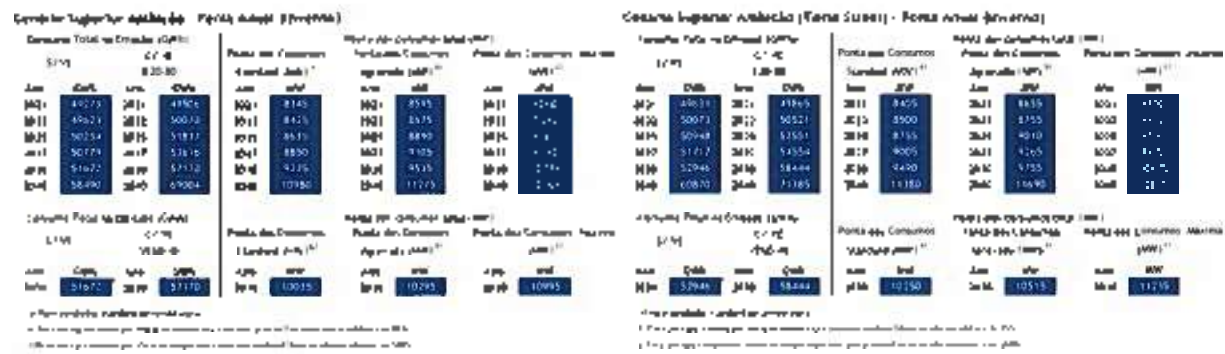
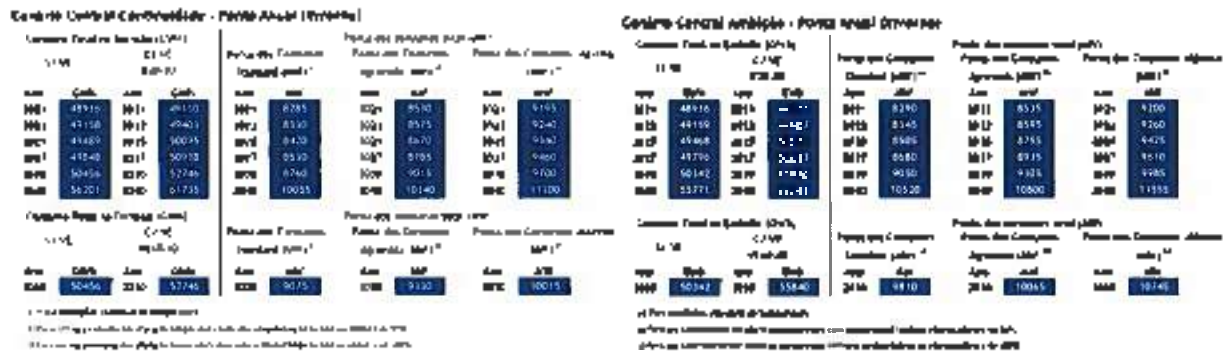


Figura 5: Ponta de Inverno para os Cenários Central Continuidade e Ambição, Superior Ambição e Teste Stress

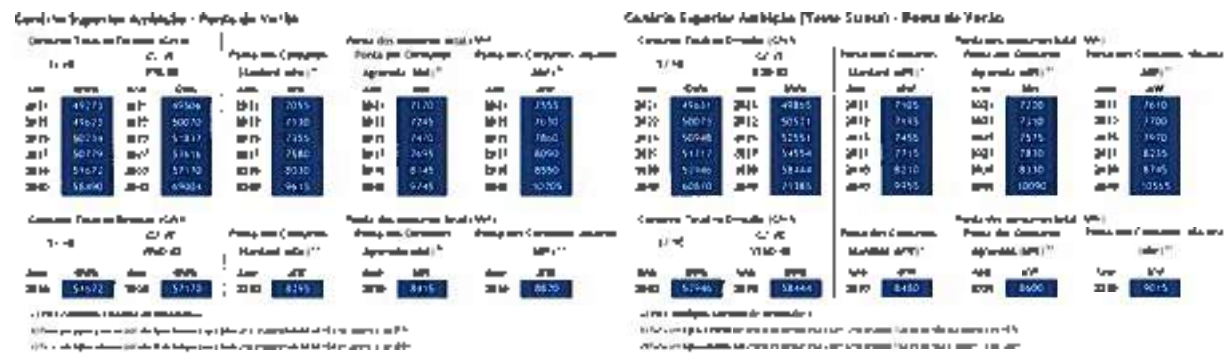
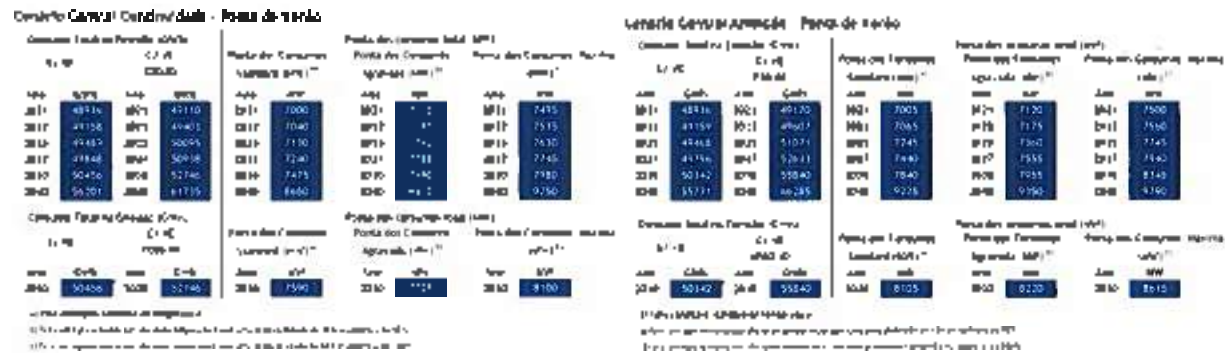


Figura 6: Ponta de Verão para os Cenários Central Continuidade e Ambição, Superior Ambição e Teste Stress

No cenário Central Continuidade a ponta de Inverno ascende, em 2040, a cerca de 10 055 MW, em condições Standard de temperatura, a 10 340 MW, em condições Agravadas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 95%) e, a um valor máximo de cerca de 11 100 MW, para condições extremas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 100%).

O diferencial entre cenários é crescente à medida que se avança no tempo, ultrapassando os 1 400 MW em 2040 (entre o cenário Superior Ambição do Teste Stress e o Central Continuidade), contribuindo o carregamento de VE com cerca de 40% deste acréscimo (560 MW).

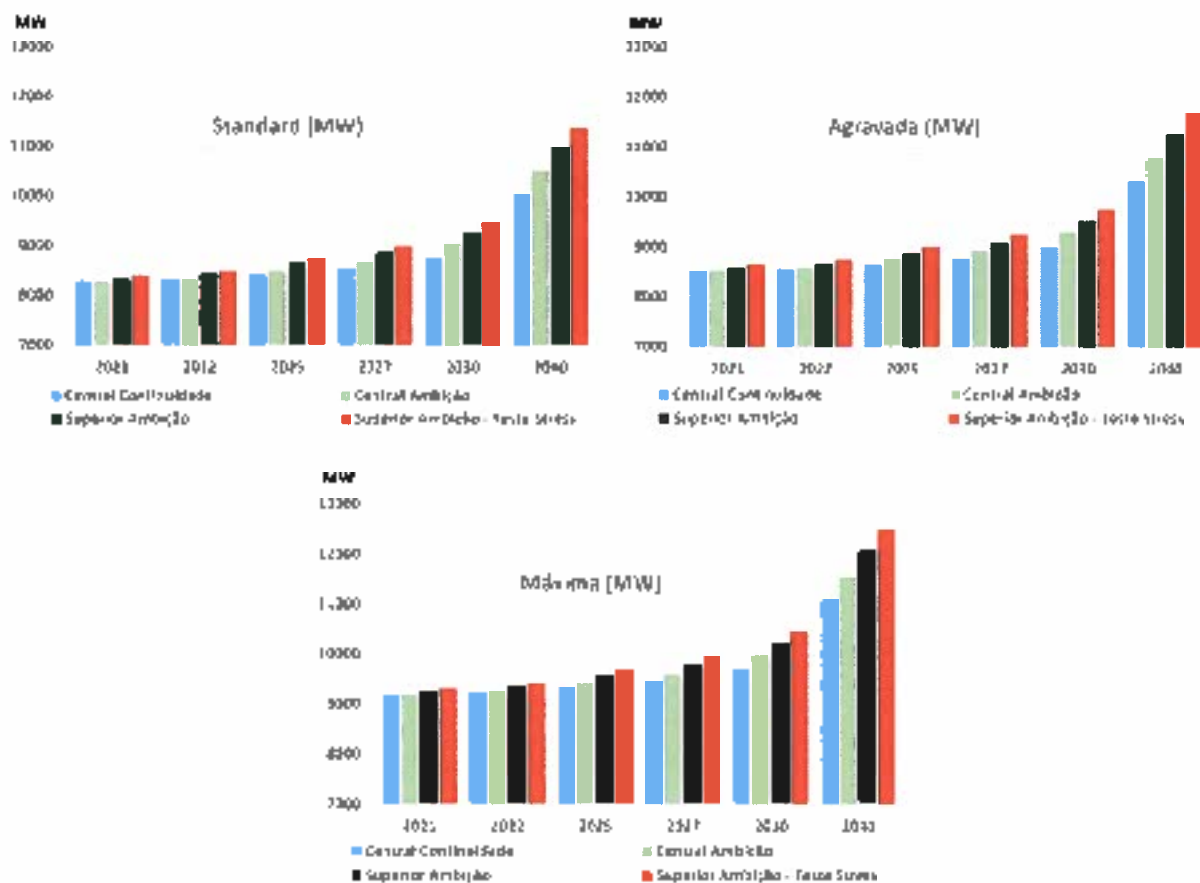


Figura 7: Ponta de Inverno para condições Standard, Agravada e Máxima decorrentes do efeito de temperatura

Os efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições Standard (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima) têm impacto no crescimento da ponta de consumos do SEN, como se pode verificar na figura 7. Por exemplo, no Central Cenário Ambição, em 2030, estima-se um agravamento da ponta por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95% em cerca de 255 MW, e um agravamento máximo de cerca de 935 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

Os efeitos resultantes da estratégia de carregamento dos VE e do efeito de temperatura na ponta de consumos no horizonte 2030 apresentam-se na figura 8. O valor das pontas considerando os efeitos de temperatura (Standard, Agravada e Máxima) e das 2 estratégias de carregamento de VE (VE20-80 e VE60-40), varia entre um mínimo de 8 760 MW (ponta Standard no Cenário Central Continuidade VE20-80) e um máximo de 11 235 MW (ponta Máxima do Cenário Superior Ambição - Teste Stress VE60-40).

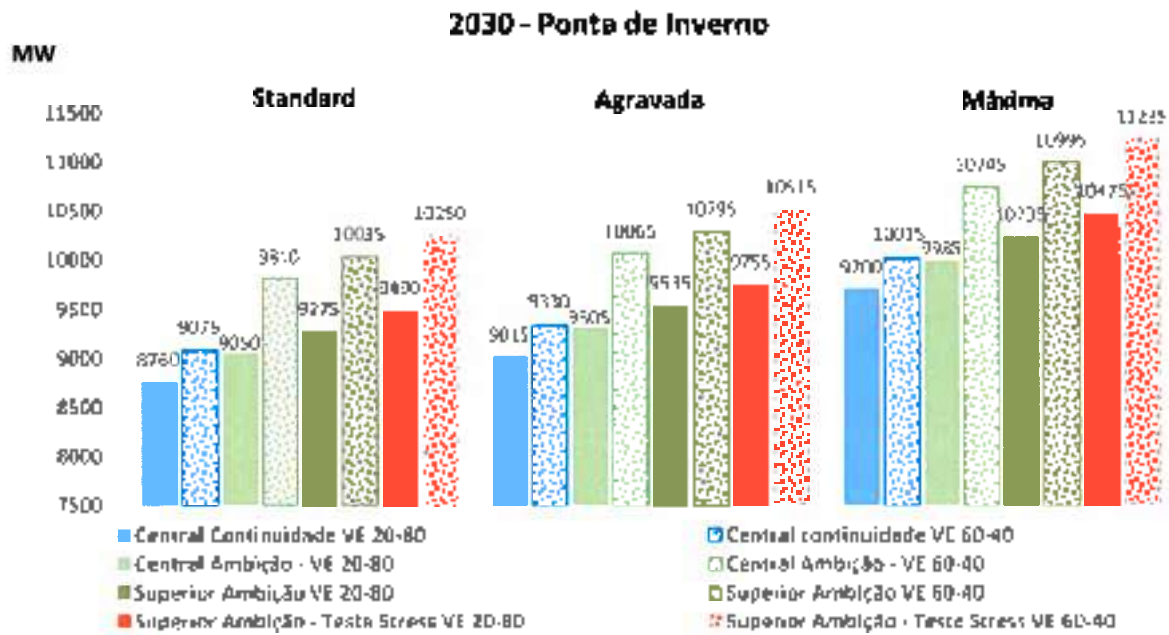


Figura 8: Impacto do efeito temperatura e da estratégia de carregamento dos VE na Ponta de Inverno de 2030

Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumos devida às diferentes estratégias de carregamento dos VE varia entre 315 MW, no caso dos cenários Continuidade, e 760 MW, no caso dos cenários Ambição, face a uma variação máxima de cerca de 985 MW por efeito de temperatura, podendo-se concluir da importância da estratégia de carregamento considerada, que apresenta neste estágio um impacto próximo do agravamento máximo por efeito da temperatura e com tendência a ser superior em estádios mais longínquos.

4. CONCLUSÃO

Face aos resultados deste trabalho de Previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2021-2040, conclui-se o seguinte:

- os impactos da eletrificação dos transportes terrestres rodoviários no sector eléctrico são relevantes, quer ao nível dos aumentos dos consumos de electricidade (decorrentes da penetração dos VE), quer em particular ao nível da alteração dos diagramas de cargas (dependentes das estratégias de carregamento dos utilizadores). Assim, sendo um tema que apresenta uma dinâmica de mudança e uma elevada incerteza associada, importa continuar a acompanhar e a analisar com muita atenção em próximos exercícios;
- tratando-se de estudos de médio e longo prazo, as alterações climáticas, nomeadamente as variações por efeito de temperatura, são também um tema relevante a acompanhar, devendo a sua consideração ser ponderada logo que estejam disponíveis estudos que possibilitem a simulação de cenários com a incorporação desta variável, assim como a incorporação da mobilidade elétrica a outros sectores na área dos transportes.

ANEXO 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	2
4.	Capacidade comercial de interligação com Espanha	3
5.	Principais alterações ao desenvolvimento da rede anteriormente previsto perante os Cenários do presente RMSA	7
6.	Localização de nova produção na RNT	11
7.	Análises de sensibilidade à procura	12
8.	'Teste de Stress'	12

1. PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO DA REDE

O planeamento da Rede Nacional de Transporte (RNT) rege-se por princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento aos clientes que resultam da própria natureza da concessão em regime de serviço público e de exclusividade. Algumas destas regras constam do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (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 valores de capacidade de interligação com Espanha que suportem o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e que contribuam para as metas de capacidade de interligação estabelecidas a nível europeu, contribuindo para a implementação do Mercado Europeu de Energia e para a integração de fontes de energias renováveis.

Em cumprimento da legislação em vigor, em março de 2019 a REN apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte 2020-2019 (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. Em janeiro de 2020 iniciou-se o período de consulta pública a esta proposta de PDIRT tendo, posteriormente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) enviado o seu parecer à REN, em maio de 2020. Na sequência, a REN reviu a sua proposta de PDIRT tendo em conta os comentários recebidos e enviou nova versão da proposta de PDIRT 2020-2029 à DGEG, em junho de 2020.

Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT apresentados na proposta de PDIRT visam permitir ao operador da RNT criar condições para o cumprimento das políticas energéticas superiormente definidas, dar resposta aos compromissos estabelecidos com os operadores da Rede Nacional de Distribuição (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

A nova redação do Decreto-Lei n.º 172/2006 (“DL 172/2006”), publicada a 3 de junho de 2019, veio permitir aos promotores de centros eletroprodutores o acesso à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) através de: (i) regime geral; (ii) acordo e (iii) leilão - alíneas a), b) e c) do n.º 2 do Artigo 5º-A do referido DL 172/2006 na sua atual redação. Para ser possível o acesso à RESP de novos centros eletroprodutores, passou a ser necessário solicitar a prévia reserva de capacidade, concedida através da atribuição de um Título de Reserva de Capacidade (TRC) [para centros eletroprodutores com menos de 1 MW (Upp - Unidades de Pequena Produção e UPAC - Unidades de Produção para Autoconsumo), está previsto outro procedimento].

