

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040 (RMSA-E 2024)

Portugal, fevereiro de 2025

[página em branco]

Índice

Sumário Executivo	4
1. Enquadramento.....	17
1.1. Enquadramento legislativo.....	17
1.2. Âmbito do RMSA-E	17
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional	20
2.1. Procura	20
2.2. Oferta	22
2.3. Análise Oferta vs. Procura	25
3. Pressupostos e Análises	27
3.1. Pressupostos gerais	27
3.2. Trajetórias analisadas.....	33
3.2.1. Trajetória Conservadora.....	34
3.2.2. Trajetória Ambição	39
3.2.3. Trajetória Ambição - Análises de Sensibilidade à Procura Superior	43
3.2.4. Teste de Stress.....	46
3.2.5. Trajetória Conservadora - Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta.....	48
3.2.6. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta	50
3.3. Ambiente e competitividade.....	51
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2030.....	53
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações.....	56
5.1. Desenvolvimento da RNT	56
5.2. Interligações transfronteiriças	58
5.2.1. Situação atual	58
5.2.2. Futuros desenvolvimentos	60
6. Qualidade de Serviço.....	63
6.1. Continuidade de serviço.....	63
6.2. Qualidade da energia elétrica	65
7. Considerações Finais	66
Anexos	73
Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2024	
Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040	

[página em branco]

Sumário Executivo

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), constituindo este documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040” (RMSA-E 2024), no qual foi tida em conta a análise sobre a evolução do SEN no médio e longo prazo que consta no documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040”, que se encontra em anexo, e que dele faz parte integrante (Anexo 2).

O RMSA-E é uma peça fundamental para avaliar, no médio e longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do SEN. O RMSA-E deve abranger os requisitos estipulados no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, o RMSA-E deve contemplar, designadamente:

- (i) A segurança do funcionamento das redes e a qualidade de serviço;
- (ii) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo;
- (iii) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos;
- (iv) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (v) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos;
- (vi) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança de abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária.

Os artigos 20.º e 23.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, na sua atual redação, determinam 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 (*European Resource Adequacy Assessment - ERAA*), que visa avaliar a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista ao nível da União e dos Estados-Membros. O artigo 20.º do referido Regulamento estabelece ainda que, a fim de complementar a ERAA, os Estados-Membros podem realizar Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos (*National Resource Adequacy Assessment - NRAA*), que, de acordo com o artigo 24.º, deverão basear-se na metodologia da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação foram aprovadas pela *Agency for the*

Cooperation of Energy Regulators (ACER) a 2 de outubro de 2020. Ao contrário do ocorrido com as anteriores ERAA publicadas pela ENTSO-E, em maio de 2024 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, alterar e aprovar a ERAA de 2023¹.

Uma vez que o atual exercício de avaliação da adequação de recursos no SEN é realizado no âmbito do RMSA-E, considera-se que a NRAA de Portugal deverá resultar de uma adaptação do RMSA-E à metodologia estabelecida para a ERAA. Para concluir sobre a existência de um problema de adequação de recursos em Portugal, os resultados das simulações realizadas para a NRAA terão de ser comparados com a Norma de Fiabilidade prevista no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943, que não se encontra, ainda, definida a nível nacional. Neste contexto, a adaptação do RMSA-E à metodologia aprovada para a ERAA será realizada num futuro exercício.

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, em particular as consubstanciadas no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC)², 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.

SE1 - No que respeita à **evolução da oferta do SEN**, foram definidos **três cenários: Cenário Conservador, Cenário Ambição e Teste de Stress**.

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

- (i) nos cenários Conservador e Ambição - o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro ocorre no final de 2029³, acomodando a previsão estabelecida no PNEC sobre esta matéria;
- (ii) no Teste de Stress - a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024.

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.

¹ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_06-2024_ERA_2023.pdf

² Atualização aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro, para envio à Assembleia da República e posteriormente aprovada por esta em 3 de dezembro de 2024 e submetida à Comissão Europeia.

³ Para 2030, no cenário de oferta Ambição e de procura Superior Ambição, será realizada uma análise de sensibilidade considerando que nenhuma das centrais térmicas de ciclo combinado a gás está em exploração.

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

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, a informação mais recente disponível à data da elaboração dos Pressupostos, com dados referentes a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação já atribuída e prevista para a produção distribuída. Para a capacidade FER considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) do PNEC, respetivamente, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No caso da cogeração, no cenário Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do PNEC serão atingidos nesses anos. No caso do cenário Conservador, tendo por base a eventual diminuição da competitividade das centrais de cogeração, consideraram-se valores de capacidade instalada inferiores aos definidos no cenário WEM do PNEC.

Para o ano de 2025, os objetivos definidos nos cenários WEM e WAM do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.

- (ii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível à data da elaboração dos Pressupostos, com dados referentes a 31 de dezembro de 2023, 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 2024.

Para a capacidade FER em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição (ORD), ao abrigo da alínea a) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição considerou-se, de acordo com o definido no âmbito do Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas "Flexibilidade da Rede e Armazenamento" (aprovado através da Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho), a instalação de 500 MW

de capacidade até 31 de dezembro de 2025. No mesmo cenário, em 2030, 2035 e 2040 foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos no cenário WAM do PNEC. No caso do cenário Conservador considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição.

SE2 - Para a evolução da procura, para além dos pressupostos macroeconómicos (apresentados no Anexo 1), foi tida em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, 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, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP.

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2024, como o PNEC, o Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, para converter o parque nacional de edifícios num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), que 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. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi, também, considerado no PNEC e, como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2024.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no projeto de atualização do PNEC para o 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. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

No RMSA-E 2024 foram consideradas duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento de veículos elétricos (BEV e PHEV) através de ligação à RESP:

- (i) *Direct Recharging*, baseada no princípio de que o carregamento do veículo é efetuado sempre que necessário. Em termos tarifários, os consumidores não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia;

- (ii) *Valley Recharging*, que privilegia o carregamento do veículo nos períodos de vazio, durante o qual o preço da eletricidade é mais baixo.

Para estimar o consumo dos veículos elétricos, em ambas as trajetórias, consideraram-se as seguintes simulações:

- Para os veículos ligeiros – Duas simulações:
 - a) 20% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*;
 - b) 60% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 40% a estratégia *Valley Recharging*;
- Para os veículos pesados – 20 % utilizam a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*.

Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

1. Cenário Inferior Conservador, 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*, progressão moderada da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP, e progressão mais lenta da descentralização da produção);
2. Cenário Central Conservador, 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*, progressão moderada da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e híbridos *plug-in*, progressão mais rápida da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in*, progressão mais rápida da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 2024, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

SE3 - Tendo em conta os cenários de evolução da oferta e da procura anteriormente elencados, foram analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

1. **Trajectoria Conservadora** - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram também efetuadas para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2027, 2030 e 2040, assumindo o cenário Inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.

2. **Trajectoria Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas, ainda, para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2030 e 2040, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2 GW do consumo de grandes consumidores industriais;
 - c) à oferta, em 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura Superior Ambição.

3. **Teste de Stress** – assumindo o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024 (de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024) e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2024.

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

1. Os cenários da procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, apontam para um ligeiro aumento do consumo de eletricidade no período 2025-2040, com taxas médias de crescimento anual⁴ de 1,4% no Cenário Superior Ambição, 1,2% no Cenário Central Ambição, 0,8% no Cenário Central Conservador e 0,6%

⁴ Consumo referido à produção líquida (Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição) excluindo energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT.

no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2024-2029 é de 2,1%.

As previsões de evolução da procura do RMSA-E 2024 são inferiores às do RMSA-E anterior em todos os cenários até 2030. A partir de 2035, a procura em todos os cenários do RMSA-E 2024 está acima da envolvente da procura dos cenários do RMSA-E 2023. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos industriais a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

2. O sistema electroprodutor nacional evoluirá no sentido da aceleração da integração de fontes de energia renovável, o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência e variabilidade da produção associada a estas fontes. Para além disso, perspetiva-se uma crescente eletrificação dos consumos, em particular no sector dos transportes, o que aumenta a complexidade da gestão da rede e dos consumos.

3. Na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE) ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027. Em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 321 h/ano. Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta a este cenário. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, devendo ser ativadas as seguintes medidas para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

i) Do lado da oferta:

Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol (conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema);

ii) Do lado da procura:

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (Banda de mFRR).
- Deslastres 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.

Até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 830 MW.

4. Na trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 10 h/ano e em 2040 o valor de 279 h/ano.

Até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 25% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 730 MW.

5. Na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) nos dois estádios analisados (2030 e 2040), podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 283 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à procura Superior Ambição que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estádio de 2030, o LOLE atinge 16 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

Em 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol de 35% da NTC, ou seja, mais 10% face ao cenário Central Ambição da procura. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 880 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 40%, correspondente a 1 680MW.

6. No Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa cerca de 58 vezes o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2025, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2025, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional de aproximadamente 1 650 MW, correspondentes a cerca de 1 000 MW da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e 650 MW de capacidade adicional. Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, serão necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além dessa data.

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Conservadora, que assume uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, fotovoltaica e cogeração que no cenário Conservador da oferta (excluindo capacidade dedicada para produção de H₂), constata-se que, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (1,7 vezes em 2027 e 6,8 vezes em 2030). Contudo, o padrão de segurança de abastecimento é cumprido em 2027. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 100% (4 200 MW) em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

8. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Ambição que assume a desclassificação integral das atuais centrais térmicas de ciclo combinado a gás em 2030 e as condições da procura do cenário Superior Ambição, conclui-se que, mesmo com o contributo de 100% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal) não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.

Conclui-se, portanto, que mesmo assumindo que existe disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, as atuais centrais de ciclo combinado a gás são essenciais para garantir a segurança do abastecimento do SEN.

9. As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção de eletricidade pelas centrais de ciclo combinado a gás sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2025, principalmente justificado pela forte integração de FER. Entre 2025 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 2,9 ou 3,0 Mt para 0,5 Mt ou 0,4 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas em ambas as trajetórias (0,1 Mt).

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 24,6% ou 25,2% em 2025 para 6,1% ou 4,9% em 2030, nas Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média em 2030 é de 5,5%, inferior em aproximadamente 0,5% face ao cenário de procura Central Conservador. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado essencialmente para efeitos de segurança de abastecimento.

Com as taxas de utilização verificadas, o funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás deixa de ser economicamente viável, pelo que deverá ser equacionada a implementação de um mecanismo de pagamento por capacidade face ao papel crucial que estas centrais representam na segurança de abastecimento.

10. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se a seguinte evolução da capacidade de interligação no horizonte 2030.

- No curto prazo (2024 e 2025), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos.
- No horizonte 2027, com a entrada em serviço da interligação Minho - Galiza (atualmente prevista ocorrer até final de 2025), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores mínimos de capacidade comercial de interligação de 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal, ou seja, acima dos 3 000 MW propostos pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.
- 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 correspondentes aos já previstos para 2027.

Em 2040, as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 500 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 5 200 MW no sentido Espanha→Portugal, valores alvo decorrentes dos estudos do TYNDP de 2022 (*Identification of System Needs*), não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2023 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 692 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 407 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 12,8%. 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 relativamente próxima de 15%, 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 4 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 10% e 9%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha. Em 2040, estima-se que a NTC de 5 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1% e 2%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

11. Tendo em conta as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, os Títulos de Reserva de Capacidade já emitidos, as pronúncias do Gestor Técnico Global do SEN para o operador da RND e a reserva de capacidade no nó de Sines, conclui-se que a disponibilidade de capacidade de receção na RNT se encontra limitada.

Com a entrada em operação de alguns reforços da RNT aprovados em sede de PDIRT-E 2022-2031, e cuja concretização está prevista para o horizonte 2028-2029, será possível a disponibilização na zona norte de nova capacidade de receção na RNT, tanto em MAT como em AT.

Com a atual infraestrutura da RNT, acrescida dos projetos de reforço já aprovados (em sede de anteriores PDIRT-E ou em procedimentos de aprovação autónomos) mas que ainda não se encontram em serviço, assim como os identificados no âmbito dos acordos entre os interessados e operadores da RESP, considera-se que a RNT terá condições para a integração de nova geração fotovoltaica em linha com as metas de capacidade instalada para produção de eletricidade estabelecidas no PNEC e no presente RMSA-E para essa tecnologia de produção.

Para a ligação de nova produção eólica *onshore* a capacidade é ainda insuficiente face aos objetivos previstos no PNEC e no presente RMSA-E. Assim, na proposta inicial de PDIRT-E 2025-2034 são apresentados projetos, maioritariamente de reformulação de eixos da RNT existentes, que visam criar capacidade de rede em zonas do território com potencial eólico identificado, de forma a facilitar a integração de nova eólica *onshore*. Neste contexto, a conjugação da nova capacidade a criar com estes projetos, assim como com processos de hibridização e de reequipamento, permitirá criar as condições para a injeção na RESP de nova produção de fonte eólica *onshore* nos montantes indicados nos instrumentos de política energética, obviando ao desenvolvimento de mais infraestruturas da RNT para o efeito, com redução do impacto no território.

Para fazer face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines, foram previstos alguns reforços da RNT, para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional, nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país, 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. Dos reforços previstos, o eixo Alentejo/Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior está em fase de estudos ambientais.

12. Até à entrada em serviço da linha Feira-Ribeira de Pena a 400 kV (prevista para dezembro de 2025), o sistema eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena–Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.

A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando de forma crescente os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.

O forte crescimento perspetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. A efetiva agilização dos procedimentos de licenciamento e de avaliação ambiental das novas infraestruturas da RNT e da RND é fundamental para que as redes evoluam em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.

O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.

13. O Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, na sua atual redação, determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da ENTSO-E, da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (*European Resource Adequacy Assessment* - ERAA). O referido Regulamento estabelece ainda que, a fim de complementar a ERAA, os Estados-Membros podem realizar Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos (*National Resource Adequacy Assessment* - NRAA), que deverão basear-se na metodologia da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA foi aprovada pela ACER a 2 de outubro de 2020. Ao contrário do ocorrido com as anteriores versões da ERAA publicadas pela ENTSO-E, em maio de 2024 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, alterar e aprovar a ERAA de 2023.

Uma vez que o atual exercício de avaliação da adequação de recursos no SEN é realizado no âmbito do RMSA-E, considera-se que a NRAA de Portugal deverá resultar de uma adaptação do RMSA-E à metodologia estabelecida para a ERAA. Para concluir sobre a existência de um problema de adequação de recursos em Portugal, os resultados das simulações realizadas para a NRAA terão de ser comparados com a Norma de Fiabilidade prevista no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943, que não se encontra, ainda, definida a nível nacional. Neste contexto, a adaptação do RMSA-E à metodologia aprovada para a ERAA será realizada num futuro exercício.

14. Quanto à continuidade de serviço do fornecimento de eletricidade, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2023, em 2023 verificou-se globalmente a manutenção no desempenho da RND, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2022. No caso da RNT, em 2023 registou-se uma degradação dos valores na generalidade dos

indicadores gerais de continuidade de serviço, comparativamente aos valores registados no último ano. Apesar da degradação verificada na generalidade dos indicadores gerais da RNT, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos seus pontos de entrega é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2023 foram identificados, tanto na RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica no caso da RNT e aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas no caso da RND.

1. Enquadramento

1.1. Enquadramento legislativo

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SEN (RMSA-E) deverá abranger os requisitos estipulados no artigo 247.º do referido Decreto-Lei, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, o RMSA-E deve contemplar, designadamente:

- (i) A segurança do funcionamento das redes e a qualidade de serviço;
- (ii) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo;
- (iii) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos;
- (iv) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (v) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos
- (vi) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança de abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária;

1.2. Âmbito do RMSA-E

A segurança energética constitui uma das cinco dimensões da União da Energia, tal como determinado no Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática. Neste contexto, a União Europeia (UE) tem vindo a adotar um conjunto de iniciativas e medidas que, entre outros objetivos, promove o reforço das infraestruturas de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento.

Na sequência da invasão da Ucrânia pela Rússia e das respetivas implicações no sistema energético europeu, a Comissão Europeia apresentou, a 18 de maio de 2022, o plano *REPowerEU*, com o objetivo de pôr termo à dependência dos combustíveis fósseis russos, o mais tardar até 2027. Para atingir tal objetivo, o plano *REPowerEU* enuncia, entre outras, medidas com vista à aceleração da transição energética e à diversificação do aprovisionamento energético.

A nível nacional, um dos objetivos estratégicos do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC)⁵ corresponde à garantia da segurança do abastecimento, pressupondo a sua correta e efetiva monitorização.

Por outro lado, a crescente penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor, que acarreta questões de variabilidade e intermitência, aliada à crescente eletrificação de alguns sectores da economia, como é o caso do sector 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 SEN.

Funcionando o 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 infraestruturas necessárias. Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector elétrico é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SEN, ao permitir a tomada de decisões em devido tempo.

Pretende-se com o RMSA-E 2024 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 2025-2040, e num quadro de integração no Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), pelo que foram considerados, na elaboração do presente relatório, 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 (em particular as consubstanciadas no 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 de serviço e o nível de manutenção das redes.

⁵ Atualização aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro, para envio à Assembleia da República e posteriormente aprovada por esta em 3 de dezembro de 2024 e submetida à Comissão Europeia.

O RMSA-E 2024 apresenta igualmente uma análise relativa 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.

Os artigos 20.º e 23.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, na sua atual redação, determinam 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 (*European Resource Adequacy Assessment - ERAA*), que visa avaliar a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista ao nível da União e dos Estados-Membros. O artigo 20.º do referido Regulamento estabelece ainda que, a fim de complementar a ERAA, os Estados-Membros podem realizar Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos (*National Resource Adequacy Assessment - NRAA*), que, de acordo com o artigo 24.º, deverão basear-se na metodologia da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação foram aprovadas pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) a 2 de outubro de 2020. Ao contrário do ocorrido com as anteriores ERAA publicadas pela ENTSO-E, em maio de 2024 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, alterar e aprovar a ERAA de 2023⁶.

Uma vez que o atual exercício de avaliação da adequação de recursos no SEN é realizado no âmbito do RMSA-E, considera-se que a NRAA de Portugal deverá resultar de uma adaptação do RMSA-E à metodologia estabelecida para a ERAA. Para concluir sobre a existência de um problema de adequação de recursos em Portugal, os resultados das simulações realizadas para a NRAA terão de ser comparados com a Norma de Fiabilidade prevista no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943, que não se encontra, ainda, definida a nível nacional. Neste contexto, a adaptação do RMSA-E à metodologia aprovada para a ERAA será realizada num futuro exercício.

⁶ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_06-2024_ERAA_2023.pdf

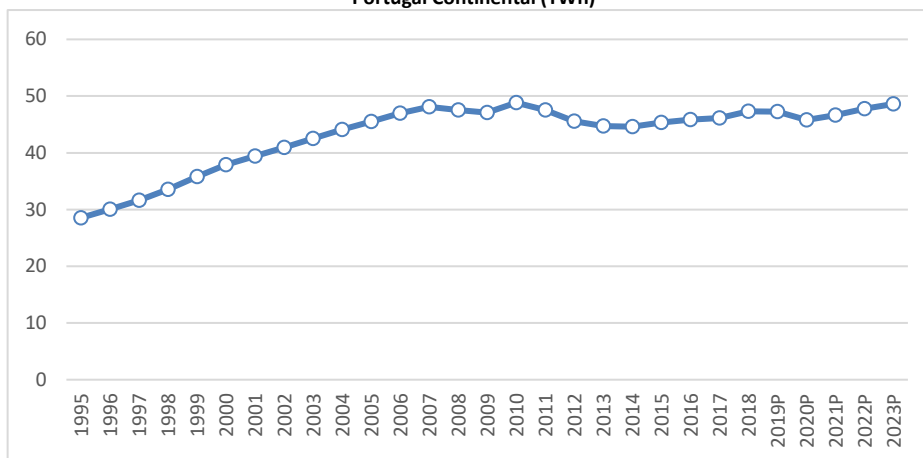
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional

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

2.1. Procura

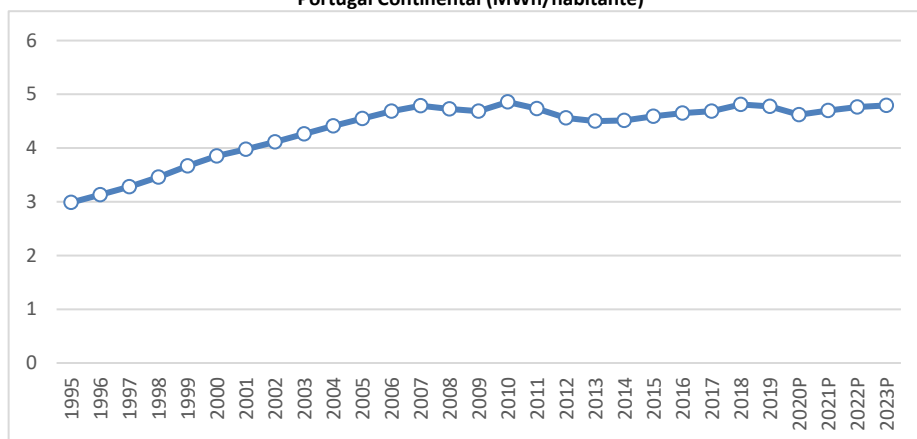
A procura de eletricidade em Portugal Continental registou um ligeiro acréscimo nos dez anos compreendidos entre 2014 e 2023, verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de 0,95% neste período. Em 2023, o consumo total de eletricidade em Portugal Continental situou-se em cerca de 48,6 TWh, o que correspondeu a um aumento de aproximadamente 1,8% face a 2022. Relativamente ao consumo de eletricidade per capita, em 2023 verificou-se um consumo de cerca de 4,8 MWh/habitante, o que representa um aumento de aproximadamente 0,6% face a 2022.

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



Fonte: DGEG

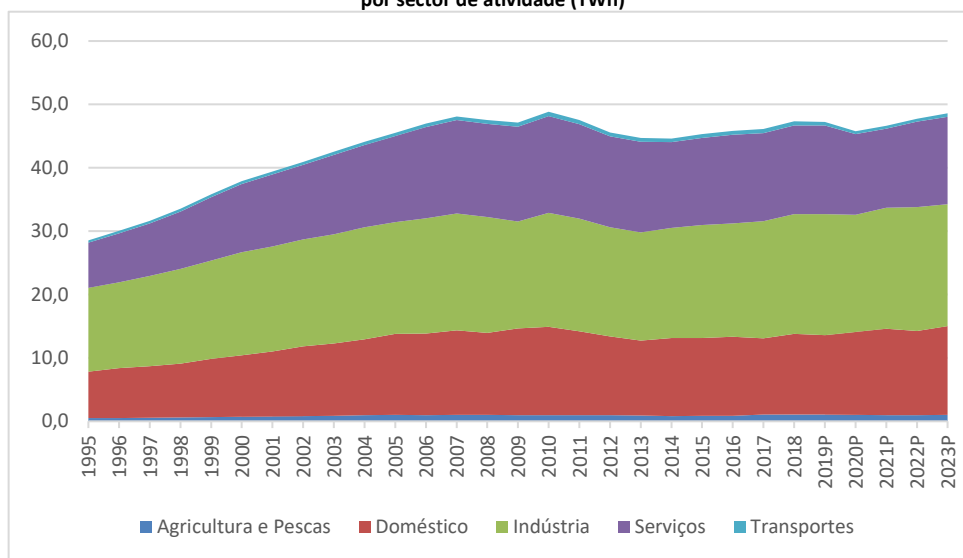
Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade *per capita* em Portugal Continental (MWh/habitante)



Fonte: DGEG, INE

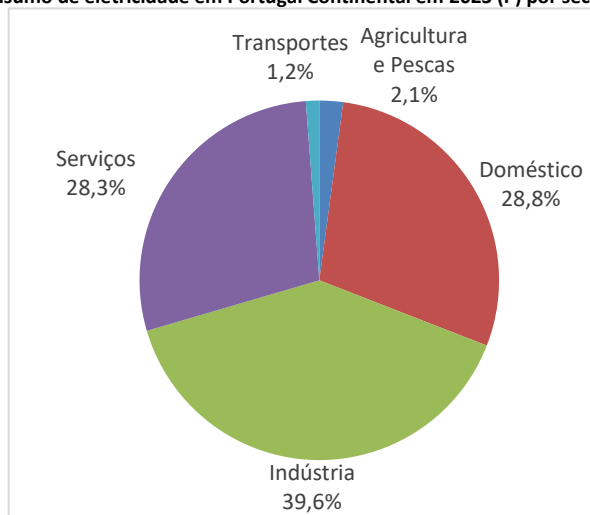
Em termos sectoriais, o sector da indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2023 com cerca de 39,6%, seguido do sector doméstico com aproximadamente 28,8%, do sector dos serviços com 28,3%, e dos sectores da agricultura e pescas e transportes com cerca de 2,1% e 1,2%, respetivamente.

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



Fonte: DGEG

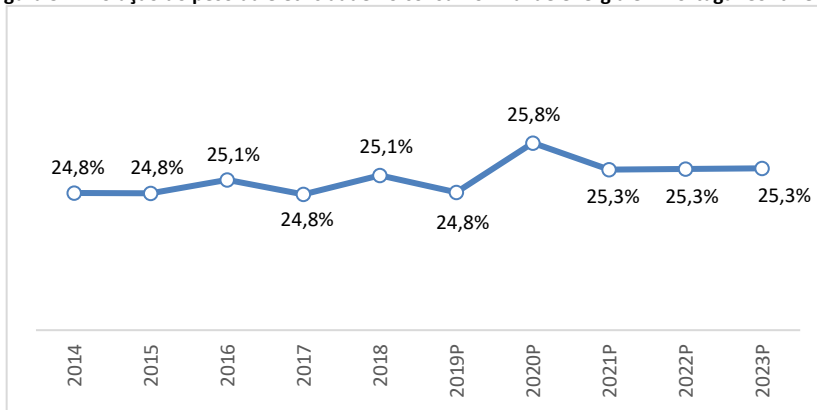
Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2023 (P) por sector de atividade



Fonte: DGEG

O peso da eletricidade no consumo total de energia final em Portugal Continental tem vindo a manter-se relativamente estável nos últimos anos, registando-se um ligeiro aumento de 0,5% no período 2014-2023. Em 2023 o consumo de eletricidade em Portugal Continental representou cerca de 25,3% do consumo total de energia final.

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

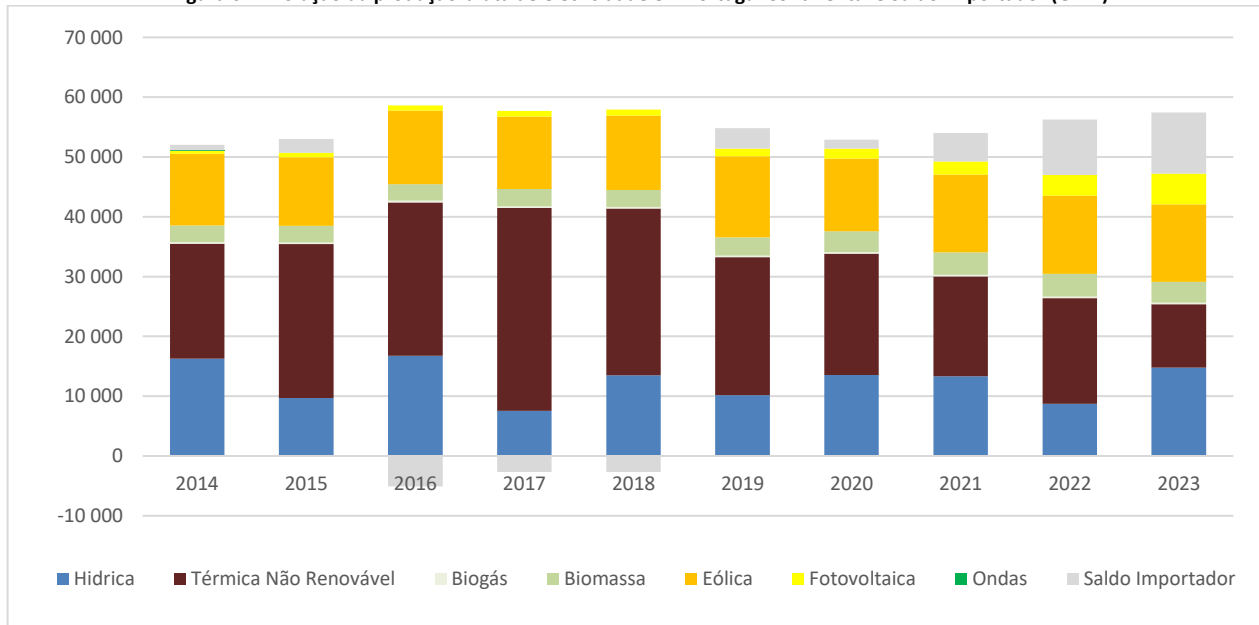


Fonte: DGEG

2.2. Oferta

A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2023 foi de cerca de 47,2 TWh, valor 0,4% superior ao registado em 2022, sendo que no período 2014-2023 se registou uma tcm de -0,9%. Em 2023, tal como verificado nos quatro anos anteriores, o saldo importador de eletricidade registou um valor positivo (10 233 GWh).

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

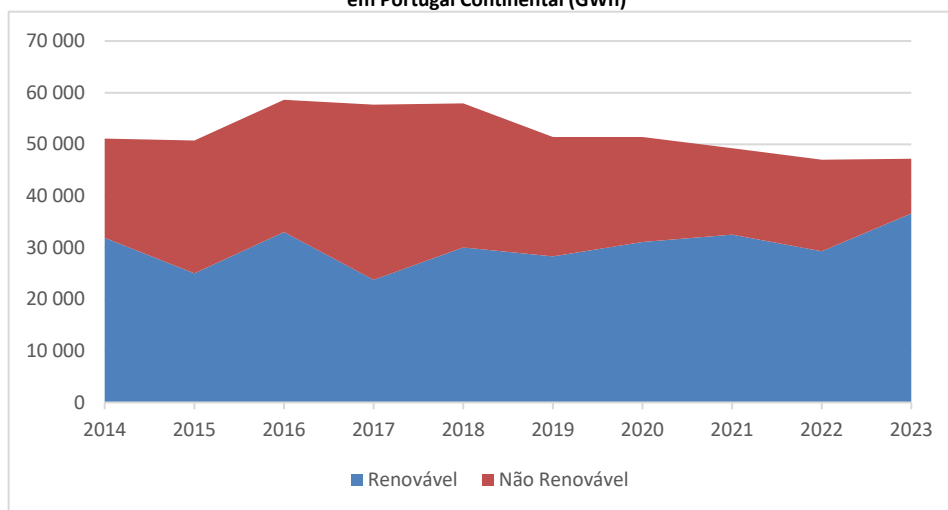


Fonte: DGEG

Em 2023, cerca de 78% da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis, verificando-se um aumento de 15% face a 2022. Resultado de condições hidrológicas favoráveis e consequentemente de um bom nível de produção das centrais hidroelétricas, em 2023 a componente

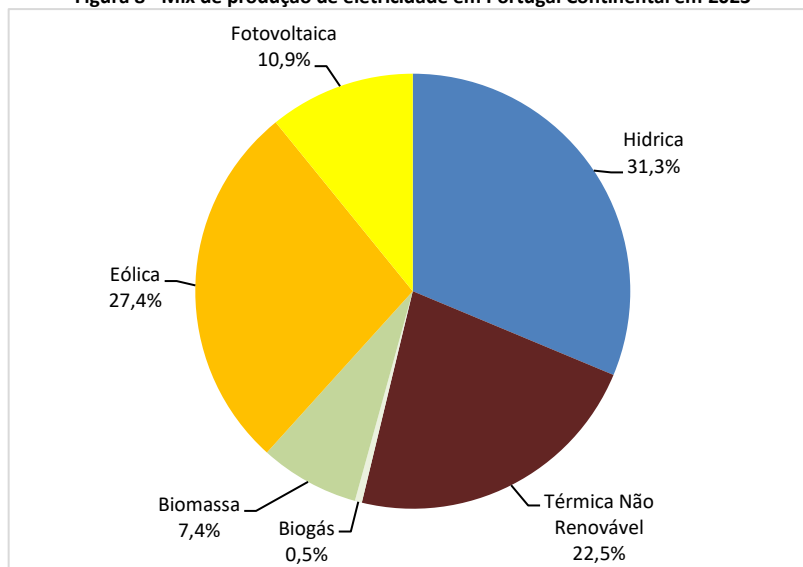
hídrica continuou a ter a maior fatia da produção bruta com origem em fontes renováveis, com 40,4% (31,3% da produção bruta total). Seguiram-se a eólica com 35,4% (27,4% da produção bruta total), fotovoltaica com 14,0% (10,9% da produção bruta total), biomassa com 9,6% (7,4% da produção bruta total), e biogás com 0,7% (0,5% da produção bruta total).

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



Fonte: DGEG

Figura 8 - Mix de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2023

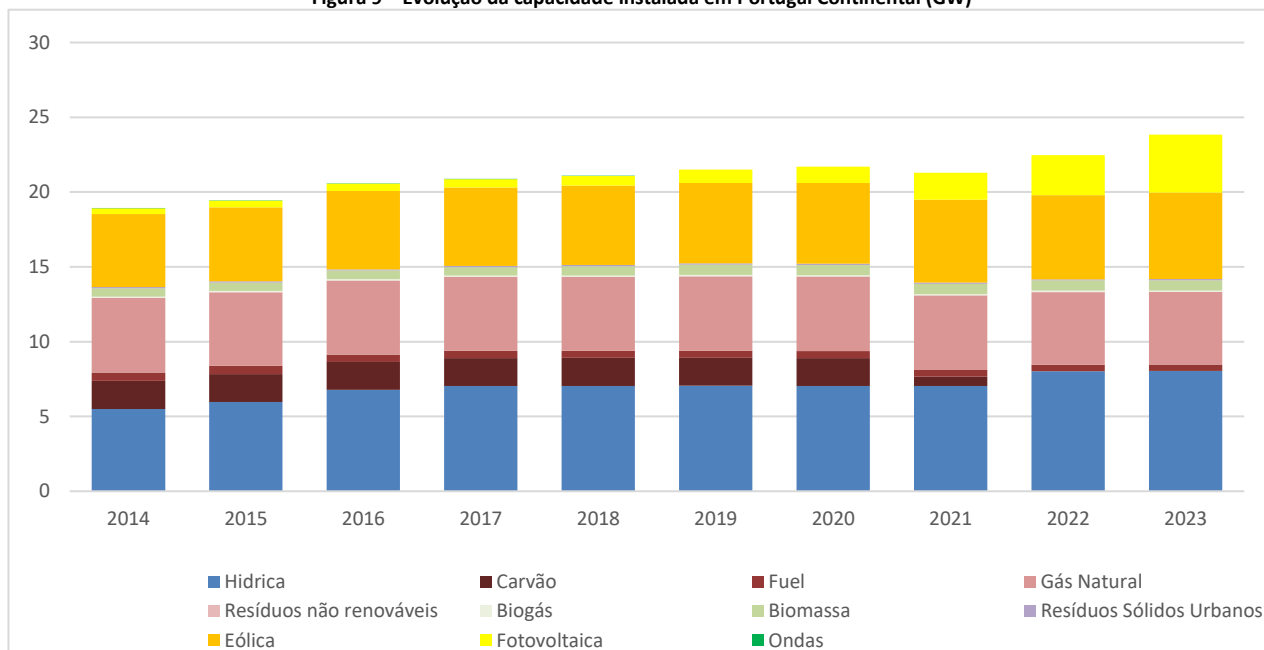


Fonte: DGEG

Em 2023 a capacidade instalada em Portugal Continental era de aproximadamente 23,8 GW, verificando-se um aumento de 6,0% (1 374,9 MW) face a 2022, resultante, principalmente, do crescimento de 45,4% de capacidade fotovoltaica instalada (1 206 MW). Do total da capacidade instalada, cerca de 18,6 GW dizem respeito a potência instalada em tecnologias renováveis que, face a 2022, registou um aumento de 8,1%. Os restantes 5,3 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis, cuja capacidade instalada registou uma diminuição de 0,2% face a 2022.

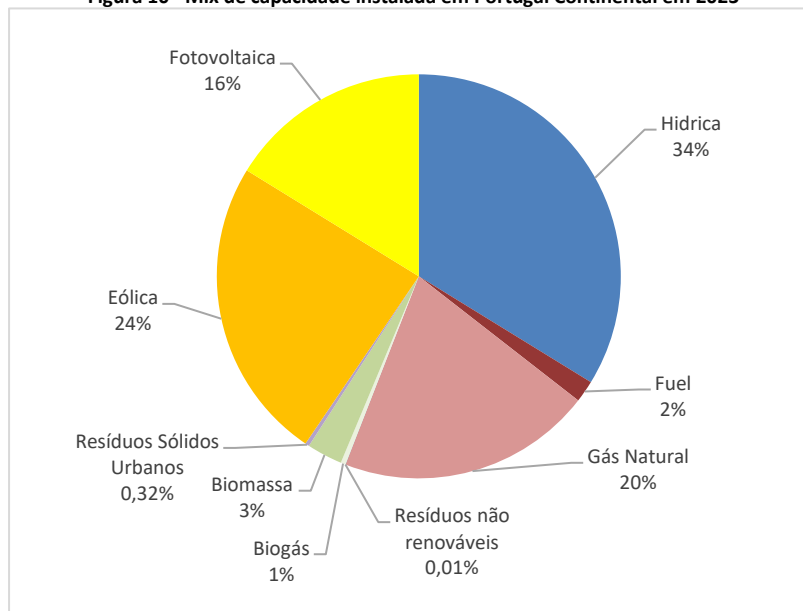
Para o período 2014-2023 a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, tendo registado um aumento de aproximadamente 26%. Nesse período verificou-se um incremento de cerca de 62% na capacidade instalada em tecnologias renováveis e uma diminuição de aproximadamente 29% nas tecnologias térmicas não-renováveis.

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



Fonte: DGEG

Figura 10 - Mix de capacidade instalada em Portugal Continental em 2023

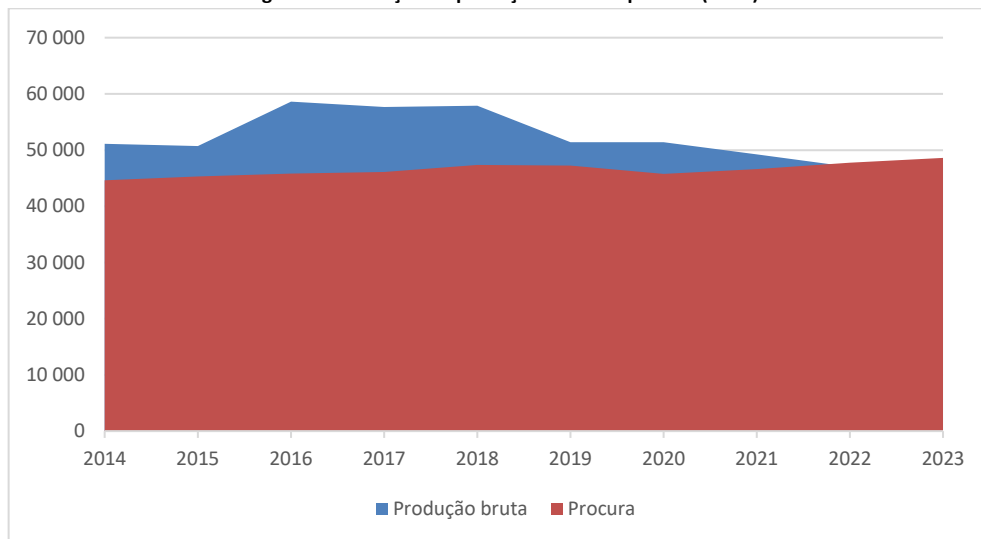


Fonte: DGEG

2.3. Análise Oferta vs. Procura

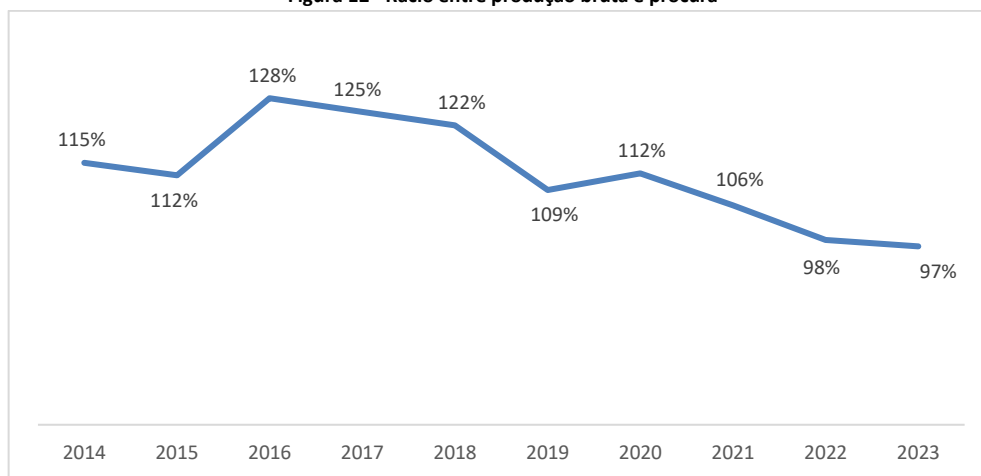
Analisando a relação entre a produção bruta de eletricidade e a procura, verifica-se que no período de dez anos compreendido entre 2014 e 2023 esta relação oscilou entre os 97% (em 2023) e os 128% (em 2016), como pode ser observado nas seguintes figuras.