Tendo em conta:

- as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo da anterior redação do DL 172/2006;

- os TRC já emitidos ou em fase de emissão por ambos os operadores ao abrigo da alínea a) do Artigo 5.º-A;
- os TRC emitidos no âmbito dos 1.º e 2.º processos concorrenciais para atribuição de reserva de capacidade de Injeção na RESP para energia solar fotovoltaica, realizados, respetivamente, em 2019 e em 2020;
- as pronúncias do Gestor Técnico Global do SEN (GTGSEN) para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) (incluindo as mais recentes para as UPP e UPAC) e as cauções pagas ou em fase de pagamento;

a atual capacidade na RNT para receção nova produção encontra-se esgotada, tanto em Alta Tensão (AT) como em Muito Alta Tensão (MAT).

Paralelamente, dada a elevada quantidade de pedidos de Acordo¹ para a ligação à rede ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A) do DL 172/2006 e cuja tramitação ainda se encontra em curso, o nível de incerteza futura associado à composição do parque eletroprodutor e da própria rede em si é ainda elevado, pelo que se considera não ser possível no presente uma identificação devidamente sustentada da capacidade de receção estimada que virá a ficar disponível nas instalações da RNT em MAT e AT.

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 sistema² 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 estudadas individualmente através de análises específicas de comportamento da rede.

3.2 Impacto da integração de grandes volumes de produção renovável

Com o expectável crescimento da geração solar e eólica em Portugal e na Europa, os geradores síncronos convencionais térmicos serão gradualmente substituídos por geração baseada em fontes de energia renovável, sendo uma parte significativa ligada à rede através de eletrónica de potência. A flexibilidade que hoje em dia é proporcionada pela geração síncrona convencional, como o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia, poderá no futuro ser muito menor, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em fontes de energia renovável que, intrinsecamente, poderá não providenciar essa flexibilidade. Este é um dos desafios atuais e futuros que deve ser cuidadosamente analisado e acautelado, 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, implementado em Portugal pela Portaria n.º 73/2020, 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)*, onde está

¹ De notar que os pedidos de Acordo têm uma dispersão nacional, abrangendo, portanto, todo o território continental.

² 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).

incorporada esta preocupação de âmbito europeu. Este regulamento, e correspondente Portaria n.º 73/2020 em Portugal, estabelece, entre outros aspetos, requisitos técnicos para a ligação de geradores baseando-se na dimensão dos mesmos (potência ativa máxima que pode ser injetada no ponto de ligação à rede), garantindo que estes tenham uma capacidade de desempenho adequada, 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 fontes renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado neste RNSA-E de 2020, 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.

3.3 Serviço de “black start”

O serviço de arranque autónomo de grupos geradores sem apoio da tensão da rede (“black start” na terminologia inglesa) é essencial para a recuperação dum sistema elétrico após interrupção total de fornecimento de energia (“apagão”), quando não for possível energizar a rede em causa a partir duma rede vizinha através das interligações.

Conforme disposto no artigo 23.º do código de rede relativo aos estados de Emergência e de Restabelecimento em redes de eletricidade (Regulamento UE n.º 2017/2196), compete a cada Transmission System Operator (TSO) no âmbito do desenho do Plano de Recuperação do Sistema, definir, dentro da sua área de controlo, o número de fontes de energia com a capacidade de arranque autónomo.

Em Portugal, esse serviço é hoje garantido por duas centrais elétricas: a central hídrica de Castelo do Bode e a central térmica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro. A operacionalidade deste serviço é periodicamente testada através de ensaios reais combinados entre o TSO e os respetivos produtores.

É muito importante continuar a dispor no sistema elétrico português de, pelo menos, duas fontes diferentes, preferencialmente em geografias com distribuição territorial adequadas para o cumprimento da função, com a referida capacidade. Assim, caso a central térmica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro venha a ser descomissionada futuramente, nomeadamente após a data em que termina o seu Contrato de Aquisição de Energia (CAE) - março de 2024 - é necessário assegurar atempadamente que esse serviço continue a ser prestado por outra central elétrica também situada na região norte do país.

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 transporte³.

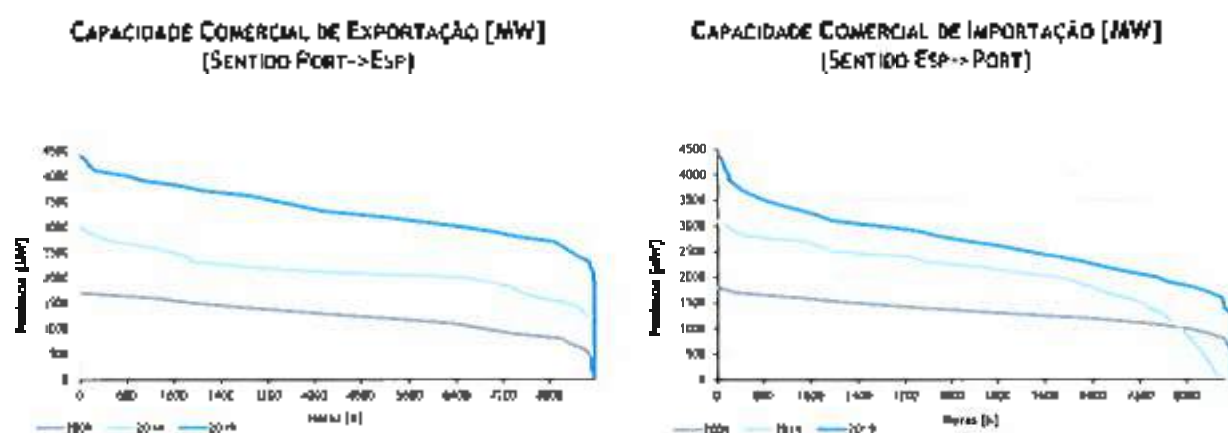
A determinação da NTC é efetuada de acordo com pressupostos de cenarização do funcionamento da rede em ambiente de mercado, tendo presente as condições de aceitabilidade e segurança de operação do sistema ibérico interligado em situações de contingência conforme os critérios previamente estabelecidos.

4.1 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 Red Eléctrica de España (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 e também ao encontro dos objetivos de capacidade definidos a nível europeu.

Os diversos reforços implementados têm permitido o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário verificado desde o ano de 2009, como se ilustra na Figura 1.

FIGURA 1 - CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2009, 2014 E 2019



No entanto, salienta-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 2019 os valores de NTC registados se encontram, em cerca de 80% do tempo, acima dos 2 900 MW no sentido da exportação e acima dos 2 100 MW no sentido da importação, o que representa um aumento significativo relativamente ao que se verificava em 2009.

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

³ Encontram-se desta forma excluídas as reduções de capacidade por motivos de: deficiência de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema; indisponibilidades prolongadas de elementos relevantes para a capacidade de interligação.

angular entre a subestação espanhola de Cartelle e o posto de corte português do Alto Lindoso, face à contingência da linha dupla da 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 Fontefria em Espanha, por forma a garantir a continuidade elétrica entre as duas redes na região, mesmo perante a citada contingência. Este desenvolvimento de rede resulta de estudos de reforço de capacidade de interligação realizados de forma conjunta pela REN e pela 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 no presente a existência de algum atraso na entrada em serviço desta nova interligação, atualmente prevista para 2022, 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, em Portugal este reforço de rede (nova linha de interligação no Minho entre Portugal e Espanha) terá continuidade através dos eixos Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão - Recarei/Vermim e Ponte de Lima - Pedralva, introduzindo igualmente outras vias importantes para o SÉN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e da garantia de continuidade de abastecimento.

TABELA 7 - 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 - Aldeavilla 1	400	1706	1469
Falagueira - Cadillo	400	1386	1386
Alqueva - Brouelos	400	1386	1280
Távira - Puebla de Guzman	400	1386	1386
Pocinho - Aldeavilla 1	220	435	374
Pocinho - Aldeavilla 2	220	435	374
Pocinho - Saucelle	220	430	360
Ponte de Lima - Fontefria	400	Prevista para 2022	

Para além da acima referida futura interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria, 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.

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, publicada em dezembro de 2013, tendo sido reconfirmados como PIC na segunda lista (publicada em janeiro de 2016), na terceira lista (publicada em abril de 2018), e também na lista mais recente, publicada no JOUE⁴ em 11 de março de 2020, através do Regulamento Delegado (UE) 2020/389 da Comissão, de 31 de outubro de 2019.

4.2 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 já citada futura linha de interligação a 400 kV Ninho-Galiza (atualmente prevista para 2022), que possibilitarão ultrapassar 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 2 apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC para os horizontes em análise neste relatório.

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

Ano	Portugal-Espanha (MW)	Espanha-Portugal (MW)
2021	2 600	2 300
2023	3 100 ⁽²⁾	3 600 ⁽²⁾
2030	3 500	4 200
2040	4 000 ⁽³⁾	4 700 ⁽³⁾

Notas:

- (1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos de rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento da procura máxima de cada sistema, ou indisponibilidade relevante de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Após o estabelecimento da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) - Fontefria (ES).
- (3) Correspondem a valores identificados como "Target Capacity" para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNOP 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 no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 - PNEC 2030), quer da capacidade de interligação, estima-se para o horizonte

⁴ JOUE - Jornal Oficial da União Europeia

2030 que o indicador ‘interconnection ratio’⁵ possa situar-se num intervalo que no cenário Continuidade pode atingir perto de 16%, mas que no cenário Ambição, alinhado com os objetivos do PNEC 2030, representa apenas 14%. Para garantir o cumprimento da meta de 15%⁶ em 2030 estabelecida para este indicador, verifica-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 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.

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, ao nível da ‘Oferta’ são apresentados dois cenários (Continuidade e Ambição), os quais, no que diz respeito à Grande Térmica, consideram para a desclassificação da central a carvão de Sines os anos de 2021⁷ e de 2020, respetivamente, nos cenários Continuidade e Ambição, da central a carvão do Pego o ano de 2021, em qualquer destes dois cenários, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro o ano de 2029, também em ambos os cenários. Para fazer face à desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego, estão previstos reforços na RNT⁸ que, com a sua colocação 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 das três centrais (Sines e Pego 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. Neste contexto, encontram-se previstos novos estudos de rede, incorporando informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam do PNEC 2030 e as evoluções relativas aos pedidos de

⁵ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

⁶ 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 estabelecida 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.

⁷ Os Pressupostos Gerais da DGEG preveem o encerramento da central térmica de Sines, no cenário Continuidade, durante o primeiro trimestre de 2021. Para efeitos de estudos de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação desta central em 1 de janeiro de 2021.

⁸ Eixos do Alentejo e linha a 400 kV Faralhões - Rio Mayor.

ligação à rede em análise pelos operadores de rede. Nestes estudos, devem também ser observadas alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

A antecipação das datas de desclassificação das centrais técnicas a carvão relativamente ao previsto no RNSA-E 2019, em particular da central de Sines, evidencia a importância da colocação em serviço de alguns reforços da RNT⁹ para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência.

Até que se encontrem concluídos e em serviço estes reforços de rede, poderão ocorrer condições de operação da RNT perante as quais o Gestor do Sistema tenha que tomar medidas preventivas e corretivas, que, embora induzindo sobrecustos nos serviços de sistema, se tomarão indispensáveis para garantir a segurança da operação.

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 2018-2027, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de Fontes de Energia Renovável (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 do RNSA-E 2019 e do PNEC 2030 (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros eletroprodutores assumida no referido PDIRT 2020-2029). Estes novos reforços, designadamente os do 2.º quinquénio da proposta de PDIRT vocacionados para a integração de nova FER, devem ser reanalisados tendo em conta os resultados dos estudos ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A) do DL 172/2006, estudos esses cuja análise e tramitação se encontra em curso.

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 RNT¹⁰ para ligação de novos centros eletroprodutores.

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

⁹ Eixos do Alentejo e Linha Fanhões - Rio Major, contribuindo também de modo determinante para a integração de nova produção, nomeadamente a solar fotovoltaica.

¹⁰ Condicionados à aprovação prévia por parte do Concedente.

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 Ponto de Entrega (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 elétricos ligeiros (VE) de passageiros e de mercadorias, assim como de pesados de passageiros, totalmente elétricos nos novos cenários do RMSA-E 2019, donde resultaram valores de procura e pontas de consumo associadas aos VE tendencialmente superiores àquelas que foram consideradas 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 Regulamento da Rede de Transporte (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 variável das fontes de energia renovável a que recorrem muitas destas centrais de produção. Relativamente à produção eólica embebida registada no passado, acrescenta-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 nas figuras 2 e 3 seguintes a produção embebida ocorrida em 2019 nas subestações de Chafariz (essencialmente com produção eólica e hídrica) e Portimão (essencialmente com produção eólica).

FIGURA 2 - PRODUÇÃO EMBEBIDA NA SUBESTAÇÃO DE CHAFARIZ (ANO 2019)

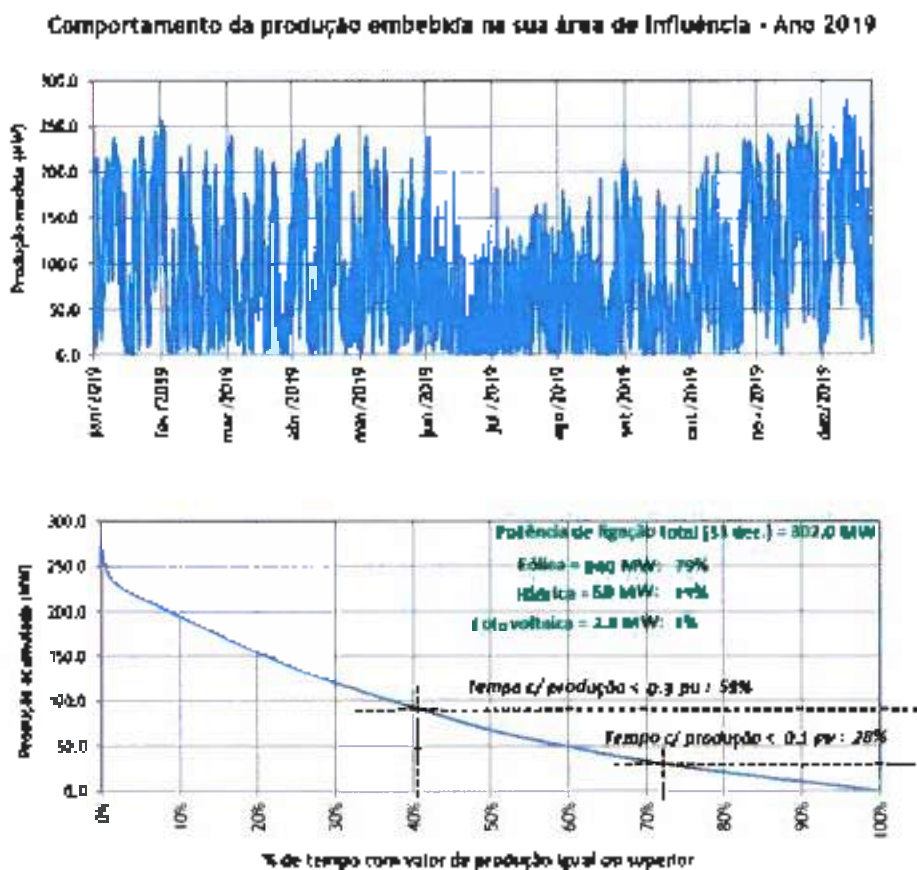
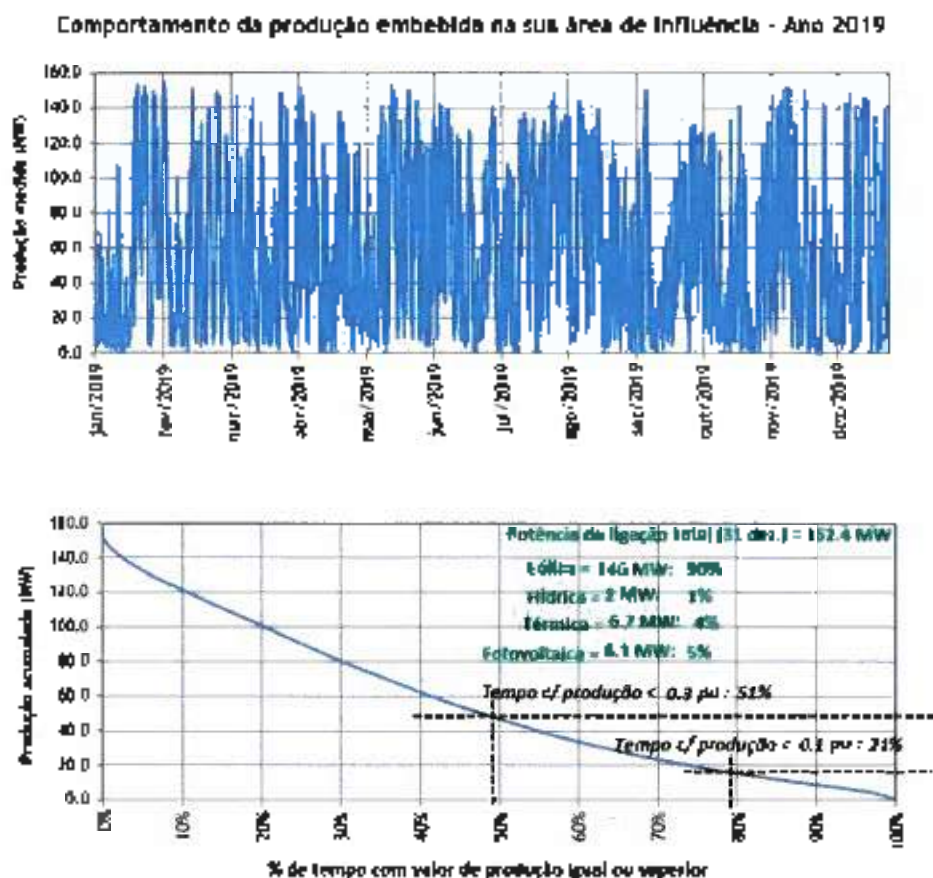


FIGURA 3 - PRODUÇÃO EMBEBIDA NA SUBESTAÇÃO DE PORTIMÃO (ANO 2019)



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 Târnega, 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. Para o efeito, é fundamental a colocação em serviço da subestação de Ribeira de Pena em conjunto com as linhas a 400 kV Feira - Ribeira de Pena e Ribeira de Pena - Vieira do Minho 1 e 2.

É também de assinalar o elevado crescimento previsto para a próxima década para o aproveitamento da energia solar, com um número bastante significativo de novas centrais fotovoltaicas, para as quais, não obstante poderem vir a acontecer em qualquer região do país, se perspetiva uma maior tendência de localização na metade sul do território.

Cabe ainda recordar que a Portaria n.º 1074/2006, de 3 de Outubro, determina na zona de Sines uma reserva de capacidade de 800 MW para uma central a carvão com reduzidos níveis de emissão de gases de efeito de estufa, a qual, a ser construída, irá tomar capacidade de rede utilizada pela atual central. Contudo, esta eventual nova central não é mencionada no PNEC 2030 e nos pressupostos do presente RMSA-E 2020

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. Neste RMSA, as diferenças ao nível das taxas de crescimento que se verificam entre o 'cenário Central' e o 'cenário Superior' ou 'cenário Inferior', apontam para que impactos diferenciais daí decorrentes sobre o desenvolvimento previsto da RNT, a acontecer, não sejam significativos.

Contudo, 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'

A trajetória Teste de Stress tem como objetivo avaliar até quando o Sistema Elétrico Nacional (SEN) consegue dar resposta, numa ótica da segurança de abastecimento. 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 CAE, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 dez 2020. No caso das grandes centrais hídricas, para além da capacidade instalada, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães e Dailvões¹¹, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração em data não anterior ao início de 2023. Para efeitos de evolução dos consumos assume-se o cenário Superior Ambição - Teste de Stress conforme estabelecido nos Pressupostos Gerais da DGEG.

Neste quadro, a desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (31 dez 2020) e do Pego (31 dez 2021), conjugada com o atraso da entrada em serviço das centrais de Gouvães e Dailvões para data não anterior a 1 jan 2023, determina o estado de 2022 como "Estado de Rutura" - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1,0. A entrada em serviço industrial dos centros eletroprodutores de Gouvães e Dailvões (totalidade da capacidade disponível das duas centrais), conjugada com a construção e colocação em operação das duas linhas de ligação da subestação de Ribeira de Pena à restante RNT - que está dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em curso - permite o cumprimento do ICP para 99 % de probabilidade (ICP>1,0).

Para além disso, nestas condições e no período compreendido entre a desclassificação da central de Sines e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Gouvães, Dailvões e Alto Tâmega) e da nova interligação Minho-Galiza, poderá ser necessário o Gestor de Sistema recorrer a medidas corretivas/mitigadoras para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional.

¹¹ Para a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Dailvões e Alto Tâmega é fundamental a concretização do eixo a 400 kV Feira - Ribeira de Pena - Vieira do Minho, já aprovado pelo Concedente mas ainda com dificuldades a ultrapassar para sua implementação.

Ainda no que diz respeito à evolução da rede, a construção do conjunto de reforços da RNT que está subjacente ao parque ao parque produtor previsto, alguns dos quais ainda não realizados, e onde se incluem os mencionados nos parágrafos anteriores e no ponto 5., é também crítica na trajetória Teste de Stress para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência, como mencionado no ponto 5..

ANEXO V
Principais Resultados

RMSA Elétrico 2020 (RMSA-E 2020)

Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento
do SEN 2021-2040

Resultados

19 Outubro

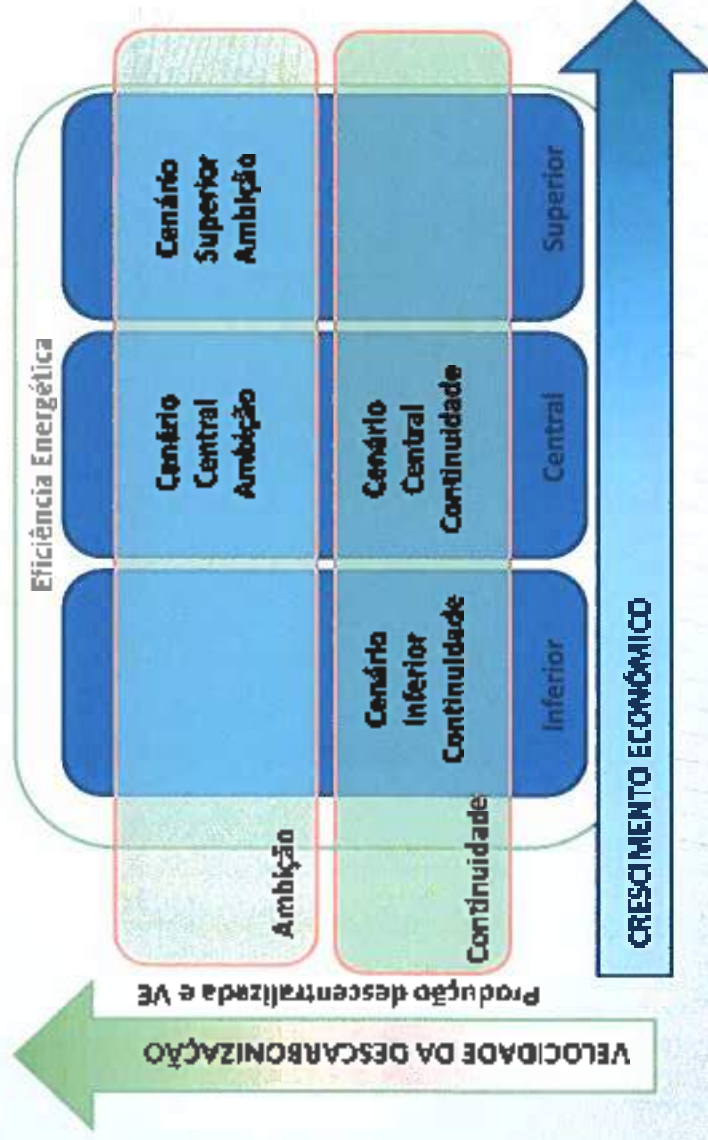
2020

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

Combinação das diferentes dimensões na construção dos cenários de procura



VELOCIDADE DA DESCARBONIZAÇÃO

Produção descentralizada e VE

Eficiência Energética

Cenário Superior Ambição

Cenário Central Ambição

Cenário Inferior Continuidade

Cenário Central Continuidade

Inferior

Central

Superior

Ambição

Continuidade

CRESCIMENTO ECONÓMICO

➤ O processo de construção dos cenários de procura combina dois eixos principais: a "Velocidade da Descarbonização" e o "Crescimento Económico"

➤ No eixo "Velocidade da Descarbonização" os cenários distinguem-se pela maior penetração de veículos elétricos e pelo incremento da produção descentralizada

➤ No eixo "Crescimento Económico" são considerados diferentes cenários para a evolução da economia e incorporam os impactos da Pandemia COVID-19.

Procura (2/6)

Caraterização dos cenários desenvolvidos

Velocidade da descarbonização

Cenário Central Ambição

Reforço das políticas energéticas nacionais em contexto económico moderado
Economia: crescimento económico moderado
Eficiência: nível moderado de medidas de eficiência
Veículos eléctricos (VE): progresso significativo na eletrificação dos transportes
Produção distribuída (autoconsumo): desvantagem relativa consistente com maior multiplicação e impacto no autoconsumo

Cenário Superior ou Ambição

Reforço das políticas energéticas nacionais em contexto económico muito favorável
Economia: crescimento económico favorável
Eficiência: nível moderado de medidas de eficiência
Veículos eléctricos (VE): progresso significativo na eletrificação dos transportes
Produção distribuída (autoconsumo): desvantagem relativa consistente com maior multiplicação e impacto no autoconsumo

Cenário Interior Condição

Contexto económico e de mercado desfavoráveis, prevalecendo as políticas energéticas nacionais
Economia: condições mais desfavoráveis
Eficiência: nível moderado de medidas de eficiência
Veículos eléctricos (VE): expressão moderada na penetração dos VE
Produção distribuída (autoconsumo): progresso mais lento da descarbonização da produção

Cenário Central Condição

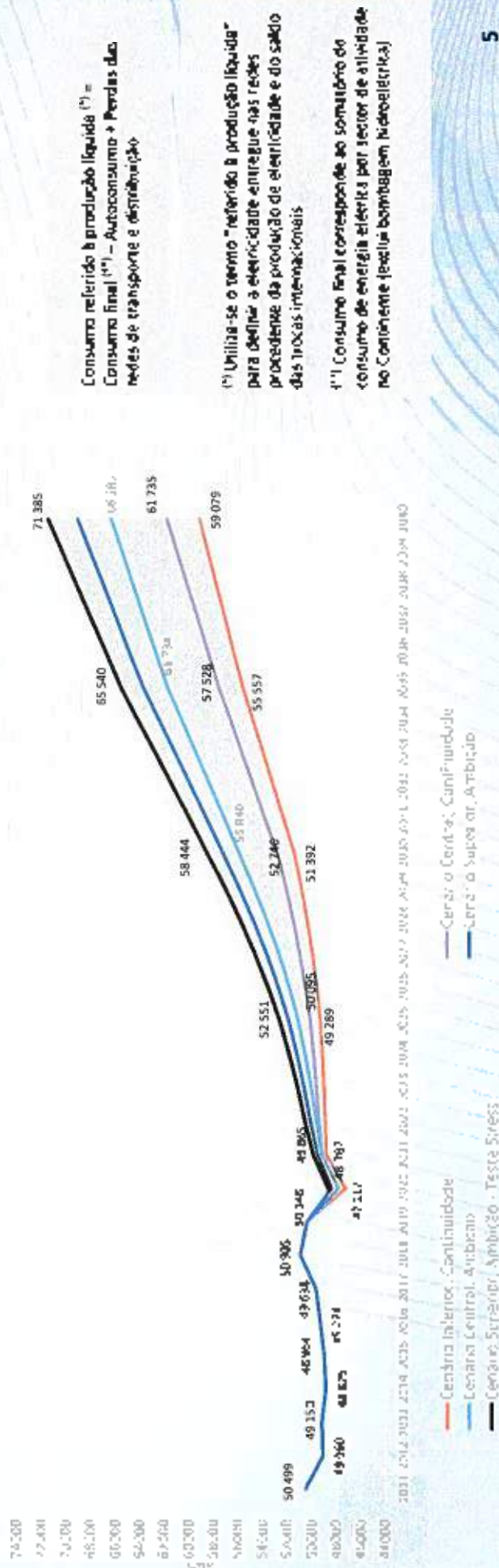
Contexto económico moderado, prevalecendo as políticas energéticas nacionais
Economia: crescimento económico moderado
Eficiência: nível moderado de medidas de eficiência
Veículos eléctricos (VE): expressão moderada na penetração dos VE
Produção distribuída (autoconsumo): progresso mais lento da descarbonização da produção

Crescimento económico

1 Procura (3/6)

Evolução do consumo referido à produção líquida (*)

- Verificar a evolução da previsão do consumo de electricidade relativamente ao período 2019. Consequência dos aspectos económicos mencionados na FOLY D-19, a Companhia assegurou o consumo de electricidade previsto em 2019 através da aquisição em 2023 e no âmbito do Super Ar Ambição.
- Relativamente ao período 2019, a previsão de evolução dos consumos para 2030 referiu-se neste exercício em cerca de 30% relativamente ao período 2019.
- A concretização dos valores eléctricos resultou um aumento previsto de cerca de 10% impulsionado pelo aumento da procura de consumo, o qual não só se cinge apenas ao setor de serviços eletrónicos, como também o fortemente dependente da estratégia de entrega de produtos e serviços digitais.
- Apesar de não estar no âmbito do presente relatório, a desatualização da economia vertida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN H2), este relatório foi atualizado para efeitos de atualização da previsão de energia e de monitorização da evolução da procura, podendo ser atualizado em futuros exercícios.



Procura (4/16)

Perfil de carregamento de veículos elétricos (VE)

Ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e mercadorias (BEV)

- 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 (BEV)

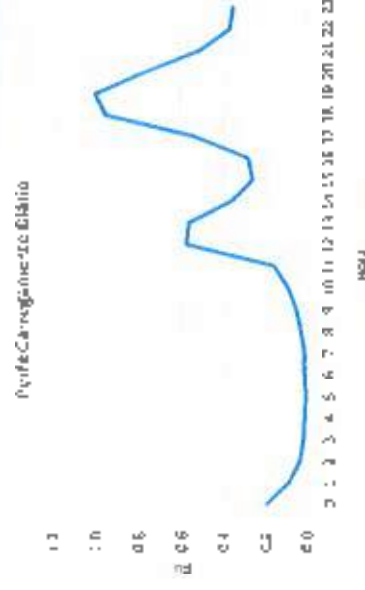
- 10 % dos veículos utiliza π carregamento rápido associado à estratégia "Direct Recharging"
- 90 % dos veículos utilizam um carregamento lento trifásico associado à estratégia "Valley Recharging"

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

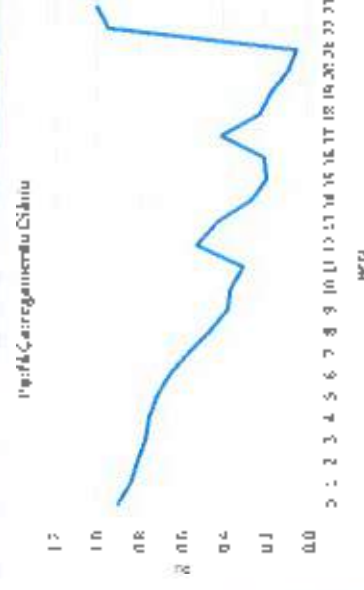
(**) Valley Recharging : estratégia de carregamento que privilegia um perfil de carregamento nos momentos de vazio

BEV = Battery electric vehicle
PHEV = Plug-in electric vehicle

Estratégia de Carregamento Direct Recharging



Estratégia de Carregamento Valley Recharging

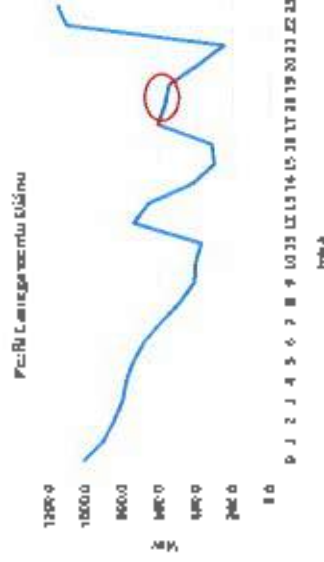


Procura (5/6)

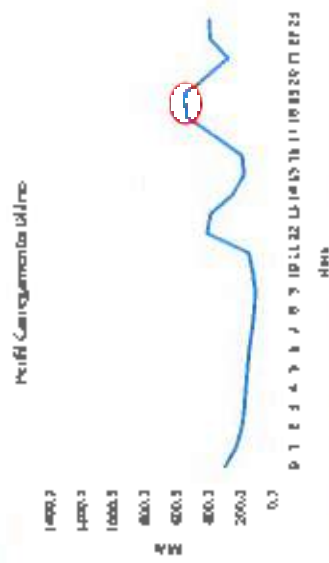
1

Perfil de carregamento de veículos elétricos (VE)