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



Fonte: DGEG

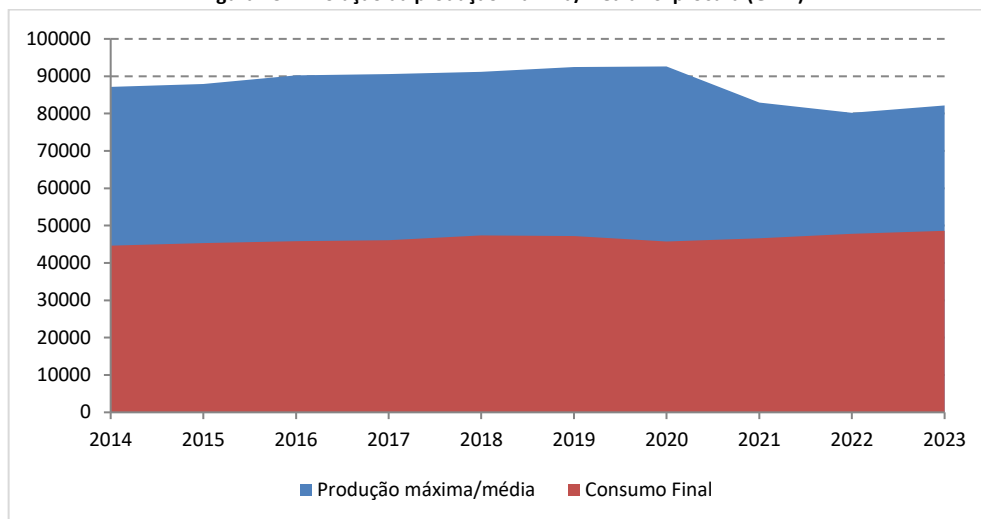
Figura 12 - Rácio entre produção bruta e procura



Fonte: DGEG

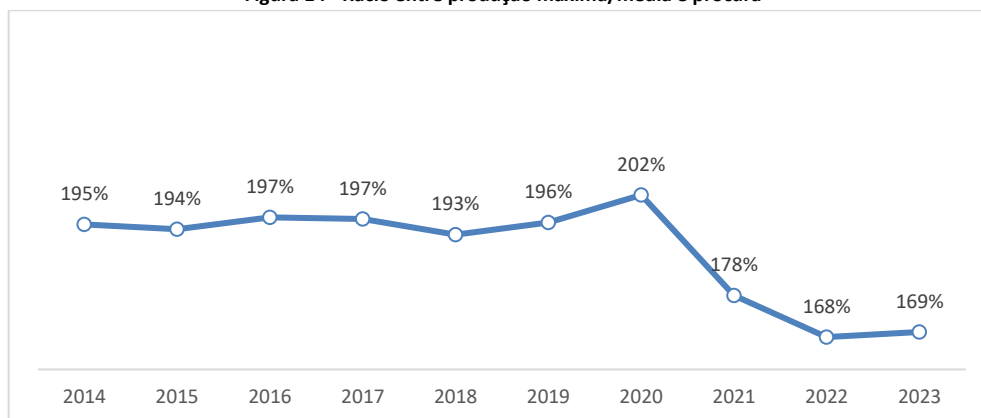
Analisando esta mesma relação, mas considerando o funcionamento das centrais térmicas⁷ e das cogerações⁸ durante o máximo de tempo viável e das hídricas⁹, das eólicas¹⁰ e do solar fotovoltaico¹¹ em regime médio, verifica-se, como mostram as seguintes figuras, que a relação entre a produção máxima/média e a procura atingiu, no período 2014-2023, um valor máximo de 202%, em 2020, e um mínimo de 168%, registado em 2022.

Figura 13 – Evolução da produção máxima/média vs. procura (GWh)



Fonte: DGEG

Figura 14 - Rácio entre produção máxima/média e procura



Fonte: DGEG

⁷ No caso das grandes centrais térmicas a carvão, gás natural e outros, assume-se um *Load Factor* máximo de 100% (8 760 horas/ano) uma vez que estas centrais podem, salvo exceções em que se verificam trabalhos de manutenção da central, trabalhar em contínuo durante todo o ano. No caso da biomassa e biogás aplica-se um *Load Factor* máximo de 90% em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

⁸ 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).

⁹ 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.

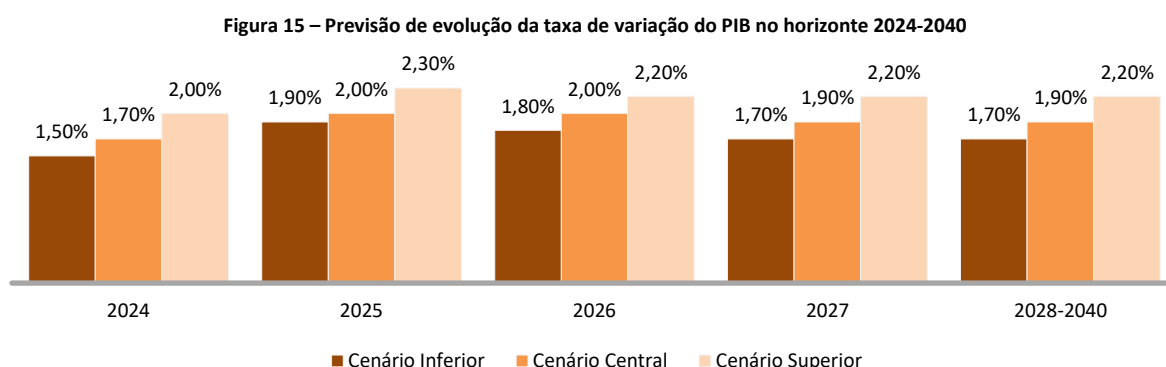
¹⁰ No caso da eólica aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

¹¹ No caso do solar fotovoltaico, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

3. Pressupostos e Análises

3.1. Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos considerados para o período 2024-2040 tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, à data da elaboração dos Pressupostos do presente RMSA-E, de 25 de setembro de 2024 (Anexo 1), provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças. A figura seguinte ilustra os três cenários de evolução da taxa de variação do PIB.



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

Ao nível das Grandes Térmicas considerou-se:

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029¹², conforme previsto no PNEC;
- (ii) no Teste de Stress, a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024.

Quanto às Grandes Hídricas considerou-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores.

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

¹² Para 2030, no cenário de oferta Ambição e de procura Superior Ambição, será realizada uma análise de sensibilidade considerando que nenhuma das centrais térmicas de ciclo combinado a gás está em exploração.

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída. Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) do PNEC, respetivamente nos cenários Conservador e Ambição, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No caso da cogeração, no cenário Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do PNEC serão atingidos nesses anos. No caso do cenário Conservador, tendo por base a eventual diminuição da competitividade das centrais de cogeração, consideraram-se valores de capacidade instalada inferiores aos definidos no cenário WEM do PNEC.

Para o ano de 2025, os objetivos definidos nos cenários WEM e WAM do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.

- (ii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2023, 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 2024.

Para a capacidade FER em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição (ORD), ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição considerou-se, de acordo com o definido no âmbito do Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas "Flexibilidade da Rede e Armazenamento" (aprovado através da Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho), a instalação de 500 MW de capacidade até 31 de dezembro de 2025. No mesmo cenário, em 2030, 2035 e 2040 foram considerados

os objetivos de capacidade instalada definidos no cenário WAM da proposta de revisão do PNEC. No caso do cenário Conservador considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição..

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 previstas 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, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP.

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2024, nomeadamente o PNEC, o Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, para converter o parque nacional de edifícios num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), que 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. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi igualmente considerado na proposta de atualização do PNEC, e, como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2024.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no PNEC para o 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. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

Foram consideradas, no RMSA-E 2024, duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento de veículos elétricos através de ligação à RESP:

- (i) *Direct Recharging*, baseada no princípio de que o carregamento do veículo é efetuado sempre que necessário. Em termos tarifários, os consumidores não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia;
- (ii) *Valley Recharging*, que privilegia o carregamento do veículo nos períodos de vazio, durante o qual o preço da eletricidade é mais baixo.

Para estimar o consumo de eletricidade dos veículos elétricos, em ambos os cenários, consideraram-se as seguintes simulações:

- Para os veículos ligeiros foram realizadas duas simulações:
 - a) VE 20-80: 20% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*; e
 - b) VE 60-40: 60% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 40% a estratégia *Valley Recharging*;
- Para os veículos pesados: 20 % utilizam a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*.

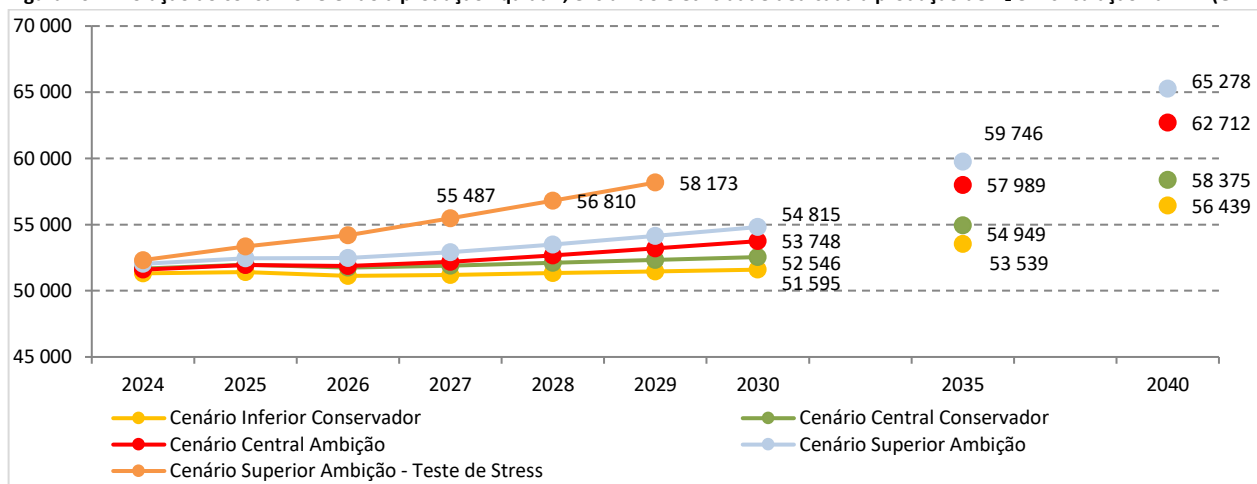
Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

1. Cenário Inferior Conservador, 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, progressão moderada da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e progressão mais lenta da descentralização da produção);
2. Cenário Central Conservador, 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, progressão moderada da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão mais rápida da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão mais rápida da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP 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 2024, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

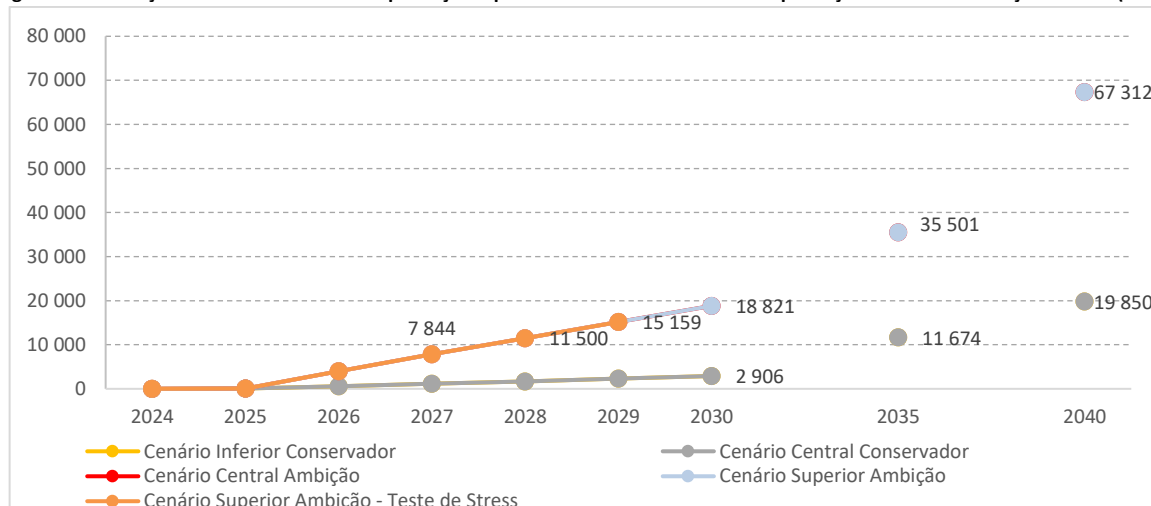
A figura seguinte representa a evolução da procura para os cinco cenários em estudo no período 2024-2040.

Figura 16 – Evolução do consumo referido à produção líquida¹³, excluindo eletricidade dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT (GWh)



FONTE: REN

Figura 17 – Evolução do consumo referido à produção líquida de eletricidade dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT (GWh)



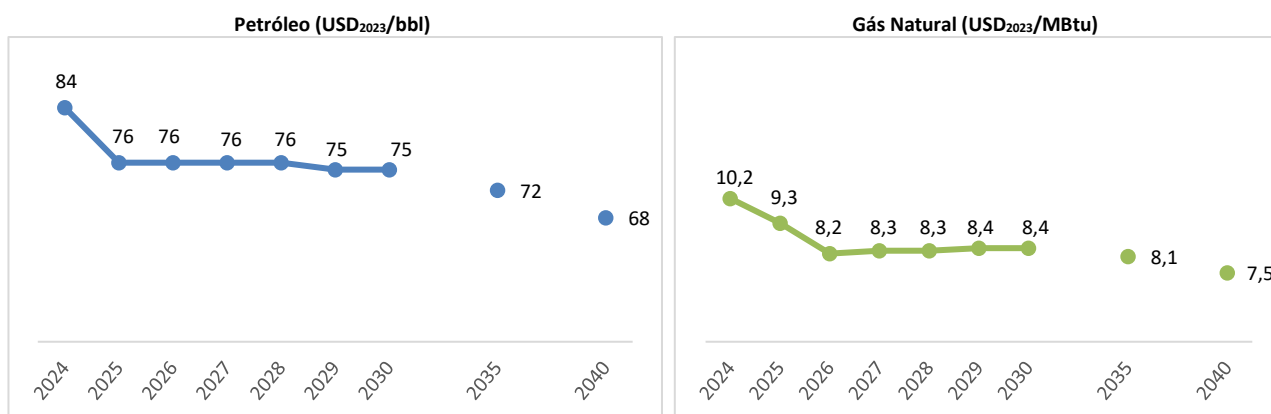
¹³ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição.

Fonte: REN

O impacto da produção de H₂ no consumo final de eletricidade é bastante expressivo, variando, consoante os cenários, entre 5% e 23% em 2030 e entre 22% e 44% em 2040. Quanto aos outros grandes consumos, o seu impacto no consumo final varia entre 4,8% e 7,8% em 2030 e entre 4,9% e 13,6% em 2040. No que diz respeito aos veículos elétricos, o impacto previsto no consumo final de eletricidade varia entre 3,0% e 3,6% em 2030 e entre 5,7% e 7,0% em 2040.

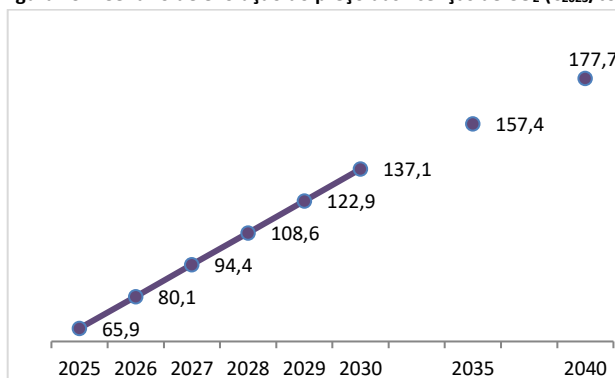
Os cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e das licenças de CO₂, determinados com base na metodologia descrita nos Pressupostos, são ilustrados nas figuras seguintes.

Figura 18 - Cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos



Fonte: REN

Figura 19 – Cenário de evolução do preço das licenças de CO₂ (€₂₀₂₃/ton)



Fonte: REN

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao presente relatório, tomou-se ainda em consideração a taxa de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicada ao gás natural para produção de eletricidade indicada na tabela seguinte, determinada de acordo com o artigo 255.º da Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2024. De notar que, no caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros electroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

Tabela 1 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no Anexo 1 do presente relatório.

3.2. Trajetórias analisadas

Neste relatório são analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

1. **Trajetoária Conservadora** - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram também efetuadas para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2027, 2030 e 2040, assumindo o cenário Inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.

2. **Trajetoária Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas, ainda, para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2030 e 2040, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2 GW do consumo de grandes consumidores industriais;
 - c) à oferta, em 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura Superior Ambição.

3. **Teste de Stress** – assumindo o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024 (de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024) e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2024.

O presente estudo compreende as análises apresentadas na seguinte figura:

Figura 20 - Análises efetuadas no RMSA-E 2024

Cenários de Oferta	Cenários da Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajectoria Conservadora Sensibilidade (*)			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade (**)(***)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.

(**) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais.

(***) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à oferta considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração.

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

O RMSA-E 2024 recorre ao indicador LOLE (*Loss of Load Expectation*) para aferir os níveis de segurança de abastecimento. Este indicador, além de incorporar a expectativa de perda de carga associada à componente de *Adequacy* (LOLE estático), por incapacidade da potência disponível para cobrir a procura, inclui ainda a que resulta de insuficiência de reserva operacional para fazer face às necessidades decorrentes dos desvios no equilíbrio entre a oferta e a procura, incorporando, assim, a componente de *Security*. A reserva operacional é constituída pela *Frequency Containment Reserve* (FCR), a *Frequency Restoration Reserve* (FRR) e a *Replacement Reserve* (RR). Na análise de garantia de segurança de abastecimento, de acordo com estudos desenvolvidos pela REN, o LOLE 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 anterior.

3.2.1. Trajetória Conservadora

Na Trajetória Conservadora, em termos de evolução da capacidade instalada de Grandes Térmicas, considera-se o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Relativamente às datas de entrada em serviço dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, considerou-se a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) relativa aos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção a partir de outras FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída.

Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WEM do PNEC serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No caso da cogeração, tendo por base a eventual diminuição da competitividade das centrais de cogeração, consideraram-se valores de capacidade instalada inferiores aos definidos no cenário WEM do PNEC.

Para o ano de 2025, os objetivos definidos no cenário WEM do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2040 considerada para a Trajetória Conservadora (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2040: Trajetória Conservadora

Tecnologia (MW)	2023	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357

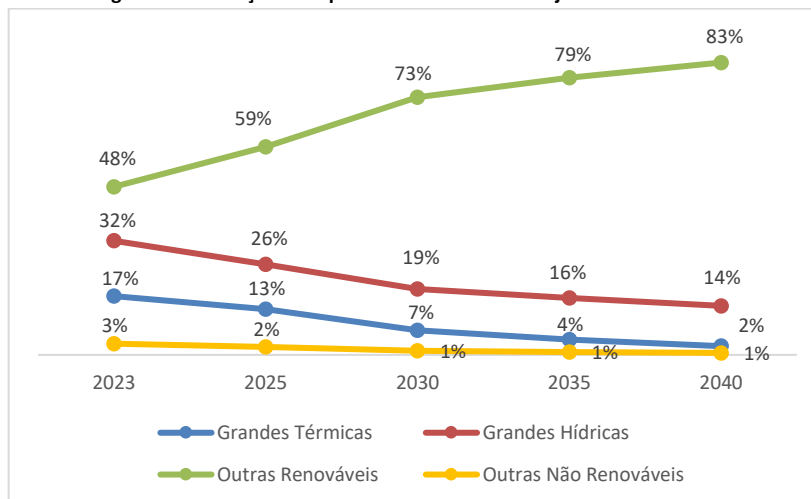
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Cogeração não renovável	730	657	475	393	310
Cogeração renovável	460	547	620	699	699
Total Cogeração	1 190	1 204	1 095	1 092	1 009
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 598	7 598	7 598
<i>das quais reversíveis</i>	3593	3593	3937	3937	3937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 217	8 217	8 217
Eólica onshore	5 761	5 925	9 055	10 393	12 200
<i>da qual para produção de H2</i>	0	49	392	392	392
Eólica offshore	25	25	250	1861	1861
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	224,976	1 838	1 838
Total Eólica	5 786	5 950	9 305	12 255	14 062
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	84	80	54
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	253	239	160
Biogás (s/ cogeração)	81	86	94	89	60
Fotovoltaico (PV)	1 956	5 621	10 950	13 759	18 814
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	694	1 789	6 069
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0
Total Solar	1 972	5 638	10 966	13 775	18 830
Ondas	0	0	199,999	199,999	199,999
Produção Distribuída**	1 735	3 902	6 100	7 216	8 332
Fotovoltaico (PV)	1 722	3 881	6 069	7 185	8 301
Hídrica	0,3	1,9	2,2	2,2	2,2
Eólica	4,1	4,3	4,9	4,9	4,9
Biomassa	6,3	9,5	18,2	18,2	18,2
Biogás	3,1	3,6	5,1	5,1	5,1
Ondas/Marés	0	1	1	1	1
Armazenamento	0	375	1500	1 875	2 250
TOTAL	22 941	29 504	40 655	47 093	54 531
do qual Renovável	18 382	25 017	37 340	44 646	52 864
do qual Não-Renovável	4 559	4 486	3 314	2 447	1 667

* Capacidade máxima

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

Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Conservadora verifica-se que entre 2030 e 2040 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor varia entre 7% e 2%, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento, caso não sejam tomadas medidas adequadas. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 92% e 97%.

Figura 21 – Evolução da capacidade instalada na Trajetória Conservadora

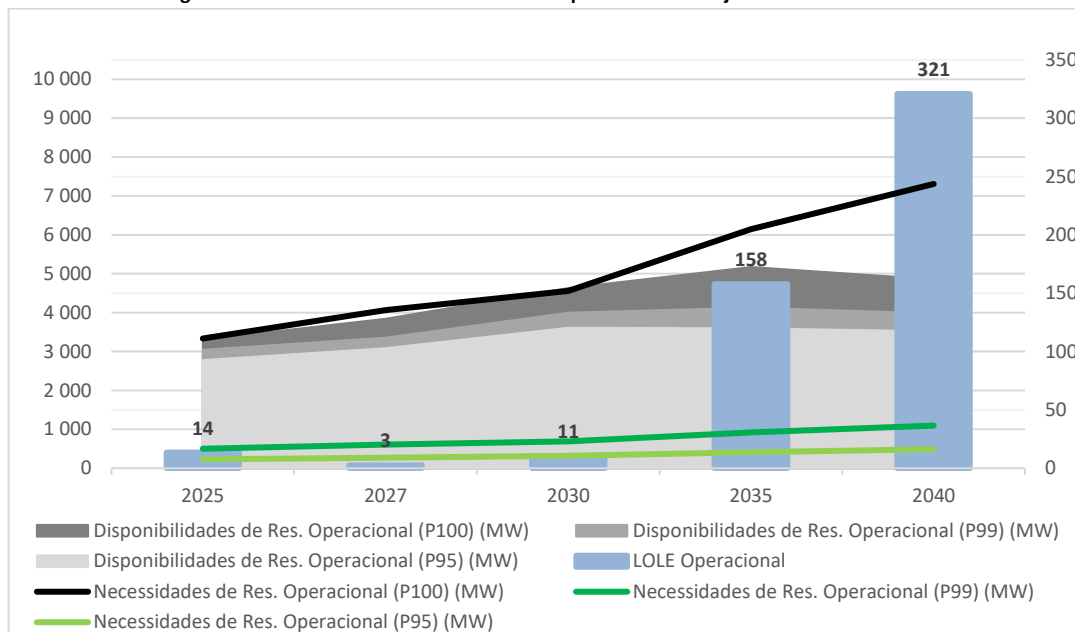


Fonte: REN/DGEG

No que diz respeito aos níveis de segurança de abastecimento, na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, podendo ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional. Como se pode verificar na figura seguinte, em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 321 h/ano, cerca de 64 vezes superior ao padrão.

Em 2025, na Trajetória Conservadora, são necessários cerca de 500 MW de capacidade adicional para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento.

Figura 22 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Conservadora



NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação.

Fonte: REN

Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta ao cenário apresentado anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, 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, deverão ser ativadas as seguintes medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

(i) Do lado da oferta:

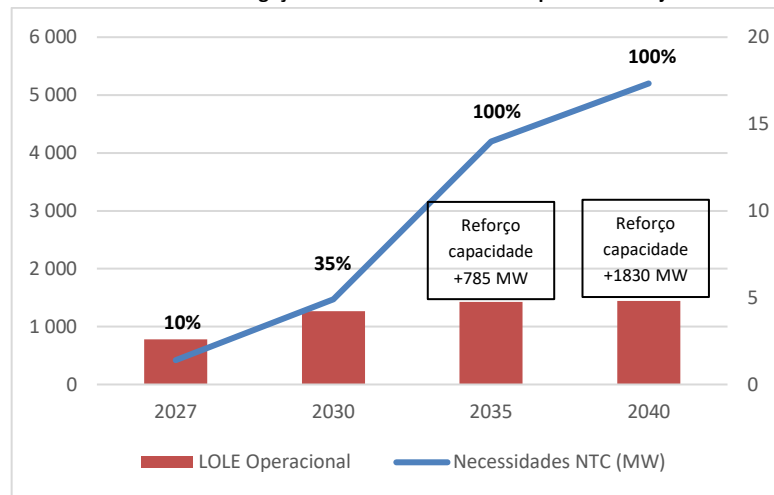
Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

(ii) Do lado da procura:

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (Banda de mFRR).
- Deslastres 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.

Na figura seguinte podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados segurança de abastecimento, na Trajetória Conservadora.

Figura 23 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Conservadora



Fonte: REN

Da análise da figura anterior conclui-se que, até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/\text{ano}$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 830 MW.

3.2.2. Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, em termos de evolução da capacidade instalada de Grandes Térmicas, considera-se o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Relativamente às datas de entrada em serviço dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, considerou-se a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) constante dos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção através de outras FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída.

Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do PNEC serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No caso da cogeração, considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do PNEC serão atingidos nesses anos.

Para o ano de 2025, os objetivos definidos no cenário WAM do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se as igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, considerou-se, de acordo com o definido no âmbito do Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas "Flexibilidade da Rede e Armazenamento" (aprovado através da Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho), a instalação de 500 MW de capacidade até 31 de dezembro de 2025. No mesmo cenário, em 2030, 2035 e 2040 foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos no cenário WAM do PNEC.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2040 considerada para a Trajetória Ambição (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

Tabela 3 – Evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2040: Trajetória Ambição

Tecnologia (MW)	2023	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Cogeração não renovável	730	773	642	642	469
Cogeração renovável	460	460	829	908	1081
Total Cogeração	1 190	1 233	1 471	1 550	1 550
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 598	7 780	7 780
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 937	3 937	3 937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 217	8 400	8 400
Eólica onshore	5 761	5 925	10 400	9 967	12 900
<i>da qual para produção de H2</i>	0	162	968	968	968
Eólica offshore	25	25	2000	6000	10000
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	1 352	5 354	9 354

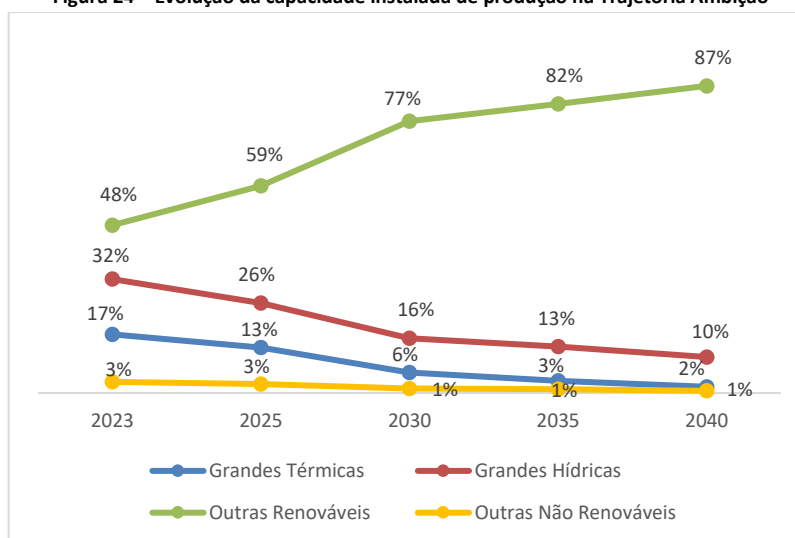
<i>Total Eólica</i>	<i>5 786</i>	<i>5 950</i>	<i>12 400</i>	<i>15 966</i>	<i>22 900</i>
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	94	89	60
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	281	266	178
Biogás (s/ cogeração)	81	86	105	99	66
Fotovoltaico (PV)	1 956	5 621	15 063	20 773	27 632
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	6 293	6 293	13 284
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	600
<i>Total Solar</i>	<i>1 972</i>	<i>5 638</i>	<i>15 079</i>	<i>20 790</i>	<i>28 249</i>
Ondas	0	0	199,999	199,999	199,999
Produção Distribuída**	1 735	3 902	6 100	7 017	9 989
Fotovoltaico (PV)	1 722	3 881	6 069	6 986	9 957
Hídrica	0,3	1,9	2,2	2,2	2,2
Eólica	4,1	4,3	4,9	4,9	4,9
Biomassa	6,3	9,5	18,2	18,2	18,2
Biogás	3,1	3,6	5,1	5,1	5,1
Ondas/Marés	0	1	1	1	1
Armazenamento	0	500	2000	2 500	3 000
TOTAL	22 941	29 657	48 787	58 931	75 948
<i>do qual Renovável</i>	<i>18 382</i>	<i>25 055</i>	<i>45 305</i>	<i>56 235</i>	<i>74 122</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 559</i>	<i>4 602</i>	<i>3 482</i>	<i>2 697</i>	<i>1826</i>

* Capacidade máxima

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

Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Ambição verifica-se que em 2030 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 6%, decrescendo a partir desse ano até 2% 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, caso não sejam tomadas medidas adequadas. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 93% e 98%.

Figura 24 – Evolução da capacidade instalada de produção na Trajetória Ambição



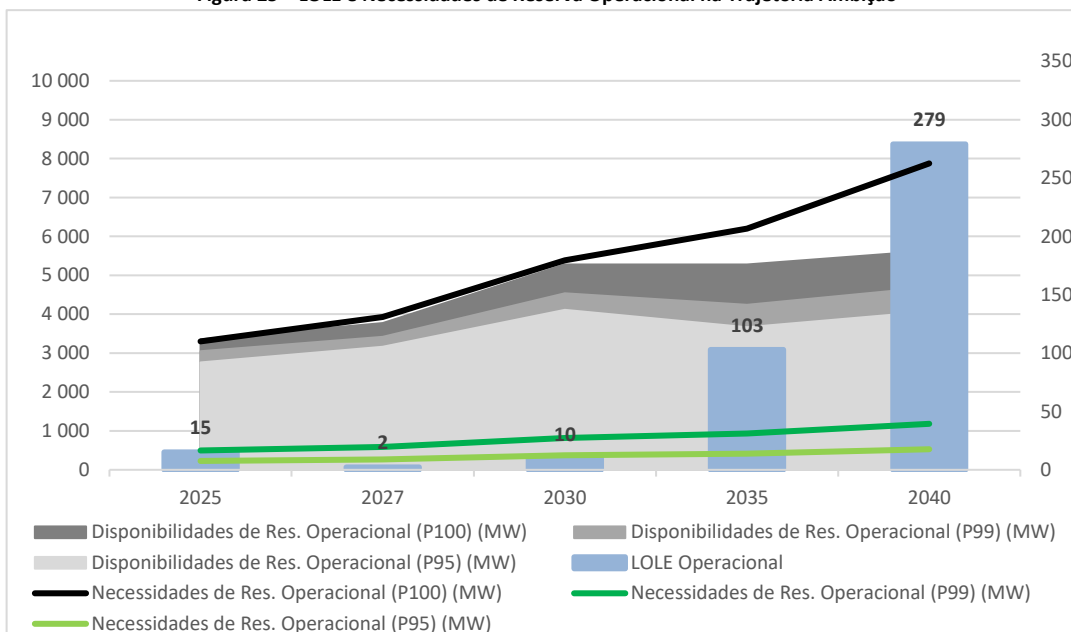
Fonte: REN/DGEG

Como se pode verificar na figura seguinte, na Trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de

abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 10 h/ano e em 2040 o valor de 279 h/ano, cerca de 56 vezes superior ao padrão.

Em 2025, na Trajetória Ambição, são necessários cerca de 600 MW de capacidade adicional para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento.

Figura 25 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição

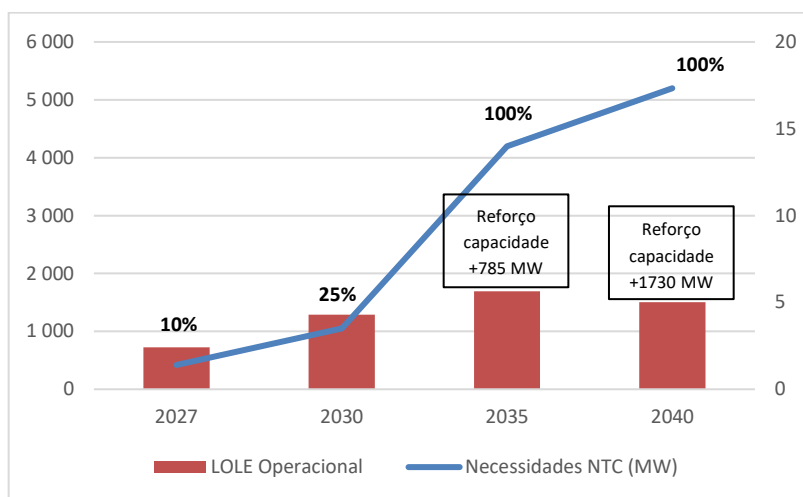


NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação.

Fonte: REN

Na figura seguinte podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados segurança de abastecimento, na Trajetória Ambição.

Figura 26 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição



Fonte: REN

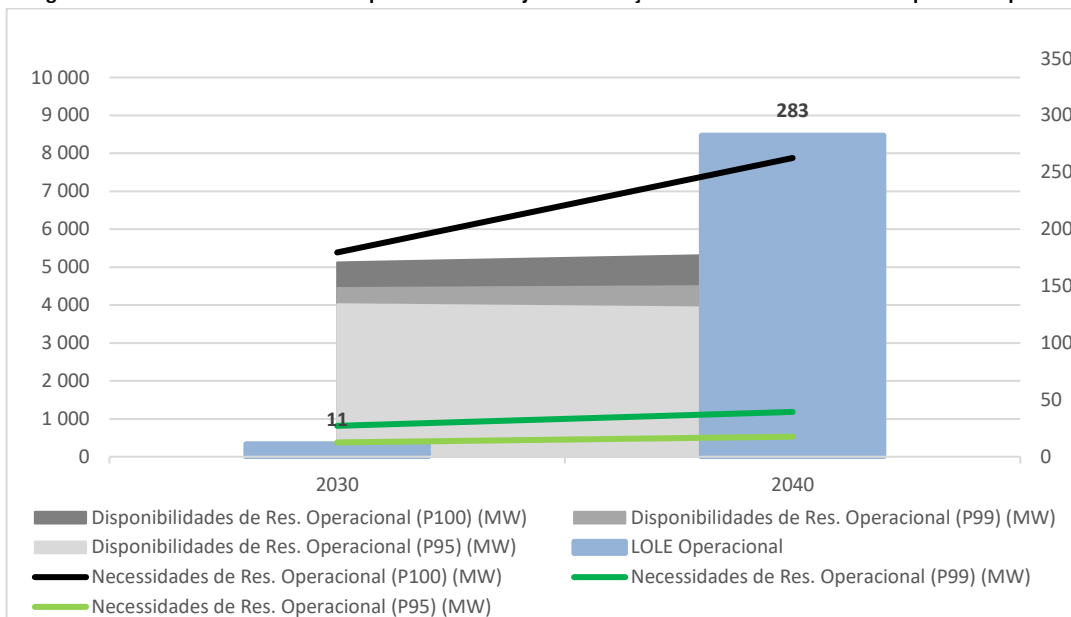
Da análise da figura anterior conclui-se que, até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 25% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 730 MW.

3.2.3. Trajetória Ambição - Análises 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 da procura, em 2030 e 2040, de forma a aferir a adequação do sistema electroprodutor face a um cenário de procura mais elevado. Adicionalmente, efetuou-se uma análise de sensibilidade à procura Superior Ambição, em 2030, considerando 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

Como se pode verificar na figura seguinte, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) nos dois estádios analisados (2030 e 2040), podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 283 h/ano, cerca de 57 vezes superior ao padrão.

Figura 27 - Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição - Análise de sensibilidade à procura Superior

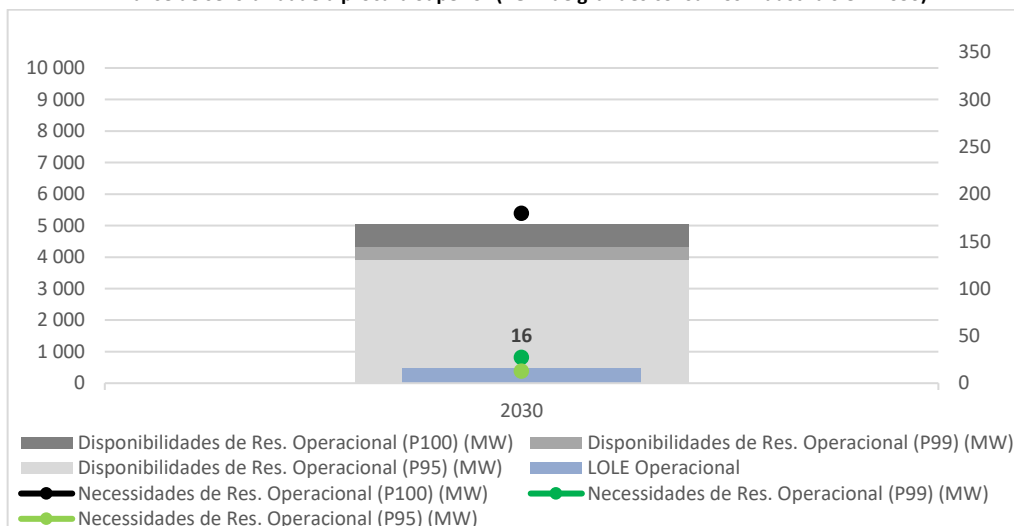


NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação.