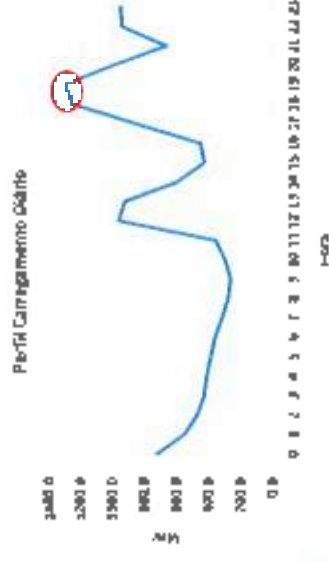
2030 – Estratégia de carregamento 20% Direct | 80% Valley



Cenário Cont. Inútil



Cenário Ambição



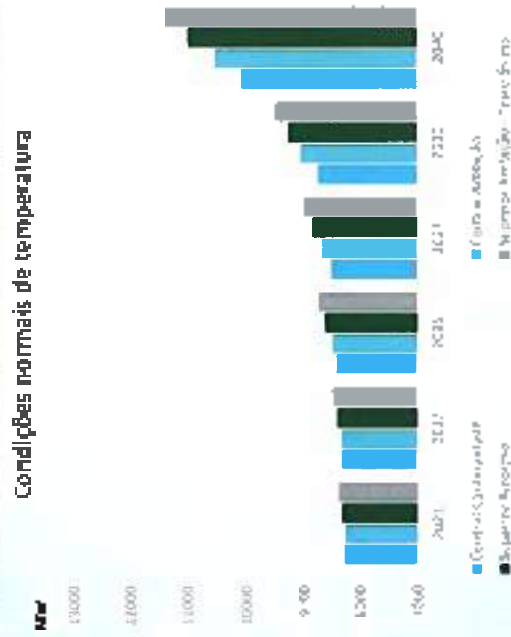
2030 – Estratégia de carregamento 60% Direct | 40% Valley

- Com uma estratégia de carregamento 20% Direct (achegando 80% VE) e reduzindo os picos de carregamento e aumentando a carga das VE através das horas da noite de cerca de 250 MW no cenário contínuo e cerca de 500 MW no cenário ambição.
- Com uma estratégia de carregamento 60% Direct (achegando 40% VE) e reduzindo os picos de carregamento e aumentando a carga das VE através das horas da noite de cerca de 150 MW (300 MW) no cenário contínuo e de cerca de 300 MW (1725 MW) no cenário ambição.

1 Procura (6/6)

Evolução das pontas de consumo

2021 - 2040
Evolução das pontas do SEN nos diferentes cenários



[**] VE 10-80: Carregamento das VE ligadas: 20% Direct Recharging e 40% Indirect Recharging

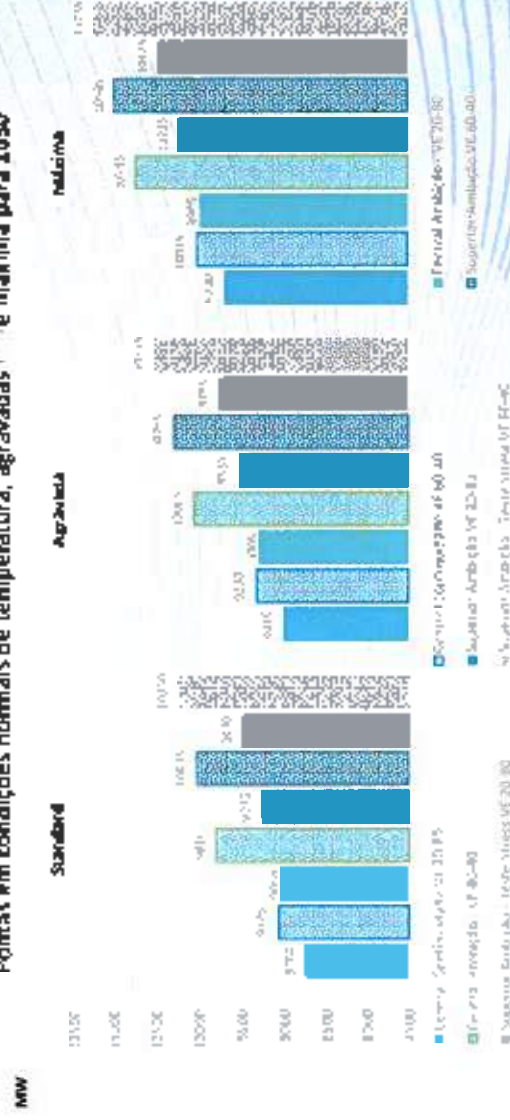
[***] Não foram considerados cenários alternativos de evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

[****] Agravamento por efeitos de temperatura com uma probabilidade de não ocorrência de 95%



2030
Efeito da temperatura e da estratégia de carregamento de VE (**)

Pontas em condições normais de temperatura, agravadas (***) e máximas para 2030



Notas

VE 20-80: Carregamento das VE ligadas: 20% Direct Recharging e 40% Indirect Recharging

VE 00-40: Carregamento das VE ligadas: 60% Direct Recharging e 40% Indirect Recharging

RMISA-E 2020 vs RMISA-E 2019

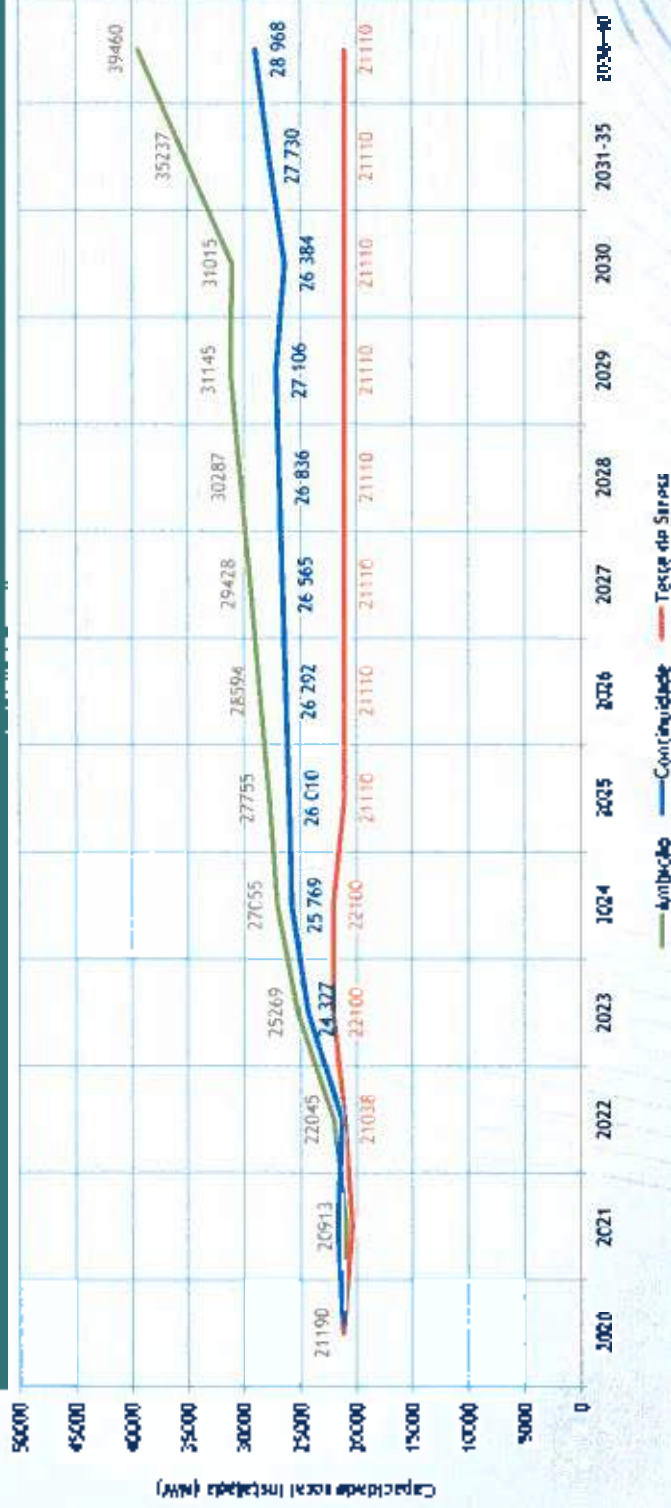
- No cenário central (Ampliação e Controlo da Saúde, em condições standard de temperatura para o horizonte de 2030) a estratégia de carregamento VE 20-80 apresenta resultados em termos de MW.
- No RMISA-E 2020 publicamos-se os pontos de stress e as pontas máximas para a operação anual total em ambiente de incerteza COVID-19.

Oferta (1/4)

2

Evolução do sistema electroprodutor: Capacidade total instalada

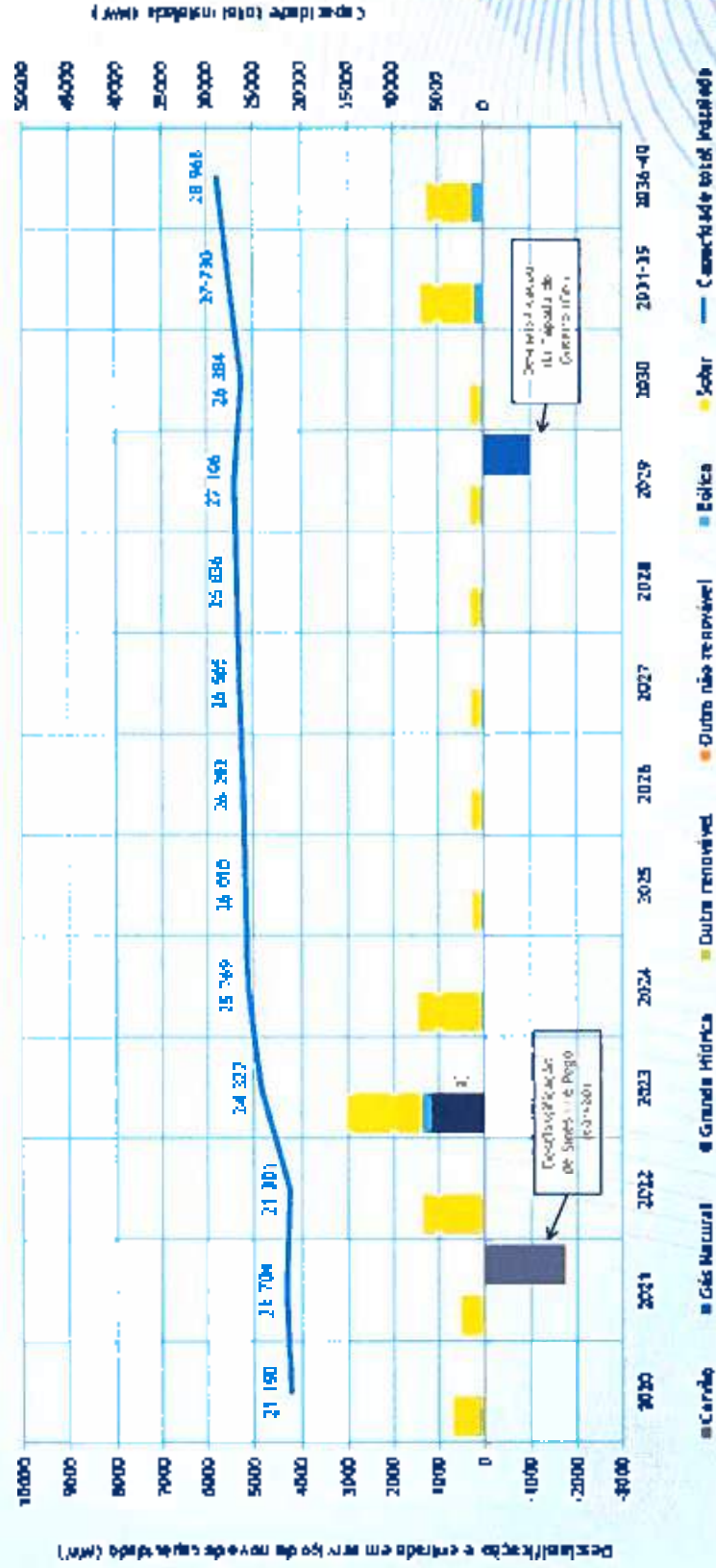
- Nota: o crescimento da capacidade total instalada no sistema em análise é consequência da sua actualização para a data de instalação de novas centrais de produção renovável, sendo a capacidade máxima com o PACC 2030.
- De acordo com o PMSA-E 2019, a previsão de evolução do total da potência instalada para 2030 é de 26.730 MW, neste cenário, em 2030, o cenário Com-Futuro prevê 39.460 MW de potência instalada.



Oferta (2/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Continuidade

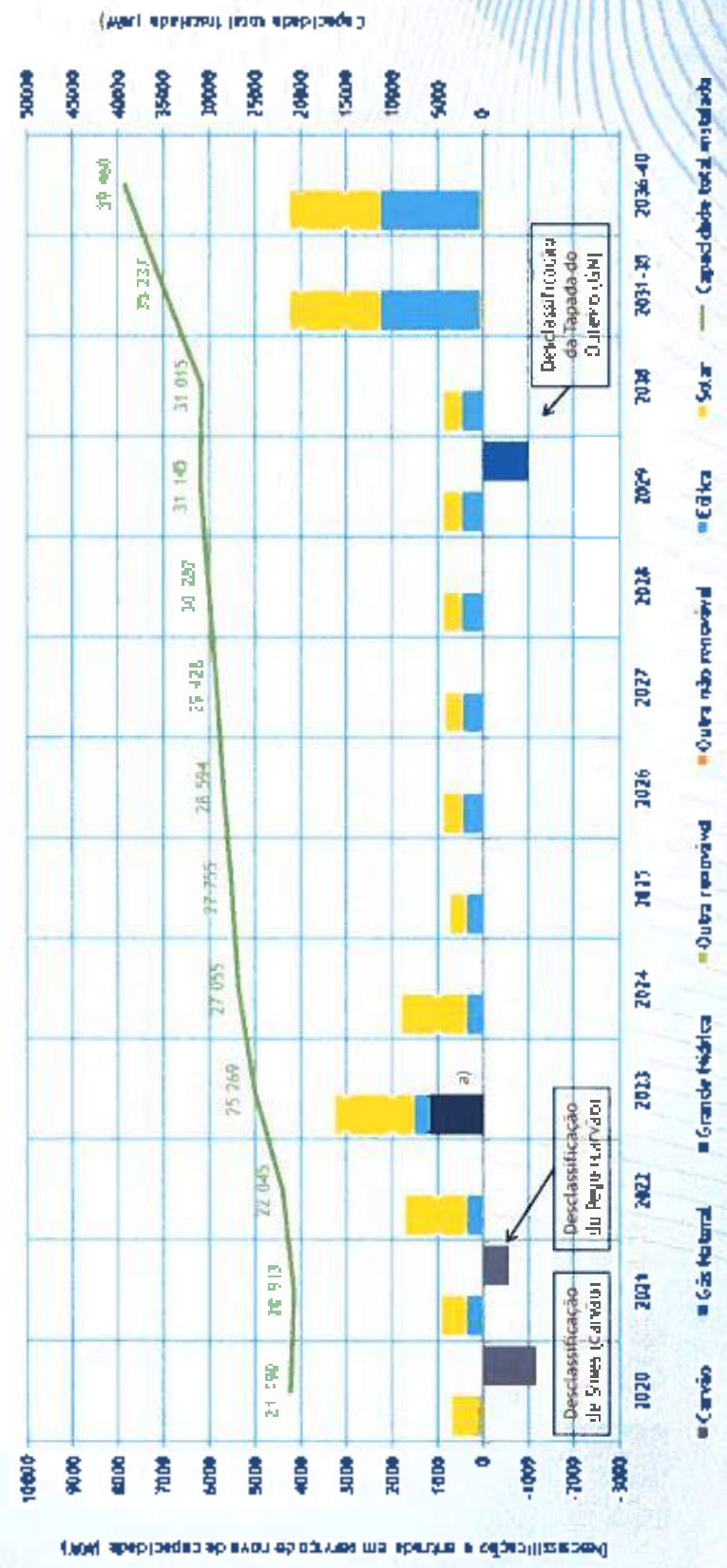


*) Assumir-se a direção da evolução da capacidade do sistema no ano de Janeiro de 2021, pelo que a mesma não é considerada neste horizonte de estudo

Oferta (3/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Ambição

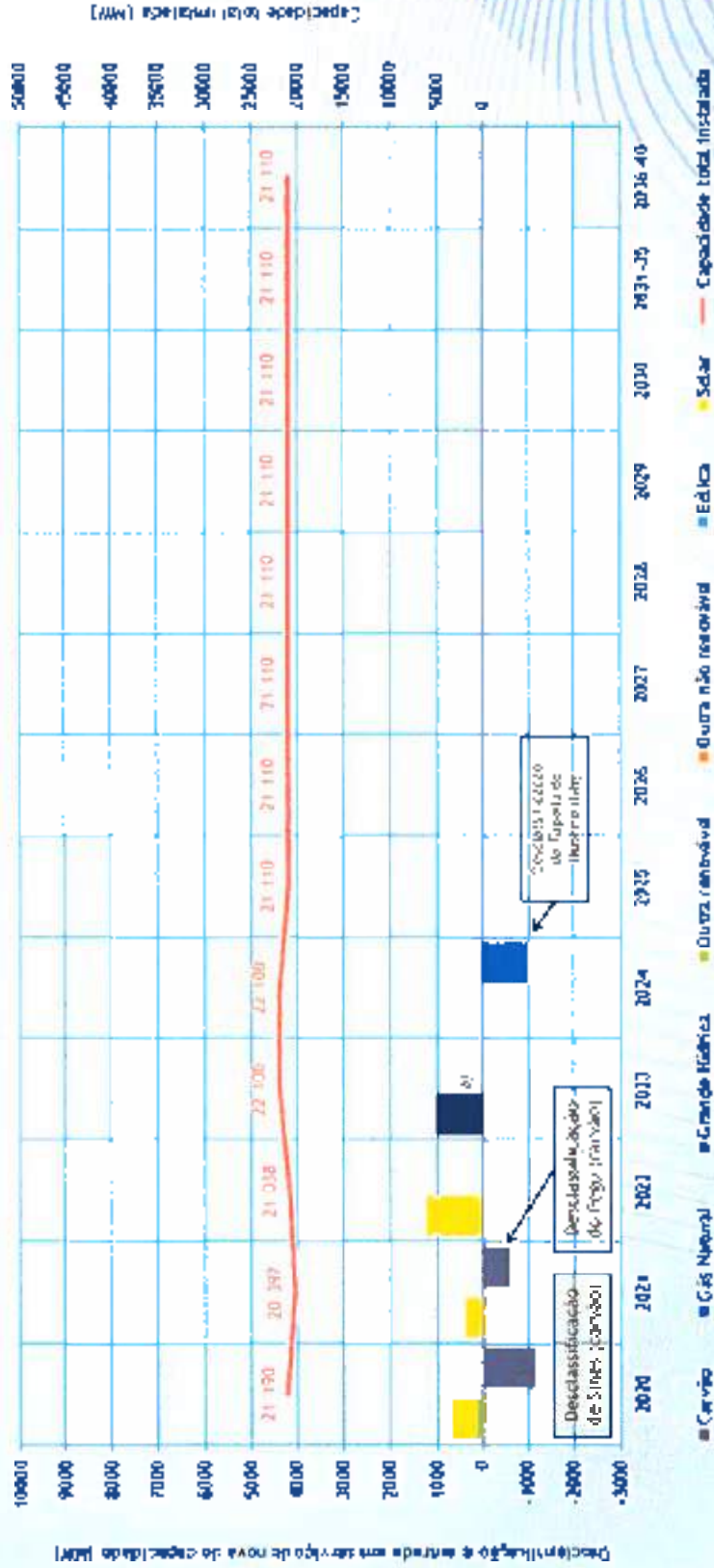


Grande Hidráulica:
 a) Pujol, Outeiro e Alto Tâmega

Oferta (4/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Teste de Stress



Grande Hídrica:

a) Casimiro e Clunifort

3 Taxas de ISP e CO₂

Tributação do carvão e do gás natural utilizado nas centrais termoeletricas

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

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

Taxas de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

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

⁽¹⁾ De acordo com a Lei n.º 2/2020, correspondente à diferença entre o preço de referência para o CO₂ estabelecido em 25 €/tCO₂ e o preço resultante da aplicação do n.º 2 do artigo 92.º do Código das IEC (Impostos Especiais de Consumo), de 23,63 €/tCO₂, com o limite máximo de 5 €/tCO₂.

⁽¹⁾ Assumido o fator de edificação de 1,265670 para o carvão, tal como definido no Portaria n.º 42/2020

RNT – Rede Nacional de Transporte : Interligações

Evolução da capacidade comercial de interligação (NTC) ^(*)

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

	Portugal > Espanha [MW]	Espanha > Portugal [MW]	(*) NTC - Net Transfer Capacity
2021	2 600	2 300	
2023	3 200	3 600	
2030	3 500	4 200 ⁽²⁾	
2040	4 000 ⁽³⁾	4 700 ⁽³⁾	

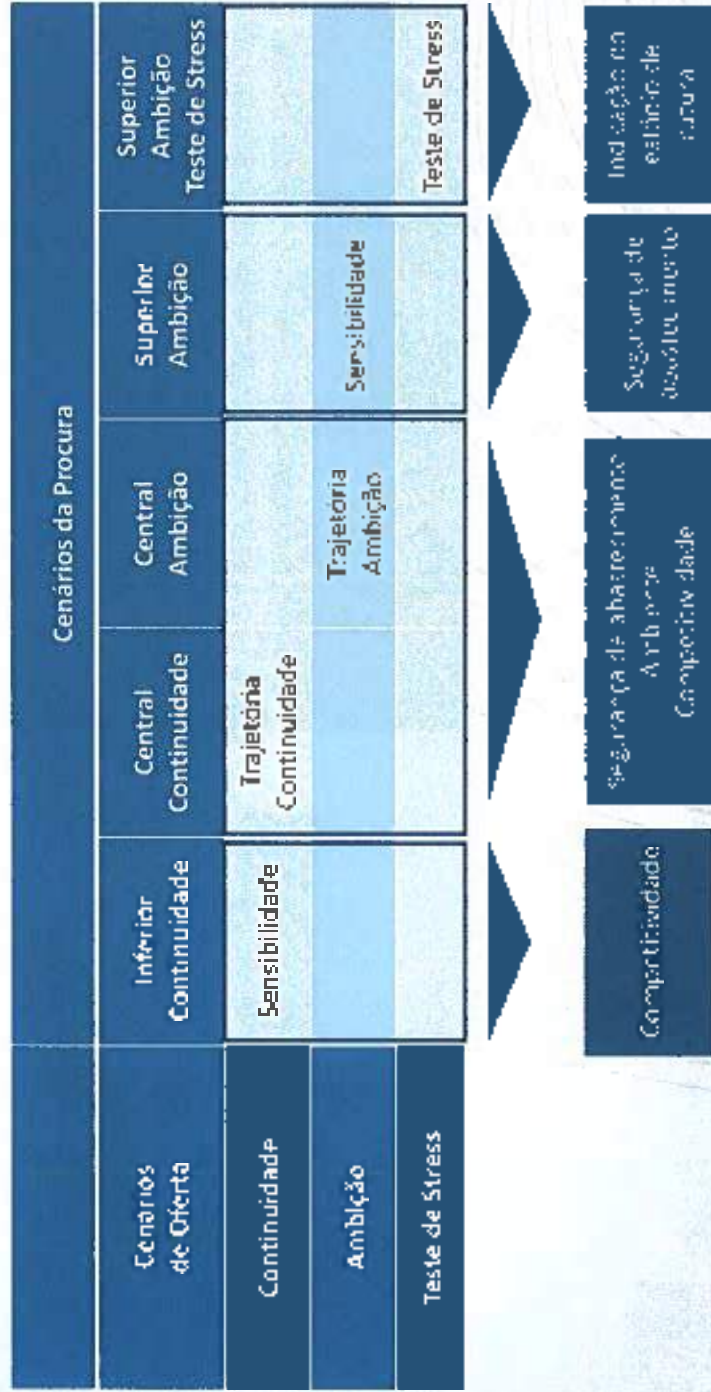
(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.

(2) Est. para o horizonte 2030 que o indicador interconnection ratio possa situar-se num intervalo que no cenário Comunidade pode atingir cerca de 16%, mas que no cenário Ambição, alinhado com os objetivos do PNEC 2030, representa apenas 14%.

(3) Correspondem a valores identificados como Target Capacities para a fronteira PT-ES nos estudos do TYN/DP2018 [Ten-Year Network Development Plan]. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir esses valores de capacidade.

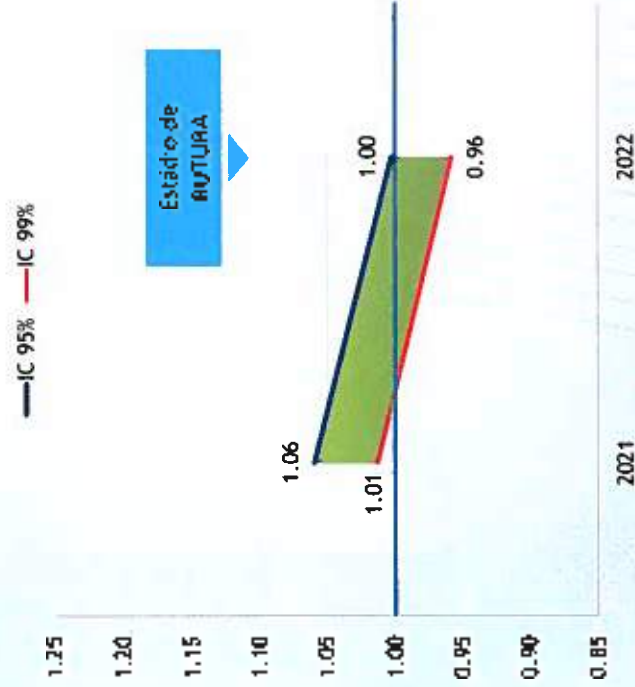
5 Trajetórias em análise

Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas



Segurança de Abastecimento (1/10)

Teste de Stress



A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sinim (31 de 20) e do Pego (31 de 21), conjugada com o atraso da entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões para 1 Jan 23, determina o estado do sistema de abastecimento de energia elétrica em Portugal para 2023, conforme expresso no gráfico à esquerda.

Nuno ambiente de funcionamento normal do mercado (2300 MW de capacidade para 1700 MW comerciais) e razoável consumo que existe, exposta ao cenário de evolução apresentado no parágrafo anterior. Caso ocorram restrições nos mecanismos do mercado ou na capacidade de importação, em particular por parte de países vizinhos, a disponibilidade de energia é essencial para a garantia do abastecimento dos consumidores, situação refletida nos critérios de regulação do abastecimento adicionais.

Na presença destas circunstâncias, poderão ser adotadas as seguintes medidas mitigadoras de forma sequencial, para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

	Medidas
1 (Urgente)	Implementação da Atuação de Jm. programada pelo O Gerador do Sistema espanhol, conforme expresso no gráfico à esquerda. Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos do Gestão Global do Sistema
2 (Precoce)	Redução do consumo, incluindo a redução de utilização de consumidores industriais elegíveis com os quais existem condições especiais de prestação deste serviço
3 (Precoce)	Restrições pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no gráfico entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas no período anterior por parte dos clientes não prioritários

A entrada em serviço industrial dos centros eletroprodutores de Gouvães e Daivões (totalidade da capacidade disponível das 2 centrais), com dupla alimentação assegurada - que está dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em curso e renúncia às duas linhas de ligação da subestação de Figueira de Paiva à restante RTT, permite o cumprimento do ICP para 99% de probabilidade (ICP=1,0). Contudo, no período compreendido entre a desclassificação da central de Sinim até à entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Sinim, Daivões e Alto Tâmega) e a entrada em serviço na zona interligação Minho-Galiza, poderá ser necessário recorrer às medidas mitigadoras enunciadas na tabela anterior, para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional.

No PMSA-E 2015, o teste de stress, resultava na falta de configuração do sistema em 2023 frente a cenários de estado do sistema de abastecimento de energia elétrica em Portugal para 2022, pelo facto da entrada em serviço industrial das novas centrais Figueira e Daivões (2023), ocorrer um ano após a desclassificação da central de Pego e Carvão (2022).

Segurança de Abastecimento (2/10)

Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

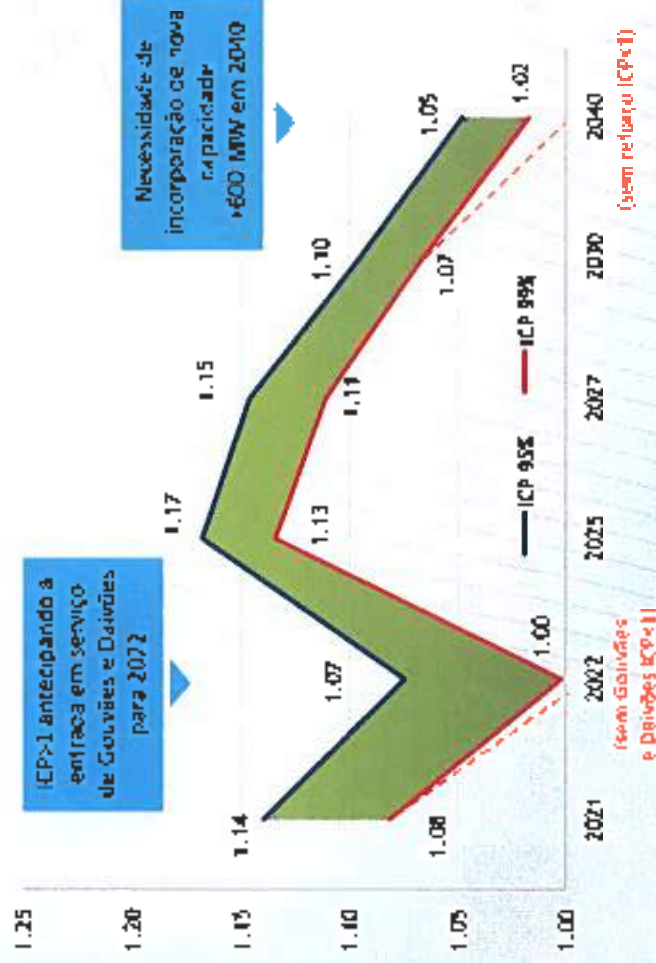
ICP - Quociente entre a potência total disponível e a ponta de carga - maior dos valores calculado por cada ano

ICP 95% - probabilidade de ocorrência de 5%

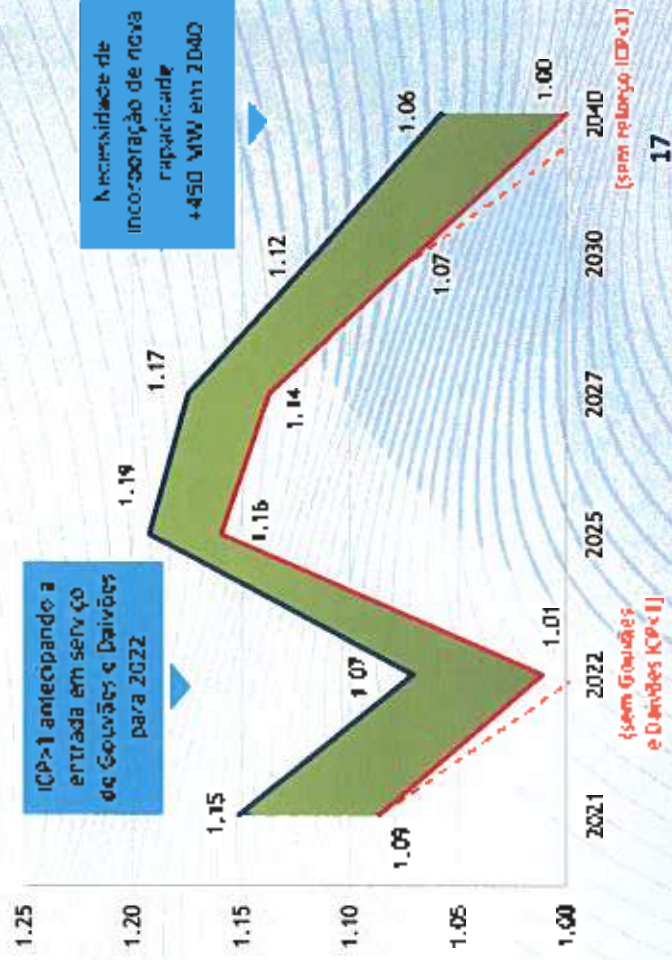
ICP 99% - probabilidade de ocorrência de 1%

Nota: Carregamento dos VE ligeros: 20% (óvert Anchoring), 80% (volley Anchoring)