Fonte: REN

Na análise adicional de sensibilidade à procura Superior Ambição que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estágio de 2030, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE atinge 16 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

Figura 28 - Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição - Análise de sensibilidade à procura Superior (2GW de grandes consumos industriais em 2030)

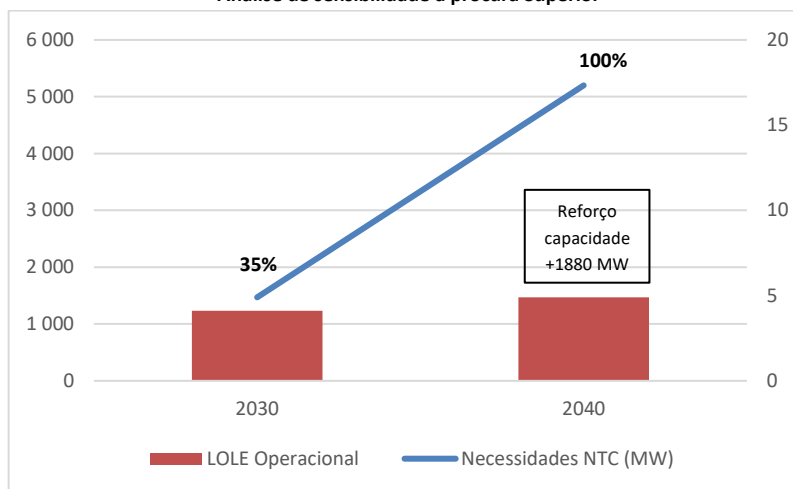


Fonte: REN

Nas figuras seguintes podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados de segurança de abastecimento, na Trajetória Ambição, na ocorrência do

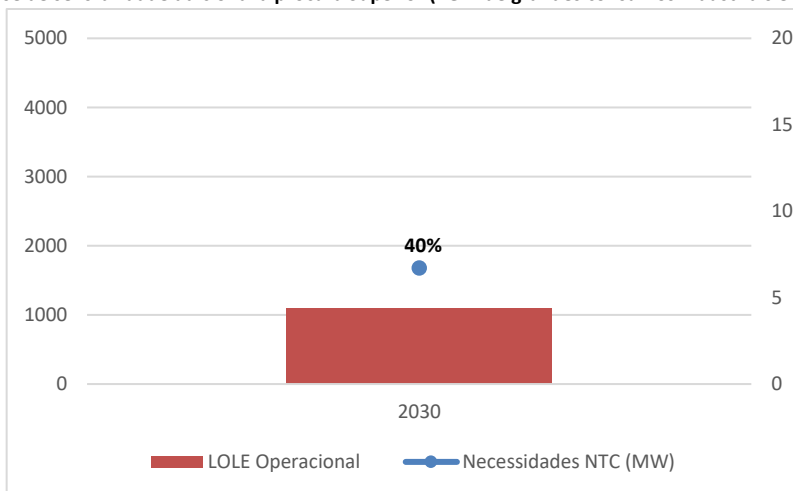
cenário Superior Ambição da procura, bem como na análise de sensibilidade à procura Superior Ambição que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estágio de 2030.

Figura 29 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição – Análise de sensibilidade à procura Superior



Fonte: REN

Figura 30 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição – Análise de sensibilidade adicional à procura Superior (2GW de grandes consumos industriais em 2030)



Fonte: REN

Da análise das figuras anteriores conclui-se que em 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol de 35% da NTC, ou seja, mais 10% face ao cenário Central Ambição da procura. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 880 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 40%, correspondente a 1 680 MW.

3.2.4. Teste de Stress

O objetivo do Teste de Stress é identificar o estágio a partir do qual se prevê que o sistema electroprodutor deixa de ser adequado para responder à procura de eletricidade. Nesta análise considerou-se o cenário Superior Ambição da procura. O cenário de oferta teve por base a composição atual do sistema, acrescida das centrais em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2024, considerando o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024 (de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024). A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2029 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1).

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2023-2029: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2023	2025	2029
Grandes Térmicas*	3 829	2 839	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 839
Cogeração não renovável	730	635	445
Cogeração renovável	460	460	460
Total Cogeração	1 190	1 095	905
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 598
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 217
Eólica onshore	5 761	5 920	5 920
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	
Eólica offshore	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	
Total Eólica	5 786	5 945	5 945
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86
Fotovoltaico (PV)	1 956	4 842	5 600
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0
Total Solar	1 972	4 858	5 617
Ondas	0	0	0
Produção Distribuída**	1 735	3 127	3 127
Fotovoltaico (PV)	1 722	3 111	3 111
Hídrica	0,3	1,8	1,8
Eólica	4,1	4,1	4,1
Biomassa	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,1	3,1	3,1
Ondas/Marés	0	1	1
Armazenamento	0	0	0

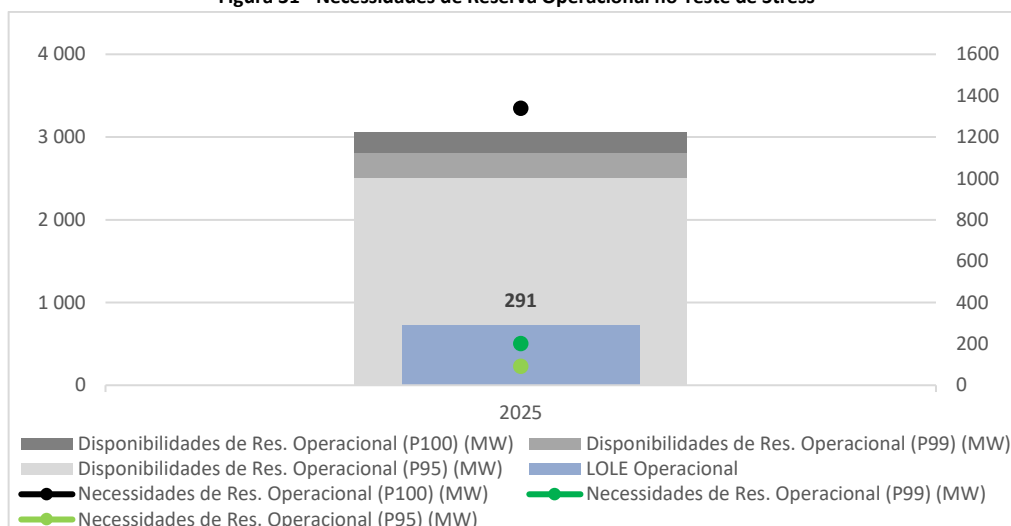
TOTAL	22 941	26 470	27 044
<i>do qual Renovável</i>	18 382	22 995	23 760
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 559	3 474	3 284

* Capacidade máxima

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

Como se pode verificar na figura seguinte, no Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa cerca de 58 vezes o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2025, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2025, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional de aproximadamente 1 650 MW, correspondentes a cerca de 1 000 MW da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e 650 MW de capacidade adicional.

Figura 31 - Necessidades de Reserva Operacional no Teste de Stress



NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação.

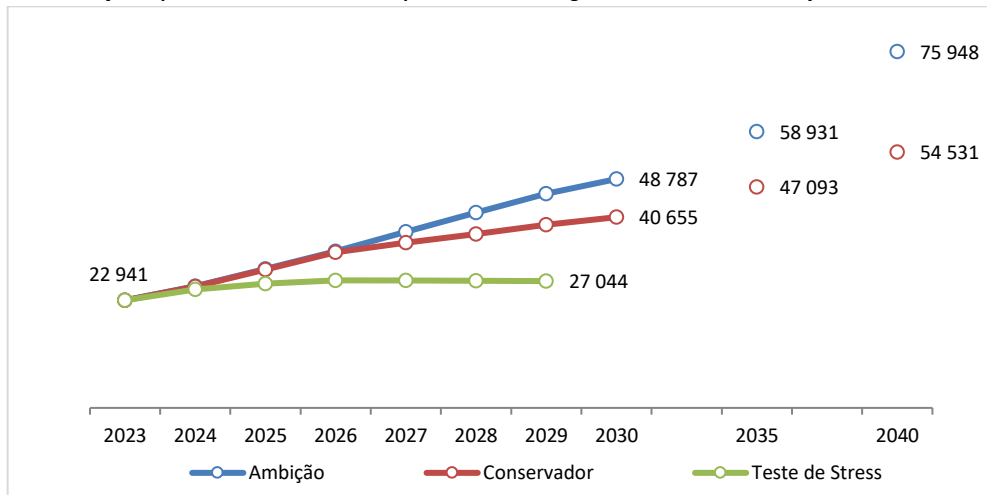
Fonte: REN

Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, serão necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. Daqui se conclui a importância de manter esta central em operação para além dessa data.

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2025, ano em que se prevê a rutura do sistema, estimam-se diferenças de 3 034 MW e 3 187 MW no total da capacidade instalada, respetivamente. Em 2029, último dos anos simulados para efeitos do Teste de Stress, a diferença prevista é

de 11 966 MW no caso da Trajetória Conservadora e de 18 645 MW no caso da Trajetória Ambição, como mostra a figura seguinte.

Figura 32 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal Continental nas três trajetórias consideradas (MW)



Fonte: DGEG

3.2.5. Trajetória Conservadora - Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta

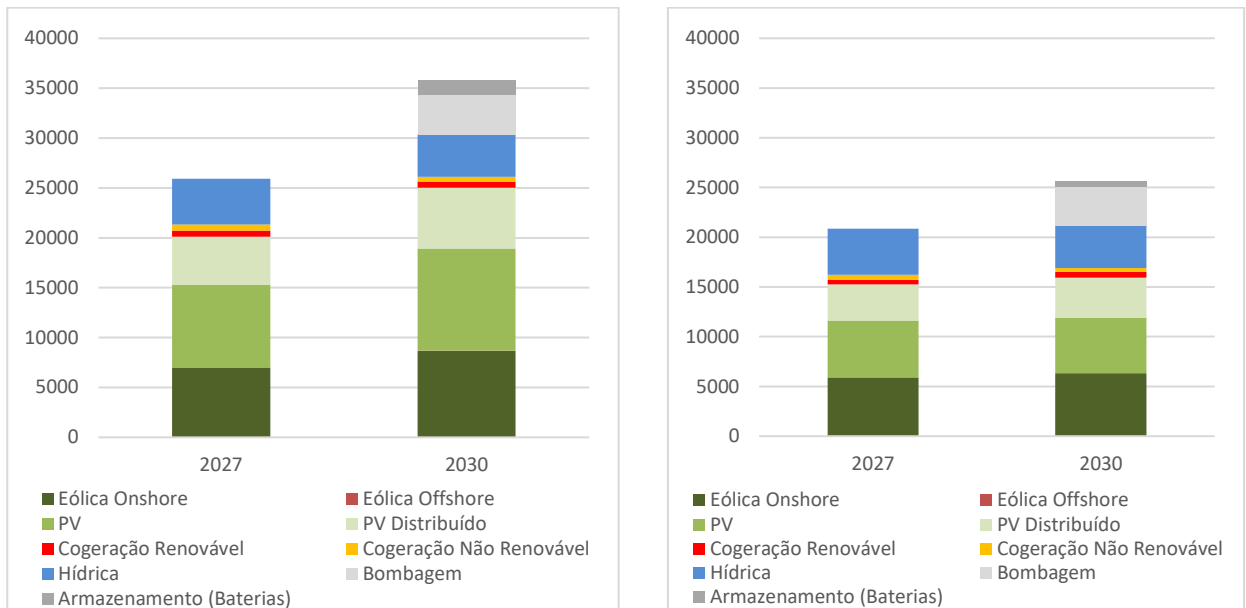
Tendo em conta o contexto macroeconómico à data da elaboração dos Pressupostos do RMSA-E 2024, bem como as perspetivas para o futuro próximo, efetuou-se uma análise de sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Conservadora, para os anos 2027 e 2030, de modo a refletir uma evolução da capacidade eólica, solar e cogeração mais reduzida do que a evolução prevista no cenário Conservador da oferta (excluindo capacidade dedicada para produção de H2).

Na seguinte figura apresentam-se as diferenças na evolução da capacidade instalada considerada na Trajetória Conservadora e na referida análise de sensibilidade adicional à oferta.

Figura 33 – Evolução da capacidade instalada (MW) no horizonte 2027-2030: Trajetória Conservadora vs. Sensibilidade adicional à oferta

Trajetoária Conservadora

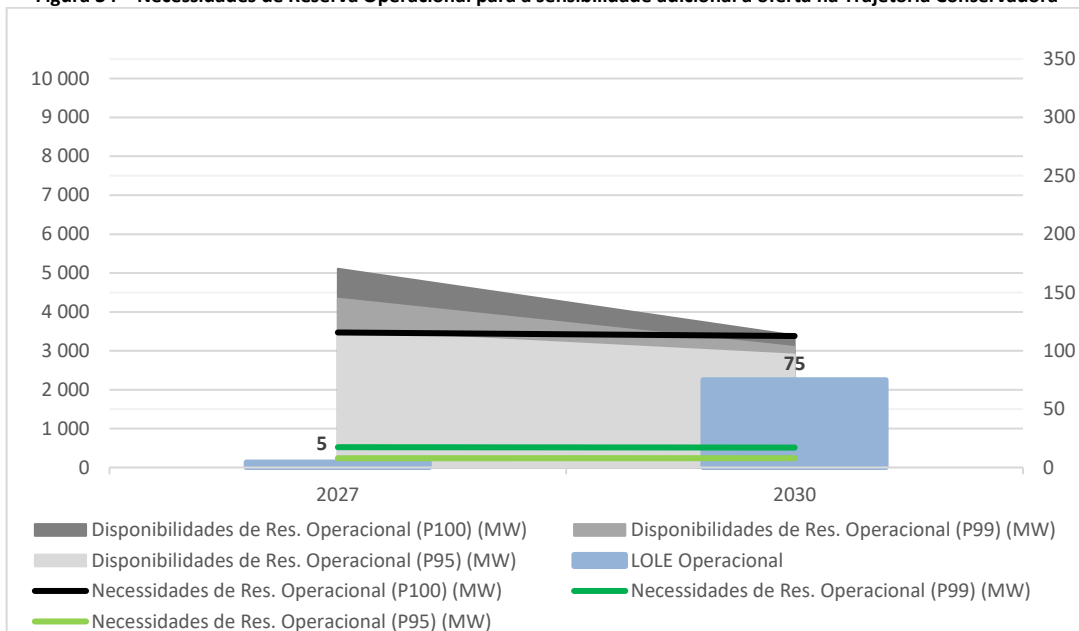
Sensibilidade adicional à oferta



Fonte: REN

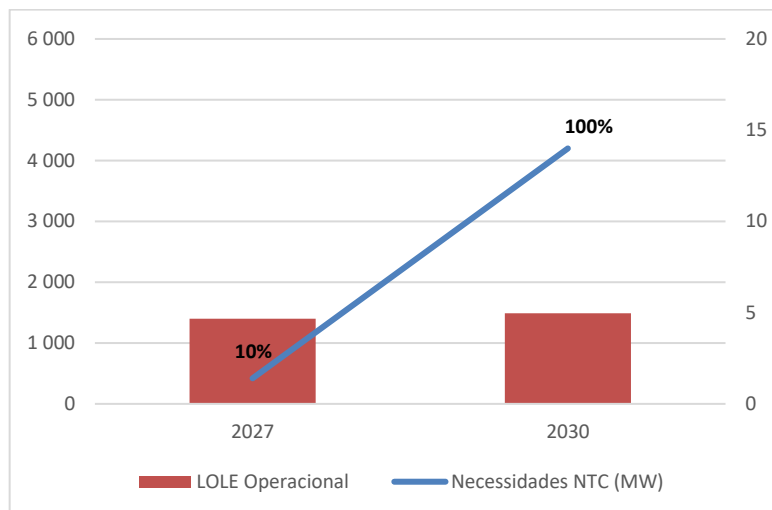
Nas figuras seguintes apresentam-se as necessidades de reserva operacional (através do indicador LOLE) e as necessidades de NTC para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento, para a análise de sensibilidade adicional à oferta realizada para a trajetória Conservadora.

Figura 34 – Necessidades de Reserva Operacional para a sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Conservadora



Fonte: REN

Figura 35 – Necessidades de NTC para a sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Conservadora



Fonte: REN

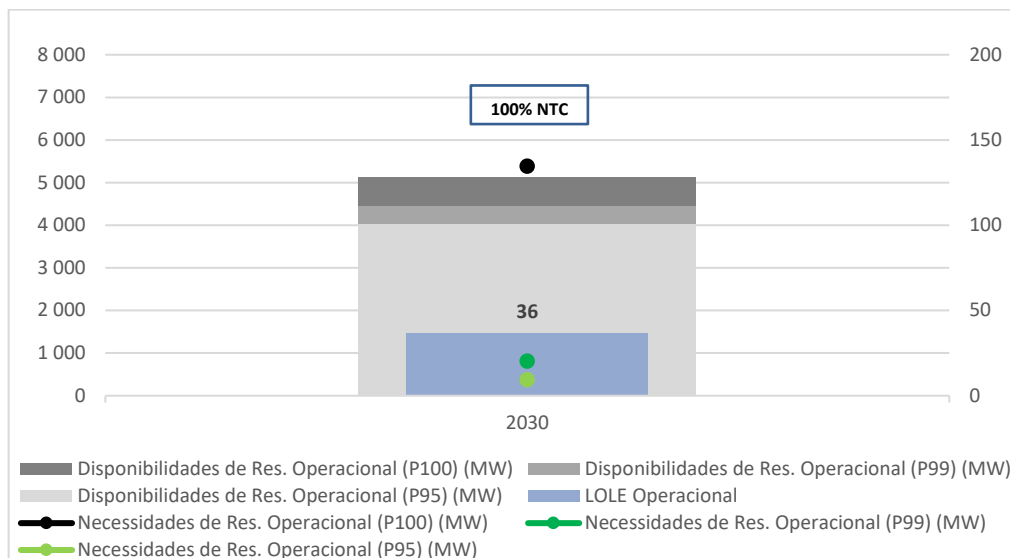
Constata-se que na sensibilidade à oferta assumindo uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, solar e cogeração, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (1,7 vezes em 2027 e 6,8 vezes em 2030). Contudo, o padrão de segurança de abastecimento é cumprido em 2027. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento em 2030 serão de 100% (4 200 MW). Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

3.2.6. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta

Efetou-se uma análise de sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Ambição, para o ano 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura Superior Ambição.

Na figura seguinte apresentam-se as necessidades de reserva operacional (através do indicador LOLE) para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento, considerando um contributo de 100% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), para a análise de sensibilidade adicional à oferta realizada para a trajetória Ambição.

Figura 36 – Necessidades de Reserva Operacional para a sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Ambição



Fonte: REN

Constata-se que na sensibilidade à oferta assumindo a desclassificação integral das atuais centrais térmicas de ciclo combinado a gás em 2030 e as condições da procura do cenário Superior Ambição, mesmo com o contributo de 100% da NTC não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.

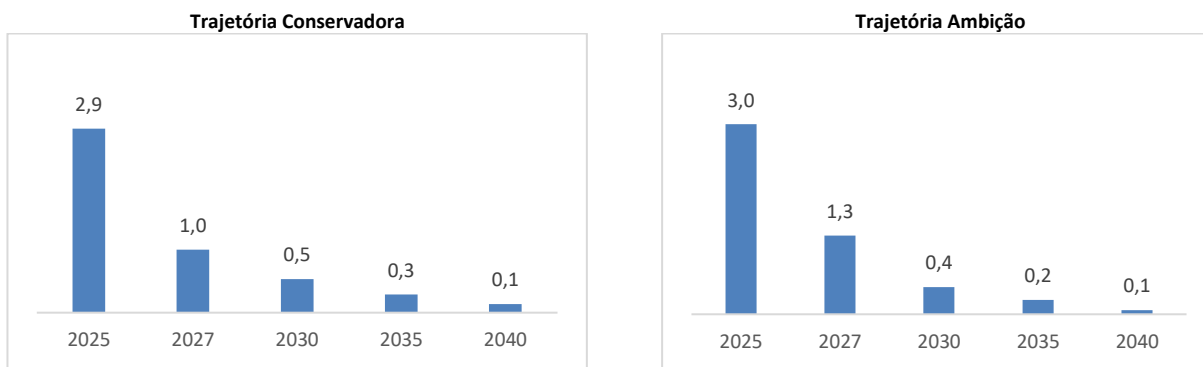
Conclui-se, portanto, que mesmo assumindo que existe disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, as atuais centrais de ciclo combinado a gás são essenciais para garantir a segurança do abastecimento do SEN.

3.3. Ambiente e competitividade

As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção de eletricidade pelas centrais de ciclo combinado a gás¹⁴ sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2025, principalmente justificado pela forte integração de FER. Entre 2025 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 2,9 ou 3,0 Mt para 0,5 Mt ou 0,4 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas (0,1 Mt).

Figura 37 – Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas (Mt)

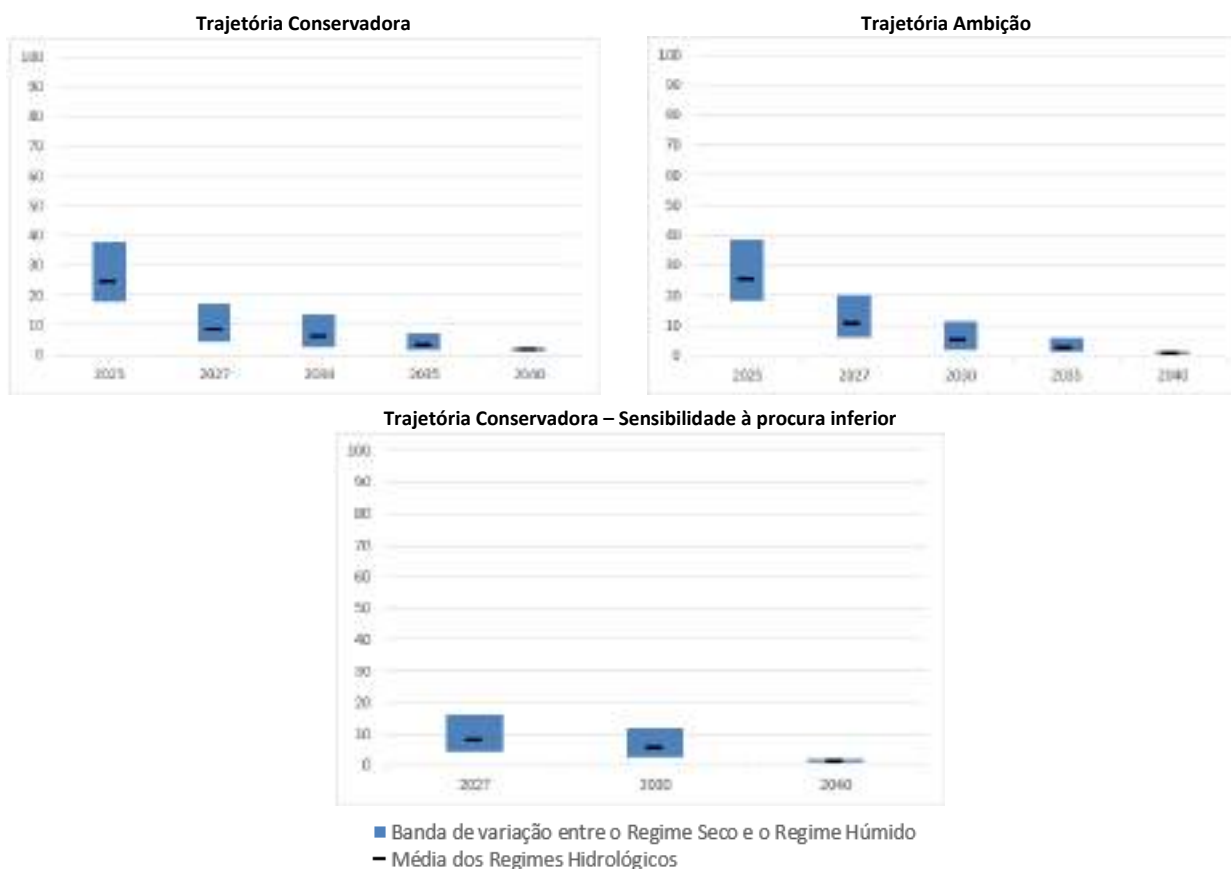
¹⁴ Assumiu-se que as CCGT consomem gás natural sem que seja considerada a possibilidade de *blending* de H2 renovável e/ou biometano, o que originaria emissões menores.



Fonte: REN

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos), decresce de 24,6% ou 25,2% em 2025 para 6,1% ou 4,9% em 2030, nas Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média em 2030 é de 5,5%, inferior em aproximadamente 0,5% face ao cenário de procura Central Conservador. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado essencialmente para efeitos de segurança de abastecimento.

Figura 38 – Taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (%)

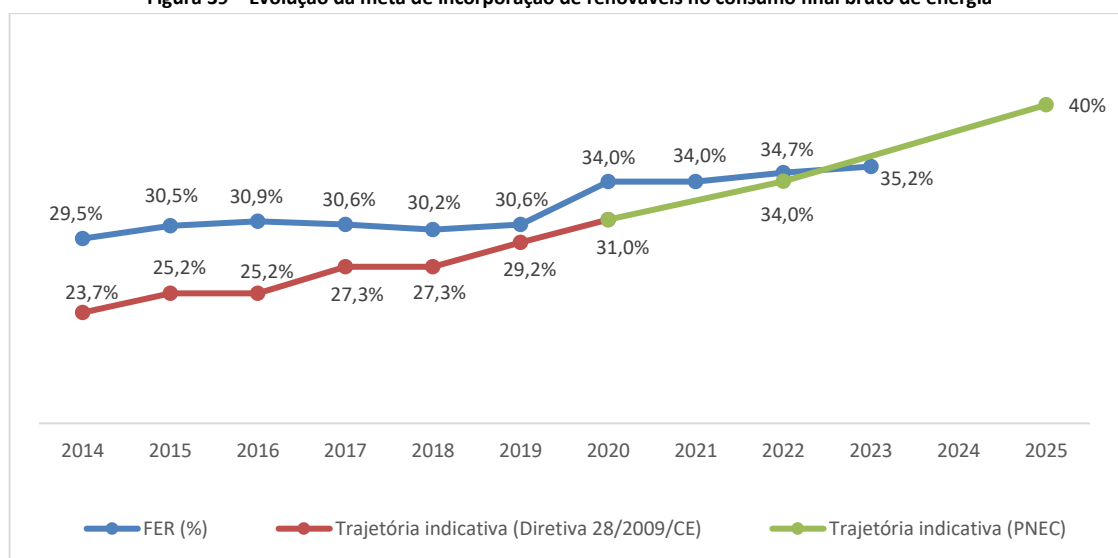


4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2030

No âmbito do PNEC, cuja atualização foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro, para envio à Assembleia da República, tendo sido aprovada por esta a 3 de dezembro de 2024 e submetida à Comissão Europeia, Portugal estabeleceu para 2030 a meta de 51% 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 93%¹⁵ para o sector da Eletricidade, 29% para o sector dos Transportes e 63% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento.

Em 2020, a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 34,0%, tendo Portugal ultrapassado, assim, a meta definida para esse ano (31%). Em 2022, a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia foi de 34,7%, tendo sido ultrapassado o valor previsto na trajetória indicativa apresentada no PNEC para esse ano (34%), e em 2023 voltou a subir, atingindo os 35,2%.

Figura 39 – Evolução da meta de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia

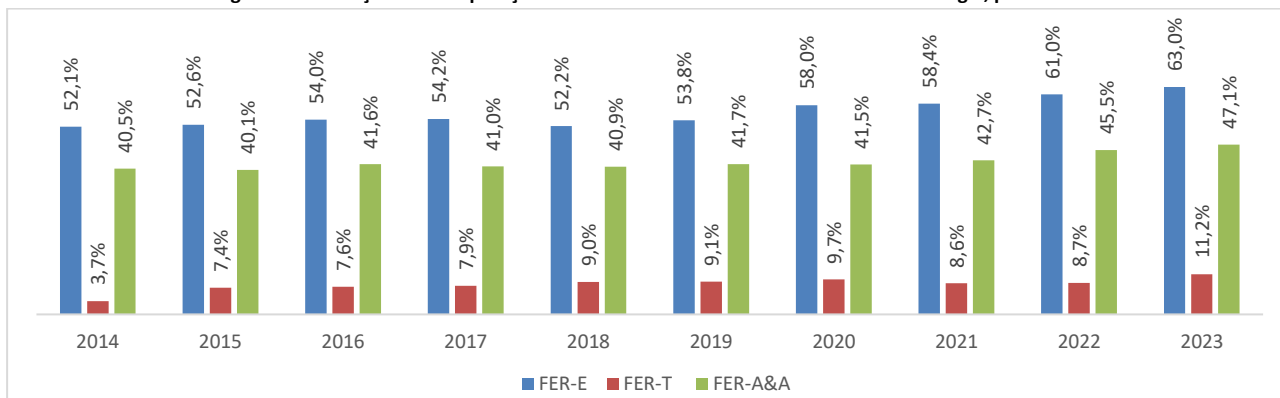


Fonte: DGEG/Eurostat

Em 2023, a incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 63,0% no sector da Eletricidade, 11,2% nos Transportes e 47,1% no sector do Aquecimento e Arrefecimento, representando, respetivamente, cerca de 68%, 38% e 75% da meta estabelecida no PNEC para 2030.

¹⁵ Não considera o consumo de eletricidade para produção de hidrogénio, tal como definido na metodologia europeia (no âmbito dos SHARES, do Eurostat).

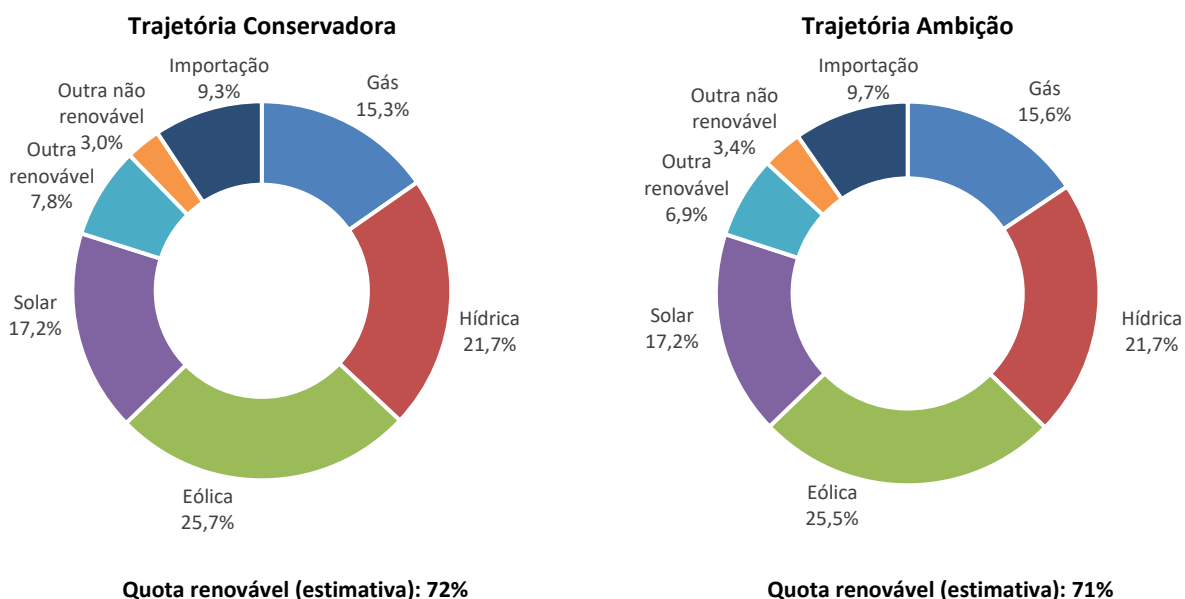
Figura 40 - Evolução da incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia, por sector



Fonte: DGEG/Eurostat

Como ilustrado na seguinte figura, os resultados obtidos nos estudos efetuados no RMSA-E 2024 conduzem, em 2025, a uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 72% na Trajetória Conservadora e 71% na Trajetória Ambição.

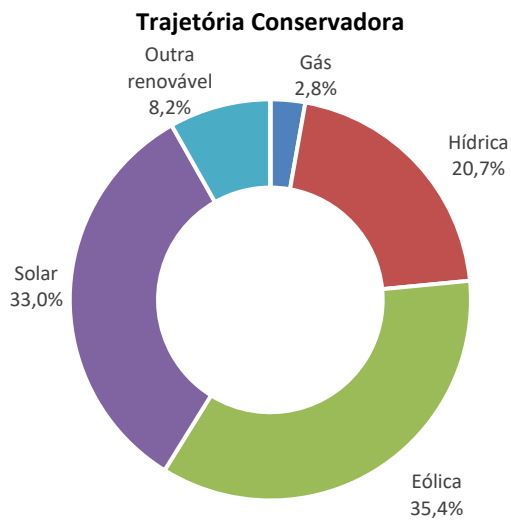
Figura 41 – Estrutura do abastecimento em 2025 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição



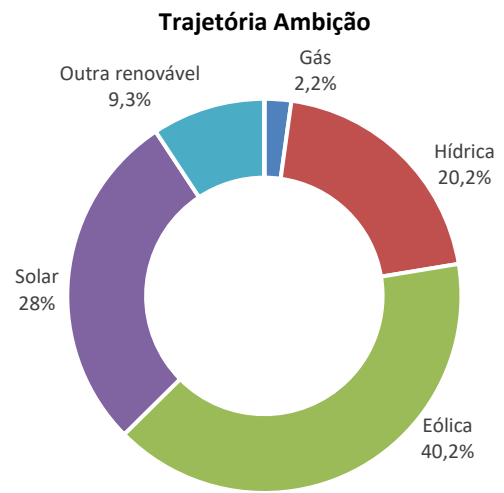
Fonte: REN

No horizonte 2030 os estudos efetuados no RMSA-E 2024 apontam para que o objetivo delineado no PNEC, que define uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 93%, seja ultrapassado em ambas as trajetórias. Os resultados obtidos conduzem, em 2030, a quotas de FER no consumo final bruto de eletricidade que se estimam em 97% e 98%, para as Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

Figura 42 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição



Quota renovável (estimativa): 97%



Quota renovável (estimativa): 98%

Fonte: REN

5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações

5.1. Desenvolvimento da RNT

O planeamento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) é efetuado de forma coordenada com o planeamento da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND), visando o desenvolvimento adequado e eficiente das redes, de forma a garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, estando subordinado a um conjunto de disposições vertidas na legislação para o setor elétrico, nomeadamente as constantes no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN.

Em particular, o planeamento da RNT integra, de acordo com as disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022, o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E), cuja elaboração deve ter em consideração:

- O RMSA-E mais recente (alinhado com as orientações de política energética nacional mais atuais);
- Os padrões de segurança para planeamento da RNT e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
- O planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a RND e com o sistema elétrico vizinho;
- As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formuladas pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição e a capacidade de injeção atribuída, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

O operador da RNT (ORT) deve incluir no PDIRT-E a identificação das novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os respetivos investimentos a efetuar, bem como a sua calendarização indicativa.

Dando cumprimento ao procedimento de elaboração do PDIRT-E estabelecido no artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a REN, na qualidade de ORT, apresentou à DGEG e à ERSE a sua proposta inicial do PDIRT-E para o período 2025-2034, tendo o primeiro volume do documento sido remetido a 2 de dezembro de 2024 e o segundo volume a 3 de janeiro de 2025. A 6 janeiro de 2025, a ERSE deu início à consulta pública relativa à proposta inicial do PDIRT-E 2025-2034. A 7 de janeiro de 2025, a DGEG solicitou parecer relativo à proposta inicial do PDIRT-E 2025-2034 às comissões de coordenação e desenvolvimento regional territorialmente competentes, aos serviços da administração central representativas dos interesses a ponderar, bem como às entidades intermunicipais, às associações de municípios e aos municípios abrangidos, tendo posteriormente remetido ao ORT os pareceres recebidos. Após o termo da consulta pública relativa à proposta inicial de PDIRT-E 2025-2034, a ERSE elaborará o respetivo relatório e, subsequentemente, DGEG e ERSE emitirão e comunicação entre si e ao ORT o respetivo parecer, o qual poderá determinar a introdução de alterações à proposta inicial.

Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT previstos na proposta de PDIRT-E 2025-2034 visam permitir ao ORT criar condições para o cumprimento das orientações de política energética (nomeadamente as relacionadas com a integração de energias renováveis), dar resposta aos compromissos estabelecidos com o operador da RND e com o operador da rede de transporte espanhola, bem como ir ao encontro de outros pedidos de ligação à rede, tendo como objetivo continuar a garantir a segurança do funcionamento das redes, incluindo a sua qualidade e fiabilidade. Para além disso, o ORT procura desenvolver a sua rede, em matéria de interligações, de forma a ser possível dar resposta aos compromissos nacionais estabelecidos neste âmbito (em particular à meta de 15% de interligações elétricas definida no PNEC).

No Anexo 2 do presente relatório consta o documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040”, que destaca o seguinte relativamente à capacidade de receção da rede planeada no âmbito dos PDIRT-E:

- Tendo em conta as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, os Títulos de Reserva de Capacidade já emitidos, as pronúncias do Gestor Técnico Global do SEN para o operador da RND e a reserva de capacidade no nó de Sines¹⁶, conclui-se que a disponibilidade de capacidade de receção na rede se encontra limitada;
- Com a entrada em operação de alguns reforços da RNT aprovados em sede de PDIRT-E 2022-2031, e cuja concretização está prevista para o horizonte 2028-2029, será possível a disponibilização na zona norte de nova capacidade de receção na RNT, tanto em MAT como em AT;
- Com a atual infraestrutura da RNT, acrescida dos projetos de reforço já aprovados (em sede de anteriores PDIRT-E ou em procedimentos de aprovação autónomos) mas que ainda não se encontram em serviço, assim como os identificados no âmbito dos acordos entre os interessados e operadores da RESP, considera-se que a RNT terá condições para a integração de nova geração fotovoltaica em linha com as metas de capacidade instalada para produção de eletricidade estabelecidas no PNEC e no presente RMSA-E para essa tecnologia de produção;
- Para a ligação de nova produção eólica *onshore* a capacidade é ainda insuficiente face aos objetivos previstos no PNEC e no presente RMSA-E. Assim, na proposta inicial de PDIRT-E 2025-2034 são apresentados projetos, maioritariamente de reformulação de eixos da RNT existentes, que visam criar capacidade de rede em zonas do território com potencial eólico identificado, de forma a facilitar a integração de nova eólica *onshore*. Neste contexto, a conjugação da nova capacidade a criar com estes projetos, assim como com processos de hibridização e de reequipamento, permitirá criar as condições para a injeção na RESP de nova produção de fonte eólica *onshore* nos montantes indicados nos instrumentos de política energética, obviando ao desenvolvimento de mais infraestruturas da RNT para o efeito, com redução do impacto no território;
- Para fazer face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines, foram previstos alguns reforços da RNT, para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou

¹⁶ Ao abrigo do n.º 2 do artigo 27.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, encontra-se reservada no nó de Sines a potência de 800 MW com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis.

regional, nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país, 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. Dos reforços previstos, o eixo Alentejo/Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior está em fase de estudos ambientais.

No que se refere à estabilidade e segurança do sistema, o referido documento de contributos da REN destaca que o significativo aumento de integração de renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cénarizado neste relatório, o crescimento da produção distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações, e a esperada diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribuem 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.