Trajectoria Continuidade



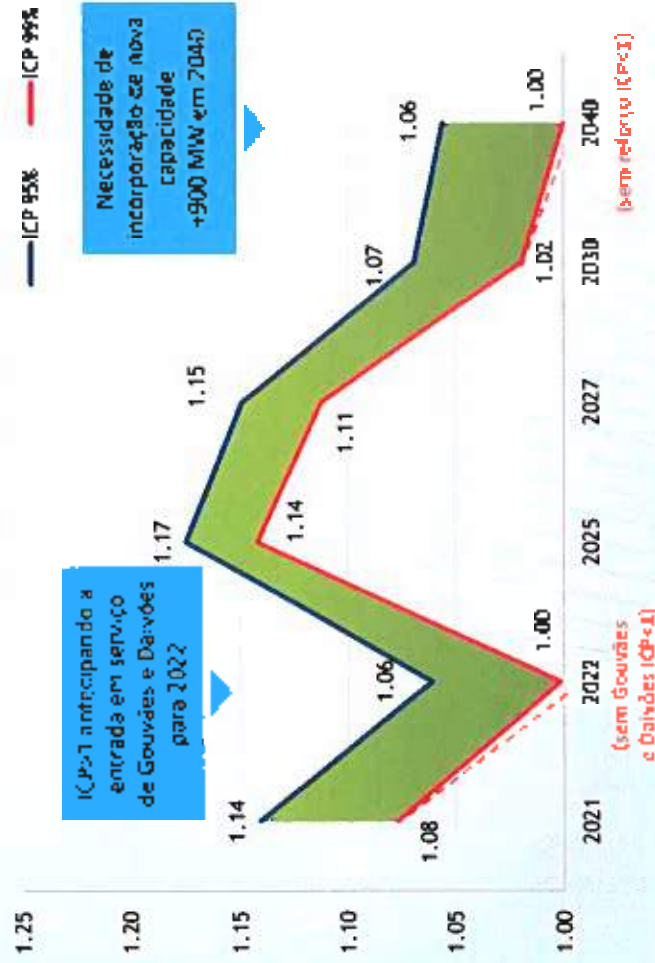
Trajectoria Ambição



Segurança de Abastecimento (3/10)

Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Trajectoria Ambição
Sensibilidade à Procura - Cenário Superior, Ambição



Nota: Carregamento dos VE ligeiros: 30% Direct Recharging, 80% Valley Recharging

Para garantir um ICP superior a 1.0, para uma procura líquida de excedente a 95%, identifi- cou-se a necessidade de capacidade nas seguintes situações:

- **Trajectoria Continuidade:** antecipação da entrada em serviço dos Centrais de Gouvães e Dávões para 2022 e 600 MW adicional em 2040
- **Trajectoria Ambição:** antecipação da entrada em serviço dos centrais de Gouvães e Dávões para 2022 e 450 MW adicionais em 2040
- **Sensibilidade superior à Procura - Cenário Superior Ambição:** Considerando a procura superior desta análise, a evolução do ICP reduz-se face ao cenário Central Ambição. Em 2040, se a necessidade reforçar a substituição de uma em 300 MW +450 MW face ao cenário Central Ambição, de forma a garantir o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento.

Notas:

Dada a incerteza e sobre a margem para o SPM, a avaliação dos VE e respetivo carregamento, deverá ser monitorizada e os dados serem atualizados nos próximos anos a 10 MW para garantir que a evolução prevista no FUEL 2030 tem um impacto adequado por parte do sistema elétrico.

Todos os resultados apresentados consideram uma estratégia de carregamento de VE feita de 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging. A título de exemplo, adotando uma estratégia de carregamento dos VE ligeiros de 80% Direct Recharging e 40% Valley Recharging, estima-se um melhoramento da conta que poderá atingir os 725 MW em 2040, situação que poderá originar a necessidade de reforçar o sistema com capacidade adicional

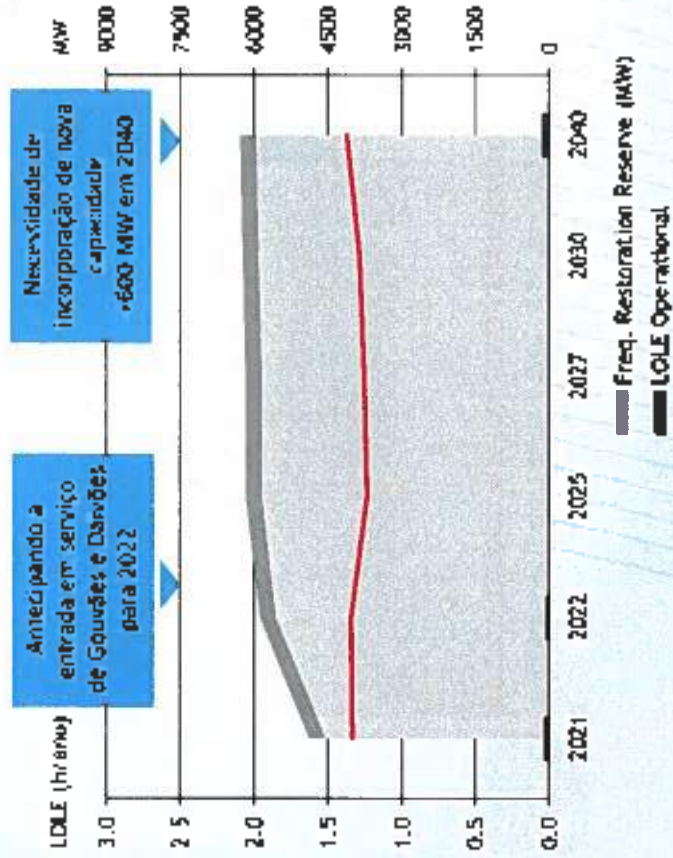
Segurança de Abastecimento (4/10)

Necessidades de Reserva Operacional

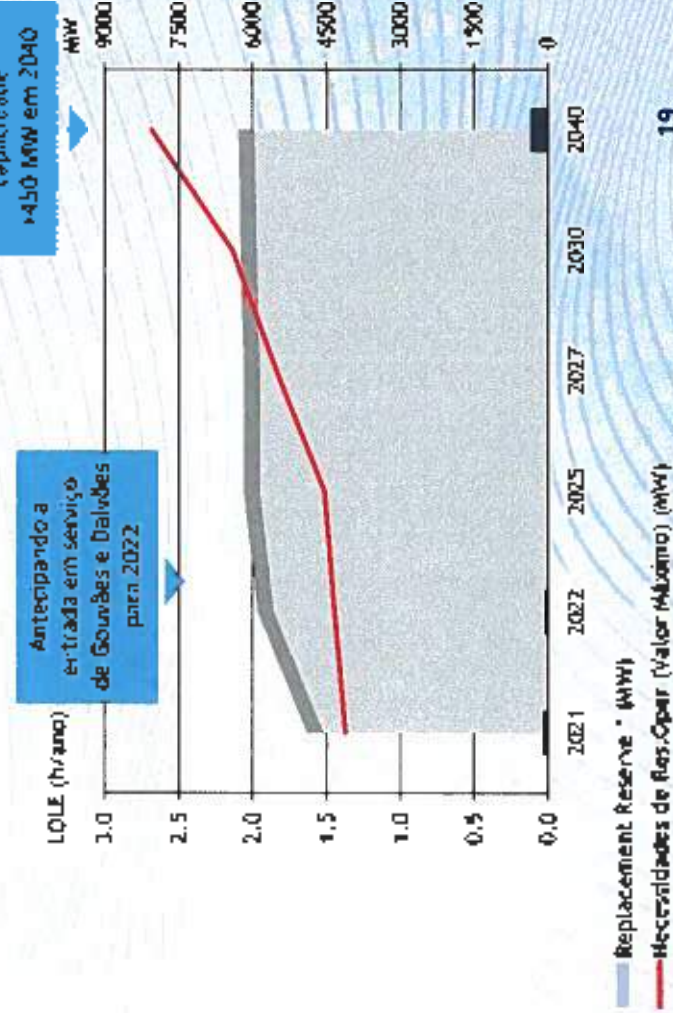
As Necessidades de Reserva Operacional são analisadas pelos desvios no equilíbrio oferta/procura que ocorrem entre vários os períodos presentes;

LOLE - Loss of Load Expectation

Trajetoária Continuidade

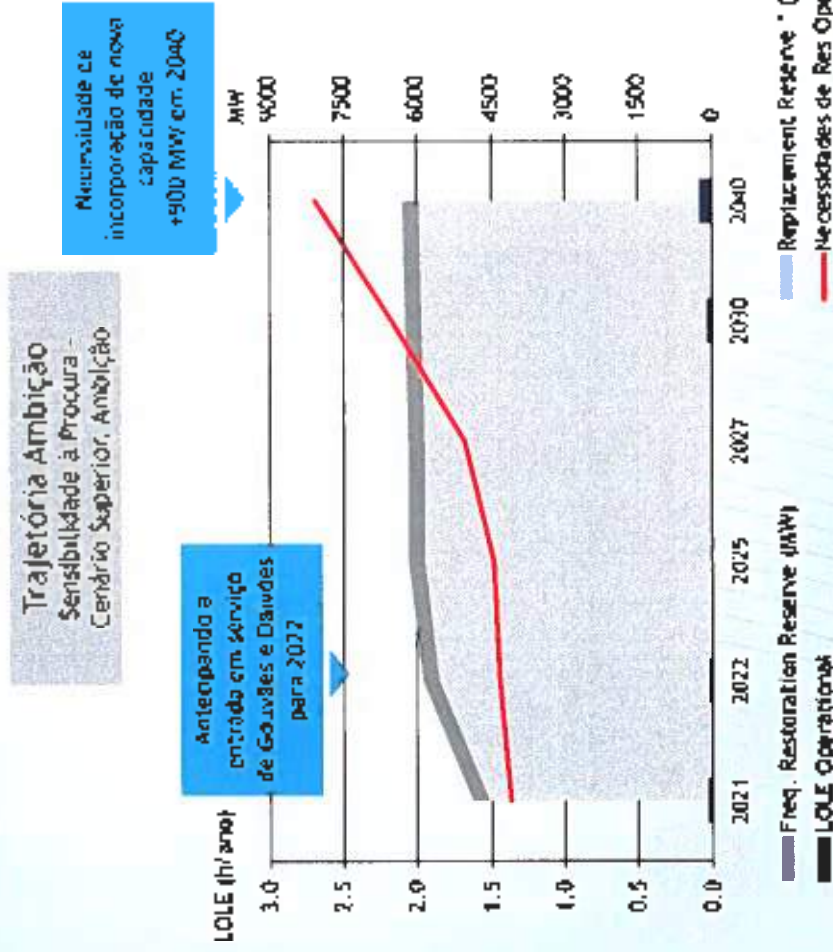


Trajetoária Ambição



Segurança de Abastecimento (5/10)

Necessidades de Reserva Operacional



Max. Injeção em Continuidade e Ambição, em todo o horizonte de estudo, os valores de LOLE não ultrapassam 0,5 h/ano, constatando-se que as necessidades de reserva operacionais estão, na grande maioria das situações, cobertas pela capacidade flexível instalada no sistema. Não se prevê, mesmo até 2050, não obstante, no âmbito deste BMSA, qualquer sistema tenha de modo de contar com a integração do aproveitamento hídrico reversível de Carnão-Ribeira.

Num cenário de procura mais exigente, sensibilidade superior à Procura - Cenário Superior Ambição, o LOLE mantém-se a nível de adequação, de o que continua a garantir-se o cumprimento das condições de segurança de abastecimento na perspetiva da adequação de reserva operacional.

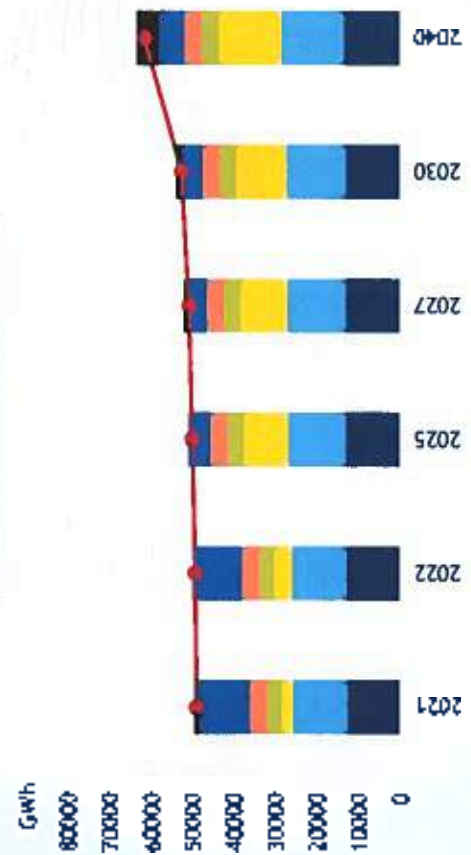
6 Segurança de Abastecimento (6/10)

Estrutura da produção

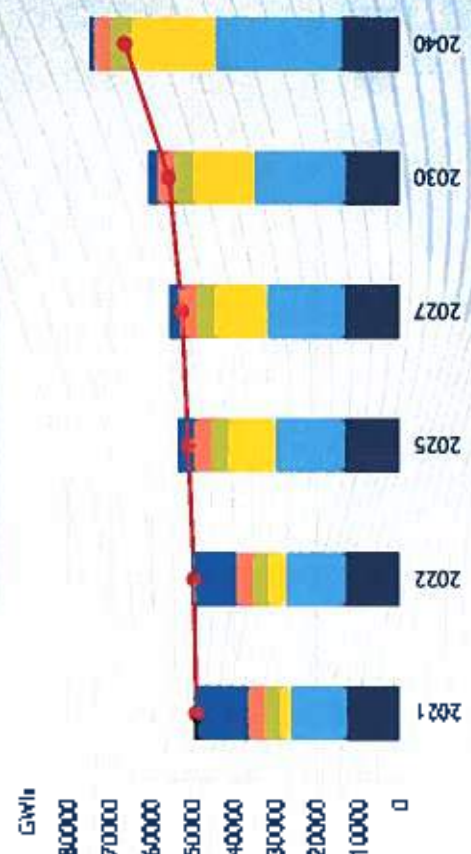


Média dos Regimes Hidrológicos

Trajетória Continuidade



Trajетória 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, sendo ainda visível a evolução da solar na Trajetória Continuidade e da solar e da eólica, na trajetória Ambição.
- Supressão do cénico da estrutura de produção do SEN, consequência da sua desclassificação.
- Redução crescente do papel do Gás Natural na estrutura de produção, com o aumento da produção de Gás Natural, mais expressiva na trajetória Ambição.