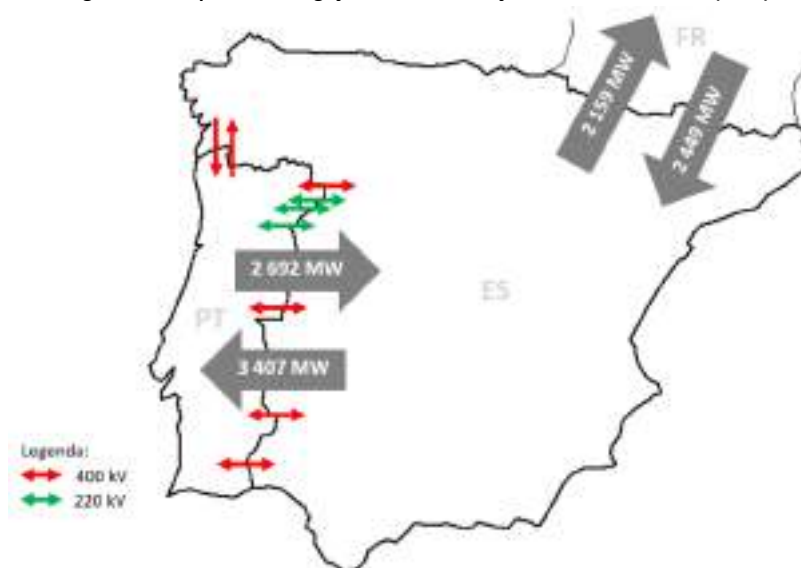
A este propósito, refira-se que a Comissão Europeia tem em curso o processo formal de alteração ao Código de Rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, estabelecido pelo Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, visando a inclusão de novos requisitos técnicos, tendo em conta a situação atual e futura de integração de renováveis, os crescentes desafios associados e a introdução de novas possibilidades tecnológicas da geração ligada através de eletrónica de potência.

5.2. Interligações transfronteiriças

5.2.1. Situação atual

O adequado 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 congestionamento de rede. Nesse sentido, os ORT português e espanhol têm vindo 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 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 e, em simultâneo, ir ao encontro dos objetivos de capacidade definidos a nível europeu. Em 2023, 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 43 – Mapa das interligações transfronteiriças na Península Ibérica (2023)



Fonte: REN¹⁷, IESOE¹⁸

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

Interligação	Localização	Nível de Tensão (kV)	Capacidade Inverno (MVA)	Capacidade Verão (MVA)
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 1 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 2 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Lagoaça (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Lagoaça, Freixo de Espada à Cinta (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	400	1.706	1.469
Falagueira (PT) – Cedillo (ES)	Falagueira, Nisa (PT) – Cedillo, Estremadura (ES)	400	1.386	1.386
Alqueva (PT) – Brovales (ES)	Alqueva, Évora (PT) – Brovales, Estremadura (ES)	400	1.386	1.280
Tavira (PT) – Guzman (ES)	Tavira, Algarve (PT) - Puebla de Guzman, Andalusia (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

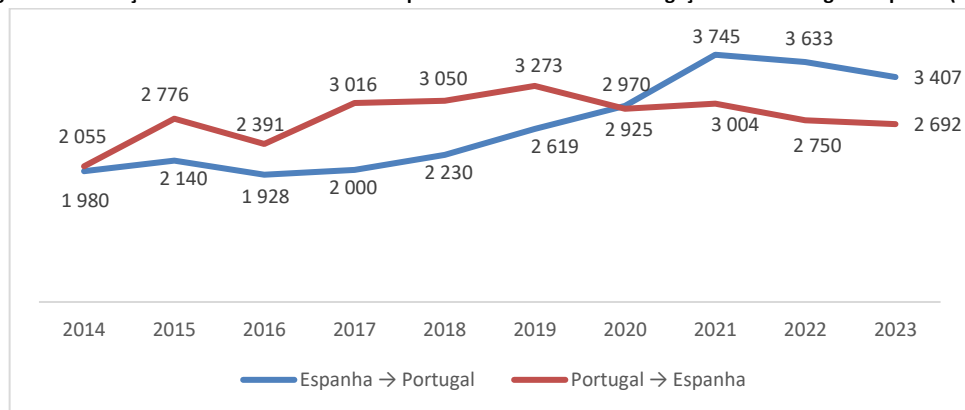
Fonte: REN

Em 2023 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 692 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 407 MW no sentido Espanha→Portugal, como mostra a figura seguinte.

¹⁷ “Mercado de Eletricidade – Síntese Anual, 2020-2024”

¹⁸ “Capacidad de intercambio (MW) por sentido de flujo en la interconexión – 2023”, disponível em <https://www.iesoe.eu/iesoe/>

Figura 44 – Evolução do valor médio anual da Capacidade Comercial de Interligação entre Portugal e Espanha (MW)



Fonte: REN

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

5.2.2. Futuros desenvolvimentos

Com vista ao reforço da segurança de abastecimento e à conclusão da implementação do Mercado Interno da Energia, a Comissão Europeia adotou uma meta comum de 10%¹⁹ de interligações elétricas em 2020 e de 15% em 2030, definida no 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 alcançar através da promoção de investimentos em novas infraestruturas. A mesma ambição foi espelhada no PNEC, no qual Portugal assumiu, como meta nacional, igualmente o valor de 15% de interligações elétricas em 2030.

Apesar de em 2023 se ter registado um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (no sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN perto dos 13%, 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 6 – Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Portugal – Espanha ²⁰	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%	8,9%	10,4%	11,6%	15,6%	14,1%	12,8%
Península Ibérica ²¹ – França	0,8%	1,0%	1,9%	2,1%	2,2%	1,8%	2,1%	2,3%	2,0%	1,7%

Fonte: REN, REE e IESOE

¹⁹ Objetivo medido através do rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor.

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

²¹ Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha

No âmbito do desenvolvimento do MIBEL, de forma a fomentar a convergência de preços entre os dois mercados, bem como o reforço da segurança de abastecimento, está prevista a construção de uma nova interligação entre Portugal e Espanha, uma linha a 400 kV entre Minho (Ponte de Lima) e Galiza (Fontefría), projeto aprovado no âmbito do PDIRT-E 2018-2027. É de realçar que este projeto obteve novamente o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC)²² atribuído pela Comissão Europeia, constando na 1.ª lista da União de PIC e de Projetos de Interesse Mútuo, aprovada em novembro de 2023 e publicada a 8 de abril de 2024, através do Regulamento Delegado (UE) 2024/1041 da Comissão. A concretização da interligação Minho-Galiza está, atualmente prevista até final de 2025.

Com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se a seguinte evolução da capacidade de interligação no horizonte 2030:

- (i) No curto prazo (2024 e 2025), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos;
- (ii) No horizonte 2027, com a entrada em serviço da interligação Minho – Galiza (atualmente prevista ocorrer até final de 2025), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores mínimos de capacidade comercial de interligação de 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal, ou seja, acima dos 3 000 MW propostos pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL;
- (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 correspondentes aos já previstos para 2027.

Em 2040 as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 500 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 5 200 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do TYNDP 2022, 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.

²² PIC 1.1 - Interligação Portugal-Espanha: Beariz-Fontefría (ES), Fontefría (ES)-Ponte de Lima (PT) e Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão (PT); inclui subestações em Beariz (ES), Fontefría (ES) e Ponte de Lima (PT)

Tabela 7 – Previsão dos valores mínimos indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (MW)

Ano	Portugal→Espanha	Espanha→Portugal
2025	2 700	2 700
2027	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 500	5 200

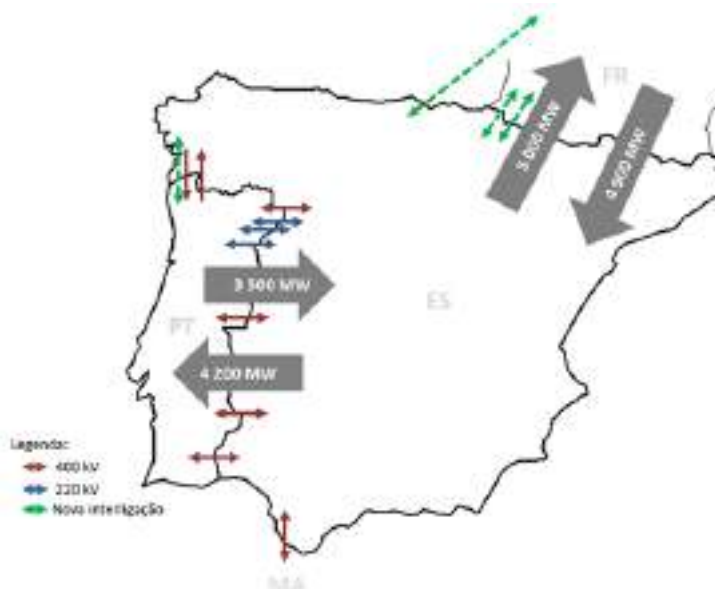
Fonte: REN

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 4 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 10% e 9%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

Em 2040, estima-se que a NTC de 5 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1% e 2%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

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 (projetos igualmente incluídos na última lista de PIC da União, já mencionada), o que deverá permitir aumentar a capacidade comercial de interligação entre os dois países para 5 000 MW.

Figura 45 – 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 de serviço 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.

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 Sector Elétrico de 2023, publicado pela ERSE, em outubro de 2024, apresenta-se de seguida a informação mais relevante relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica em Portugal Continental em 2023.

6.1. Continuidade de serviço

Ao nível da RNT salienta-se:

- Em 2023 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas (todas acidentais);
- Apesar da ocorrência das interrupções de fornecimento longas, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega;
- Em 2023 registou-se uma degradação dos valores na generalidade dos indicadores gerais de continuidade de serviço, comparativamente aos valores registados no último ano. Apesar da degradação verificada na generalidade dos indicadores gerais da RNT, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos seus pontos de entrega é demonstrativo do nível de fiabilidade desta

Tabela 8 – Principais indicadores de continuidade de serviço da RNT (interrupções longas)

Indicador	2022	2023	Variação 2022-2023
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	2	7	250%
Duração das interrupções longas (min.)	16,1	2280,9	14067%
ENF (MWh) [1]	7,7	2579,41	33399%
TIE (min.) [2]	0,08	28	34900%
SAIFI[3] (interrupções/PdE)	0,02	0,08	300%
SAIDI[4] (minutos/PdE)	0,19	26,52	13858%
SARI[5] (minutos/interrupção)	8,05	325,85	3948%
MAIFI[6] (interrupções/PdE)	0	0,05	-
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,69	98,36	0%

Fonte: ERSE

Para a RND destaca-se:

- Em 2023, verificou-se globalmente a manutenção no desempenho da RND, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, em comparação com o ano de 2022;
- 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 2023, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço diminuiu 24% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes diminuiu 35% comparativamente com o valor pago em 2022.

Tabela 9 – Principais indicadores de continuidade de serviço da RND

Rede	Indicador	2022		2023		Variação 2022-2023	
		Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
AT	SAIFI (interrupções/PdE)	0,12	0	0,31	0	158%	-
	SAIDI (minutos/PdE)	15,25	0	8,69	0	-43%	-
	MAIFI (interrupções /PdE)	0,39	0	0,66	0	69%	-
MT	END (MWh)	4705,14	0,25	4359,28	2,89	-7%	1056%
	TIEPI (minutos)	61,86	0	56,26	0,04	-9%	-
	SAIFI (interrupções /PdE)	1,88	0	1,8	0	-4%	-
	SAIDI (minutos/PdE)	82,04	0	74,47	0,05	-9%	-
	MAIFI (interrupções /PdE)	8,72	0	9,12	0	5%	-
BT	SAIFI (interrupções /cliente)	1,75	0	1,77	0	1%	-
	SAIDI (minutos/cliente)	85,6	0,84	86,87	0,68	1%	-19%

Fonte: ERSE

6.2. Qualidade da energia elétrica

Ao nível da RNT salienta-se:

- No ano de 2023 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.^a, 7.^a e 11.^a tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE;
- Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2023, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 45% relativamente ao ano anterior.

Para a RND destaca-se:

- Registaram-se, em 2023, 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 da procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, apontam para um ligeiro aumento do consumo de eletricidade no período 2025-2040, com taxas médias de crescimento anual²³ de 1,4% no Cenário Superior Ambição, 1,2% no Cenário Central Ambição, 0,8% no Cenário Central Conservador e 0,6% no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2024-2029 é de 2,1%.

As previsões de evolução da procura do RMSA-E 2024 são inferiores às do RMSA-E anterior em todos os cenários até 2030. A partir de 2035, a procura em todos os cenários do RMSA-E 2024 está acima da envolvente da procura dos cenários do RMSA-E 2023. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos industriais a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

2. O sistema electroprodutor nacional evoluirá no sentido da aceleração da integração de fontes de energia renovável, o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência e variabilidade da produção associada a estas fontes. Para além disso, perspetiva-se uma crescente eletrificação dos consumos, em particular no sector dos transportes, o que aumenta a complexidade da gestão da rede e dos consumos.

3. Na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE) ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027. Em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 321 h/ano. Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta a este cenário. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, devendo ser ativadas as seguintes medidas para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

iii) Do lado da oferta:

Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol (conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema);

iv) Do lado da procura:

²³ Consumo referido à produção líquida (Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição) excluindo energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT.

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (Banda de mFRR).
- Deslastres 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.

Até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 830 MW.

4. Na trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 10 h/ano e em 2040 o valor de 279 h/ano.

Até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 25% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 730 MW.

5. Na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) nos dois estádios analisados (2030 e 2040), podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 11 h/ano e em 2040 o valor de 283 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à procura Superior Ambição que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estádio de 2030, o LOLE atinge 16 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

Em 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação

com o sistema elétrico espanhol de 35% da NTC, ou seja, mais 10% face ao cenário Central Ambição da procura. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (5 200 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 880 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 40%, correspondente a 1 680MW.

6. No Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa cerca de 58 vezes o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2025, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2025, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional de aproximadamente 1 650 MW, correspondentes a cerca de 1 000 MW da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro e 650 MW de capacidade adicional. Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, serão necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além dessa data.

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Conservadora, que assume uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, fotovoltaica e cogeração que no cenário Conservador da oferta (excluindo capacidade dedicada para produção de H₂), constata-se que, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (1,7 vezes em 2027 e 6,8 vezes em 2030). Contudo, o padrão de segurança de abastecimento é cumprido em 2027. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 100% (4 200 MW) em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

8. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Ambição que assume a desclassificação integral das atuais centrais térmicas de ciclo combinado a gás em 2030 e as condições da procura do cenário Superior Ambição, conclui-se que, mesmo com o contributo de 100% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal) não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.

Conclui-se, portanto, que mesmo assumindo que existe disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, as atuais centrais de ciclo combinado a gás são essenciais para garantir a segurança do abastecimento do SEN.

9. As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção de eletricidade pelas centrais de ciclo combinado a gás sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2025, principalmente justificado pela forte integração de FER. Entre 2025 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 2,9 ou 3,0 Mt para 0,5 Mt ou 0,4 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas em ambas as trajetórias (0,1 Mt).

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 24,6% ou 25,2% em 2025 para 6,1% ou 4,9% em 2030, nas Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média em 2030 é de 5,5%, inferior em aproximadamente 0,5% face ao cenário de procura Central Conservador. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado essencialmente para efeitos de segurança de abastecimento.

Com as taxas de utilização verificadas, o funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás deixa de ser economicamente viável, pelo que deverá ser equacionada a implementação de um mecanismo de pagamento por capacidade face ao papel crucial que estas centrais representam na segurança de abastecimento.

10. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se a seguinte evolução da capacidade de interligação no horizonte 2030.

- No curto prazo (2024 e 2025), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos.
- No horizonte 2027, com a entrada em serviço da interligação Minho - Galiza (atualmente prevista ocorrer até final de 2025), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores mínimos de capacidade comercial de interligação de 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal, ou seja, acima dos 3 000 MW propostos pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.
- 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 correspondentes aos já previstos para 2027.

Em 2040, as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 500 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 5 200 MW no sentido Espanha→Portugal, valores alvo decorrentes dos estudos

do TYNDP de 2022 (*Identification of System Needs*), não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2023 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 692 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 407 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 12,8%. 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 relativamente próxima de 15%, 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 4 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 10% e 9%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha. Em 2040, estima-se que a NTC de 5 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1% e 2%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

11. Tendo em conta as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, os Títulos de Reserva de Capacidade já emitidos, as pronúncias do Gestor Técnico Global do SEN para o operador da RND e a reserva de capacidade no nó de Sines, conclui-se que a disponibilidade de capacidade de receção na RNT se encontra limitada.

Com a entrada em operação de alguns reforços da RNT aprovados em sede de PDIRT-E 2022-2031, e cuja concretização está prevista para o horizonte 2028-2029, será possível a disponibilização na zona norte de nova capacidade de receção na RNT, tanto em MAT como em AT.

Com a atual infraestrutura da RNT, acrescida dos projetos de reforço já aprovados (em sede de anteriores PDIRT-E ou em procedimentos de aprovação autónomos) mas que ainda não se encontram em serviço, assim como os identificados no âmbito dos acordos entre os interessados e operadores da RESP, considera-se que a RNT terá condições para a integração de nova geração fotovoltaica em linha com as metas de capacidade instalada para produção de eletricidade estabelecidas no PNEC e no presente RMSA-E para essa tecnologia de produção.

Para a ligação de nova produção eólica *onshore* a capacidade é ainda insuficiente face aos objetivos previstos no PNEC e no presente RMSA-E. Assim, na proposta inicial de PDIRT-E 2025-2034 são apresentados projetos, maioritariamente de reformulação de eixos da RNT existentes, que visam criar capacidade de rede em zonas do território com potencial eólico identificado, de forma a facilitar a integração de nova eólica *onshore*. Neste contexto, a conjugação da nova capacidade a criar com estes projetos, assim como com processos de hibridização e de reequipamento, permitirá criar as condições para a injeção na RESP de nova produção de fonte eólica *onshore* nos montantes indicados nos instrumentos de política energética,

obviando ao desenvolvimento de mais infraestruturas da RNT para o efeito, com redução do impacto no território.

Para fazer face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines, foram previstos alguns reforços da RNT, para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional, nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país, 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. Dos reforços previstos, o eixo Alentejo/Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior está em fase de estudos ambientais.

12. Até à entrada em serviço da linha Feira-Ribeira de Pena a 400 kV (prevista para dezembro de 2025), o sistema eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena–Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.

A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando de forma crescente os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.

O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. A efetiva agilização dos procedimentos de licenciamento e de avaliação ambiental das novas infraestruturas da RNT e da RND é fundamental para que as redes evoluam em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.

O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.

13. O Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, na sua atual redação, determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da ENTSO-E, da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (*European Resource Adequacy Assessment* - ERAA). O referido Regulamento estabelece ainda que, a fim de complementar a ERAA, os Estados-Membros podem realizar Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos (*National Resource Adequacy Assessment* - NRAA), que deverão basear-se na metodologia da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA foi aprovada pela ACER a 2 de outubro de 2020. Ao contrário do ocorrido com as anteriores versões da ERAA publicadas pela ENTSO-E, em maio de 2024 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, alterar e aprovar a ERAA de 2023.

Uma vez que o atual exercício de avaliação da adequação de recursos no SEN é realizado no âmbito do RMSA-E, considera-se que a NRAA de Portugal deverá resultar de uma adaptação do RMSA-E à metodologia estabelecida para a ERAA. Para concluir sobre a existência de um problema de adequação de recursos em

Portugal, os resultados das simulações realizadas para a NRAA terão de ser comparados com a Norma de Fiabilidade prevista no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943, que não se encontra, ainda, definida a nível nacional. Neste contexto, a adaptação do RMSA-E à metodologia aprovada para a ERAA será realizada num futuro exercício.

14. Quanto à continuidade de serviço do fornecimento de eletricidade, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2023, em 2023 verificou-se globalmente a manutenção no desempenho da RND, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2022. No caso da RNT, em 2023 registou-se uma degradação dos valores na generalidade dos indicadores gerais de continuidade de serviço, comparativamente aos valores registados no último ano. Apesar da degradação verificada na generalidade dos indicadores gerais da RNT, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos seus pontos de entrega é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede..

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2023 foram identificados, tanto na RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica no caso da RNT e aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas no caso da RND.

Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2024

Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040

[página em branco]

Anexo 1

Pressupostos do RMSA-E 2024

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2024 - PERÍODO 2025-2040 (RMSA-E 2024)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2025-2040, com detalhe anual nos anos 2025, 2027, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os 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, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática (2025 e 2027), bem como os anos para os quais foram estabelecidos objetivos relativos à capacidade instalada no sistema electroprodutor, no âmbito da modelação realizada para a proposta de revisão do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), submetida a consulta pública a 22 de julho de 2024 (2025, 2030, 2035 e 2040). O estudo será relativo ao sistema elétrico de Portugal Continental.

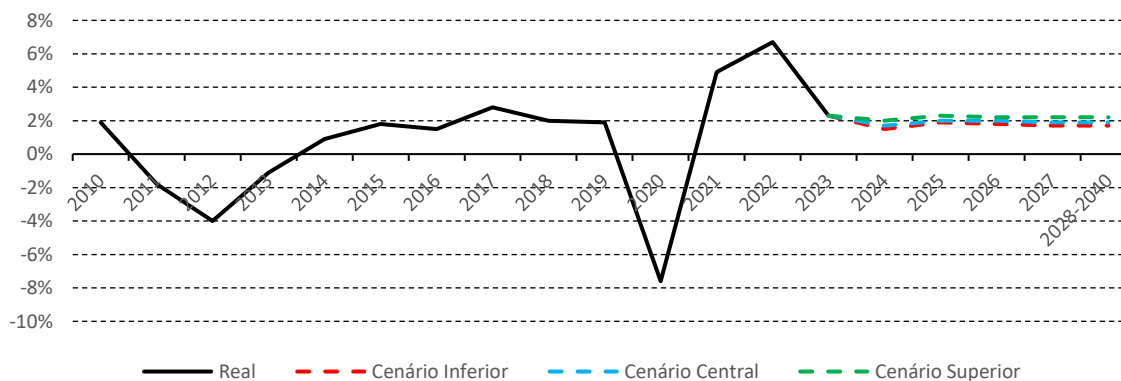
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2024 são os seguintes:

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

	2024	2025	2026	2027	2028-2040
Cenário Inferior	1,5%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%
Cenário Central	1,7%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%
Cenário Superior	2,0%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%

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, provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

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

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2024)	2,0%	2,3%	2,2%			
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Spring 2024</i> , maio 2024)	1,7%	1,9%				
OCDE (<i>Economic Outlook - Volume 2024 Issue 1, April 2024</i>)	1,6%	2,0%				
FMI (<i>World Economic Outlook, April 2024</i>)	1,7%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2024-2028, abril 2024)	1,6%	1,9%	2,1%	2,0%	2,0%	
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2024, outubro 2023)	1,5%					
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2024-2028, abril 2024)	1,5%	1,9%	2,0%	1,5%	1,8%	

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base na proposta de revisão do PNEC e considerando os valores de 2023 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2023-2040:

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

	2023	2030	2035	2040
Impostos	13,3%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	1,8%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	14,7%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	66,4%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2024 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada, a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento de centros eletroprodutores a 31 de dezembro de 2023 (dados de abril de 2024) e no Teste de Stress a capacidade instalada de centros eletroprodutores acrescida da capacidade dos novos centros em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2024.
- Na componente da oferta das Grandes Térmicas, considera-se:
 - i) nos cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029¹, conforme previsto na proposta de revisão do PNEC;
 - ii) no Teste de Stress, a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024.
- 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.
- No que respeita à produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, os cenários Conservador e Ambição tiveram em conta a informação mais recente disponível, referente a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 4, e à capacidade instalada e à potência de ligação já atribuída e prevista para a produção distribuída, apresentada na tabela 5.

Em ambos os cenários, na capacidade FER em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

¹ Para 2030, no cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, será realizada uma análise de sensibilidade considerando que nenhuma das centrais térmicas de ciclo combinado a gás está em exploração.

Tabela 4 – Capacidade FER e cogeração centralizada licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogeração não renovável	0	43	18	20	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	0	0	0	0	0	0
Eólica onshore	13	152	92	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	10	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	5	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 610	2 055	2 230	723	542	690	1 143
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	1	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	0	0	4	0	0	0	0
Total	1 639	2 251	2 341	743	542	690	1 143

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração distribuída - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	1	0	0	0	0	0
Eólica onshore	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	1	2	2	2	2	2	2
Biogás (s/ cogeração)	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Fotovoltaico (PV)	1 191	969	518	417	417	417	417
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
Total	1 194	972	520	420	420	420	420

Para a evolução da capacidade FER, nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) da proposta de revisão do PNEC, respetivamente, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

- No caso da cogeração, no cenário Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM da proposta de revisão do PNEC serão atingidos nesses anos. No caso do cenário Conservador, tendo por base a eventual diminuição da competitividade das centrais de cogeração, consideraram-se valores de capacidade instalada inferiores aos definidos no cenário WEM da proposta de revisão do PNEC. Não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas para autoconsumo.
- Para o ano de 2025, os objetivos definidos nos cenários WEM e WAM da proposta de revisão do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição considerou-se, de acordo com o definido no âmbito do Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas "Flexibilidade da Rede e Armazenamento" (aprovado através da Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho), a instalação de 500 MW de capacidade até 31 de dezembro de 2025. No mesmo cenário, em 2030, 2035 e 2040 foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos no cenário WAM da proposta de revisão do PNEC. No caso do cenário Conservador considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição. Foram, assim, estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

Tabela 6 – Capacidade instalada de sistemas de armazenamento (MW)

	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	500	1100	2000	2500	3000
Cenário Conservador	375	825	1500	1875	2250

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 Conservador, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2023-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2023-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Tapada Outeiro C.C.	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
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Cogeração não renovável	730	694	657	621	584	548	511	475	393	310
Cogeração renovável	460	460	547	602	606	611	615	620	699	699
Total Cogeração	1 190	1 154	1 204	1 223	1 190	1 159	1 126	1 095	1 092	1 009
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598	7 598	7 598	7 598
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 937</i>	<i>3 937</i>	<i>3 937</i>	<i>3 937</i>
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217	8 217	8 217	8 217
Eólica onshore	5 761	5 773	5 925	6 551	7 177	7 803	8 429	9 055	10 393	12 200
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>49</i>	<i>118</i>	<i>186</i>	<i>255</i>	<i>323</i>	<i>392</i>	<i>392</i>	<i>392</i>
Eólica offshore	25	25	25	70	115	160	205	250	1 861	1 861
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>45</i>	<i>90</i>	<i>135</i>	<i>180</i>	<i>225</i>	<i>1 838</i>	<i>1 838</i>
Total Eólica	5 786	5 798	5 950	6 621	7 292	7 963	8 634	9 305	12 255	14 062
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	79	80	81	83	84	80	54
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	235	239	244	248	253	239	160
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	88	89	91	92	94	89	60
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 566	5 621	7 852	8 575	9 117	9 807	10 950	13 759	18 814
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>139</i>	<i>278</i>	<i>416</i>	<i>555</i>	<i>694</i>	<i>1 789</i>	<i>6 069</i>
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 972	3 582	5 638	7 868	8 591	9 133	9 823	10 966	13 775	18 830
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200
Produção Distribuída**	1 735	2 929	3 902	4 422	4 842	5 261	5 681	6 100	7 216	8 332

Fotovoltaico (PV)	1 722	2 913	3 881	4 399	4 817	5 234	5 651	6 069		7 185	8 301
Hídrica	0,3	1,2	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2		2,2	2,2
Eólica	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9		4,9	4,9
Biomassa	6,3	7,7	9,5	11,2	13,0	14,7	16,5	18,2		18,2	18,2
Biogás	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1		5,1	5,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0
Armazenamento	0	0	375	600	825	1 050	1 275	1 500		1 875	2 250
TOTAL	22 941	25 898	29 504	33 177	35 190	37 030	39 010	40 655		47 093	54 531
<i>do qual Renovável</i>	<i>18 382</i>	<i>21 375</i>	<i>25 017</i>	<i>28 726</i>	<i>30 776</i>	<i>32 652</i>	<i>34 669</i>	<i>37 340</i>		<i>44 646</i>	<i>52 864</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 559</i>	<i>4 523</i>	<i>4 486</i>	<i>4 450</i>	<i>4 413</i>	<i>4 377</i>	<i>4 340</i>	<i>3 314</i>		<i>2 447</i>	<i>1 667</i>

* Capacidade máxima

** 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 2022-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2023-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2035		2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Tapada Outeiro C.C.	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
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Cogeração não renovável	730	730	773	791	811	754	698	642		642		469
Cogeração renovável	460	460	460	534	608	681	755	829		908		1 081
Total Cogeração	1 190	1 190	1 233	1 324	1 418	1 436	1 453	1 471		1 550		1 550
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598	7 598		7 780		7 780
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160	160		160		160
<i>das quais reversíveis</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 937</i>	<i>3 937</i>		<i>3 937</i>		<i>3 937</i>
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620	620		620		620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217	8 217		8 400		8 400
Eólica onshore	5 761	5 773	5 925	6 017	7 113	8 209	9 305	10 400		9 967		12 900

<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	162	324	485	646	807	968		968		968
Eólica offshore	25	25	25	420	815	1 210	1 605	2 000		6 000		10 000
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	270	541	811	1 082	1 352		5 354		9 354
Total Eólica	5 786	5 798	5 950	6 437	7 928	9 419	10 910	12 400		15 966		22 900
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	80	84	87	90	94		89		60
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	241	251	261	271	281		266		178
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	90	93	97	101	105		99		66
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 566	5 621	7 852	9 655	11 457	13 260	15 063		20 773		27 632
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	1 259	2 517	3 776	5 034	6 293		6 293		13 284
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17	17		17		17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0		0		600
Total Solar	1 972	3 582	5 638	7 868	9 671	11 474	13 276	15 079		20 790		28 249
Ondas	0	0	0	40	80	120	160	200		200		200
Produção Distribuída**	1 735	2 929	3 902	4 422	4 842	5 261	5 681	6 100		7 017		9 989
Fotovoltaico (PV)	1 722	2 913	3 881	4 399	4 817	5 234	5 651	6 069		6 986		9 957
Hídrica	0,3	1,2	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2		2,2		2,2
Eólica	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9		4,9		4,9
Biomassa	6,3	7,7	9,5	11,2	13,0	14,7	16,5	18,2		18,2		18,2
Biogás	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1		5,1		5,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0
Armazenamento	0	0	500	800	1 100	1 400	1 700	2 000		2 500		3 000
TOTAL	22 941	25 934	29 657	33 344	37 508	41 601	45 689	48 787		58 931		75 948
<i>do qual Renovável</i>	18 382	21 375	25 055	28 724	32 868	37 017	41 161	45 305		56 235		74 122
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 559	4 559	4 602	4 620	4 640	4 584	4 528	3 482		2 697		1 826

*Capacidade máxima

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

Para além do estudo sobre os cenários Conservador e Ambição, **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 de segurança de abastecimento. Neste cenário, a oferta é constituída pelo sistema existente, considerando a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024 da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2024. O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são apenas os próximos cinco anos (2025-2029), uma vez que não se considera expectável que a oferta se mantenha constante para além desse período.

Tabela 9 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2029 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	0	0	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	730	683	635	588	540	493	445
Cogeração renovável	460	460	460	460	460	460	460
Total Cogeração	1 190	1 143	1 095	1 048	1 000	953	905
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217
Eólica onshore	5 761	5 773	5 920	5 920	5 920	5 920	5 920
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	
Eólica offshore	25	25	25	25	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	
Total Eólica	5 786	5 798	5 945	5 945	5 945	5 945	5 945
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	231	231	231	231
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	86	86	86	86
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 304	4 842	5 600	5 600	5 600	5 600
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	

Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 972	3 319	4 858	5 617	5 617	5 617	5 617
Ondas	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída**	1 735	2 574	3 127	3 127	3 127	3 127	3 127
Fotovoltaico (PV)	1 722	2 560	3 111	3 111	3 111	3 111	3 111
Hídrica	0,3	1,2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Eólica	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	22 941	25 270	26 470	27 181	27 133	27 092	27 044
<i>do qual Renovável</i>	18 382	20 757	22 995	23 754	23 754	23 760	23 760
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 559	4 512	3 474	3 427	3 379	3 332	3 284

* Capacidade máxima

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

4. Pressupostos de procura

Para efeitos de construção dos cenários de procura, tal como em anteriores exercícios, tem-se em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, 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, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP. Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E, nomeadamente a proposta de revisão do PNEC.

O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que transpõe a Diretiva (UE) 2018/2002, estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final.

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), publicada através Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

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 e do SNG (Sistema Nacional de Gás), a designada *smart sector integration*. As metas estabelecidas na EN-H2, bem como as consideradas na proposta de revisão do PNEC, contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica e, como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos no SEN.

4.1. Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos edifícios (setores doméstico e dos serviços), estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela 10.

Tabela 10 - Estimativa das poupanças de eletricidade nos edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2024-2030	2031-2040	2024-2030	2031-2040
3155	6606	2524	5285

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela *supra*, entre edifícios residenciais e não residenciais², estima-se que o sector residencial represente 48% e 55% das poupanças de eletricidade nos edifícios, respetivamente nos períodos 2024-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2024-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE, alterada pela Diretiva UE 2018/2002, de 11 de dezembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2020-2022 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), 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 2020 e 2022.

A evolução atrás mencionada foi considerada para o cenário de maior ambição nas poupanças (cenário Ambição), enquanto para o cenário Conservador se assumiu que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade no período em análise podem ser consultadas na tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa das poupanças de eletricidade, exceto edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2024-2030	2031-2040	2024-2030	2031-2040
1029	459	823	367

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. Mobilidade elétrica

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista na proposta de revisão do PNEC para o 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. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

² Edifícios da administração pública, comércio, ensino, escritórios, hotelaria, residências, saúde e desporto.

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

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2023	104 280	15 233	93 155	5 200	5 340	17 751	202 775
2024	127 140	15 867	106 580	5 300	6 420	17 834	240 140
2025	150 000	16 500	120 000	5 400	7 500	17 917	277 500
2026	204 000	17 200	128 000	5 500	16 000	18 000	348 000
2027	258 000	17 900	136 000	5 600	24 500	18 083	418 500
2028	312 000	18 600	144 000	5 700	33 000	18 167	489 000
2029	366 000	19 300	152 000	5 800	41 500	18 250	559 500
2030	420 000	20 000	160 000	6 000	50 000	18 333	630 000
2035	750 000	20 000	190 000	6 000	100 000	19 861	1 040 000
2040	1 400 000	20 000	220 000	6 000	140 000	21 389	1 760 000

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		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2023	104 280	15 233	93 155	5 200	5 340	17 751	202 755
2024	142 140	15 867	121 580	5 300	7 670	17 834	271 390
2025	180 000	16 500	150 000	5 400	10 000	17 917	340 000
2026	274 000	17 200	180 000	5 500	24 000	18 000	478 000
2027	368 000	17 900	210 000	5 600	38 000	18 083	616 000
2028	462 000	18 600	240 000	5 700	52 000	18 167	754 000
2029	556 000	19 300	270 000	5 800	66 000	18 250	892 000
2030	650 000	20 000	300 000	6 000	80 000	18 333	1 030 000
2035	1 200 000	20 000	270 000	6 000	150 000	19 861	1 620 000
2040	2 000 000	20 000	230 000	6 000	220 000	21 389	2 450 000

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Conservador

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2023	592	53980	26	30000
2024	646	54203	40	32500
2025	700	54426	60	35000
2026	740	54649	85	37500
2027	780	54872	135	40000
2028	820	55095	195	42500
2029	860	55318	265	45000
2030	900	55541	345	47500
2035	1 200	55541	945	55000
2040	1 500	55541	1805	70000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Ambição

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2023	592	53980	26	30000
2024	696	54203	60	32500
2025	800	54426	100	35000
2026	880	54649	170	37500
2027	960	54872	270	40000
2028	1 040	55095	450	42500
2029	1 120	55318	650	45000
2030	1 200	55541	850	47500
2035	1 800	55541	1890	55000
2040	2 500	55541	3610	70000

Tabela 16 – Previsão de evolução dos navios fluviais de passageiros elétricos nos cenários Conservador e Ambição³

	Navios fluviais de passageiros elétricos	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2023	0	0
2024	3	4
2025	4	6
2026	6	8
2027	8	10
2028	10	10
2029	10	10
2030	10	10
2035	10	10
2040	10	10

Para efeitos do presente estudo considerou-se um consumo unitário anual de 0,7 GWh, baseado na diferença entre a eficiência energética das soluções térmica e de motor elétrico, partindo do valor do consumo de combustível para a operação atualmente em vigor.

4.3. Autoconsumo

As previsões do autoconsumo de grandes instalações partem do valor estimado para 2023 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2023 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1047 GWh⁴. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1312 GWh.

Relativamente ao autoconsumo de unidades de produção distribuída, 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 estimada em 31 de dezembro de 2023, em Portugal Continental, era de cerca de 1914 MW⁵ e a produção estimada em 2023 de aproximadamente 2184 GWh⁶.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na Tabela 17.

³ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2022 ajustados em 1 ano, atendendo a que apenas recentemente foi finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios.

⁴ 249 GWh relativos a cogeração a gás natural, 751 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 48 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

⁵ 160 MW relativos a UPP, 1587 MW a UPAC (inclui Mera Comunicação Prévia) e 167 MW a unidades de micro/mini produção.

⁶ 213 GWh relativos a micro/mini produção, com 1299 horas de utilização por ano, 186 GWh a UPP, com 1114 horas de utilização por ano e 1785 GWh a UPAC (inclui Mera Comunicação Prévia), com 1133 horas de utilização por ano.

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Conservador			Cenário Ambição			Cenário Superior Ambição -Teste de Stress		
	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total
2024	1 201	2 803	4 004	1 223	2 803	4 026	1 195	2 576	3 771
2025	1 475	4 188	5 663	1 504	4 188	5 693	1 422	3 466	4 888
2026	1 891	5 143	7 034	2 405	5 143	7 547	2 153	3 820	5 972
2027	2 306	5 744	8 050	3 307	5 744	9 051	2 884	3 820	6 704
2028	2 724	6 280	9 004	4 162	6 280	10 443	3 617	3 820	7 436
2029	3 141	6 816	9 958	5 020	6 816	11 837	4 349	3 820	8 169
2030	3 560	7 353	10 913	5 880	7 353	13 233			
2035	4 580	8 905	13 485	8 227	8 676	16 903			
2040	4 435	10 332	14 767	15 151	12 213	27 364			

(*) O autoconsumo associado às grandes instalações inclui as cogerações, data centers, projetos industriais e outros. Não há autoconsumo associado à produção de hidrogénio pois considera-se que a energia dedicada é totalmente veiculada na RNT

4.4. Hidrogénio verde

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo que grande parte desta será efetuada com produção dedicada e outra com recurso a produção da RESP.

Este racional foi igualmente seguido na elaboração da proposta de revisão do PNEC, pelo que, para efeitos do RMSA-E 2024, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores que constam da tabela seguinte (*Input*), que no caso do cenário Ambição está alinhado com o cenário WAM da proposta de revisão do PNEC. A potência (*Input*) corresponde à alimentação dos eletrolisadores responsáveis pela produção de H₂⁷.

Tabela 18 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores interligada com a RESP (MW)

		2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	<i>Input</i>	21	1777	4412	7401	13478
	<i>Output_{H2}</i>	13	1208	3000	5143	9569
Cenário Conservador	<i>Input</i>	13	292	705	2809	4477
	<i>Output_{H2}</i>	8	200	480	1952	3178

Relativamente à proveniência da produção renovável para abastecimento dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores foram considerados os dados de base associados à proposta de revisão do PNEC. Grande parte desta produção é dedicada ao consumo dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore), foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade, com reflexos ao nível das suas pontas.

⁷ As potências (*Input*) correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados na proposta de revisão do PNEC, afetados do rendimento dos eletrolisadores, obtidos do documento “*The Future of Hydrogen*” publicado pela Agência Internacional de Energia e disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

De realçar que caso venham a verificar-se outros consumos de eletrolisadores aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.5. Grandes consumos industriais

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada de consumos de eletricidade em grandes consumidores industriais com ligação à RESP, seguindo o mesmo racional do RMSA-E 2023 e com base na informação disponível na proposta de revisão do PNEC 2030, em particular para o cenário ambição.

Tabela 19 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais interligada com a RESP (MW)

	2025	2027	2030*	2035	2040
Cenário Ambição	59	405	924	1431	2983
Cenário Conservador	16	185	438	626	626

* Para o cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade total instalada de 2 GW (totalizando 6,4 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais). Estes consumos serão abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria adicional ao cenário da oferta ambição.