Segurança de Abastecimento (7/10)

Estrutura do abastecimento



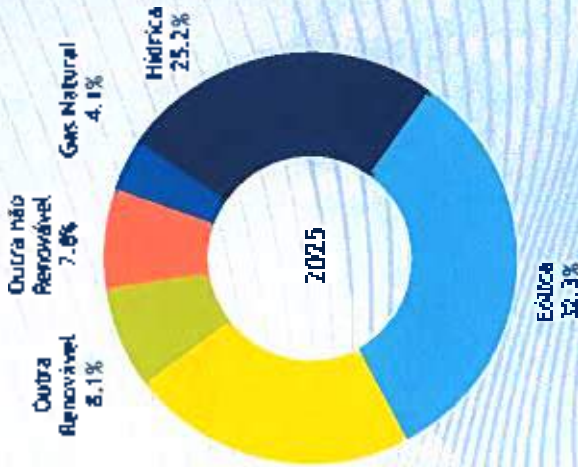
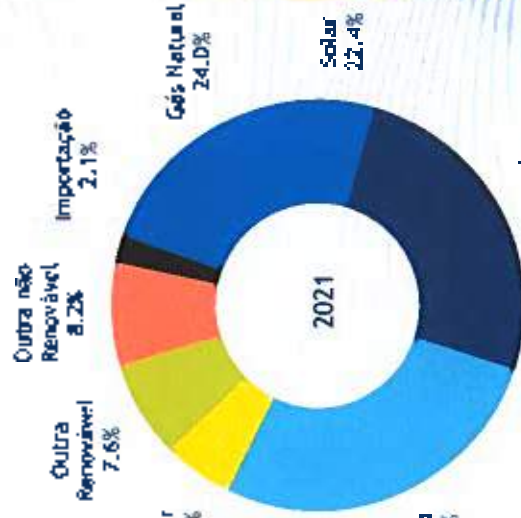
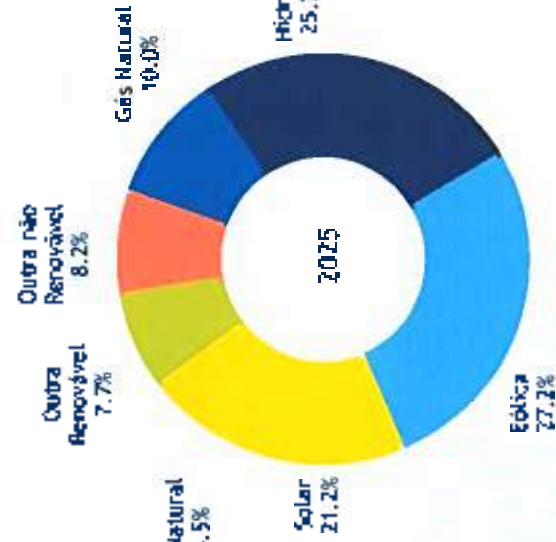
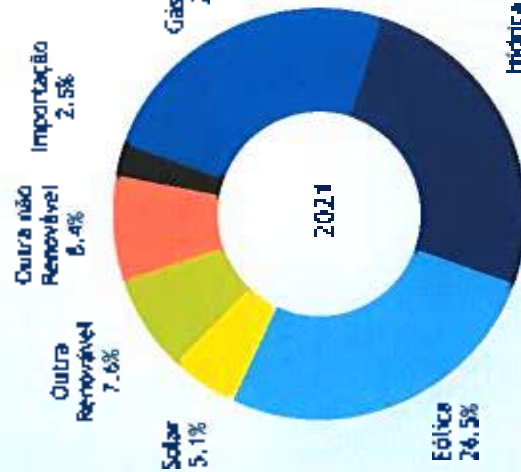
Nota: Estimativas de abastecimento do consumo de Portugal Continental tendo prioridade a produção renovável, sem considerar eventual aspiração decorrente de excesso de produção

2021 e 2025

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



Nota: Estimativas de abastecimento do consumo de Portugal Continental tendo prioridade a produção renovável

Segurança de Abastecimento (8/10)

Estrutura do abastecimento



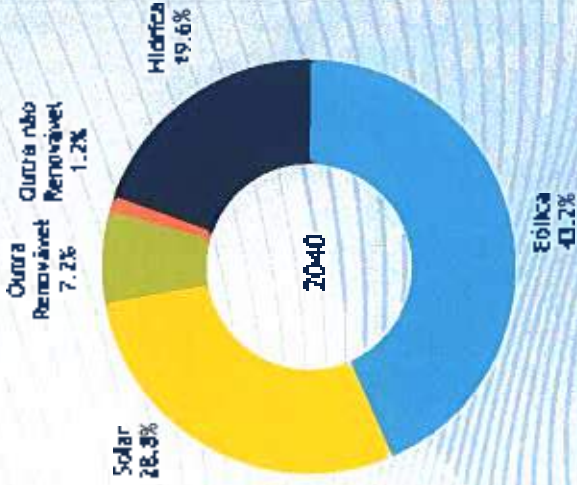
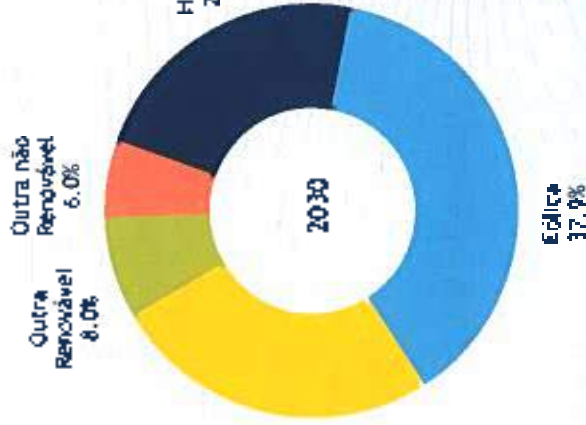
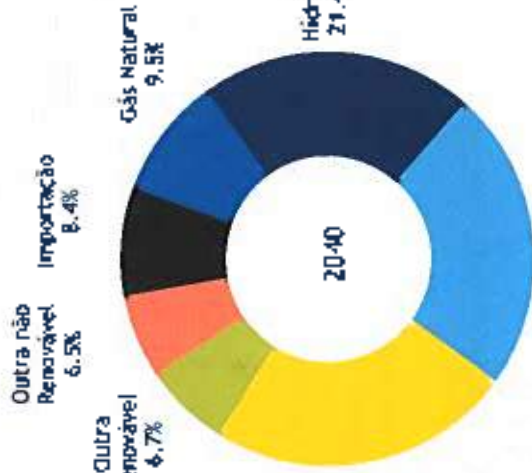
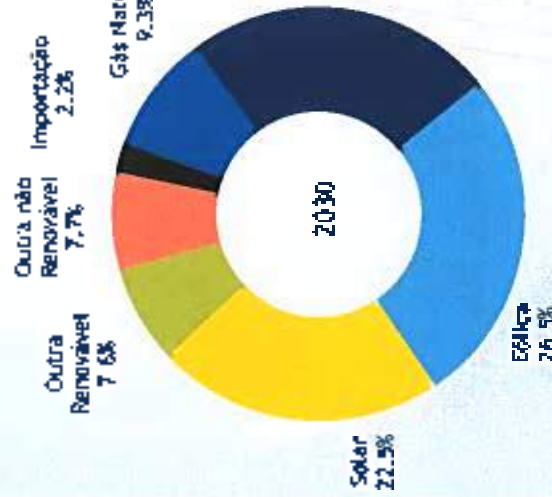
Nota: Estimativa de abastecimento do consumo de Portugal Continental dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual despendida disponibilidade de exportação de energia.

2030 e 2040

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



Nota: Estrutura de abastecimento do consumo de Portugal Continental dando prioridade à produção renovável.

6 Segurança de Abastecimento (9/10)

Evolução da RNT e interligações

Notas a reter a sobre evolução do mix de geração e impactos na operação da rede

- O RMSA-E apresenta as grandes metas para o mix de produção a nível de Portugal Continental. Para efeitos de capacitação da rede às alterações ao parque produtor é necessário aprofundar os seus reflexos a nível mais regional e local;
- A distribuição de fluxos de energia na rede e o comportamento desta, nomeadamente na região sul, dependem também bastante da evolução do parque gerador em Espanha;
- Do ponto de vista da operação da rede, é imprescindível colocar em operação as ligações a 400 kV Feira - Ribeira de Pena e Ribeira de Pena - Vieira do Minho de modo a integrar na RNT as centrais da cascata do Tâmega, presentemente em construção, sendo estas muito importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo. Apesar do empenho e dos melhores esforços desenvolvidos, o ORF tem se deparado com várias dificuldades para conseguir construir estas infraestruturas;
- A antecipação das datas de desclassificação das centrais térmicas a carvão relativamente ao previsto no RMSA-E 2019, em particular da central de Sines, evidencia a importância da colocação em serviço de alguns reforços da RNT para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência. Até que se encontrem concluídos e em serviço estes reforços de rede, poderão ocorrer condições de operação da RNT perante as quais o Gestor do Sistema tenha que tomar medidas preventivas e corretivas, que, embora podendo induzir sobrecustos nos serviços de sistema, se tornarão indispensáveis para garantir a segurança da operação;
- É de recordar a Portaria 1074/2006, de 3 de Outubro, que determina na zona de Sines uma reserva de capacidade de 800 MW para uma central a carvão com reduzidos níveis de emissão de gases de efeito de estufa, a qual, a ser construída, irá tomar capacidade de rede utilizada pela atual central;

Notas a reter a sobre evolução do mix de geração e impactos na operação da rede

- A geração baseada em Solar Fotovoltáico (PV) – Produção distribuída, com acentuado crescimento previsto até 2030, dependendo da sua dispersão, pode também ela vir a implicar a necessidade de análise/revisão das cargas em algumas subestações;
- Em diversas subestações da RNT, nomeadamente nas de menor consumo, ainda que haja ou se crie capacidade na MAT, a capacidade de receção nos 60 kV encontra-se atualmente esgotada por insuficiência de capacidade de transformação MAT/AT;
- O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas hoje em dia pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia;
- O código de rede “RfG – Requirements for Generators” (Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016, implementado em Portugal pela Portaria n.º 73/2020) incorpora esta preocupação, mas não dispensa a necessidade de um acompanhamento cuidadoso das condições de rede e de eventual adoção de medidas adicionais, nomeadamente na esfera dos serviços de sistema, por forma a permitir ao ORT dispor dos meios necessários à controlabilidade, flexibilidade e equilíbrio da rede. O “RfG” não impõe obrigações retroactivas, pelo que todo o parque de geração anterior à implementação deste código de rede não incorporará ainda a totalidade do conjunto de capacidades técnicas presentemente requeridas pelo mesmo;
- Compete a cada TSO, no âmbito do desenho do Plano de Recuperação do Sistema, definir dentro da sua área de controlo o número de fontes de energia com a capacidade de arranque autónomo (“Black Start”). Em Portugal esse serviço é hoje garantido por duas centrais elétricas (Castelo de Bode e Tapada do Outeiro), sendo importante continuar a dispor no SEM de pelo menos duas fontes diferentes com esta capacidade. No caso de descomissionamento futuro da central da Tapada do Outeiro, nomeadamente após a data em que termina o seu CAE – março de 2024 – é necessário assegurar que esse serviço continue a ser prestado por outra central elétrica na região norte do país.

Ambiente (1/3)

Quota de produção renovável

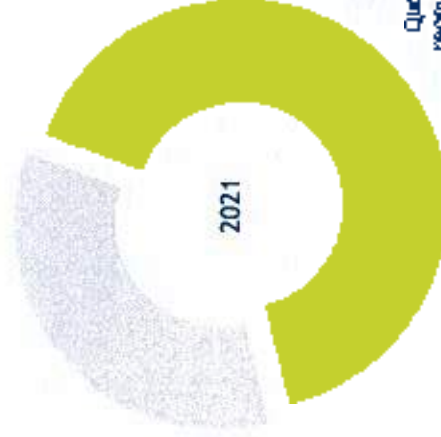
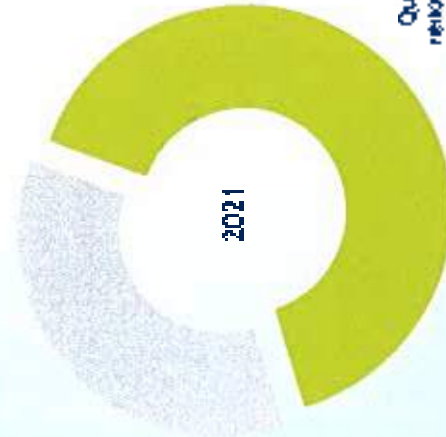


2021 e 2030

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



- Em 2021, prevê-se que as FER abastecerão cerca de 65% da totalidade dos consumos de eletricidade em áreas e tra-etc-tras
- Em 2030, estima-se que as FER abastecerão entre 81% e 94% da totalidade dos consumos de eletricidade na Trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente

Ambiente (2/3)

Emissões de CO₂ das centrais termoeleétricas

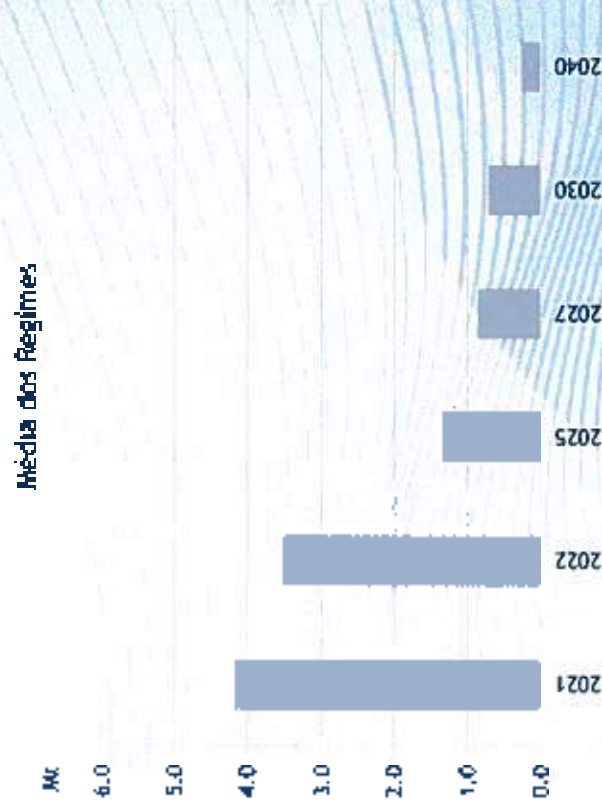
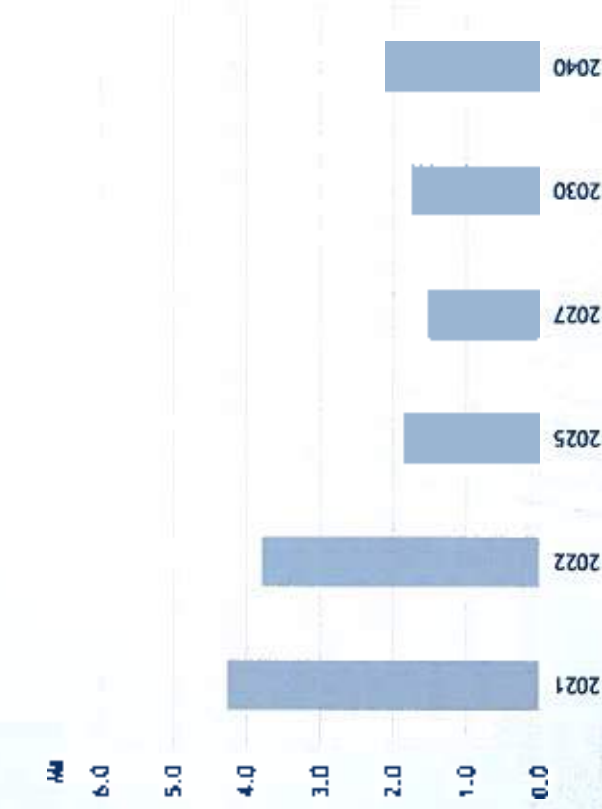


7

Trajетória Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajетória Ambição



Estimativas das emissões resultantes da produção de centrais termoeleétricas em Regime Ordinário

- As emissões totais anuais de CO₂ provenientes da produção por as centrais termoeleétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável face a 2021 (4,1 Mt) até a 2040, as emissões evoluem de 2,3 Mt para 1,8 Mt ou 0,7 Mt, dependendo da trajetória Curva Verde ou Ambição, respetivamente.
- Até 2040, as estimativas apontam para um ligeiro acréscimo até 2,1 Mt no caso da trajetória Continuidade, enquanto que na trajetória Ambição assegurem as reduções, para cerca de 0,3 Mt.