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de consumo previstos para os maiores projetos, disponibilizados pelos promotores, considerando, contudo, que os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo), e os restantes 75% através de produção própria no cenário Conservador, enquanto no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

De realçar, que caso venham a verificar-se consumos adicionais aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.6. Cenários de procura

Tabela 20 – Cenário Central Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	478	532	50 775	3,9%	4 004	4 906	51 677		0
2025	956	625	52 781	4,0%	5 663	4 892	51 962	0,6%	49
2026	1 434	850	54 522	3,3%	7 034	4 850	51 756	-0,4%	582
2027	1 913	1 082	56 249	3,2%	8 050	4 841	51 905	0,3%	1 135
2028	2 391	1 322	57 993	3,1%	9 004	4 839	52 122	0,4%	1 707
2029	2 869	1 568	59 754	3,0%	9 958	4 837	52 336	0,4%	2 297
2030	3 347	1 822	61 531	3,0%	10 913	4 834	52 546	0,4%	2 906
2035	6 173	3 352	74 741		13 485	5 367	54 949		11 674
2040	8 999	5 951	87 022		14 767	5 970	58 375		19 850

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	598	601	50 724	3,8%	4 026	4 899	51 597		0
2025	1 195	766	52 836	4,2%	5 693	4 892	51 947	0,7%	89
2026	1 793	1 170	58 402	10,5%	7 547	4 985	51 875	-0,1%	3 965
2027	2 391	1 586	63 976	9,5%	9 051	5 113	52 194	0,6%	7 844
2028	2 989	2 020	69 374	8,4%	10 443	5 246	52 678	0,9%	11 500
2029	3 586	2 467	74 811	7,8%	11 837	5 381	53 196	1,0%	15 159
2030	4 184	2 926	80 285	7,3%	13 233	5 516	53 748	1,0%	18 821
2035	7 717	5 336	103 893		16 903	6 500	57 989		35 501
2040	11 249	8 669	149 315		27 364	8 073	62 712		67 312

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

⁸ Taxa de variação homóloga

⁹ Taxa de variação homóloga

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	598	601	51 121	4,6%	4 026	4 940	52 036		0
2025	1 195	766	53 305	4,3%	5 693	4 941	52 465	0,8%	89
2026	1 793	1 170	58 940	10,6%	7 547	5 040	52 469	0,0%	3 965
2027	2 391	1 586	64 617	9,6%	9 051	5 178	52 901	0,8%	7 844
2028	2 989	2 020	70 122	8,5%	10 443	5 322	53 501	1,1%	11 500
2029	3 586	2 467	75 669	7,9%	11 837	5 466	54 139	1,2%	15 159
2030	4 184	2 926	81 256	7,4%	13 233	5 612	54 815	1,2%	18 821
2035	7 717	5 336	105 492		16 903	6 658	59 746		35 501
2040	11 249	8 669	151 649		27 364	8 304	65 278		67 312

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	478	532	50 450	3,2%	4 004	4 872	51 317		0
2025	956	625	52 279	3,6%	5 663	4 840	51 408	0,2%	49
2026	1 434	850	53 951	3,2%	7 034	4 791	51 126	-0,5%	582
2027	1 913	1 082	55 608	3,1%	8 050	4 776	51 199	0,1%	1 135
2028	2 391	1 322	57 280	3,0%	9 004	4 767	51 336	0,3%	1 707
2029	2 869	1 568	58 965	2,9%	9 958	4 758	51 468	0,3%	2 297
2030	3 347	1 822	60 666	2,9%	10 913	4 748	51 595	0,2%	2 906
2035	6 173	3 352	73 458		13 485	5 240	53 539		11 674
2040	8 999	5 951	85 260		14 767	5 796	56 439		19 850

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

¹⁰ Taxa de variação homóloga

¹¹ Taxa de variação homóloga

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	598	601	51 121	tvh ¹²	3 771	4 967	52 318		0
2025	1 195	766	53 305	4,3%	4 888	5 025	53 353	2,0%	89
2026	1 793	1 170	58 940	10,6%	5 972	5 203	54 206	1,6%	3 965
2027	2 391	1 586	64 617	9,6%	6 704	5 417	55 487	2,4%	7 844
2028	2 989	2 020	70 122	8,5%	7 436	5 625	56 810	2,4%	11 500
2029	3 586	2 467	75 669	7,9%	8 169	5 833	58 173	2,4%	15 159

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6), em que se assume o sistema existente e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até final de 2024, 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.

Tabela 25 – Cenário Superior Ambição – Sensibilidade 2 GW grandes consumos

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh ¹³	
2030	4 184	2 926	88 571		17 987	5 866	57 628		18 821

Tal como abordado no ponto 4.5 destes pressupostos, para o cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade total instalada de 2 GW para os grandes consumos industriais.

¹² Taxa de variação homóloga

¹³ Taxa de variação homóloga

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos diretamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à Agência Internacional de Energia.

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 26 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹⁴ USD ₂₀₂₃ /bbl	GÁS NATURAL ¹⁵ CIF RNTIAT USD ₂₀₂₃ /MBtu
2024	84	10,2
2025	76	9,3
2026	76	8,2
2027	76	8,3
2028	76	8,3
2029	75	8,4
2030	75	8,4
2035	72	8,1
2040	68	7,5

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2025-2040 foram calculados partindo da cotação do ECX – European Climate Exchange ICE – Intercontinental Exchange EUA - European Union Allowance Emissions Futures, para dezembro de 2025, de 70,73 €/t (valor a preços correntes, disponível no dia 17 de junho de 2024).

Nos horizontes 2030 e 2040 assumiu-se os valores do *Announced Pledges Scenario – Advanced economies with net zero emissions pledges* da Agência Internacional de Energia, publicados no *World Energy Outlook 2023*, de 135 USD₂₀₂₂/t e 175 USD₂₀₂₂/t, respetivamente, convertidos para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2022.

Os valores foram revistos para preços de 2023. Entre 2026-2029 e em 2035 os valores foram obtidos por interpolação linear.

Tabela 27 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO₂

	Unid.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Preço	€/t ₂₀₂₃	65,9	80,1	94,4	108,6	122,9	137,1	157,4	177,7

¹⁴ Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Announced Pledges Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2023*. Preços revistos para preços de 2023 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹⁵ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do Terminal de Sines para o GNL

5.3. Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao RMSA-E, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 28, determinadas de acordo com o artigo 255.º da Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro. De notar que, 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 28 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP (€/GJ) ¹⁶	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

¹⁶ Artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, sucessivamente alterado.

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2024 serão analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura e oferta, como descrito de seguida:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; em que para esta trajetória são ainda realizadas as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2027, 2030 e 2040, assumindo o cenário inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2030 e 2040, assumindo o cenário superior Ambição;
 - b) à procura superior Ambição, em 2030, com 2 GW do consumo de grandes consumidores industriais;
 - c) à oferta, em 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura superior Ambição.
- Teste de Stress – assumindo o cenário superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024 (de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até 31 de dezembro de 2024.

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 Procura				
Cenários de Oferta	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajetoária Conservadora Sensibilidade (*)			
Ambição			Trajetoária Ambição	Sensibilidades (**) (***)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.

(**) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais.

(***) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à oferta considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração.

Será analisado como indicador de segurança de abastecimento o LOLE (*Loss of Load Expectation*), recorrendo-se ao modelo PS-MORA¹⁷. Para que seja garantida a segurança de abastecimento considera-se que o LOLE deverá ser menor ou igual a 5 horas.

Nas simulações considera-se 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*, no sentido Espanha -> Portugal), que representa a capacidade comercial de troca nas interligações (10% da NTC para definição da constituição de uma *pool* de reserva no âmbito do MIBEL – Mercado Ibérico da Energia Elétrica).

¹⁷Aquando do cálculo do *Value of Lost Load* (VoLL) e do *Cost of New Entry* (CONE) o Estado Membro Português determinará um novo padrão de segurança de abastecimento de acordo com o n.º 3 do artigo 25.º (Norma de fiabilidade) do Regulamento (UE) 2019/943.

[página em branco]

Anexo 2

Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040

The logo for REN (Regulador Nacional de Energia Eléctrica) features the word "REN" in a bold, blue, sans-serif font. To the right of the text is a stylized graphic element consisting of two overlapping triangles: a larger green one on the left and a smaller blue one on the right, both pointing towards the right.

RMSA-E 2024

CONTRIBUTOS REN
PARA O RELATÓRIO
DE MONITORIZAÇÃO
DA SEGURANÇA DE
ABASTECIMENTO DO
SISTEMA ELÉTRICO
NACIONAL

2025-2040

JANEIRO 2025

Sumário Executivo

O presente relatório “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional no período 2025-2040 – RMSA-E 2024” incorpora uma síntese dos pressupostos definidos pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), para a realização dos estudos de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade do SEN, bem como os principais resultados decorrentes das análises desenvolvidas no período temporal em apreço.

Para permitir uma melhor apreciação da segurança de abastecimento no período em apreço para diversos cenários de crescimento das FER no sistema electroprodutor Português, além dos projetados nas Trajetórias Conservadora e Ambição plasmados na revisão do PNEC 2030, realizou-se uma análise de sensibilidade à oferta para identificar o efeito de eventuais atrasos na implementação de novos projetos solares e eólicos face à previsão.

Ainda sobre os pressupostos, releva-se na procura o aumento generalizado da previsão do consumo de energia elétrica total no continente que tem, contudo, reflexo mais moderado no crescimento da procura a partir da RESP (consumo referido à produção líquida de eletricidade), essencialmente devido aos pressupostos de aumento do autoconsumo (assumindo que grande parte dos novos consumos industriais associados à digitalização da economia e à produção de hidrogénio verde serão abastecidos a partir de produção renovável dedicada) e à contribuição da eficiência energética. Neste cenário, reforça-se a importância da necessidade de avaliação do impacte adicional que estes grandes consumos, caso ocorram e possam vir a não ser co-localizados, poderão impactar na utilização futura da Rede Nacional de Transporte (ao nível do aumento das potências de circulação de energia na rede) e que implicarão a necessidade de uma avaliação da sua utilização nestas diversas dimensões.

Numa perspetiva de curto prazo, 2025 afigura-se como o ano de rutura com base na análise do teste de stress - cenário mais gravoso do lado da procura e da ainda crescente oferta de eletricidade e caso a desclassificação da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) tivesse ocorrido em 31 de dezembro de 2024, cenário este com reduzida probabilidade de ocorrência face aos trabalhos em curso para permitir assegurar o contributo desta central no curto-prazo no SEN.

Não obstante, e mesmo considerando o prolongamento da operação da CCTO, em 2025 continua a identificar-se a necessidade de contributos de capacidade adicional para permitir cumprir os critérios de segurança de abastecimento em vigor (LOLE operacional ≤ 5 h/ano). Nestas condições, será necessário recorrer a apoios adicionais, do lado da procura através do recurso à banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (banda de mFRR) e do lado da oferta, e em último recurso, à disponibilidade de ativar os acordos com o operador do sistema Espanhol, para garantir a salvaguarda da segurança de abastecimento do SEN.

Para 2030 e horizontes mais longínquos (2035 e 2040), com a desclassificação de algumas centrais CCGT existentes prevista pela DGEG nesse horizonte devido ao fim do seu tempo de vida útil, conclui-se que ao nível da segurança de abastecimento: existe a necessidade de recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% (valor limite atualmente considerado na definição do atual padrão de segurança de abastecimento para a dependência do sistema Espanhol) e deverá haver necessidade de capacidade de oferta adicional com as mesmas características e despachabilidade das CCGT atualmente existentes, para garantir a segurança de abastecimento e a autonomia nacional nos níveis atuais, quando no futuro estas centrais forem progressivamente desclassificadas.

Desta forma, para as trajetórias analisadas e respetivas sensibilidades, seja no curto, médio ou longo prazo, o recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% é evidente, reforçando o papel crescente da necessidade das interligações na segurança do abastecimento, por um lado, mas sublinhando igualmente que, caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha (cenário este bastante provável dado o *mix* de produção renovável com baixa previsibilidade e produção variável expectável para Espanha ser muito similar ao do sistema Português), centrais como a CCTO e os restantes ciclos combinado a gás (CCGT) existentes serão essenciais para garantir a segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data da suas desclassificações, prevista para final de 2029 e anos posteriores.

Importa ainda reforçar que, para manter estas centrais CCGT a operar é essencial a criação atempada de um mecanismo de pagamento por capacidade que garanta essa oferta em linha com a manutenção dos padrões de segurança de abastecimento do SEN, devido à clara redução da taxa de utilização destas centrais em mercado, afetando a sua viabilidade, e sendo expectável que esta utilização decresça acentuadamente ao longo do período do estudo.

Este estudo explicita o efeito do esforço contínuo na descarbonização do sector elétrico, com percentagens de incorporação de FER muito elevadas, mesmo nos cenários mais conservadores. Contudo, importa reforçar que o desenvolvimento destes projetos solares e eólicos são tanto mais sustentáveis quanto sustentável for o desenvolvimento da procura de eletricidade (face à incerteza do desenvolvimento de grandes projetos para a digitalização da economia e produção de hidrogénio verde em Portugal) e da restante oferta de capacidade, ou seja, deverá garantir-se um *mix* de produção diversificado que garanta o aumento e complementaridade da flexibilidade do sistema elétrico, proporcionando mecanismos de atuação ao Gestor do Sistema, em especial nos períodos de escassez ou de excesso de geração, desempenhando a oferta de armazenamento energético no SEN um papel essencial no equilíbrio e sustentabilidade do futuro do sistema elétrico com maximização do contributo renovável.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE TABELAS	7
SIGLAS E ACRÓNIMOS	8
1. ENQUADRAMENTO	9
2. METODOLOGIAS E MODELOS	12
3. ESTUDOS REALIZADOS	16
3.1. PROCURA	17
3.1.1 PONTAS DE CONSUMO	24
3.2. OFERTA	27
3.3. PREÇOS E TRIBUTAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E LICENÇAS DE CO ₂	32
3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO	33
3.5. TRAJETÓRIAS AVALIADAS	34
4. RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	36
4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	37
4.2. AMBIENTE	47
4.3. COMPETITIVIDADE	49
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	52

ANEXOS

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2024-2040

ANEXO III – PREVISÃO DAS PONTAS SÍNCRONAS DO SEN PARA O PERÍODO 2025-2040

ANEXO IV – EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES

ANEXO V – PRINCIPAIS RESULTADOS (em formato apresentação sintética)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Eixos considerados para construção dos cenários da procura	17
Figura 2: Caracterização dos cenários da procura desenvolvidos	18
Figura 3: Evolução do consumo referido à produção líquida.....	22
Figura 4: Perfis de carregamento diário ve considerados.....	24
Figura 5: Perfil de carregamento ve cenário ambição 2030 para os rmsa e 2024 e 2023: ve 20-80 versus ve 60-40, respetivamente	25
Figura 7: Consumo referido à emissão das componentes eletrolisadores (h ₂ verde) e outros grandes consumos, respetivamente.....	26
Figura 8: Evolução da capacidade total instalada para os três cenários em análise	27
Figura 9: Evolução da capacidade total instalada para o cenário ambição	28
Figura 10: Evolução da capacidade total instalada para o cenário conservador	29
Figura 11: Evolução da capacidade total instalada para o teste de stress	31
Figura 12: Caracterização resumida das diferentes trajetórias avaliadas	35
Figura 13: Lole e identificação de disponibilidade e necessidade de reserva operacional– teste de stress.....	37
Figura 14: Lole e identificação de disponibilidade e necessidade de reserva operacional	39
Figura 15: Lole e identificação de necessidades ntc para cumprimento de padrão de segurança do abastecimento	40
Figura 16: Perspetiva de evolução da estrutura de produção do sen – média dos regimes hidrológicos.....	41
Figura 17: Análise de reserva operacional e necessidades ntc para cumprimento de padrão de segurança – sensibilidades à procura da trajetória ambição.....	42
Figura 18: Análise de reserva operacional e necessidades ntc para cumprimento de padrão de segurança – sensibilidades à oferta da trajetória ambição (sem ccgts em 2030)	43
Figura 19: Cenário de oferta de capacidade eólica, solar e da cogeração – sensibilidade à oferta da trajetória conservadora	44
Figura 20: Lole e identificação de necessidades ntc para cumprimento de padrão de segurança do abastecimento – sensibilidade à trajetória conservadora com oferta reduzida	45
Figura 21: Quadro resumo de avaliação dos valores do lole nos vários cenários em estudo	46
Figura 22: Estimativa da quota de produção renovável para 2025 na média dos regimes hidrológicos.....	47

Figura 23: Estimativa da quota de produção renovável para 2030 na média dos regimes hidrológicos.....	47
Figura 24: Emissões de CO ₂ das centrais termoelétricas na média dos regimes hidrológicos.....	48
Figura 25: Taxa de utilização das centrais termoelétricas (a gás).....	49
Figura 26: Taxa de utilização da ntc em 2030	50
Figura 27: Taxa de utilização da ntc em 2040	51

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Cenários de evolução da taxa de variação do pib	19
Tabela 2: Capacidade instalada de eletrolisadores interligada com a resp (mw)	21
Tabela 3: Capacidade instalada de outros grandes consumidores interligada com a resp (mw)	21
Tabela 4: Pontas de consumo de inverno a serem abastecidas pela resp em MW para abastecimento de eletrolisadores	26
Tabela 5: Previsão de evolução dos preços do gás natural	32
Tabela 6: Previsão de evolução do preço das licenças de co ₂	32
Tabela 7: Taxa de isp a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade	32
Tabela 8: Previsão dos valores mínimos indicativos da capacidade comercial de interligação	33
Tabela 9: Medidas mitigadoras do lado da oferta e da procura a aplicar	38

SIGLAS E ACRÓNIMOS

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AT	Alta Tensão
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CCGT	Grupo de Ciclo Combinado a Gás
CE	Comissão Europeia
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ELPRE	Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios
EM	Estado-Membro
EN-H ₂	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade
ERAA	<i>European Resource Adequacy Assessment</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
GN	Gás Natural
H ₂	Hidrogénio
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
mFRR	<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Elétrica
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
ORT	Operador da Rede de Transporte
PHEV	<i>Plug-in Electric Vehicle</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PNEC	Plano Nacional integrado Energia e Clima
PRE	Produção em Regime Especial
PV	Solar fotovoltaica
RCM	Resolução de Conselho de Ministros
REN	Redes Energéticas Nacionais, S.A.
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público de Eletricidade
RMSA-E	Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento da Eletricidade
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede
UPP	Unidades de Pequena Produção
VE	Veículos Elétricos



1

ENQUADRAMENTO

REN 

Enquadramento

A garantia de um nível adequado de segurança do abastecimento é uma preocupação transversal a toda legislação de política energética europeia, facto que se encontra bem patente em diversas Diretivas e Regulamentos, como a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e o Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

O Regulamento (UE) 2019/943 introduz a avaliação de adequação de recursos de médio e longo prazo a nível Europeu, que será realizada pela Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (*ENTSO-E*). Esta avaliação tem por objetivo identificar os problemas de adequação de recursos e as necessidades de adotar mecanismos de capacidade através de uma metodologia transparente, objetiva e verificável, a designada metodologia ERAA - *European Resource Adequacy Assessment*. Prevê-se que a metodologia ERAA alcance um grau de maturidade elevado no exercício do ERAA-2024, decorrendo durante os anos anteriores, um processo de implementação gradual e de avaliação de impacto dos diferentes elementos metodológicos, de forma a garantir a sua validação. A ENTSO-E deve efetuar estudos europeus anuais, para um horizonte temporal de 10 anos. Atualmente, e com a experiência da entrega de três edições do ERAA (2021, 2022 e 2023) e aprovação do ERAA-2023 pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, a ENTSO-E apela à revisão e realinhamento do quadro regulatório e do propósito do ERAA. Especificamente, a ENTSO-E procura esclarecimentos sobre o que constitui uma "base objetiva" para identificar as preocupações sobre a avaliação da adequação de recursos Europeus e a identificação de problemas ao nível da segurança de abastecimento nos diversos Estados Membros. Nesta fase, está a ser desenvolvida pela ENTSO-E uma proposta de alteração à metodologia ERAA para ser apresentado à Comissão Europeia (CE), à ACER e aos Estados Membros de forma a iniciar o processo de revisão e realinhamento do ERAA.

Com a aplicação do Regulamento relativo ao mercado interno de eletricidade e a introdução da avaliação de adequação de recursos de médio e longo prazo a nível Europeu, a adequação de recursos nacional deverá passar a basear-se na metodologia de avaliação europeia. No entanto, os estudos nacionais podem servir de complemento à análise europeia. Assim, cada Estado Membro estabelece o seu padrão de segurança de abastecimento, devendo para o efeito fixar o *Reliability Standard (RS* - Norma de fiabilidade), baseado na metodologia ERAA e expresso pelo indicador LOLE - *Loss Of Load Expectation*.

O Decreto-Lei (DL) n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer as novas regras de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre o mercado interno de eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre energias renováveis. O DL 15/2022 concentra num único diploma o DL n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o DL n.º 172/2006, de 23 de agosto.

De acordo com a legislação em vigor, compete à REN fornecer todos os elementos que a DGEG considerar necessários à preparação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento

da Eletricidade (RMSA-E)¹. O relatório é aprovado pela DGEG e remetido ao membro do Governo responsável pela área da energia e à ERSE, sendo o mesmo posteriormente publicado no sítio na Internet da DGEG. Nos anos pares, a DGEG remete igualmente o RMSA-E à Comissão Europeia.

Assim sendo, enquanto contributo para o RMSA-E, este documento preparado pela REN dá cumprimento, entre outros, ao estipulado no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **Enquadramento**
- **Metodologias e Modelos**
- **Estudos Realizados**
 - Previsão da procura e pontas de consumo
 - Caracterização da oferta
 - Preços dos combustíveis e licenças de CO₂ e tributação do gás natural utilizado nas centrais termoelétricas
 - Evolução da capacidade comercial de interligação
 - Caracterização das trajetórias avaliadas
- **Principais Resultados**
 - Segurança de abastecimento
 - Ambiente
 - Competitividade
- **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 2025 a 2040, compilados no documento com os Pressupostos Gerais, incluídos no Anexo I, conforme definido pela DGEG.

Por fim, refere-se que neste estudo não foram considerados dados sobre alterações climáticas, tendo o mesmo como referência, para a generalidade dos pressupostos, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)².

¹ De acordo com o DL 15/2022, a monitorização da segurança de abastecimento é objeto do RMSA-E, a elaborar pela DGEG em cada ano par. Em cada ano ímpar, a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado, indicando também as medidas adotadas e a adotar, visando reforçar a segurança do abastecimento.

² Para efeitos da elaboração do presente RMSA-E, foi tido em conta a revisão do PNEC 2030, aprovada em dezembro de 2024, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024.



2

METODOLOGIAS E MODELOS

REN 

Metodologias e Modelos

A segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade está associada ao desempenho do sistema eletroprodutor em duas vertentes:

- **Adequacy** (avaliação estática da suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de eletricidade);
- **Security** (análise operacional com a avaliação da capacidade de resposta do sistema para responder a perturbações do equilíbrio oferta-procura após o fecho do mercado diário).

Em sistemas maioritariamente compostos por produção térmica e hidroelétrica, em que as principais variáveis de incerteza na operação dos sistemas são a procura e as falhas fortuitas de grupos geradores, a componente *Adequacy* assume maior relevância na análise das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, estando a componente *Security* associada a problemas de curto-prazo relacionados com a mobilização oportuna dos meios de produção.

A evolução dos sistemas elétricos europeus, caracterizada pela integração crescente de capacidade de produção não despachável, com pouca previsibilidade e produção variável (associada principalmente ao aproveitamento de FER – Fontes de Energia Renovável) e pelo reforço da capacidade de interligação entre os países, veio adicionar outras variáveis de incerteza ao lado da oferta.

Neste contexto, a componente *Security* ganhou relevância na avaliação das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, dado que passou a ser essencial identificar não apenas a futura capacidade de produção para fazer face à procura esperada, mas também as necessidades de reserva operacional, de modo a que as potenciais perturbações no equilíbrio oferta-procura após o fecho do mercado diário sejam acomodadas com segurança pelo sistema eletroprodutor.

Realça-se ainda que os objetivos definidos no âmbito das políticas energéticas de Portugal e Espanha no horizonte deste exercício configuram um crescimento significativo de FER e, por isso, das variáveis de incerteza no caso dos sistemas elétricos Ibéricos, o que reforça a relevância da avaliação da componente *Security*, associada atualmente como avaliação das necessidades de flexibilidade dos sistemas elétricos

Assim sendo, no presente exercício, a avaliação das condições de segurança de abastecimento no período 2025-2040 é efetuada através de indicadores probabilísticos resultantes da simulação das configurações do sistema eletroprodutor, que permitem traduzir o seu desempenho nas duas vertentes, *Adequacy* e *Security*.

As necessidades de reserva operacional são avaliadas pelos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre todos os períodos de tempo elementares, sendo de seguida comparadas com os meios existentes capazes de fornecer esse serviço. A reserva operacional é constituída pelas reservas de restabelecimento de frequência (*Frequency Restoration Reserve - FRR*), com ativação manual ou automática, e pelas reservas de reposição (*Restoration Reserve - RR*). Este exercício apenas considera as perturbações em regime estacionário, não contemplando a análise dinâmica do sistema (em regime transitório).

De forma a aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento do sistema eletroprodutor nacional no horizonte de estudo, utiliza-se o indicador LOLE, calculado pelo modelo PS-MORA (modelo descrito em baixo), e que incorpora a expectativa de perda de carga associada à componente *Adequacy* (ou seja, o LOLE estático que avalia a adequação do sistema ao nível do *day ahead*) e a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional, ou seja, avaliação das necessidades de flexibilidade do sistema entre o *day ahead* e o *real time* – componente *Security*, sendo que, de acordo com o padrão estabelecido em Portugal, este indicador deve ser igual ou inferior a 5 horas/ano, assumindo um contributo de 10% da NTC.

A utilização do modelo PS-MORA na determinação do indicador LOLE, dadas as suas características e potencialidades, permite introduzir um maior detalhe nos estudos de avaliação da segurança de abastecimento do SEN, nomeadamente no que respeita à disponibilidade da componente hidroelétrica para dar resposta a variações não previstas na oferta e na procura no curto-prazo, pois considera possíveis restrições de energia (associadas à quantidade de água existente nas albufeiras) e a incorporação da contribuição da bombagem, quando exequível. Por outro lado, realça-se que a simulação no modelo é feita em ambiente MIBEL, considerando o sistema português (mais detalhado) e o sistema espanhol.

No desenvolvimento destes estudos, são utilizados dois modelos de simulação: um modelo de Mercado (VALORAGUA) e um modelo probabilístico de análise de segurança de abastecimento (PS-MORA), a saber:

- **VALORAGUA** - Modelo de otimização da gestão de sistemas produtores mistos considerando as componentes térmica, hídrica e outras tecnologias de produção renovável, permitindo simular sistemas interligados. A representação pormenorizada da componente hidroelétrica, incluindo as respetivas ligações hidráulicas (cascatas), é uma das características com particular relevância para os sistemas ibéricos, em que a componente hídrica tem uma quota significativa e apresenta uma grande variabilidade, quer ao longo do ano, quer interanual. Tem por objetivo determinar a função valor da água em cada aproveitamento hidroelétrico, a gestão ótima deste recurso nas albufeiras e a minimização dos encargos variáveis de exploração do sistema, servindo posteriormente estes resultados como inputs ao modelo de avaliação da adequação do SEN (PS-MORA);
- **PS-MORA** – Desenvolvido a partir do modelo RESERVAS³, é um modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos interligados, baseado na análise sequencial e cronológica de Monte Carlo e que permite quantificar a adequação a médio e longo prazo de opções de expansão de sistemas eletroprodutores interligados, em ambiente de mercado. Proporciona o cálculo de indicadores de segurança de abastecimento que incorporam quer a avaliação estática, quer a avaliação da reserva operacional (suficiência de reserva a subir e a descer) num contexto de avaliação multiárea, em que os sistemas elétricos podem ser representados com a modelização da rede interna e respetivas interligações. Como principal evolução do PS-MORA, realça-se a modelização detalhada da componente hídrica, que considera quer a capacidade, quer a energia (a disponibilidade do recurso), bem como incorpora a contribuição da bombagem e a modelização da procura dos veículos elétricos na avaliação de adequação de sistemas elétricos. As reservas de restabelecimento da frequência e as reservas de reposição

³ O RESERVAS era um modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos em nó isolado, tendo deixado de ser utilizado quando foi substituído pelo modelo PS-MORA.

mobilizáveis e a definição de ordens de mérito das centrais elétricas (térmicas e hídricas) apresentam resolução semanal.

De realçar que, nas simulações com o modelo PS-MORA para quantificar os indicadores de segurança de abastecimento, considera-se a contribuição de uma capacidade de interligação entre Portugal e Espanha correspondente a 10% da *Net Transfer Capacity* (NTC) apresentada no capítulo 3 (Tabela 8), tendo por base a metodologia e os padrões de segurança de abastecimento em vigor.

Os estudos de mercado realizados com o VALORAGUA fornecem os resultados expectáveis do funcionamento do SEN interligado (considerando os valores de NTC apresentadas na Tabela 8, conforme referido anteriormente), nomeadamente os apresentados no presente documento para a vertente ambiental e de competitividade.



3

ESTUDOS REALIZADOS

REN 

Estudos Realizados

3.1. PROCURA

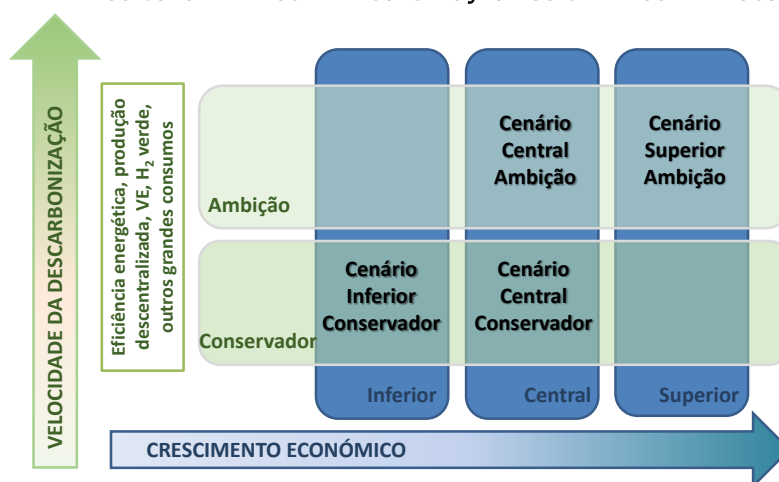
O exercício de previsão da procura de médio e longo prazo acarreta naturalmente incerteza, impondo a construção de cenários, suficientemente contrastantes e alternativos, que acomodem distintas abordagens ao desenvolvimento dos vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos, que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios, nomeadamente:

- Evolução macroeconómica;
- Eficiência energética;
- Mobilidade elétrica;
- Autoconsumo e produção descentralizada;
- Produção de hidrogénio;
- Outros grandes consumos.

Assim, neste capítulo, introduzem-se os principais pressupostos que serviram de base à previsão da procura de eletricidade para Portugal Continental, no período 2025-2040, traduzida em termos de consumo referido à produção líquida (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”, procurando enquadrar a incerteza e respetivos vetores de mudança relativos às perspetivas de evolução da procura no período em análise. Os Anexos II - *Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade para o período 2024-2040* e III - *Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2025-2040*, detalham o processo de construção destes cenários e do cálculo da previsão das pontas de consumo.

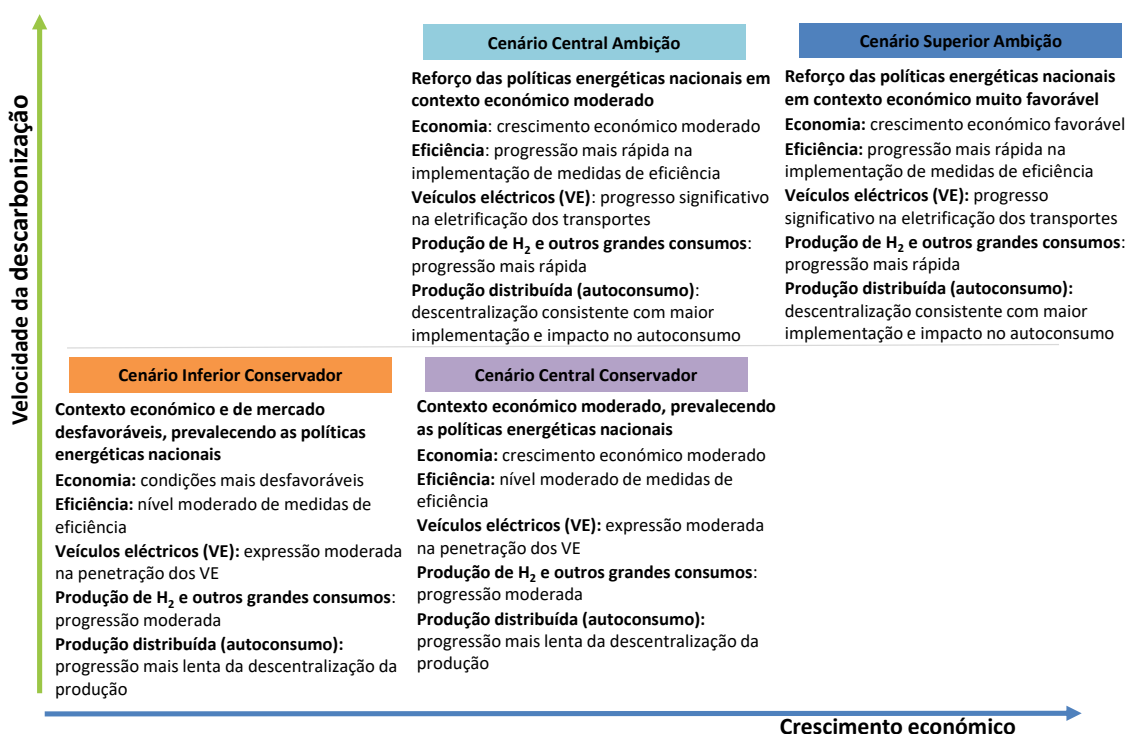
FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA



Desta forma, a construção dos cenários apresentados na figura 1 considera 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), aos níveis de produção distribuída (autoconsumo) considerados, assim como às capacidades instaladas de eletrolisadores para produção de hidrogénio (H₂) verde e de outros grandes consumos. 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, assim como surgimento de novos consumos originados pelos efeitos da transição energética (e.g. H₂ verde) e, conseqüentemente, de distintos níveis de descarbonização da sociedade.

FIGURA 2: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS



Cenários de evolução macroeconómicos

Relativamente à evolução macroeconómica, impactante na previsão da evolução dos consumos, no período em estudo foram considerados 3 cenários distintos: **Cenário Superior**, perspetivando condições mais favoráveis de crescimento económico; **Cenário Central**, caracterizado por condições moderadas de crescimento económico; **Cenário Inferior**, com condições menos favoráveis de crescimento económico.

A tabela 1 sumariza as taxas de variação do Produto Interno Bruto (PIB) consideradas para cada cenário de evolução macroeconómica.

TABELA 1: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB

Cenário	2024	2025	2026	2027	2028-2040
Cenário Inferior	1,5%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%
Cenário Central	1,7%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%
Cenário Superior	2,0%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%

Eficiência Energética

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 da DGEG* no período em análise. Relativamente às poupanças nos edifícios, o cenário Ambição está alinhado com os objetivos inscritos na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios (ELPRE 2050), sendo que o cenário Conservador considera apenas 80% da execução dessas metas. Quanto aos outros setores, no período 2024-2030 tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética, transposta para a ordem jurídica interna pelo Decreto-Lei nº 64/2020, de 10 de setembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2020-2022 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), 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 de 0,25%/ano sobre o mesmo referencial.

Em resumo:

Sectores Residencial e Serviços: cenário Ambição alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- Período 2024-2030: 3 155 GWh no cenário Ambição e 2 524 GWh no cenário Conservador
- Período 2031-2040: 6 606 GWh no cenário Ambição e 5 285 GWh no cenário Conservador

Sectores Agricultura e Pescas, Indústria e Transportes: cenário Ambição alinhado com o objetivo traçado no artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética para o período 2024-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- Período 2024-2030: 1 029 GWh no cenário Ambição e 823 GWh no cenário Conservador
- Período 2031-2040: 459 GWh no cenário Ambição e 367 GWh no cenário Conservador

Em 2030 as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 184 GWh no cenário Ambição e cerca de 3 347 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 11 250 GWh e 9 000 GWh, respetivamente. De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo por via das medidas inseridas no âmbito da ELPRE.

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, de veículos pesados de passageiros e de mercadorias com tecnologia BEV, bem como de navios fluviais de passageiros elétricos. As projeções consideradas tiveram por base a evolução prevista da penetração deste tipo de veículos no médio e longo prazo constantes do Anexo I - *Pressupostos Gerais da DGEG*, onde estão 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.

Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 1 100 GWh em 2030 e 2 700 GWh em 2040. O impacto do consumo dos veículos elétricos no consumo final previsto, varia entre 3,0% e 3,6% em 2030, 4,5% e 5,1% em 2035 e 5,7% e 7,0% em 2040. Apesar do consumo previsto no cenário Ambição ser superior ao do cenário Conservador, o impacto no respetivo consumo final é inferior em termos relativos.

Autoconsumo

Relativamente ao autoconsumo, as previsões relativas às grandes instalações partem do valor estimado para 2023 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Para o autoconsumo de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), o procedimento é semelhante, tendo como referencial a evolução prevista da potência de ligação da produção distribuída para os três cenários de oferta.

Sobre estas unidades, é importante enfatizar que, embora o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, disponha que se encontram abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e as Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições⁴, neste exercício de previsão não se considerou a possibilidade dessa energia de autoconsumo circular na RESP, por falta de informação adicional que permita a sua quantificação. Uma vez colmatada esta lacuna, essa possibilidade será tida em consideração em próximos exercícios de previsão da procura.

Finalmente, é também considerado o autoconsumo referente às capacidades instaladas de produção própria dos vetores produção para outros grandes consumos. Prevê-se que o total de autoconsumo evolua de cerca de 2,9 TWh em 2023 para cerca de 13,2 TWh e 10,9 TWh em 2030 no cenário Ambição e cenário Conservador, respetivamente. Para 2040, prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 27,4 TWh no cenário Ambição e 14,8 TWh no cenário Conservador, o que representa um crescimento de cerca de 826% e 400%, respetivamente, face a 2023.

Produção de hidrogénio por eletrólise e outros grandes consumos

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, a revisão do PNEC 2030 estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto de 2020.

⁴ O n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, dispõe que se encontram igualmente abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

A maior parte desta produção será efetuada com recurso a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) que irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT), mas que não será considerada autoconsumo pelo facto dos locais de consumo não se situarem fisicamente na proximidade dos locais de produção, nas condições a que se refere o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Adicionalmente, considera-se, ainda, que uma pequena parte da eletricidade necessária para abastecer os eletrolisadores será proveniente de produção não dedicada e estará interligada com a RESP. Para efeitos do RMSA-E 2024, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de eletrolisadores que constam da Tabela 2.

TABELA 2: CAPACIDADE INSTALADA⁵ DE ELETROLISADORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)

Cenário		2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	<i>Input</i>	21	1 777	4 412	7 401	13 478
	<i>Output_{H2}</i>	13	1 208	3 000	5 143	9 569
Cenário Conservador	<i>Input</i>	13	292	705	2 809	4 477
	<i>Output_{H2}</i>	8	200	480	1 952	3 178

Para efeitos de cenarização da procura e posterior utilização durante estudos/simulação, foram considerados os perfis de operação previstos pelos maiores projetos de eletrolisadores disponibilizados pelos promotores, considerando que, em ambos os cenários, o abastecimento de eletricidade será efetuado pela RESP, sendo que, no cenário Ambição, será totalmente proveniente de produção dedicada e no cenário Conservador haverá uma pequena parte oriunda de produção não dedicada.