Ambiente (3/3)

Emissões de CO₂ das centrais termoeleétricas

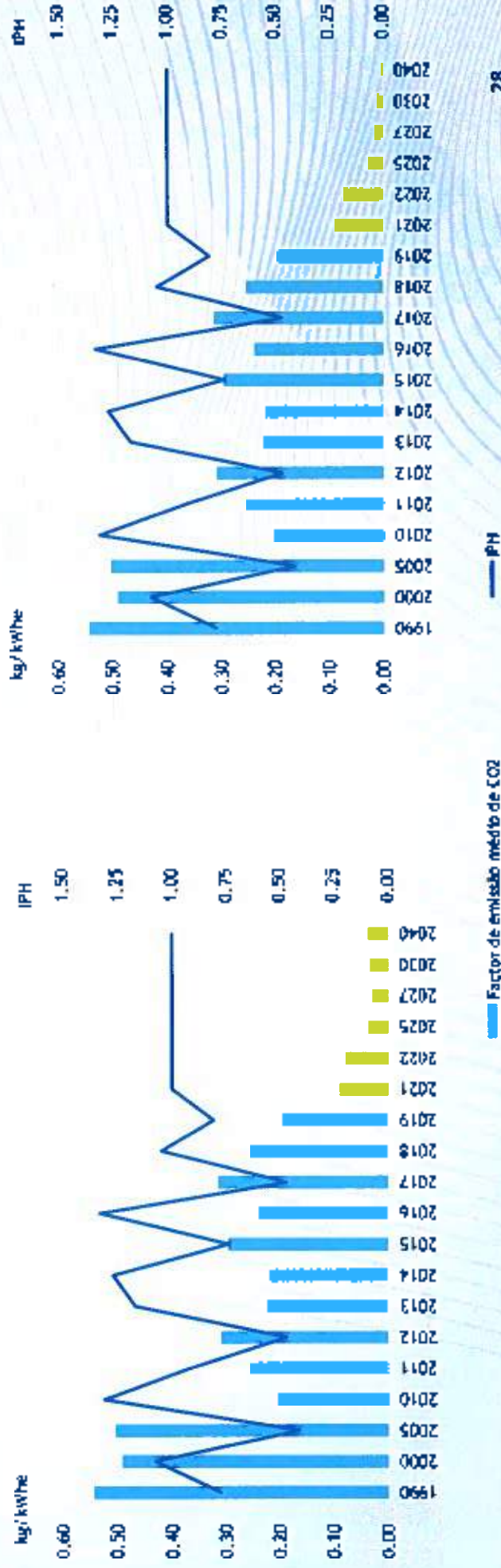


IPH - Média de Probabilidade Hidrológica

Trajectoria Continuidade

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



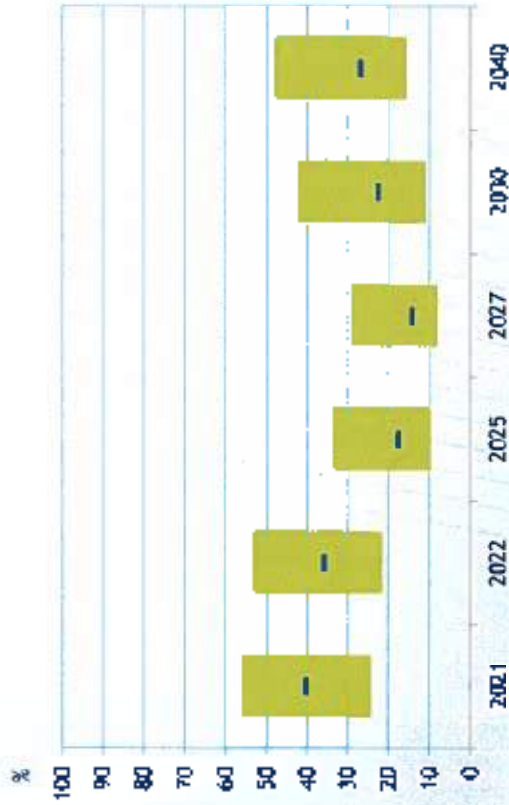
Competitividade (1/4)

Taxa de utilização das centrais termoeleétricas

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

Regime Seco - média dos resultados obtidos para as condições hidro-climáticas de 1992, 2005 e 2012
Regime Húmido - média dos resultados obtidos para as condições hidroclimáticas de 1978, 1979 e 2001

Trajectoria Continuidade

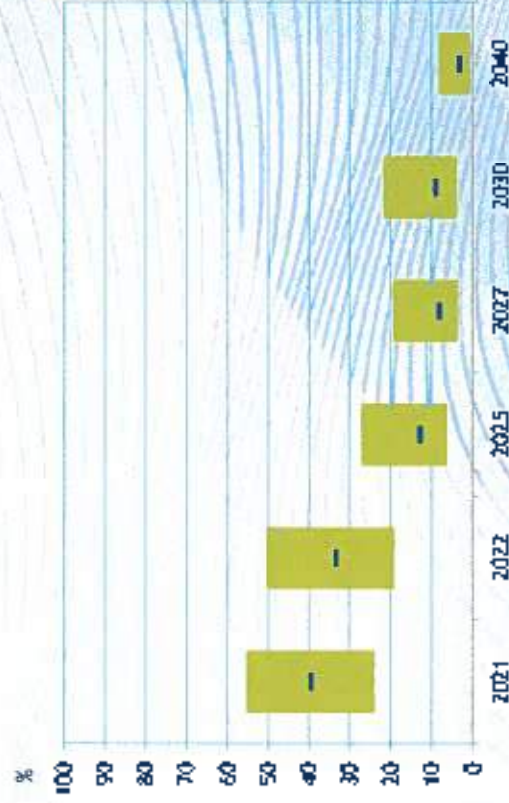


— Média dos Regimes Hidroclimáticos

■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural

Trajectoria Ambição



Competitividade (2/4)

Taxa de utilização das centrais termoeleétricas

Trajectoria Continuidade
Sensibilidade à Procura - Cenário
Inferior, Continuidade

Centrais de Ciclo
Combinado a Gás Natural



— Média dos Regimes Hidrológicos

■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

Prevê-se para as trajetórias CCNT e Ambição, não gradual, os papéis de Gás Natural, face ao crescimento da potência renovável instalada.

Em 2030, a utilização das CCGT - Combined Cycle Gas Turbine, na média dos regimes hidrológicos, corresponde ao 23% na trajetória CCNT e 28% na trajetória Ambição. Para regimes secos, e sua utilização aumenta para face à menor disponibilidade da produção hidroelétrica.

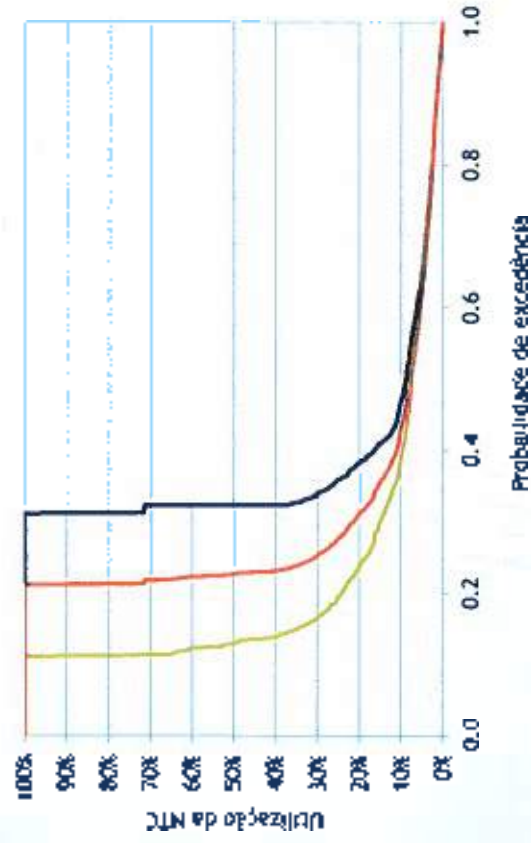
No caso de Sensibilidade à procura Inferior/Continuidade, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, mantém-se para 22% na trajetória Continuidade (30% e 30% no caso de procura Central/Continuidade).

Competitividade (3/4)

Taxa de utilização da NTC

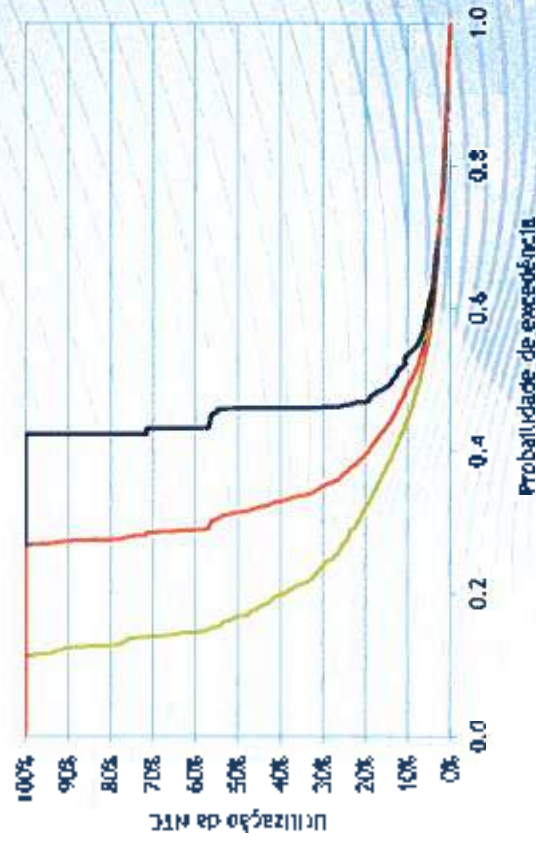
Trajetória Continuidade

2030



NTC - Net Transfer Capacity

Trajetória Ambição



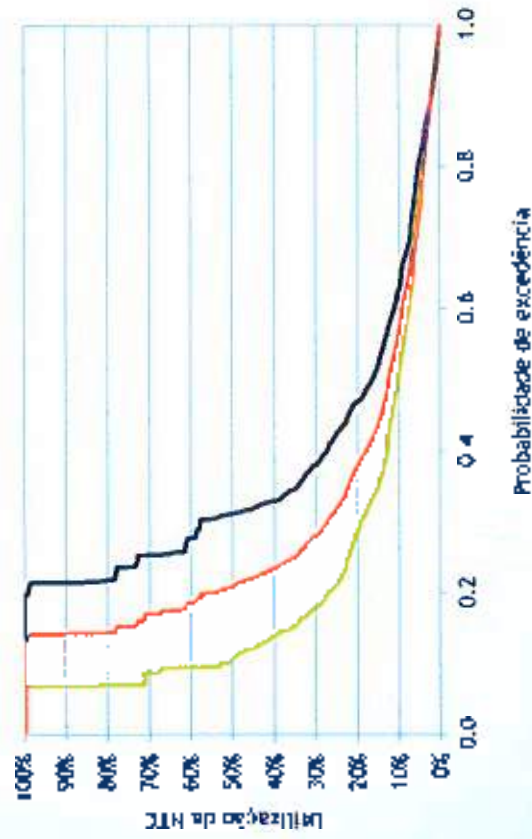
Em 2030, este nível de 3,4% de NTC de 1500 MW, considerando o valor mínimo hipotético/expectado para este horizonte temporal, implica uma capacidade plena entre 7,4% e 77% do tempo, considerando a Continuidade e Ambição, respectivamente, considerando os períodos de congestionamento disponíveis no sistema. No período de verão, os valores estão compreendidos entre 3,9% e 42% e no período de inverno não ultrapassam os 1,8%.

Competitividade (4/4)

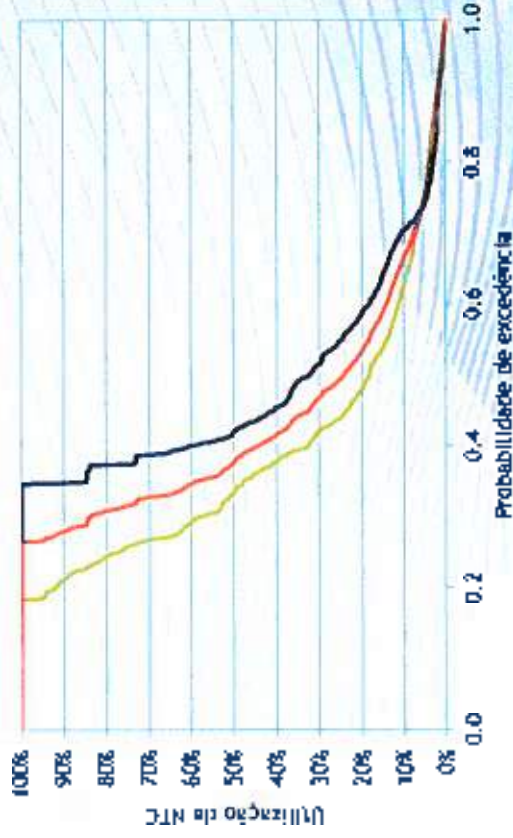
Taxa de utilização da NTC

Trajectoria Continuidade

2040



Trajectoria Ambição



NTC - Net Transmission Capacity

Em 2040, estima-se que a NTC de 4000 MW (a) mínimo ou por mínimo (impuridade) exportação para este horizonte) tenha uma utilização entre 13% e 26% do tempo, nas trajetórias Continuidade e Ambição, respetivamente. No caso do Verão, estes valores estão compreendidos entre 19% e 33%, e no período de Inverno, atingem 14% na trajetória Ambição.

9 Considerações finais (1/3)

- Verifica-se uma redução da previsão dos consumos de electricidade relativamente ao RIMSA-E 2019, consequência dos impactos económicos decorrentes da COVID-19 (em 2030 reduz-se em cerca de 3% no cenário Ambição e em 4% no cenário continuidade). O consumo de electricidade ocorrido em 2019 apenas se prevê que volte a ser alcançado em 2023 no cenário Superior Ambição;
- A penetração dos veículos elétricos constitui um importante *driver* de crescimento da procura e impacta no potencial crescimento da ponta de consumo, derivado não só do crescimento do stock de veículos elétricos [BEV + PHEV], como também, da estratégia de carregamento adotada pelos consumidores. Em 2030, uma estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* por parte dos BEV + PHEV ligeiros pode acrescer à ponta do SEN cerca de 1300 MW no cenário Ambição;
- A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (31 dez 20) e do Pego (31 dez 21), conjugada com o atraso da entrada em serviço das centrais de Gouvães e Dairões para não antes de 1 jan 23, determina o estágio de 2022 como “Estádio de Rutura” na trajetória Teste de Stress - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0¹;
- Quer para a trajetória Ambição, quer para a trajetória Continuidade, e em linha com os resultados do Teste Stress, verifica-se o incumprimento dos padrões de segurança de abastecimento no estágio 2022 (índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0). Nesta situação, em ambas as trajetórias, considera-se uma evolução do SEN sem a entrada ao serviço das centrais hidroelétricas da bacia do Tâmega e com a desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (em 2020²) e do Pego (em 2021):

1. No RIMSA-E 2019, a área de risco resultava na falta de configuração de reserva em 2020 e 2021 após a desclassificação da central de Tâmega da Colares. No RIMSA-E 2020 e 2021 o risco de “viver e amessada” para 2022, pelo facto da entrada em serviço antecipada das novas centrais hidroelétricas de Gouvães e Dairões (2023) ocorreu em ano após a desclassificação da central do Pego a carvão (2021).

2. No relatório Continuidade, por efeito de seguros de segurança de abastecimento considerou-se a desclassificação da central em 1 de janeiro de 2021.

9 Considerações finais (2/3)

- A entrada em serviço industrial dos centros electroprodutores de Gouvães e Darvões (totalidade da capacidade disponível das 2 centrais), com dupla alimentação assegurada – que está dependente da evolução favorável dos processos de licenciamento em curso e construção das duas linhas de ligação da subestação de Ribeira de Fura à restante RNT, permite o cumprimento do ICP para 99 % de probabilidade (ICP>1.0). Contudo, no período compreendido entre a desclassificação da central de Sines e a entrada em serviço, sem restrições, da totalidade das centrais da bacia do Tâmega (Gouvães, Darvões e Alto Tâmega) e da nova interligação Minho-Galiza, poderá ser necessário recorrer às medidas mitigadoras identificadas do lado da Oferta e da Procura, de forma sequencial, enunciadas no presente documento, para colmatar eventuais necessidades de reserva operacional e garantir a segurança de abastecimento do SEN;
- Nos restantes estádios, e até 2030, verifica-se o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento para as configurações do SEN nas distintas trajetórias, não se identificando necessidade de capacidade firme adicional. 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 para garantir os critérios de segurança de abastecimento;
- Os resultados obtidos conduzem, em 2021, a uma quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, de 65% e 66%, do consumo bruto de eletricidade para a trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente. Para 2030, essa estimativa é de cerca e 81% e 94% na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente;
- Em 2030, ao nível das emissões de CO₂ estima-se que sejam inferiores a 2 Mt em qualquer dos casos (emissões resultantes das grandes centrais termoelétricas), destacando-se que na trajetória Ambição o nível de emissões reduz-se para 0,7 Mt (9 Mt registadas em 2019);
- A elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, inferior a 25% 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 27% do tempo, na trajetória Continuidade e Ambição, respetivamente.

9 Considerações finais (3/3)

- Do ponto de vista da operação da rede à integração na RNT das centrais da cascata do Tâmega, presentemente em construção e importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo, é imprescindível conseguir colocar em operação as ligações a 400 kV Feira - Ribeira de Pena e Ribeira de Pena - Vieira do Minho. Apesar do empenho e melhores esforços aplicados, o ORT tem-se deparado com várias dificuldades para conseguir construir estas infraestruturas;
- A antecipação das datas de desclassificação das centrais térmicas a carvão relativamente ao previsto no RIMSA-E 2019, em particular da central de Sines, evidência a importância da colocação em serviço de alguns reforços da RNT para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência. Até que se encontrem concluídos e em serviço estes reforços de rede, poderão ocorrer condições de operação da RNT perante as quais o Gestor do Sistema tenha que tomar medidas preventivas e corretivas, que, embora podendo induzir sobrecustos nos serviços de sistema, se tornarão indispensáveis para garantir a segurança da operação;
- O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas, hoje em dia, pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia. Adicionalmente é também relevante a manutenção de centros produtores, em localizações adequadas, que garantam a capacidade de *block start*;
- Num cenário de desclassificação das três centrais térmicas (Pego e Sines a carvão e Tapada do Outeiro a Gás Natural), conforme previsto nos pressupostos do RIMSA-E 2020, 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 incorporando a informação mais recente sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente a proposta de PNEC 2021-2030, devem também observar as alterações relevantes previstas no sistema espanhol.