Relativamente aos outros grandes consumos, assumiu-se que, no cenário Conservador, os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP e os restantes 75% através de produção própria autoconsumo; enquanto que, no cenário Ambição, considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria autoconsumo. A Tabela 3 apresenta a respetiva evolução da capacidade instalada para o horizonte em estudo.

TABELA 3: CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMIDORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)

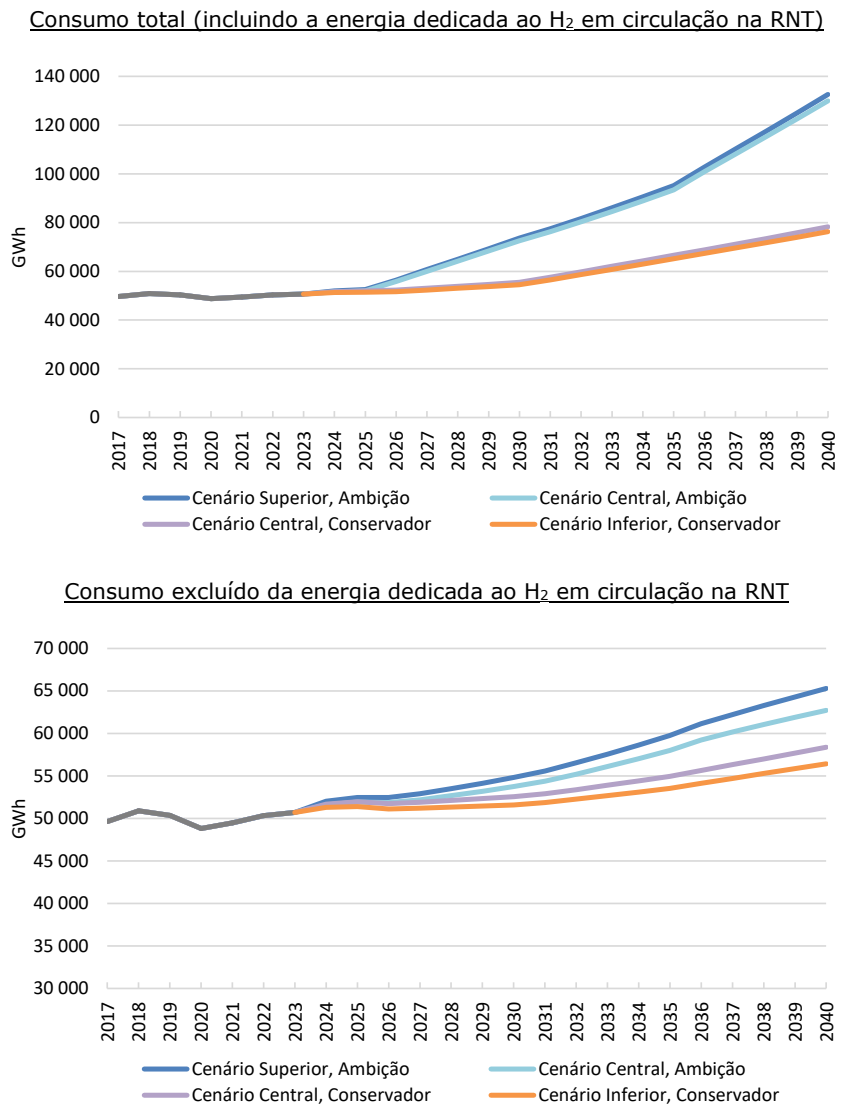
Cenário	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	59	405	924	1 431	2 983
Cenário Conservador	16	185	438	626	626

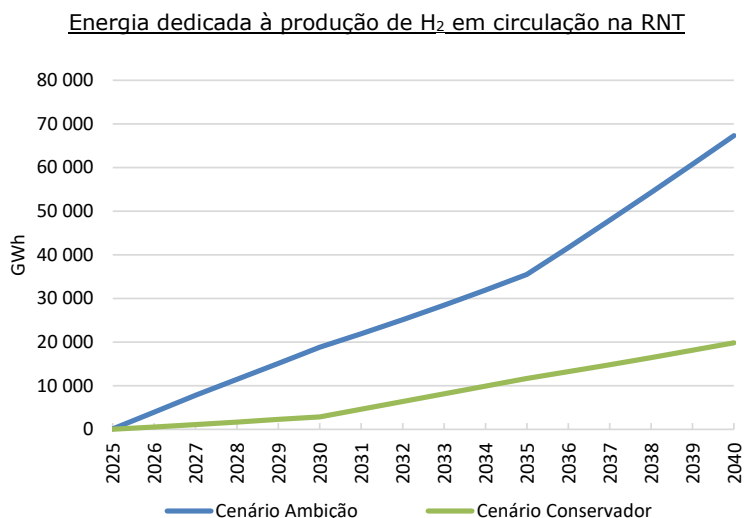
⁵ As potências (input) correspondem aos valores de output de Hidrogénio indicados na revisão do PNEC, afetados do rendimento dos eletrolisadores, obtidos do documento "The Future of Hydrogen" publicado pela Agência Internacional de Energia e disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

Previsão do Consumo de Eletricidade referido à produção líquida

Na Figura 3, quantificam-se as perspetivas da evolução do consumo referido à produção líquida de energia elétrica no período 2024-2040 para os diferentes cenários. No primeiro gráfico, é apresentado o consumo referido à produção líquida com a inclusão da energia dedicada à produção de H₂, no segundo é excluída a energia dedicada à produção de H₂ e no terceiro é ilustrada apenas a evolução da energia dedicada à produção de H₂.

FIGURA 3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA





A análise do gráfico, com o consumo total referido à produção líquida, permite concluir que os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ e ao consumo de outros grandes projetos, que já refletem as orientações assumidas na revisão do PNEC 2030.

Analisando o 2º gráfico, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 55 TWh no cenário Superior Ambição, de 54 TWh no cenário Central Ambição, de 53 TWh no cenário Central Conservador e de 52 TWh no cenário Inferior Conservador, prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo que variam entre cerca de 65 TWh e cerca de 56 TWh, nos cenários Superior Ambição e Inferior Conservador, respetivamente.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 3,2 TWh (cerca de 6% do consumo do cenário Central Conservador), enquanto no horizonte do estudo se situa em 8,8 TWh (cerca de 15% do consumo do cenário Central Conservador). Este diferencial aumenta ao longo do tempo, em resultado das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de eletricidade dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes, da capacidade instalada em eletrolisadores para produção não dedicada de H₂ verde e outros grandes projetos com ligação à RESP e da evolução do autoconsumo.

A partir de 2030 os cenários apresentam uma tendência de crescimento mais acentuada que se fica a dever, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos outros grandes projetos.

Sublinha-se que, atendendo ao esforço de investimento na rede, em medidas preventivas de incidentes nas linhas e a projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,5% - valor estimado para 2024 - e 9% até 2030, mantendo-se constante até 2040.

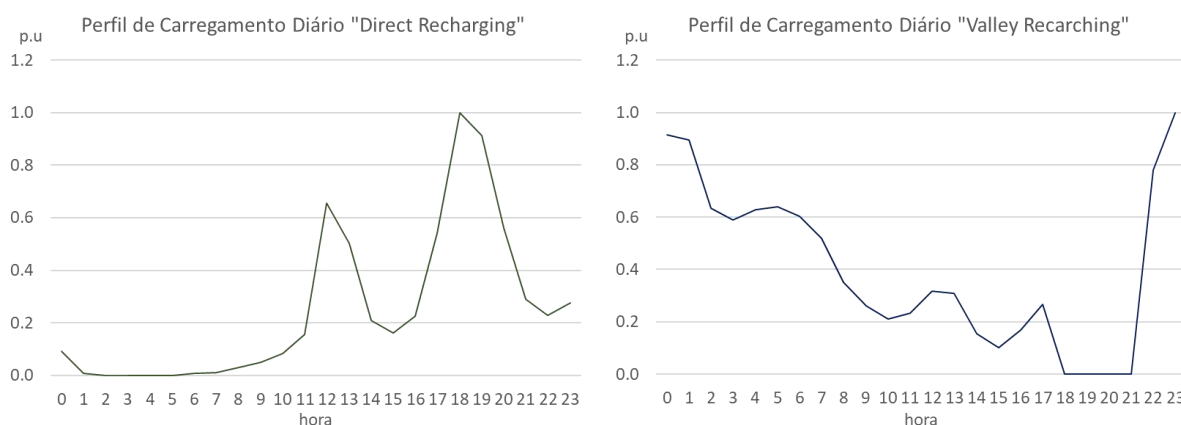
3.1.1 PONTAS DE CONSUMO

Complementarmente à previsão da evolução dos consumos anuais de eletricidade para a qual as componentes atrás referidas têm o impacte apresentado, torna-se essencial nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento, acompanhar a evolução das pontas do SEN. Variáveis como o consumo de eletricidade para carregamento de veículos elétricos, o consumo de eletrolisadores para produção de H₂ verde, assim como o consumo imposto por outros grandes consumos associados à digitalização da economia Portuguesa, pela incerteza que acarretam, obrigam a um acompanhamento atento e atualizado em cada exercício do RMSA-E.

Conjugadas com os pressupostos base da modelização do veículos elétricos, como o número total de veículos, distância média de viagem, distribuição de partidas e chegadas, tipologia de carregamento (lento rápido e ultra-rápido) e respetivas potências de carregamento (entre 3,6kW e 350kW), a capacidade de armazenamento das baterias (nos ligeiros BEV entre 45 e 50 kWh, nos ligeiros PHEV de 12 kWh e nos pesados de passageiros e de mercadorias entre 165 e 230 kWh), as estratégias de carregamento implicam diferentes impactes ao nível da ponta do SEN, por representarem diferentes perfis diários de carregamento.

A Figura 4 ilustra os perfis de carregamento diário das duas estratégias de carregamento consideradas: *Direct Recharging*, onde o carregamento é efetuado sempre que necessário; e *Valley Recharging*, onde os períodos de vazio são privilegiados para efetuar o carregamento do veículo elétrico.

FIGURA 4: PERFIS DE CARREGAMENTO DIÁRIO VE CONSIDERADOS



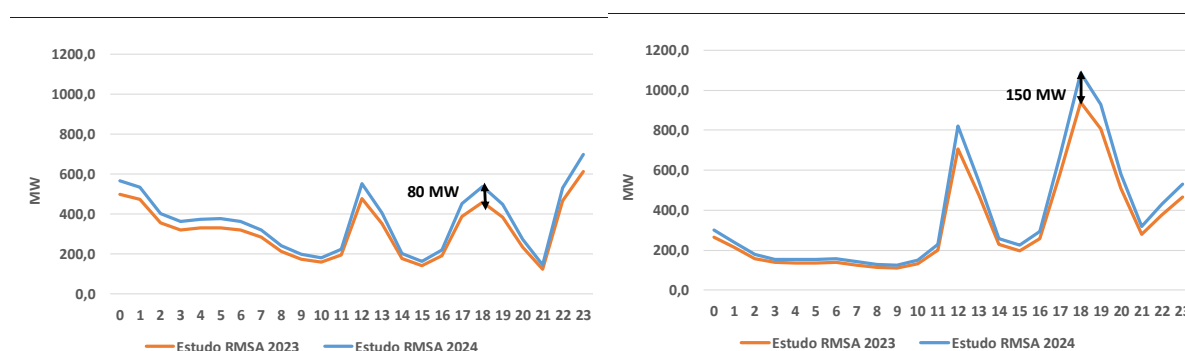
Para a caracterização da ponta de consumo, as estratégias de carregamento foram combinadas de forma a representar duas hipóteses distintas de comportamento do parque:

- **VE 20-80:** em que 20% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e 80% de *Valley Recharging*. Os restantes segmentos adotam uma estratégia de carregamento idêntica;
- **VE 60-40:** em que 60% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e de 40% *Valley Recharging*. Os restantes segmentos mantêm a estratégia de carregamento 20% de *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

A figura 5 apresenta o perfil de carregamento diário, para o cenário Ambição 2030, considerando as estratégias de carregamento compostas VE 20-80 e VE 60-40. Especificamente para este horizonte, considerando a estratégia de carregamento VE 20-80, prevê-se que o carregamento dos veículos elétricos incremente “nas tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 540 MW no caso do cenário Central Ambição, ou seja, valor superior ao apresentado no RMSA-E23 que foi cerca de 460 MW. A revisão em alta do número de veículos elétricos face ao RMSA-E 2023 explica este aumento.

No mesmo horizonte e para o mesmo cenário, caso a estratégia de carregamento adotada seja a VE 60-40, a carga solicitada pelos veículos elétricos incrementará às “tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 1090 MW, correspondendo a uma incrementação da ponta do SEN de 150 MW face ao RMSA-E 2023 (que apresentava uma ponta de cerca de 940 MW).

FIGURA 5: PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2024 E 2023: VE 20-80 VERSUS VE 60-40, RESPETIVAMENTE



No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos veículos elétricos, em 2030, são de 340 MW e de 680 MW, respetivamente.

Dada a incerteza associada ao potencial impacte para o SEN decorrente da evolução dos veículos elétricos e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno carece de um acompanhamento contínuo em cada exercício do RMSA-E, procurando-se assim atualizar os pressupostos dos estudos com as tendências de evolução que vão sendo verificadas relativamente aos diversos vetores impactantes.

Como referido anteriormente, também os perfis considerados de consumo elétrico para produção de H₂ verde e os perfis de consumo dos outros grandes consumos têm impacte sobre a ponta de consumo do SEN, tendo sido usados os perfis disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos que se prevê que venham a ser ligados à RESP no curto-prazo.

Especificamente para o horizonte 2030, prevê-se que os consumos afetos aos outros grandes consumos acresçam “nas tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 90 MW e 260 MW nos casos dos cenários Conservador e Ambição⁶, respetivamente. De acordo com a informação disponibilizada pela DGEG no que refere à produção de eletricidade para o abastecimento do consumo de eletricidade

⁶ De referir que para os grandes consumos industriais foi assumido que os mesmos recorrem 35% e 25% à RESP nos cenários Ambição e Conservador, respetivamente.

pelos eletrolisadores, as projeções da evolução das pontas de consumo de inverno a serem abastecidas pela RESP para os anos 2030, 2035 e 2040 estão expostas na Tabela 4.

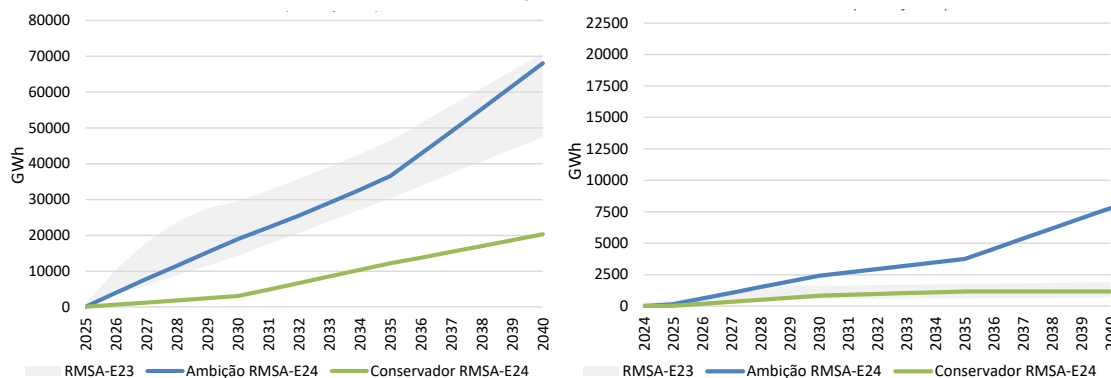
TABELA 4: PONTAS DE CONSUMO DE INVERNO A SEREM ABASTECIDAS PELA RESP EM MW PARA ABASTECIMENTO DE ELETROLISADORES

	2030	2035	2040
Cenário Conservador	0	130	115
Cenário Ambição	32	290	185

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade adicional de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos na revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP. Esta sensibilidade eleva o consumo na hora de ponta para cerca de 565 MW.

Como referido para o caso dos veículos elétricos, a incerteza envolvida nos processos de transição energética e nos projetos que daí resultarão, como são exemplo as capacidades instaladas de eletrolisadores e outros grandes consumos, obrigam a um acompanhamento constante e continuado das tendências e dos projetos em curso e em estudo. Na Figura 6, ilustra-se o consumo referente a eletrolisadores e outros grandes consumos, evidenciando-se as diferenças registadas relativamente ao RMSA-E 2023 no que diz respeito à procura de eletricidade para produção de H₂ verde.

FIGURA 6: CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO DAS COMPONENTES ELETROLISADORES (H₂ VERDE) E OUTROS GRANDES CONSUMOS, RESPETIVAMENTE



Finalmente, registre-se que as construções dos cenários desenvolvidos não consideraram fenómenos decorrentes da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis para o efeito. No entanto, mesmo excluindo estes fenómenos, os 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). Os resultados das previsões das pontas de consumo estão detalhados no Anexo III - *Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2025-2040*.

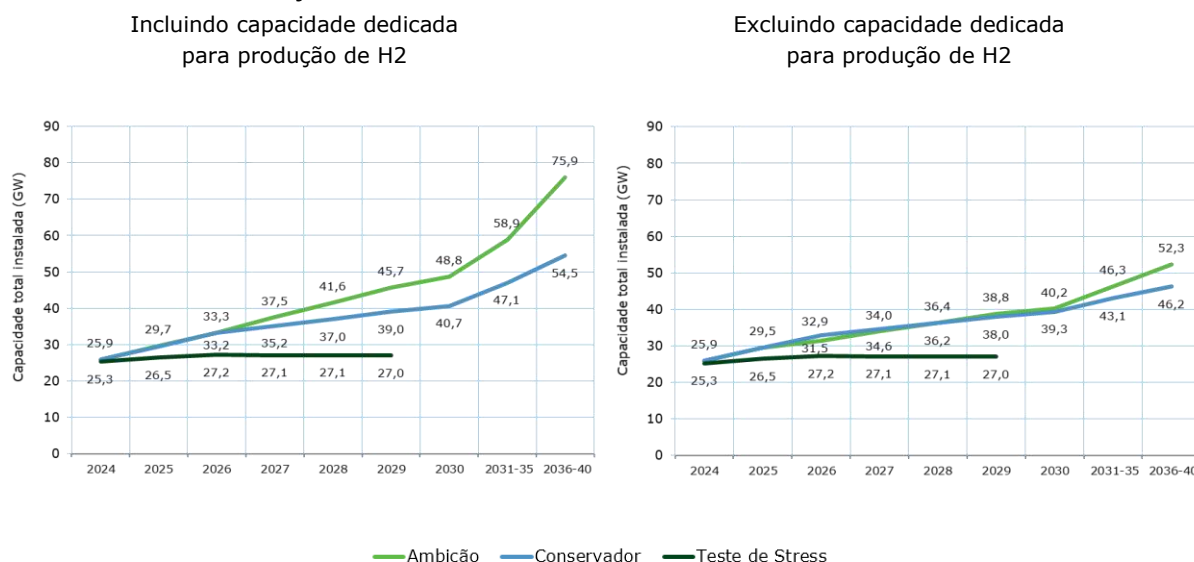
3.2. OFERTA

As perspetivas de evolução da oferta do parque electroprodutor português consideradas seguem os Pressupostos Gerais da DGEG (Anexo I), apresentando-se nesta secção os que serviram de base à previsão da evolução da oferta no período 2025-2040. Para este feito consideram-se três cenários distintos:

- Cenário Conservador;
- Cenário Ambição;
- Teste de Stress.

A evolução das potências instaladas totais para cada um dos cenários é ilustrada na Figura 7.

FIGURA 7: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA OS TRÊS CENÁRIOS EM ANÁLISE



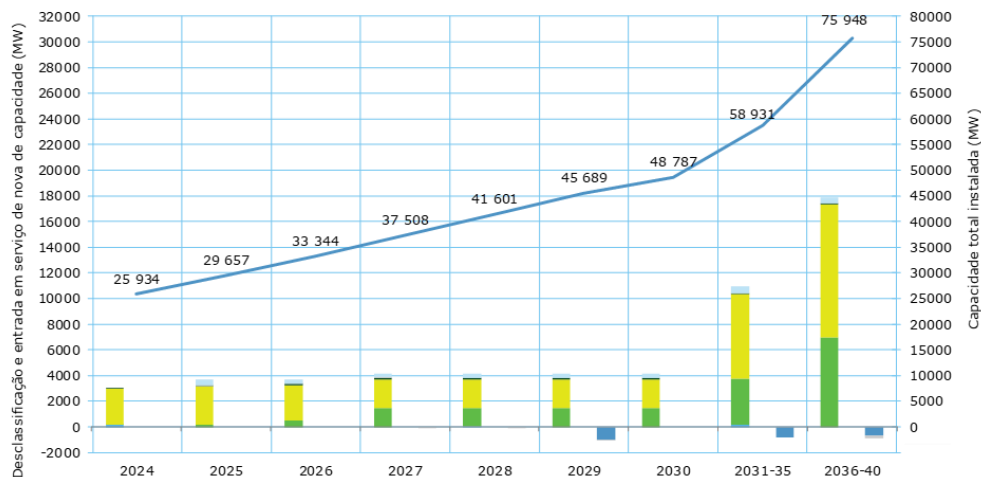
Nos cenários Conservador e Ambição, considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) da revisão do PNEC 2030 serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No Teste de Stress, a oferta tem por base o sistema existente, deduzido das desclassificações e adicionado dos novos centros produtores firmes previstos nos próximos cinco anos. O Anexo I - *Pressupostos Gerais da DGEG* detalha cada um destes cenários, sendo neste documento apresentadas apenas as suas principais características.

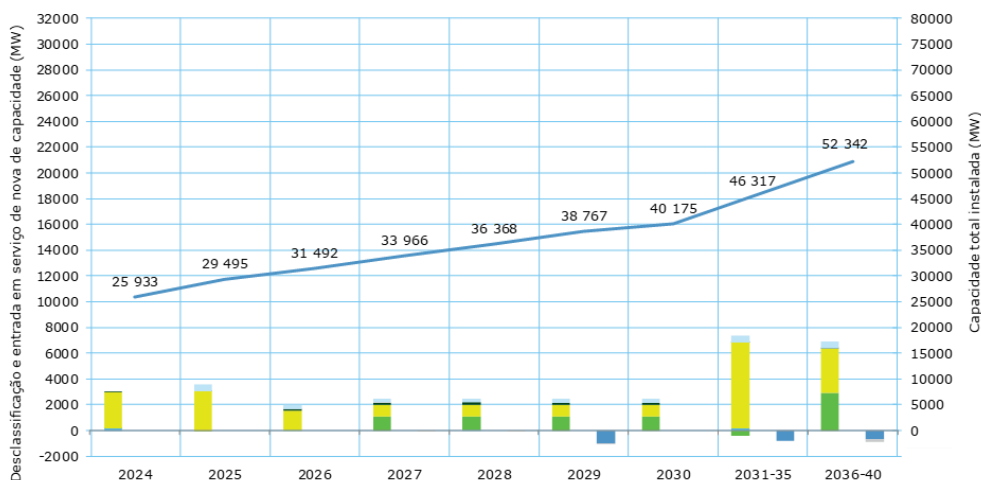
Cenário Ambição:

FIGURA 8: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO AMBIÇÃO

Incluindo capacidade dedicada para produção de H2



Excluindo capacidade dedicada para produção de H2



Desclassificação da Tapada do Outeiro (Gás)

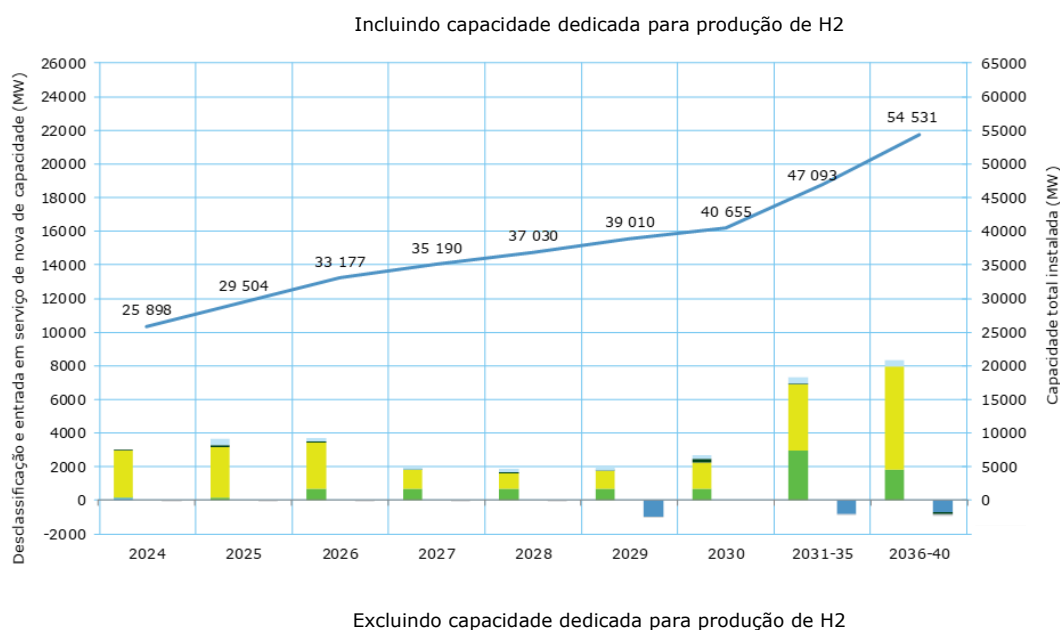
Desclassificação de capacidade (Gás)

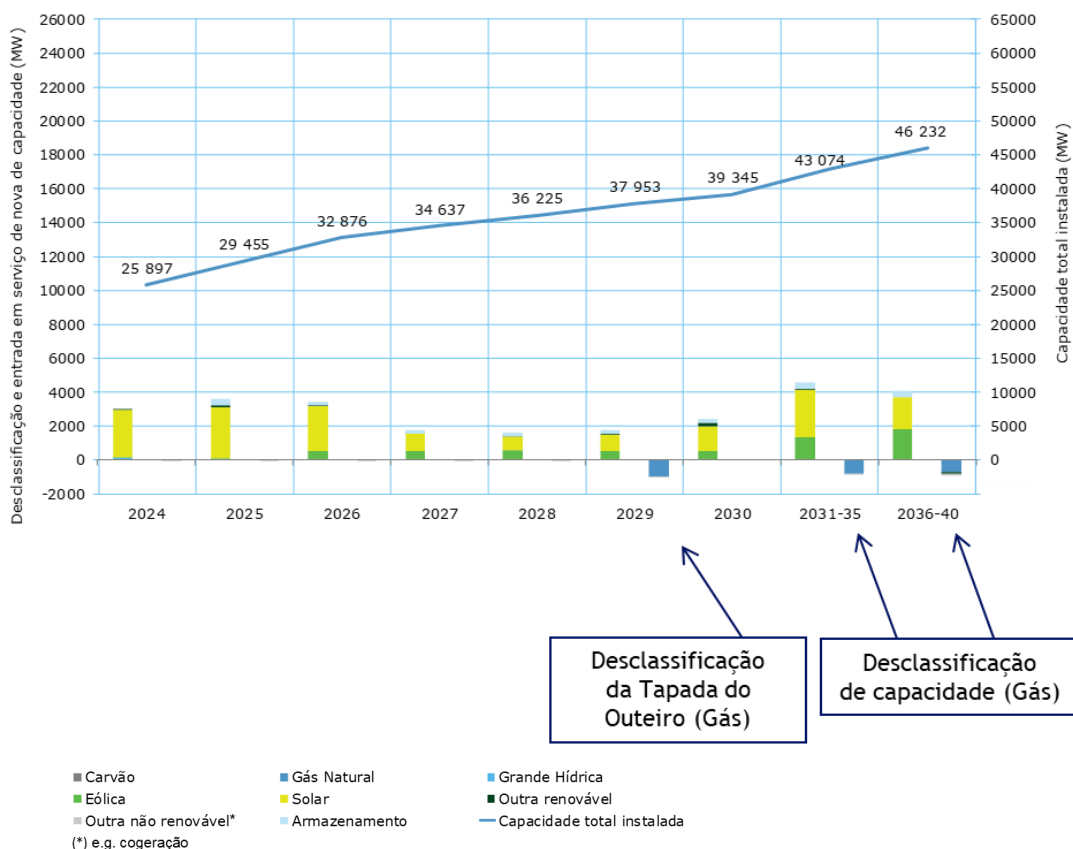
- Carvão
- Gás Natural
- Grande Hídrica
- Eólica
- Solar
- Outra renovável
- Outra não renovável*
(* e.g. cogeração)
- Armazenamento
- Capacidade total instalada

- Grande Térmica: descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida na revisão do PNEC 2030 sobre esta matéria. A partir de 2030 considera-se o descomissionamento progressivo das centrais de ciclo combinado a gás existentes, ficando um valor residual de cerca de 1 400 MW em 2040, para efeitos de segurança de abastecimento;
- 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;
- Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2023, considera-se que os objetivos previstos no cenário WAM na revisão do PNEC 2030 serão atingidos em cada um dos anos definidos (2030, 2035 e 2040), com a exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- Armazenamento de eletricidade: no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada desde 2025 (500MW), aumentando progressivamente em 2030 (2GW) e até 2040 (3GW) no cenário WAM na revisão do PNEC 2030. Até final de 2025, é considerado que este armazenamento (baterias) estará principalmente associado à produção solar, nomeadamente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar.

Cenário Conservador:

FIGURA 9: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO CONSERVADOR

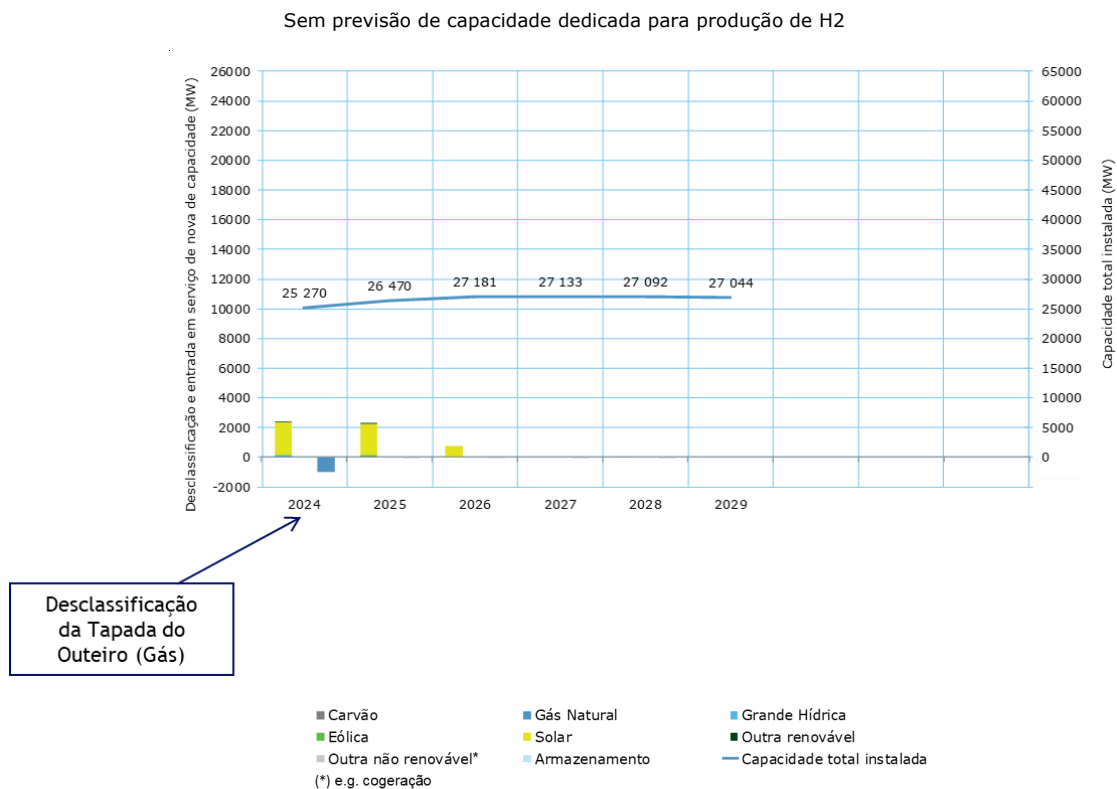




- Grande Térmica: descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida na revisão do PNEC 2030 sobre esta matéria. A partir de 2030 considera-se ainda o descomissionamento de cerca de 1500 MW de centrais térmicas a gás até 2040;
- 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;
- FER: para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2023, considera-se que os objetivos previstos no cenário WEM na revisão do PNEC 2030 serão atingidos em cada um dos anos definidos (2030, 2035 e 2040), com a exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- Armazenamento de eletricidade: no cenário Conservador, considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição.

Teste de Stress:

FIGURA 10: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O TESTE DE STRESS



A análise ao Teste de Stress considera que a oferta é constituída pelo sistema existente, prevendo a desclassificação da Central de Ciclo Combinado a Gás da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024 da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2024.

O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress corresponde os próximos cinco anos (2025-2029), uma vez que não se considera expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável para além desse período.

3.3. PREÇOS E TRIBUTAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E LICENÇAS DE CO₂

Preços dos Combustíveis

Desde 2022, após a desclassificação das centrais a carvão, as centrais térmicas disponíveis no SEN limitam-se às centrais a gás. Na Tabela 5, indicam-se os preços assumidos para o gás natural conforme Pressupostos Gerais da DGEG.

TABELA 5: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL

	2025	2027	2030	2035	2040
Preço (USD ₂₀₂₃ /MBtu)	9,3	8,3	8,4	8,1	7,5

Preços das licenças de CO₂

A evolução dos preços das licenças de CO₂, apresentada na Tabela 6, segue os Pressupostos Gerais da DGEG.

TABELA 6: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE CO₂

	2025	2027	2030	2035	2040
Preço (€ ₂₀₂₃ /t)	65,9	94,4	137,1	157,4	177,7

Tributação do gás 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 Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade, as quais foram determinadas de acordo com o Art.º 255.º da Lei nº 82/2023 de 29 de dezembro. Os valores considerados, são apresentados na Tabela 7.

TABELA 7: TAXA DE ISP A APLICAR AO GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

	ISP OE 2024 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥2024	0,307	50%	0,15

3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Para efeitos dos estudos desenvolvidos para a monitorização da segurança de abastecimento do SEN, no período 2025-2040, consideraram-se os valores indicados na Tabela 8 para a capacidade comercial de interligação com Espanha no mercado diário (ou seja, o NTC). Complementarmente, no Anexo IV – *Evolução da RNT e das Interligações*, detalham-se entre outros tópicos, a evolução da rede para assegurar os valores de NTC apresentados.

TABELA 8: PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS⁷ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2024	2700	2700
2025	2700 ⁸	2700 ⁸
2027	3500	4200
2030	3500	4200
2035	3500	4200
2040	4500 ⁹	5200 ⁹

A REN e a *Red Eléctrica* 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 2025), que possibilitará ultrapassar restrições de rede ainda existentes e alcançar de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos da ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos.

Tendo em consideração os valores previstos até 2030 para a evolução do parque electroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 39 GW no cenário Conservador e dos 40 GW no cenário Ambição¹⁰, estima-se para esse horizonte que o indicador 'interconnection ratio'¹¹ se situe numa gama entre 11% e 10%, dependendo do cenário. Para garantir o cumprimento da meta de 15%¹² 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,

⁷ 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.

⁸ Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES) prevista para 2025.

⁹ Correspondem a valores identificados como Target Capacities para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2022 (Ten-Year Network Development Plan). No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para se atingir esses valores de capacidade.

¹⁰ Excluindo a capacidade dedicada para produção de H2.

¹¹ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

¹² A nível europeu, foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos Estados Membros e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de, em cada Estado Membro, o indicador 'interconnection ratio' não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo mais tarde (em outubro de 2014) sido alargado para 15% em 2030.

proceder a novos estudos conjuntos, com vista a identificar os eventuais reforços 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 no mercado intradiário até ao tempo real, na RNT poderão vir a ocorrer reduções em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de rede, assim como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque electroprodutor português e/ou espanhol.

3.5. TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Os estudos de segurança de abastecimento e evolução do SEN no período 2025-2040 combinam os diferentes cenários do lado da procura e oferta de eletricidade e os pressupostos anteriormente apresentados, incidindo sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG:

- **Trajectoria Conservadora**, assume o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda as seguintes sensibilidades:
 - a) à procura, em 2027, 2030 e 2040, assumindo o cenário Inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida do que no cenário Conservador.
- **Trajectoria Ambição**, assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda as seguintes sensibilidades:
 - a) à procura, em 2030 e 2040, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW de consumo de grandes consumidores industriais;
 - c) à oferta, em 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura superior Ambição.
- **Teste de Stress**, assume o cenário Superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo a continuidade em operação da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até 31 de dezembro de 2024.

Para as trajetórias Conservadora e Ambição, procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção¹³), à análise do equilíbrio

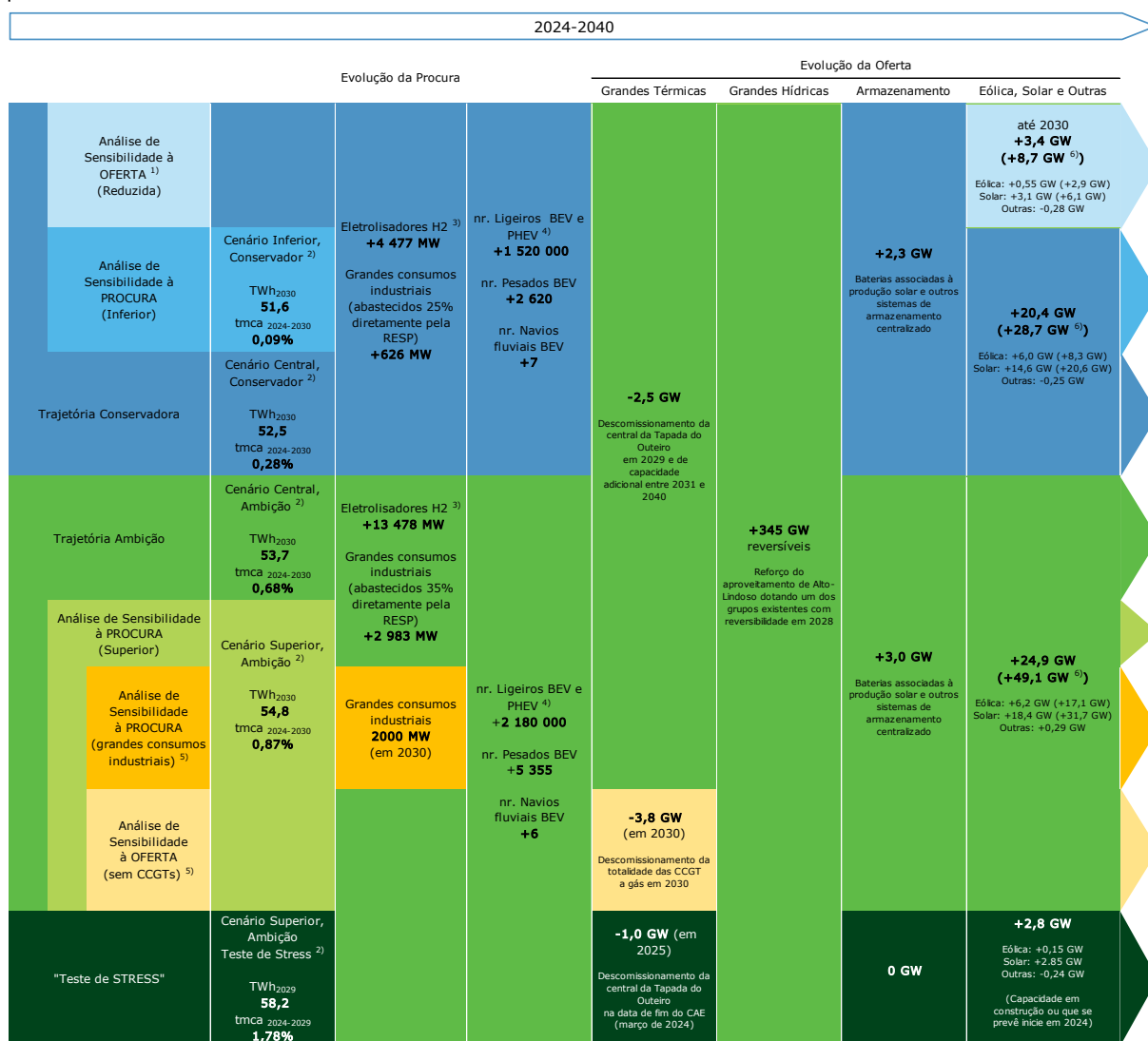
¹³ No ano 2025, foi identificada capacidade adicional que será atribuída através de um leilão de Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (Banda de mFRR). A partir de 2025, as capacidades são expressas em percentagem do NTC da ligação com Espanha, adicionada de reforços de capacidade adicionais com despachabilidade idêntica às atuais centrais de ciclo combinado a gás, caso a percentagem de NTC atinja o limite de 100%.

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.

Complementarmente às duas trajetórias, é avaliado o Teste de Stress, que tem 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 2024, e tem por objetivo identificar o estágio a partir do qual se deixa de verificar a adequação do sistema electroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição – Teste de Stress.

A figura 11 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

FIGURA 11: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS



1) Análise de Sensibilidade à oferta, realizada apenas para os estádios 2027 e 2030, com efeitos na procura devido às alterações ao autoconsumo da componente da produção descentralizada
 2) Consumo referido à produção líquida excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT
 3) A grande parte da produção de H2 utiliza produção renovável dedicada
 4) Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)
 5) Análise de Sensibilidade realizada apenas para o estágio 2030
 6) Capacidade instalada incluindo a dedicada para a produção de H2



4

RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS

REN 

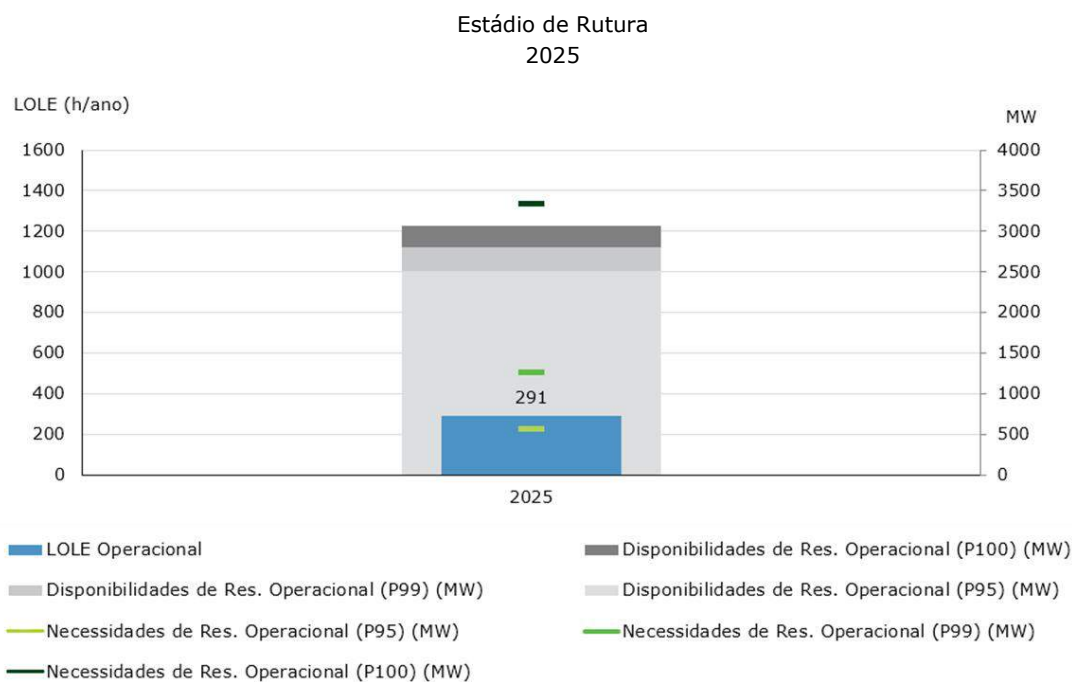
Resumo dos Principais Resultados

No presente capítulo, apresentam-se os principais resultados dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento de eletricidade. O Anexo V – *Principais Resultados* deste documento sintetiza os resultados descritos nos pontos seguintes em formato de apresentação. Os modelos de simulação utilizados nos estudos de avaliação de segurança do abastecimento foram o VALORAGUA e o PS-MORA.

4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O “Estádio de Rutura” ocorre em 2025, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo da NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados serão ainda mais gravosos.

FIGURA 12: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TESTE DE STRESS



Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de cerca de 1650 MW, em função das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos).

Se admitido o prolongamento do funcionamento da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) para além de 31 de dezembro de 2024, são necessários cerca de 650 MW de capacidade adicional para cumprir o padrão de segurança de abastecimento. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além dessa data.

Nota-se ainda que, enquanto a linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV não estiver em serviço (previsão da entrada em serviço em dezembro de 2025), o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o Gestor Global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições de rede e do SEN em concreto.

Num ambiente de funcionamento normal do mercado (cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais com Espanha), será razoável considerar que existe resposta aos cenários apresentados anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento. Na ocorrência destas circunstâncias, deverão ser ativadas as medidas mitigadoras enunciadas na Tabela 9, com vista à garantia da segurança de abastecimento do SEN:

TABELA 9: MEDIDAS MITIGADORAS DO LADO DA OFERTA E DA PROCURA A APLICAR

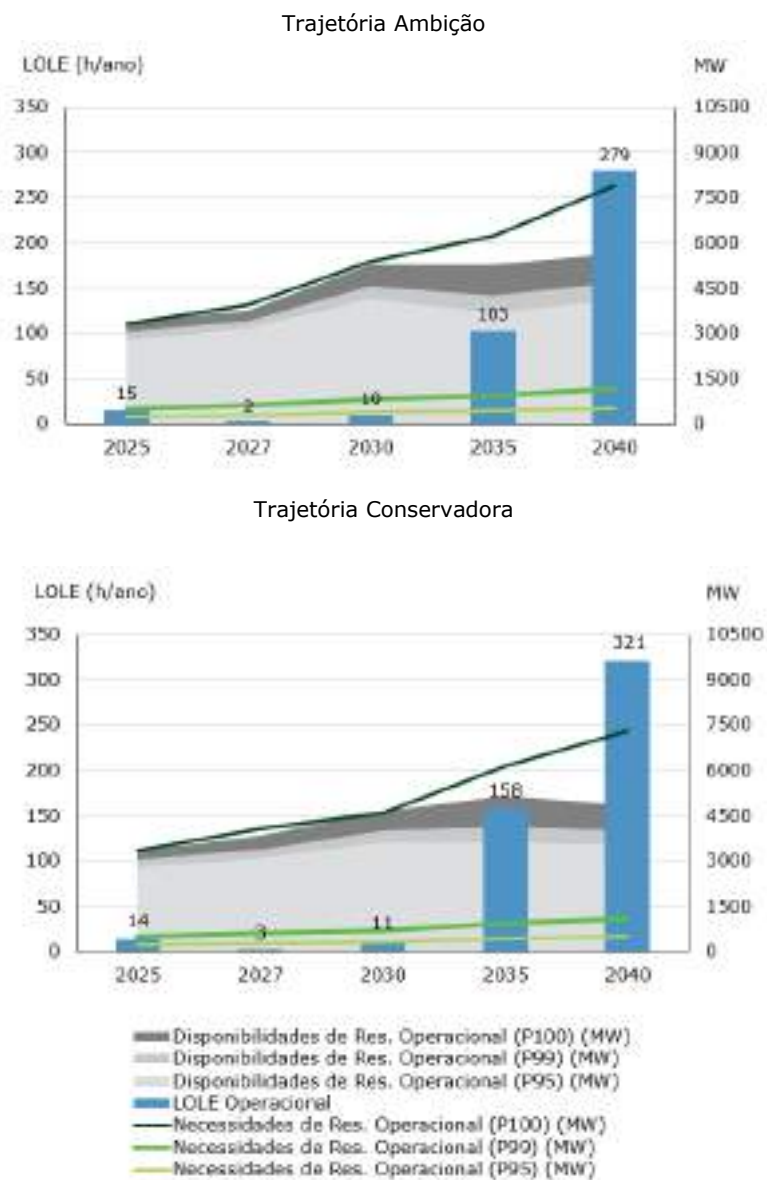
Oferta / Procura	Medidas
(Oferta)	Solicitação ao Operador do Sistema Espanhol da ativação de um programa de apoio, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
(Procura)	Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis em regime de mercado com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente - Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (Banda de mFRR) ¹⁴ .
(Procura)	Deslastres 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.

Na trajetória Ambição e Conservadora, em linha com os resultados do Teste Stress, verifica-se o incumprimento dos padrões de segurança de abastecimento no estágio 2025 (indicador LOLE superior a 5 horas/ano). Neste ano, nas Trajetórias Conservadora e Ambição, são necessários cerca de 500 MW e 600 MW de capacidade adicional, respetivamente para cumprir o padrão de segurança de abastecimento em vigor.

Os resultados dos estudos de segurança do abastecimento para a trajetória Ambição e trajetória Conservadora são apresentados na figura 13. Na trajetória Ambição, verifica-se que, em todo o horizonte do estudo, com exceção de 2027, não está garantido o cumprimento dos atuais padrões de segurança de abastecimento, com o indicador LOLE a apontar para valores compreendidos entre 10-279 h/ano, ou seja, superiores a 5 h/ano. O mesmo acontece no caso da trajetória Conservadora (indicador LOLE varia entre 11 e 321 h/ano).

¹⁴ Anteriormente designada por Banda de Reserva de Regulação (BRR).

FIGURA 13: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL



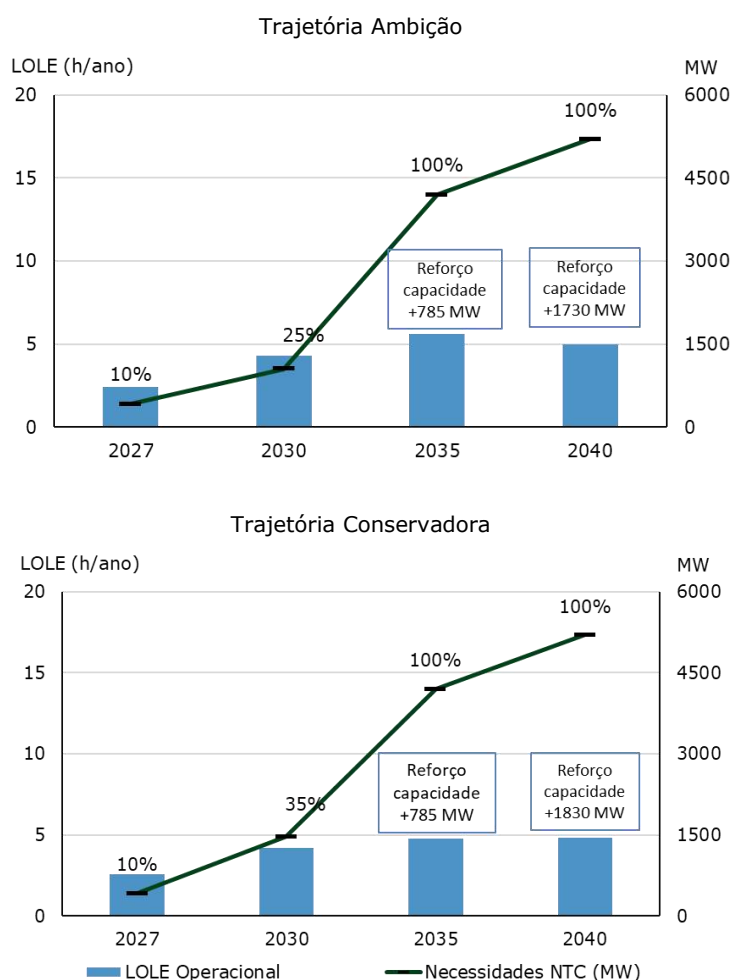
No longo prazo, não obstante, se perspetive a existência de flexibilidade no sistema, nomeadamente devido à integração de armazenamento, verifica-se a falta de capacidade de oferta de base no sistema elétrico Português, principalmente devido à desclassificação progressiva das atuais centrais de ciclo combinado a gás.

A figura 14 apresenta as necessidades para cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5$ horas/ano):

- Até 2030, o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente que oscilam entre 10% da NTC em 2027 (420 MW) e entre 25% a 35% da NTC em 2030 (1050 MW na trajetória Ambição e 1470 MW na trajetória Conservadora).

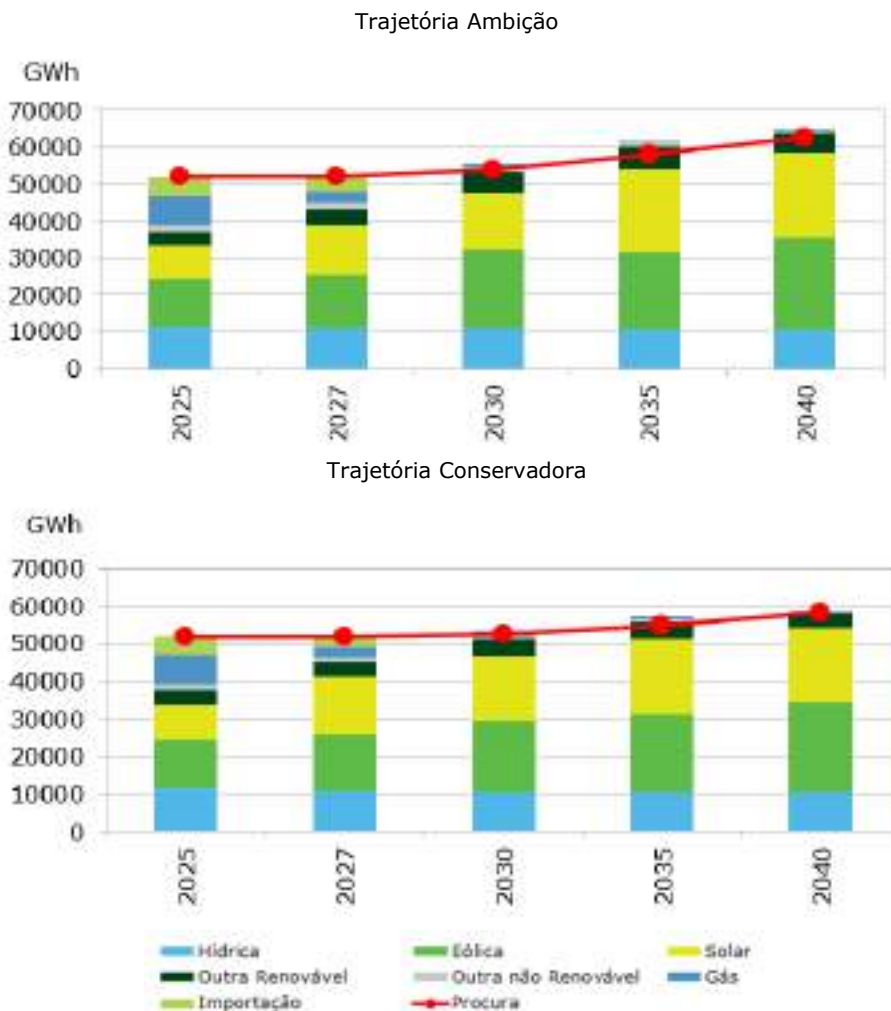
- Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4200 MW), acrescido de uma capacidade de 785 MW em ambas as trajetórias.
- Em 2040, para além da totalidade da NTC (5200 MW), identificam-se necessidades de capacidade de 1730 MW e 1830 MW, nas trajetórias Ambição e Conservadora, respetivamente.

FIGURA 14: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO



Os resultados dos estudos de simulação de mercado evidenciam uma profunda alteração da estrutura de produção do SEN durante os próximos anos (figura 15). Verifica-se uma tendência de evolução para uma produção maioritariamente composta por FER, em ambas as trajetórias, alinhadas com a revisão do PNEC 2030, acompanhada por uma redução do peso da produção térmica convencional a gás.

FIGURA 15: PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DO SEN – MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS



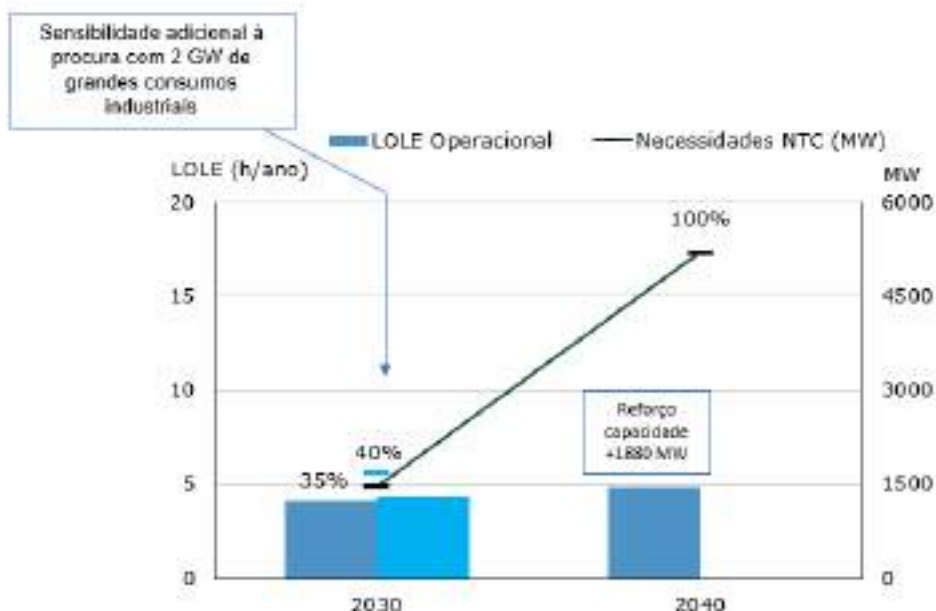
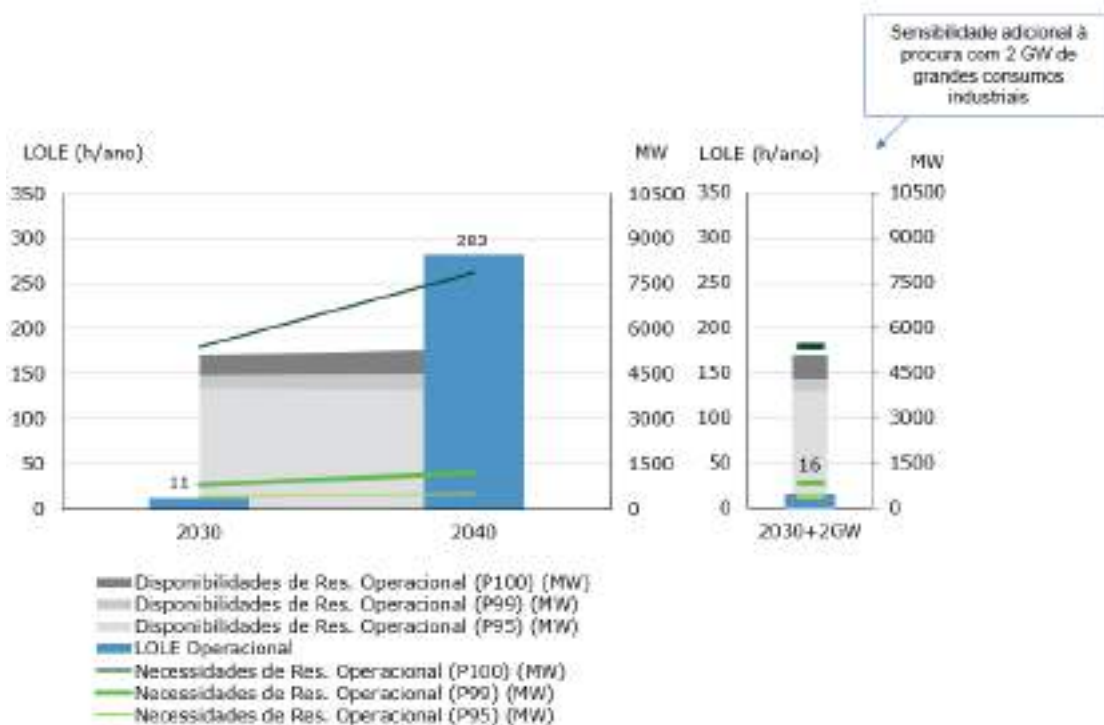
Na figura 16, apresenta-se a análise de reserva operacional e necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança para as sensibilidades à procura realizadas para a Trajetória Ambição.

Na sensibilidade à procura da trajetória Ambição, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, as necessidades de NTC aumentam para 35% em 2030 (+10pp face ao cenário Central Ambição). Em 2040, para além de 100% da NTC, são identificados reforços de capacidade adicional de 1880 MW.

Na sensibilidade adicional em que, para além do cenário Superior da procura, se considera, em 2030, 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 40% (1680 MW).

FIGURA 16: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA – SENSIBILIDADES À PROCURA DA TRAJETÓRIA AMBIÇÃO

Trajetória Ambição – Sensibilidade com cenário Superior da procura



Na figura 17, apresenta-se a análise de reserva operacional e necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança para a sensibilidade à oferta realizada para a Trajetória Ambição, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração em 2030.

FIGURA 17: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA – SENSIBILIDADES À OFERTA DA TRAJETÓRIA AMBIÇÃO (SEM CCGTs EM 2030)



Na sensibilidade à oferta assumindo a desclassificação integral das atuais CCGTs em 2030 e as condições da procura do cenário Superior Ambição, mesmo com o contributo de 100% da NTC, não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.

Mesmo assumindo que existe disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, as atuais CCGTs são essenciais para garantir a segurança do abastecimento do sistema Português. A NTC não garante a mesma disponibilidade firme das centrais térmicas, uma vez que está dependente da disponibilidade de geração em Espanha.

Na figura 18, apresenta-se os valores das capacidades consideradas num cenário ainda mais conservador, em que a capacidade eólica, solar fotovoltaica e da cogeração é mais reduzida do que na Trajetória Conservadora. Esta sensibilidade à oferta foi realizada para os anos de 2027 e 2030.

FIGURA 18: CENÁRIO DE OFERTA DE CAPACIDADE EÓLICA, SOLAR E DA COGERAÇÃO – SENSIBILIDADE À OFERTA DA TRAJETÓRIA CONSERVADORA



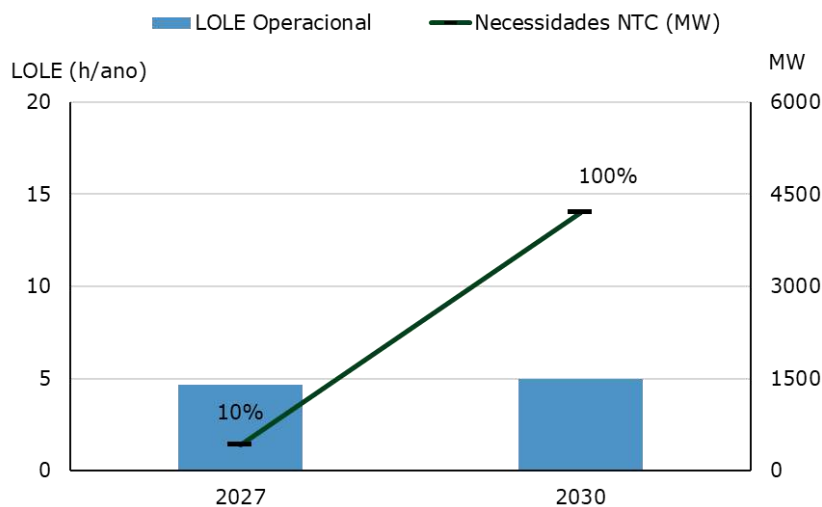
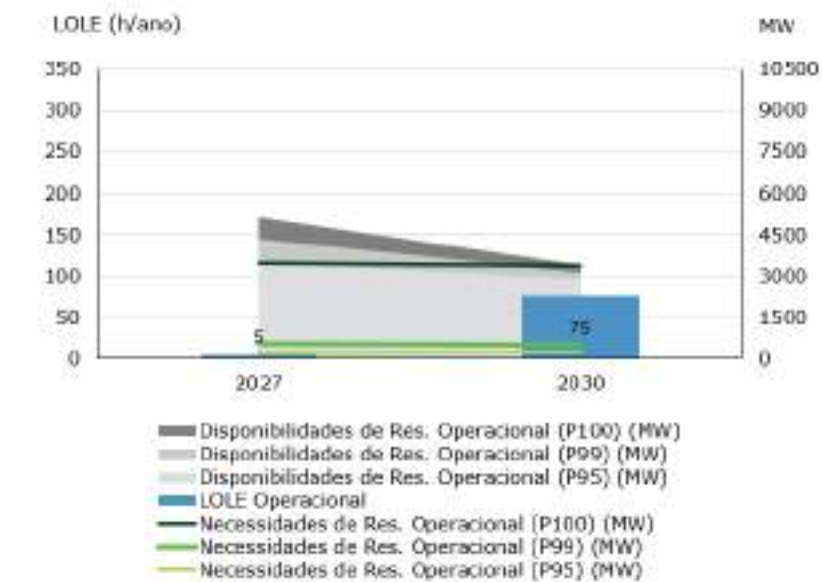
Na figura 19, apresenta-se a análise de reserva operacional (através do indicador LOLE) e as necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança na sensibilidade da Trajetória Conservadora com oferta reduzida.

O indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (80% em 2027 e 600% em 2030), embora apenas em 2030 haja incumprimento do padrão de segurança de abastecimento.

Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento em 2030 serão de 100% (4200 MW). Nestas condições, caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema elétrico Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

FIGURA 19: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO – SENSIBILIDADE À TRAJETÓRIA CONSERVADORA COM OFERTA REDUZIDA

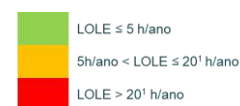
Trajetoária Conservadora – Sensibilidade com oferta reduzida



Na *Figura 20* apresenta-se um resumo das análises quanto ao cumprimento do padrão de segurança de abastecimento (através do indicador LOLE) para todos os cenários do estudo.

FIGURA 20: QUADRO RESUMO DE AVALIAÇÃO DOS VALORES DO LOLE NOS VÁRIOS CENÁRIOS EM ESTUDO

10% NTC	2025	2027	2030	2035	2040
Trajectoria Ambição					
Trajectoria Conservadora					
Teste Stress					
Sensibilidade à oferta					
Sensibilidade à procura (Superior/Ambição)					
Sensibilidade + 2GW consumos					
Sensibilidade sem CCGTs			*100% NTC		



¹ Nos casos de não cumprimento, foram identificadas as medidas necessárias para atingir os critérios de segurança de abastecimento, cf. descrito anteriormente. Estas medidas podem ser: potência adicional de reserva operacional (banda de mFRR), aumento da dependência da NTC com Espanha ou potência térmica de base adicional com a mesma despachabilidade das atuais CCGTs.

* Apenas foi feita a simulações para 100% de NTC e mesmo nestas condições não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.

4.2. AMBIENTE

Os níveis de contribuição das FER para o abastecimento dos consumos de eletricidade na trajetória Ambição superam as estimativas apresentadas na revisão do PNEC 2030 para garantir o cumprimento das metas para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal em 2030 (a que corresponde um contributo de cerca de 93% para a eletricidade).

Os resultados obtidos conduzem, em 2025, a uma quota da produção renovável de 71% e 73% do consumo bruto de eletricidade para a trajetória Ambição e Conservadora, respetivamente. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada entre 98% e 97%, na trajetória Ambição e Conservadora, respetivamente. No caso da sensibilidade à oferta com capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário conservador, em 2030, a Quota de Renovável é de 76%.

Na figura 21 e na figura 22 ilustra-se a quota de produção renovável perspetivada para 2025 e 2030, em cada uma das trajetórias.

FIGURA 21: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2025 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

Trajetória Ambição

Trajetória Conservadora

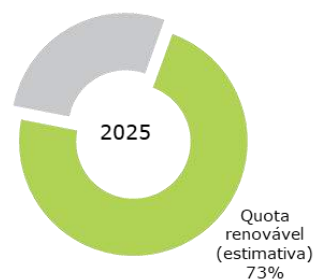
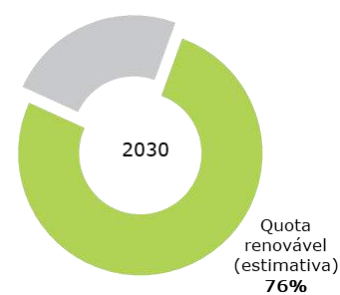


FIGURA 22: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2030 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

Trajetória Ambição

Trajetória Conservadora

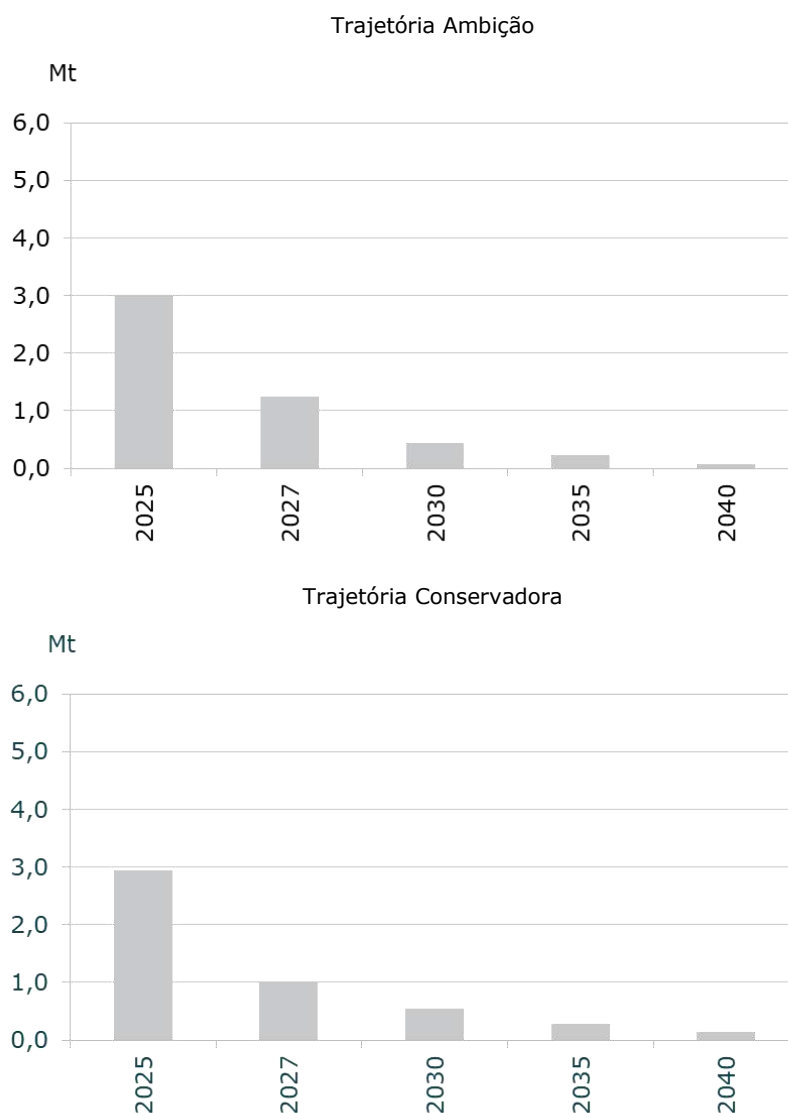
Sensibilidade à oferta



As emissões totais anuais de CO₂ apresentadas na figura 23, decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás, apresentam um decréscimo ao longo de todo o horizonte do estudo. Até 2030, as emissões totais anuais de CO₂ sofrem um decréscimo superior a 50% face a 2024 (1,3 Mt; IPH=1,06), sobretudo devido à forte integração de produção renovável. Em 2040, estima-se que as emissões de CO₂ sejam da ordem dos 0,1 Mt.

Sublinha-se que os valores apresentados não têm em linha de conta a possibilidade de *blending* de H₂ renovável e/ou biometano, sendo que, nessas circunstâncias, as emissões seriam ainda menores.

FIGURA 23: EMISSÕES DE CO₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS



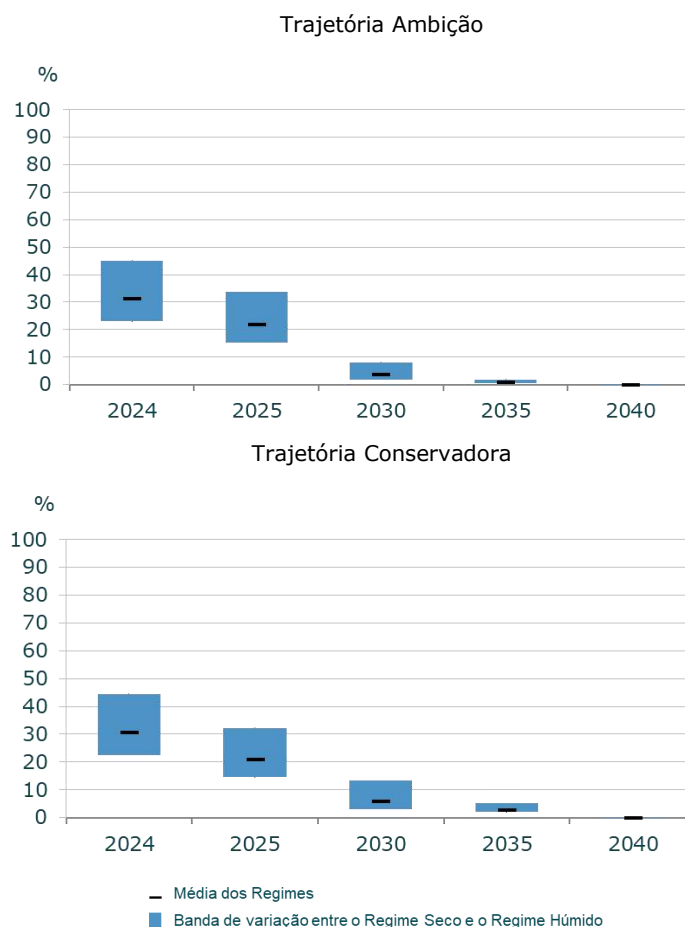
4.3. COMPETITIVIDADE

Prevê-se para as trajetórias Ambição e Conservadora uma diminuição gradual do papel do gás face ao crescimento da potência renovável instalada, com contributos sobretudo ao nível da segurança de abastecimento (*Figura 24*).

- Em 2025, a taxa de utilização média das CCGT a gás é cerca de 25%, podendo em situações hidrológicas secas ultrapassar os 35% de utilização.
- Em 2030, esse valor passa para cerca de 6 e 5% em 2030, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente.
- Em 2035 e 2040, a utilização do gás tem significado essencialmente para efeitos de segurança de abastecimento.

Com as taxas de utilização decrescentes verificadas neste estudo, a manutenção do funcionamento das CCGTs poderá ficar comprometida por razões de sustentabilidade financeira, pelo que deverá ser equacionada a implementação de um eventual mecanismo de pagamento por capacidade, justificado pela relevância que estas centrais representam na segurança de abastecimento e na manutenção dos valores do indicador de segurança de abastecimento em linha com a padrão atualmente em vigor.

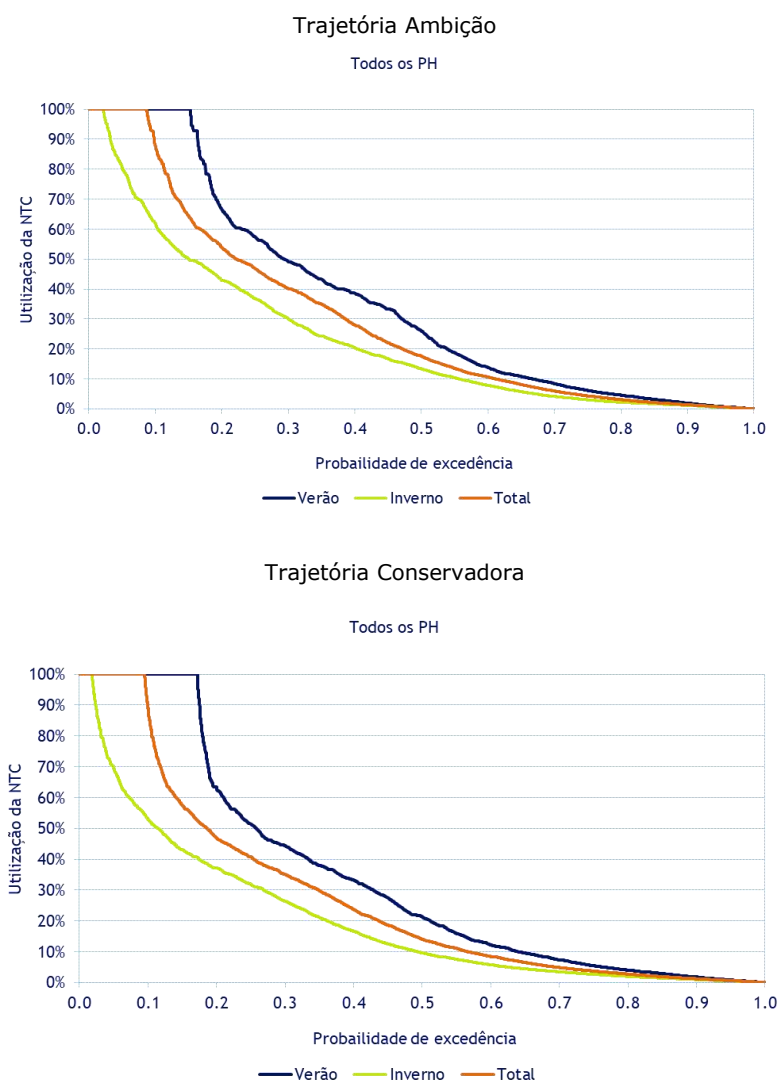
FIGURA 24: TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS (A GÁS)



No caso da Sensibilidade à procura assumindo o cenário Inferior Conservador, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, sofre uma ligeira redução para 5,5% (-0,5 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

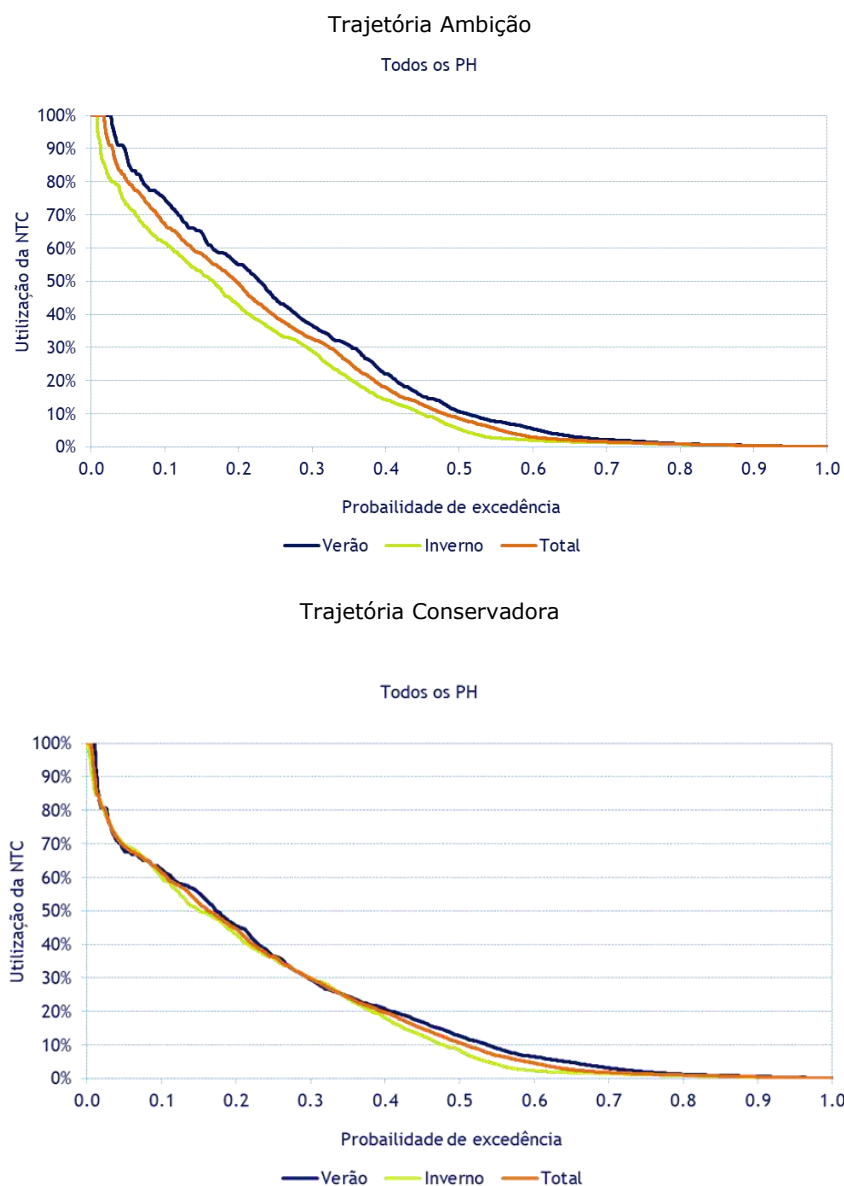
Em 2030, estima-se que o valor máximo de NTC de 4 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) conduza a uma probabilidade de excedência de 10% e 9%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

FIGURA 25: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2030



Em 2040, estima-se que o valor máximo de NTC de 5 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) conduza a uma probabilidade de excedência de 1% e 2%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

FIGURA 26: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2040





5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

REN 

Considerações Finais

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SEN para o período 2025-2040, destacam-se as seguintes:

- A evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade nos vários cenários é inferior à do RMSA-E 2023 até 2030, mas superior nos anos seguintes. A partir de 2035, todos os cenários estão acima da envolvente dos cenários do RMSA-E 2023. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos industriais a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo (35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador) que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.
- Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H2 constantes do atual exercício de previsão são muito inferiores aos do RMSA-23, principalmente no cenário Conservador, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para o consumo de eletricidade para produção de H2 conclui-se que o impacto atual é superior a partir de 2035 no cenário Ambição e em todos os anos no cenário Conservador. A totalidade da energia proveniente da produção de eletricidade dedicada ao H2 circulará na RNT, uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente na proximidade dos locais de produção. Nesta situação será importante analisar as potências máximas que poderão circular na RNT, que serão muito superiores às pontas de consumo do SEN.
- A penetração de veículos elétricos mantém-se um importante *driver* de crescimento da procura de eletricidade e impacta no potencial crescimento da ponta de consumos. Relativamente ao consumo de outros grandes projetos, à semelhança do RMSA-E 2023, considerou-se que a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador.
- O valor do autoconsumo em ambos os cenários, apresenta um forte crescimento, decorrente principalmente das componentes da produção distribuída e o autoconsumo associado às grandes instalações. Face aos cenários anteriores, o autoconsumo no cenário Ambição é superior em todo o período em análise, destacando-se um diferencial de +7,5 TWh em 2040, resultante do facto dos consumos dos grandes projetos apresentarem uma trajetória de crescimento bastante significativa e se assume que 65% será autoconsumo. Quanto ao cenário Conservador, até 2030 está em linha com o do ano passado, mas a partir deste ano apresenta uma evolução inferior que se traduz num diferencial de -5,1 TWh em 2040
- Não foi analisado o possível impacto do autoconsumo não-localizado, na utilização das redes, decorrente do artigo 83º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que possibilita a instalação das UPAC até determinada distância (até 20km, dependendo se BT, MT, AT ou MAT) das IU, mas, uma vez que se prevê um aumento significativo do autoconsumo nos próximos anos, é algo a considerar/analisar em futuros estudos de segurança de abastecimento.
- O “Estádio de Rutura” ocorre em 2025, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE operacional) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo

máximo da NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados serão mais gravosos. Nestas condições, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de cerca de 1650 MW (correspondente a cerca de 1000 MW da CCTO + 650 MW de capacidade adicional). Admitido o prolongamento do funcionamento da CCTO para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, são necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além dessa data.

- Até à entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV (prev. Dez2025), o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena - Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.
- Face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines (1180 MW) e para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional - nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país - 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 foram previstos alguns reforços da RNT (o eixo Alentejo / Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior está em fase de estudos ambientais).
- Nas Trajetórias Ambição e Conservadora, assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, em 2025, o LOLE operacional não cumpre o padrão de segurança de abastecimento (5 h/ano), à semelhança do Teste de Stress, sendo necessários cerca de 600 MW e 500 MW de capacidade adicional, respetivamente.
- O padrão também não é cumprido em todo o horizonte de estudo, com exceção do ano 2027. Para o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano, será necessária uma capacidade de interligação equivalente que oscila entre os 25% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1050 MW na trajetória Ambição). Em 2035 e 2040, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW e 5200 MW, respetivamente), acrescido de reforços de capacidade de base adicional compreendidos entre cerca de 800 MW e 1800 MW, consoante os casos.
- Na sensibilidade à procura da trajetória Ambição, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, as necessidades de NTC aumentam para 35% em 2030 (de 1050 MW para 1470 MW). Em 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais de 1900 MW. Na hipótese que, além do cenário Superior da procura, considera, em 2030, 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 40% (1680 MW).
- Da sensibilidade sem CCGTs resulta que, a partir de 2030, mesmo considerando toda a capacidade de interligação (NTC), a não existência de CCGTs põe em causa a segurança de abastecimento dos consumos de eletricidade do SEN.

- Na sensibilidade à oferta da trajetória Conservadora, em que se assume um cenário mais reduzido de capacidade eólica, solar e cogeração, os indicadores de segurança de abastecimento são mais gravosos. As necessidades de NTC mantêm-se no limite dos 10% em 2027, mas ascendem a 100% (4200 MW), em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.
- A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando de forma crescente os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.
- O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. É importante uma minimização de constrangimentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.
- O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.
- Em 2030, a estimativa de quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, está compreendida entre 97% e 98% do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição, dando cumprimento à meta de 93% prevista no PNEC. Em termos anuais, e caso seja economicamente viável absorver os eventuais excedentes de renováveis em Portugal, a produção renovável poderia assegurar a totalidade do consumo em ambas as trajetórias.
- No caso da sensibilidade à oferta com capacidade instalada eólica e solar mais reduzida do que a evolução definida no Cenário Conservador, a Quota de Renovável é de 76% em 2030.
- As emissões totais anuais de CO₂ decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo superior a 50% face a 2024 (1,3 Mt; IPH=1,06), sobretudo devido à forte integração de produção renovável. Entre 2025 e 2030, as emissões evoluem de 3,0 Mt para 0,5 Mt ou 0,4 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. Em 2040, estima-se que as emissões de CO₂ sejam praticamente inexistentes.
- Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de produção renovável afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás, que se estima que possa decrescer, em 2030, até entre 6% e 5%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. A muito longo prazo, a utilização do gás tem significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

Com as taxas de utilização verificadas neste estudo, o funcionamento das CCGTs deixa de ser economicamente viável, pelo que deverá ser equacionada a implementação de um mecanismo de pagamento por capacidade face ao papel crucial que estas centrais representam na segurança de abastecimento.

Contactos

REN – Rede Elétrica Nacional,
S.A.

Avenida dos Estados Unidos da América,
55
1749-061 Lisboa - Portugal
Telefone: (+351) 210 013 500

www.ren.pt

REN 



ANEXO

1

PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2024 - PERÍODO 2025-2040 (RMSA-E 2024)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2025-2040, com detalhe anual nos anos 2025, 2027, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os 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, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2025 e 2027), bem como os anos para os quais foram estabelecidos objetivos relativos à capacidade instalada no sistema electroprodutor, no âmbito da modelação realizada na revisão do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030¹), para os anos 2025, 2030, 2035 e 2040. O estudo será relativo ao sistema elétrico de Portugal Continental.

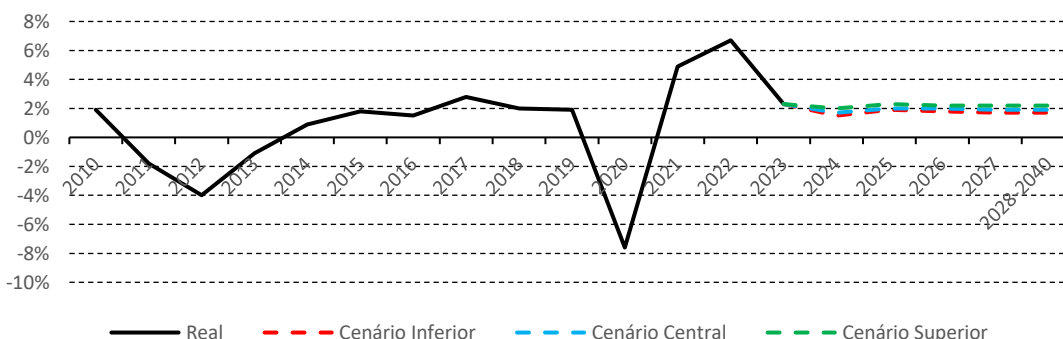
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2024 são os seguintes:

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

	2024	2025	2026	2027	2028-2040
Cenário Inferior	1,5%	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%
Cenário Central	1,7%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%
Cenário Superior	2,0%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%

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



¹ Revisão do PNEC 2030 aprovada em dezembro 2024, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024

Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

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

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2024)	2,0%	2,3%	2,2%			
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Spring 2024</i> , maio 2024)	1,7%	1,9%				
OCDE (<i>Economic Outlook - Volume 2024 Issue 1, April 2024</i>)	1,6%	2,0%				
FMI (<i>World Economic Outlook, April 2024</i>)	1,7%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2024-2028, abril 2024)	1,6%	1,9%	2,1%	2,0%	2,0%	
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2024, outubro 2023)	1,5%					
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2024-2028, abril 2024)	1,5%	1,9%	2,0%	1,5%	1,8%	

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base na proposta de revisão do PNEC e considerando os valores de 2023 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2023-2040:

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

	2023	2030	2035	2040
Impostos	13,3%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	1,8%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	14,7%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	66,4%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2024 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada, a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento de centros eletroprodutores a 31 de dezembro de 2023 (dados de abril de 2024) e no Teste de Stress a capacidade instalada de centros eletroprodutores acrescida da capacidade dos novos centros em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2024.
- Na componente da oferta das Grandes Térmicas, considera-se:
 - i) nos cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029², conforme previsto na proposta de revisão do PNEC;
 - ii) no Teste de Stress, a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024.
- 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.
- No que respeita à produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, os cenários Conservador e Ambição tiveram em conta a informação mais recente disponível, referente a 31 de dezembro de 2023, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 4, e à capacidade instalada e à potência de ligação já atribuída e prevista para a produção distribuída, apresentada na tabela 5.

Em ambos os cenários, na capacidade FER em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito do leilão de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizado em 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

² Para 2030, no cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, será realizada uma análise de sensibilidade considerando que nenhuma das centrais térmicas de ciclo combinado a gás está em exploração.

Tabela 4 – Capacidade FER e cogeração centralizada licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogeração não renovável	0	43	18	20	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	0	0	0	0	0	0
Eólica onshore	13	152	92	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	10	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	5	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 610	2 055	2 230	723	542	690	1 143
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	1	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	0	0	4	0	0	0	0
Total	1 639	2 251	2 341	743	542	690	1 143

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração distribuída - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	1	0	0	0	0	0
Eólica onshore	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	1	2	2	2	2	2	2
Biogás (s/ cogeração)	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Fotovoltaico (PV)	1 191	969	518	417	417	417	417
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
Total	1 194	972	520	420	420	420	420

Para a evolução da capacidade FER, nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) da revisão do PNEC, respetivamente, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

- No caso da cogeração, no cenário Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM da revisão do PNEC serão atingidos nesses anos.

No caso do cenário Conservador, tendo por base a eventual diminuição da competitividade das centrais de cogeração, consideraram-se valores de capacidade instalada inferiores aos definidos no cenário WEM da revisão do PNEC. Não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas para autoconsumo.

- Para o ano de 2025, os objetivos definidos nos cenários WEM e WAM da revisão do PNEC apenas foram considerados quando o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento permite atingir esses objetivos, tendo em consideração prazos médios de obtenção de licença de exploração dos centros eletroprodutores.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição considerou-se, de acordo com o definido no âmbito do Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas "Flexibilidade da Rede e Armazenamento" (aprovado através da Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho), a instalação de 500 MW de capacidade até 31 de dezembro de 2025. No mesmo cenário, em 2030, 2035 e 2040 foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos no cenário WAM da revisão do PNEC. No caso do cenário Conservador considerou-se que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento corresponde a 75% da considerada no cenário Ambição. Foram, assim, estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

Tabela 6 – Capacidade instalada de sistemas de armazenamento (MW)

	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	500	1100	2000	2500	3000
Cenário Conservador	375	825	1500	1875	2250

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 Conservador, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2023-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2023-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Tapada Outeiro C.C.	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
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Cogeração não renovável	730	694	657	621	584	548	511	475	393	310
Cogeração renovável	460	460	547	602	606	611	615	620	699	699
Total Cogeração	1 190	1 154	1 204	1 223	1 190	1 159	1 126	1 095	1 092	1 009
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598	7 598	7 598	7 598
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
das quais reversíveis	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 937	3 937	3 937	3 937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217	8 217	8 217	8 217
Eólica onshore	5 761	5 773	5 925	6 551	7 177	7 803	8 429	9 055	10 393	12 200
da qual para produção de H2	0	0	49	118	186	255	323	392	392	392
Eólica offshore	25	25	25	70	115	160	205	250	1 861	1 861
da qual para produção de H2	0	0	0	45	90	135	180	225	1 838	1 838
Total Eólica	5 786	5 798	5 950	6 621	7 292	7 963	8 634	9 305	12 255	14 062
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	79	80	81	83	84	80	54
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	235	239	244	248	253	239	160
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	88	89	91	92	94	89	60
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 566	5 621	7 852	8 575	9 117	9 807	10 950	13 759	18 814
da qual para produção de H2	0	0	0	139	278	416	555	694	1 789	6 069
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 972	3 582	5 638	7 868	8 591	9 133	9 823	10 966	13 775	18 830
Ondas	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200
Produção Distribuída**	1 735	2 929	3 902	4 422	4 842	5 261	5 681	6 100	7 216	8 332

Fotovoltaico (PV)	1 722	2 913	3 881	4 399	4 817	5 234	5 651	6 069		7 185	8 301
Hídrica	0,3	1,2	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2		2,2	2,2
Eólica	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9		4,9	4,9
Biomassa	6,3	7,7	9,5	11,2	13,0	14,7	16,5	18,2		18,2	18,2
Biogás	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1		5,1	5,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0
Armazenamento	0	0	375	600	825	1 050	1 275	1 500		1 875	2 250
TOTAL	22 941	25 898	29 504	33 177	35 190	37 030	39 010	40 655		47 093	54 531
<i>do qual Renovável</i>	<i>18 382</i>	<i>21 375</i>	<i>25 017</i>	<i>28 726</i>	<i>30 776</i>	<i>32 652</i>	<i>34 669</i>	<i>37 340</i>		<i>44 646</i>	<i>52 864</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 559</i>	<i>4 523</i>	<i>4 486</i>	<i>4 450</i>	<i>4 413</i>	<i>4 377</i>	<i>4 340</i>	<i>3 314</i>		<i>2 447</i>	<i>1 667</i>

* Capacidade máxima

** 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 2022-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2023-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2035		2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Tapada Outeiro C.C.	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
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Cogeração não renovável	730	730	773	791	811	754	698	642		642		469
Cogeração renovável	460	460	460	534	608	681	755	829		908		1 081
Total Cogeração	1 190	1 190	1 233	1 324	1 418	1 436	1 453	1 471		1 550		1 550
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598	7 598		7 780		7 780
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160	160		160		160
<i>das quais reversíveis</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 593</i>	<i>3 937</i>	<i>3 937</i>		<i>3 937</i>		<i>3 937</i>
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620	620		620		620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217	8 217		8 400		8 400
Eólica onshore	5 761	5 773	5 925	6 017	7 113	8 209	9 305	10 400		9 967		12 900

<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	162	324	485	646	807	968		968		968
Eólica offshore	25	25	25	420	815	1 210	1 605	2 000		6 000		10 000
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	270	541	811	1 082	1 352		5 354		9 354
Total Eólica	5 786	5 798	5 950	6 437	7 928	9 419	10 910	12 400		15 966		22 900
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	80	84	87	90	94		89		60
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	241	251	261	271	281		266		178
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	90	93	97	101	105		99		66
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 566	5 621	7 852	9 655	11 457	13 260	15 063		20 773		27 632
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	1 259	2 517	3 776	5 034	6 293		6 293		13 284
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17	17		17		17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0		0		600
Total Solar	1 972	3 582	5 638	7 868	9 671	11 474	13 276	15 079		20 790		28 249
Ondas	0	0	0	40	80	120	160	200		200		200
Produção Distribuída**	1 735	2 929	3 902	4 422	4 842	5 261	5 681	6 100		7 017		9 989
Fotovoltaico (PV)	1 722	2 913	3 881	4 399	4 817	5 234	5 651	6 069		6 986		9 957
Hídrica	0,3	1,2	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2		2,2		2,2
Eólica	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9		4,9		4,9
Biomassa	6,3	7,7	9,5	11,2	13,0	14,7	16,5	18,2		18,2		18,2
Biogás	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1		5,1		5,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0		1,0
Armazenamento	0	0	500	800	1 100	1 400	1 700	2 000		2 500		3 000
TOTAL	22 941	25 934	29 657	33 344	37 508	41 601	45 689	48 787		58 931		75 948
<i>do qual Renovável</i>	18 382	21 375	25 055	28 724	32 868	37 017	41 161	45 305		56 235		74 122
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 559	4 559	4 602	4 620	4 640	4 584	4 528	3 482		2 697		1 826

*Capacidade máxima

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

Para além do estudo sobre os cenários Conservador e Ambição, **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 de segurança de abastecimento. Neste cenário, a oferta é constituída pelo sistema existente, considerando a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024, de acordo com o Despacho n.º 13/SEENC/2024 da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável, e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2024. O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são apenas os próximos cinco anos (2025-2029), uma vez que não se considera expectável que a oferta se mantenha constante para além desse período.

Tabela 9 – Previsão da evolução da capacidade no período 2023-2029 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	0	0	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	730	683	635	588	540	493	445
Cogeração renovável	460	460	460	460	460	460	460
Total Cogeração	1 190	1 143	1 095	1 048	1 000	953	905
Grandes Hídricas	7 432	7 592	7 592	7 592	7 592	7 598	7 598
Alto Tâmega (Vidago)	0	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 937
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	619	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 051	8 211	8 211	8 211	8 211	8 217	8 217
Eólica onshore	5 761	5 773	5 920	5 920	5 920	5 920	5 920
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	
Eólica offshore	25	25	25	25	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	
Total Eólica	5 786	5 798	5 945	5 945	5 945	5 945	5 945
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	231	231	231	231	231	231
Biogás (s/ cogeração)	81	86	86	86	86	86	86
Fotovoltaico (PV)	1 956	3 304	4 842	5 600	5 600	5 600	5 600
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	

Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	17	17	17	17	17
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 972	3 319	4 858	5 617	5 617	5 617	5 617
Ondas	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída**	1 735	2 574	3 127	3 127	3 127	3 127	3 127
Fotovoltaico (PV)	1 722	2 560	3 111	3 111	3 111	3 111	3 111
Hídrica	0,3	1,2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Eólica	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	22 941	25 270	26 470	27 181	27 133	27 092	27 044
<i>do qual Renovável</i>	18 382	20 757	22 995	23 754	23 754	23 760	23 760
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 559	4 512	3 474	3 427	3 379	3 332	3 284

* Capacidade máxima

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

4. Pressupostos de procura

Para efeitos de construção dos cenários de procura, tal como em anteriores exercícios, tem-se em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, 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, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP. Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E, nomeadamente a revisão do PNEC.

O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que transpõe a Diretiva (UE) 2018/2002, estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final.

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), publicada através Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

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 e do SNG (Sistema Nacional de Gás), a designada *smart sector integration*. As metas estabelecidas na EN-H2, bem como as consideradas na proposta de revisão do PNEC, contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica e, como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos no SEN.

4.1. Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos edifícios (setores doméstico e dos serviços), estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela 10.

Tabela 10 - Estimativa das poupanças de eletricidade nos edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2024-2030	2031-2040	2024-2030	2031-2040
3155	6606	2524	5285

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela *supra*, entre edifícios residenciais e não residenciais³, estima-se que o sector residencial represente 48% e 55% das poupanças de eletricidade nos edifícios, respetivamente nos períodos 2024-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2024-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE, alterada pela Diretiva UE 2018/2002, de 11 de dezembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2020-2022 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), 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 2020 e 2022.

A evolução atrás mencionada foi considerada para o cenário de maior ambição nas poupanças (cenário Ambição), enquanto para o cenário Conservador se assumiu que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade no período em análise podem ser consultadas na tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa das poupanças de eletricidade, exceto edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2024-2030	2031-2040	2024-2030	2031-2040
1029	459	823	367

Fonte: Estimativa DGEG

³ Edifícios da administração pública, comércio, ensino, escritórios, hotelaria, residências, saúde e desporto.

4.2. Mobilidade elétrica

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista na proposta de revisão do PNEC para o 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. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

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

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2023	104 280	15 233	93 155	5 200	5 340	17 751	202 775
2024	127 140	15 867	106 580	5 300	6 420	17 834	240 140
2025	150 000	16 500	120 000	5 400	7 500	17 917	277 500
2026	204 000	17 200	128 000	5 500	16 000	18 000	348 000
2027	258 000	17 900	136 000	5 600	24 500	18 083	418 500
2028	312 000	18 600	144 000	5 700	33 000	18 167	489 000
2029	366 000	19 300	152 000	5 800	41 500	18 250	559 500
2030	420 000	20 000	160 000	6 000	50 000	18 333	630 000
2035	750 000	20 000	190 000	6 000	100 000	19 861	1 040 000
2040	1 400 000	20000	220 000	6 000	140 000	21 389	1 760 000

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		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2023	104 280	15 233	93 155	5 200	5 340	17 751	202 755
2024	142 140	15 867	121 580	5 300	7 670	17 834	271 390
2025	180 000	16 500	150 000	5 400	10 000	17 917	340 000
2026	274 000	17 200	180 000	5 500	24 000	18 000	478 000
2027	368 000	17 900	210 000	5 600	38 000	18 083	616 000
2028	462 000	18 600	240 000	5700	52 000	18 167	754 000
2029	556 000	19 300	270 000	5 800	66 000	18 250	892 000
2030	650 000	20 000	300 000	6 000	80 000	18 333	1 030 000
2035	1 200 000	20 000	270 000	6 000	150000	19 861	1 620 000
2040	2 000 000	20 000	230 000	6 000	220000	21 389	2 450 000

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Conservador

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2023	592	53980	26	30000
2024	646	54203	40	32500
2025	700	54426	60	35000
2026	740	54649	85	37500
2027	780	54872	135	40000
2028	820	55095	195	42500
2029	860	55318	265	45000
2030	900	55541	345	47500
2035	1 200	55541	945	55000
2040	1 500	55541	1805	70000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Ambição

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2023	592	53980	26	30000
2024	696	54203	60	32500
2025	800	54426	100	35000
2026	880	54649	170	37500
2027	960	54872	270	40000
2028	1 040	55095	450	42500
2029	1 120	55318	650	45000
2030	1 200	55541	850	47500
2035	1 800	55541	1890	55000
2040	2 500	55541	3610	70000

Tabela 16 – Previsão de evolução dos navios fluviais de passageiros elétricos nos cenários Conservador e Ambição⁴

	Navios fluviais de passageiros elétricos	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2023	0	0
2024	3	4
2025	4	6
2026	6	8
2027	8	10
2028	10	10
2029	10	10
2030	10	10
2035	10	10
2040	10	10

Para efeitos do presente estudo considerou-se um consumo unitário anual de 0,7 GWh, baseado na diferença entre a eficiência energética das soluções térmica e de motor elétrico, partindo do valor do consumo de combustível para a operação atualmente em vigor.

4.3. Autoconsumo

As previsões do autoconsumo de grandes instalações partem do valor estimado para 2023 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2023 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1047 GWh⁵. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1312 GWh.

Relativamente ao autoconsumo de unidades de produção distribuída, 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 estimada em 31 de dezembro de 2023, em Portugal Continental, era de cerca de 1914 MW⁶ e a produção estimada em 2023 de aproximadamente 2184 GWh⁷.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na Tabela 17.

⁴ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2022 ajustados em 1 ano, atendendo a que apenas recentemente foi finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios.

⁵ 249 GWh relativos a cogeração a gás natural, 751 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 48 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

⁶ 160 MW relativos a UPP, 1587 MW a UPAC (inclui Mera Comunicação Prévia) e 167 MW a unidades de micro/mini produção.

⁷ 213 GWh relativos a micro/mini produção, com 1299 horas de utilização por ano, 186 GWh a UPP, com 1114 horas de utilização por ano e 1785 GWh a UPAC (inclui Mera Comunicação Prévia), com 1133 horas de utilização por ano.

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Conservador			Cenário Ambição			Cenário Superior Ambição -Teste de Stress		
	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total
2024	1 201	2 803	4 004	1 223	2 803	4 026	1 195	2 576	3 771
2025	1 475	4 188	5 663	1 504	4 188	5 693	1 422	3 466	4 888
2026	1 891	5 143	7 034	2 405	5 143	7 547	2 153	3 820	5 972
2027	2 306	5 744	8 050	3 307	5 744	9 051	2 884	3 820	6 704
2028	2 724	6 280	9 004	4 162	6 280	10 443	3 617	3 820	7 436
2029	3 141	6 816	9 958	5 020	6 816	11 837	4 349	3 820	8 169
2030	3 560	7 353	10 913	5 880	7 353	13 233			
2035	4 580	8 905	13 485	8 227	8 676	16 903			
2040	4 435	10 332	14 767	15 151	12 213	27 364			

(*) O autoconsumo associado às grandes instalações inclui as cogerações, data centers, projetos industriais e outros. Não há autoconsumo associado à produção de hidrogénio pois considera-se que a energia dedicada é totalmente veiculada na RNT

4.4. Hidrogénio verde

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo que grande parte desta será efetuada com produção dedicada e outra com recurso a produção da RESP.

Este racional foi igualmente seguido na elaboração da proposta de revisão do PNEC, pelo que, para efeitos do RMSA-E 2024, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores que constam da tabela seguinte (*Input*), que no caso do cenário Ambição está alinhado com o cenário WAM da revisão do PNEC. A potência (*Input*) corresponde à alimentação dos eletrolisadores responsáveis pela produção de H₂⁸.

Tabela 18 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores interligada com a RESP (MW)

		2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Ambição	<i>Input</i>	21	1777	4412	7401	13478
	<i>Output_{H2}</i>	13	1208	3000	5143	9569
Cenário Conservador	<i>Input</i>	13	292	705	2809	4477
	<i>Output_{H2}</i>	8	200	480	1952	3178

Relativamente à proveniência da produção renovável para abastecimento dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores foram considerados os dados de base associados à revisão do PNEC. Grande parte desta produção é dedicada ao consumo dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore), foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade, com reflexos ao nível das suas pontas.

⁸ As potências (*Input*) correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados na proposta de revisão do PNEC, afetados do rendimento dos eletrolisadores, obtidos do documento “*The Future of Hydrogen*” publicado pela Agência Internacional de Energia e disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

De realçar que caso venham a verificar-se outros consumos de eletrolisadores aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.5. Grandes consumos industriais

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada de consumos de eletricidade em grandes consumidores industriais com ligação à RESP, seguindo o mesmo racional do RMSA-E 2023 e com base na informação disponível na revisão do PNEC 2030, em particular para o cenário ambição.

Tabela 19 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais interligada com a RESP (MW)

	2025	2027	2030*	2035	2040
Cenário Ambição	59	405	924	1431	2983
Cenário Conservador	16	185	438	626	626

* Para o cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade total instalada de 2 GW (totalizando 6,4 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais). Estes consumos serão abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria adicional ao cenário da oferta ambição.

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de consumo previstos para os maiores projetos, disponibilizados pelos promotores, considerando, contudo, que os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo), e os restantes 75% através de produção própria no cenário Conservador, enquanto no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

De realçar, que caso venham a verificar-se consumos adicionais aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.6. Cenários de procura

Tabela 20 – Cenário Central Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	478	532	50 775	3,9%	4 004	4 906	51 677		0
2025	956	625	52 781	4,0%	5 663	4 892	51 962	0,6%	49
2026	1 434	850	54 522	3,3%	7 034	4 850	51 756	-0,4%	582
2027	1 913	1 082	56 249	3,2%	8 050	4 841	51 905	0,3%	1 135
2028	2 391	1 322	57 993	3,1%	9 004	4 839	52 122	0,4%	1 707
2029	2 869	1 568	59 754	3,0%	9 958	4 837	52 336	0,4%	2 297
2030	3 347	1 822	61 531	3,0%	10 913	4 834	52 546	0,4%	2 906
2035	6 173	3 352	74 741		13 485	5 367	54 949		11 674
2040	8 999	5 951	87 022		14 767	5 970	58 375		19 850

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh ¹⁰	
2024	598	601	50 724	3,8%	4 026	4 899	51 597		0
2025	1 195	766	52 836	4,2%	5 693	4 892	51 947	0,7%	89
2026	1 793	1 170	58 402	10,5%	7 547	4 985	51 875	-0,1%	3 965
2027	2 391	1 586	63 976	9,5%	9 051	5 113	52 194	0,6%	7 844
2028	2 989	2 020	69 374	8,4%	10 443	5 246	52 678	0,9%	11 500
2029	3 586	2 467	74 811	7,8%	11 837	5 381	53 196	1,0%	15 159
2030	4 184	2 926	80 285	7,3%	13 233	5 516	53 748	1,0%	18 821
2035	7 717	5 336	103 893		16 903	6 500	57 989		35 501
2040	11 249	8 669	149 315		27 364	8 073	62 712		67 312

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

⁹ Taxa de variação homóloga

¹⁰ Taxa de variação homóloga

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	598	601	51 121	4,6%	4 026	4 940	52 036		0
2025	1 195	766	53 305	4,3%	5 693	4 941	52 465	0,8%	89
2026	1 793	1 170	58 940	10,6%	7 547	5 040	52 469	0,0%	3 965
2027	2 391	1 586	64 617	9,6%	9 051	5 178	52 901	0,8%	7 844
2028	2 989	2 020	70 122	8,5%	10 443	5 322	53 501	1,1%	11 500
2029	3 586	2 467	75 669	7,9%	11 837	5 466	54 139	1,2%	15 159
2030	4 184	2 926	81 256	7,4%	13 233	5 612	54 815	1,2%	18 821
2035	7 717	5 336	105 492		16 903	6 658	59 746		35 501
2040	11 249	8 669	151 649		27 364	8 304	65 278		67 312

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	478	532	50 450	3,2%	4 004	4 872	51 317		0
2025	956	625	52 279	3,6%	5 663	4 840	51 408	0,2%	49
2026	1 434	850	53 951	3,2%	7 034	4 791	51 126	-0,5%	582
2027	1 913	1 082	55 608	3,1%	8 050	4 776	51 199	0,1%	1 135
2028	2 391	1 322	57 280	3,0%	9 004	4 767	51 336	0,3%	1 707
2029	2 869	1 568	58 965	2,9%	9 958	4 758	51 468	0,3%	2 297
2030	3 347	1 822	60 666	2,9%	10 913	4 748	51 595	0,2%	2 906
2035	6 173	3 352	73 458		13 485	5 240	53 539		11 674
2040	8 999	5 951	85 260		14 767	5 796	56 439		19 850

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

¹¹ Taxa de variação homóloga

¹² Taxa de variação homóloga

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	598	601	51 121	tvh ¹³	3 771	4 967	52 318		0
2025	1 195	766	53 305	4,3%	4 888	5 025	53 353	2,0%	89
2026	1 793	1 170	58 940	10,6%	5 972	5 203	54 206	1,6%	3 965
2027	2 391	1 586	64 617	9,6%	6 704	5 417	55 487	2,4%	7 844
2028	2 989	2 020	70 122	8,5%	7 436	5 625	56 810	2,4%	11 500
2029	3 586	2 467	75 669	7,9%	8 169	5 833	58 173	2,4%	15 159

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6), em que se assume o sistema existente e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até final de 2024, 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.

Tabela 25 – Cenário Superior Ambição – Sensibilidade 2 GW grandes consumos

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh ¹⁴	
2030	4 184	2 926	88 571		17 987	5 866	57 628		18 821

Tal como abordado no ponto 4.5 destes pressupostos, para o cenário de oferta ambição e de procura superior ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade total instalada de 2 GW para os grandes consumos industriais.

¹³ Taxa de variação homóloga

¹⁴ Taxa de variação homóloga

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos diretamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à Agência Internacional de Energia.

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 26 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹⁵ USD ₂₀₂₃ /bbl	GÁS NATURAL ¹⁶ CIF RNTIAT USD ₂₀₂₃ /MBtu
2024	84	10,2
2025	76	9,3
2026	76	8,2
2027	76	8,3
2028	76	8,3
2029	75	8,4
2030	75	8,4
2035	72	8,1
2040	68	7,5

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2025-2040 foram calculados partindo da cotação do ECX – European Climate Exchange ICE – Intercontinental Exchange EUA - European Union Allowance Emissions Futures, para dezembro de 2025, de 70,73 €/t (valor a preços correntes, disponível no dia 17 de junho de 2024).

Nos horizontes 2030 e 2040 assumiu-se os valores do *Announced Pledges Scenario – Advanced economies with net zero emissions pledges* da Agência Internacional de Energia, publicados no *World Energy Outlook 2023*, de 135 USD₂₀₂₂/t e 175 USD₂₀₂₂/t, respetivamente, convertidos para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2022.

Os valores foram revistos para preços de 2023. Entre 2026-2029 e em 2035 os valores foram obtidos por interpolação linear.

Tabela 27 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO₂

	Unid.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Preço	€/t ₂₀₂₃	65,9	80,1	94,4	108,6	122,9	137,1	157,4	177,7

¹⁵ Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Announced Pledges Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2023*. Preços revistos para preços de 2023 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹⁶ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do Terminal de Sines para o GNL

5.3. Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao RMSA-E, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 28, determinadas de acordo com o artigo 255.º da Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro. De notar que, 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 28 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP (€/GJ) ¹⁷	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2024 serão analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura e oferta, como descrito de seguida:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; em que para esta trajetória são ainda realizadas as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2027, 2030 e 2040, assumindo o cenário inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em 2030 e 2040, assumindo o cenário superior Ambição;
 - b) à procura superior Ambição, em 2030, com 2 GW do consumo de grandes consumidores industriais;
 - c) à oferta, em 2030, considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração, assumindo-se o cenário de procura superior Ambição.
- Teste de Stress – assumindo o cenário superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo a continuidade em operação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 31 de dezembro de 2024 (de acordo com o Despacho n.º

¹⁷ Artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, sucessivamente alterado.

13/SEENC/2024, da Sra. Secretária de Estado da Energia e Clima, de 17 de janeiro de 2024), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até 31 de dezembro de 2024.

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 de Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajectoria Conservadora Sensibilidade (*)			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidades (**) (***)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário Conservador.

(**) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais.

(***) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à oferta considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração.

Será analisado como indicador de segurança de abastecimento o LOLE (*Loss of Load Expectation*), recorrendo-se ao modelo PS-MORA¹⁸. Para que seja garantida a segurança de abastecimento considera-se que o LOLE deverá ser menor ou igual a 5 horas.

Nas simulações considera-se 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*, no sentido Espanha -> Portugal), que representa a capacidade comercial de troca nas interligações (10% da NTC para definição da constituição de uma *pool* de reserva no âmbito do MIBEL – Mercado Ibérico da Energia Elétrica).

¹⁸Aquando do cálculo do *Value of Lost Load* (VoLL) e do *Cost of New Entry* (CONE) o Estado Membro Português determinará um novo padrão de segurança de abastecimento de acordo com o n.º 3 do artigo 25.º (Norma de fiabilidade) do Regulamento (UE) 2019/943.



ANEXO

2

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE
ELECTRICIDADE PARA O PERÍODO 2024-2040



Índice

1.	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	7
2.	ANÁLISE DA PROCURA DE ELETRICIDADE	12
2.1	Procura Anual.....	12
2.2	Consumo Final por Sectores	16
2.2.1	Sector da Indústria e Agricultura	18
2.2.2	Sector Terciário	20
2.2.3	Sector Residencial	22
3.	CENARIZAÇÃO E VETORES DE MUDANÇA	26
4.	METODOLOGIA DE PREVISÃO.....	30
4.1	Previsão de Curto Prazo.....	30
4.2	Previsão de Longo Prazo.....	31
4.2.1	Modelos estruturais.....	33
4.2.2	Modelos econométricos estimados	34
4.2.3	Evolução dos coeficientes das variáveis económicas.....	36
5.	CENÁRIOS MACROECONÓMICOS	38
6.	NOVAS MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	41
7.	MOBILIDADE ELÉTRICA.....	44
8.	PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE	50
9.	OUTROS GRANDES CONSUMOS	52
10.	PREVISÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE.....	54
11.	AUTOCONSUMO	57
12.	FATOR DE PERDAS NAS REDES	61
13.	PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA	63
14.	SÍNTESE DOS RESULTADOS OBTIDOS	66
15.	COMPARAÇÃO COM PREVISÕES DE ESTUDOS ANTERIORES	69

Índice de Figuras

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2023.....	12
Figura 2 – Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2023	13
Figura 3 – Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2023.....	14
Figura 4 – Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2023.....	15
Figura 5 – Evolução da intensidade do consumo de eletricidade no PIB (preços de 2010), corrigido da paridade do poder de compra (UE27=1), em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2023.....	15
Figura 6 – Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2023.....	16
Figura 7 – Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2023.....	16
Figura 8 – Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2023.....	18
Figura 9 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2023.....	19
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 1980-2023.....	19
Figura 11 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2023.....	20
Figura 12 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Terciário. Período 1980-2023.....	21
Figura 13 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2023.....	21

Figura 14 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário. Período 1980-2023	22
Figura 15 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2023.....	23
Figura 16 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2023.....	23
Figura 17 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980-2023	24
Figura 18 – Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2022.....	25
Figura 19 – Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo	26
Figura 20 – Caracterização dos diferentes cenários.....	29
Figura 21 – Etapas da previsão de curto prazo.....	31
Figura 22 – Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão	32
Figura 23 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura	34
Figura 24 – Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário	35
Figura 25 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial	35
Figura 26 – Evolução dos coeficientes das variáveis económicas.....	36
Figura 27 – Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2024-2040.....	39
Figura 28 – Evolução prevista para o RDBF – com base nos Cenários do PIB DGEG 2024-2040.....	39
Figura 29 – Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2024-2040	39
Figura 30 – Evolução prevista para o VAB do setor Terciário – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2024-2040.....	40
Figura 31 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade anuais incrementais - Cenários DGEG	42

Figura 32 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas - Cenários DGEG.....	42
Figura 33 – Impacto acumulado das poupanças no consumo final de eletricidade previsto.....	43
Figura 34 – Evolução do parque dos BEV e PHEV em Portugal. Período 2015-2023 ...	44
Figura 35 – Peso nas vendas totais de veículos dos BEV e PHEV em Portugal (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias)	44
Figura 36 – Quota de mercado das vendas dos VE (carros) em 2023, em alguns países	45
Figura 37 – Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG.....	46
Figura 38 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE - Cenários DGEG	47
Figura 39 – Impacto do consumo dos VE no consumo final de eletricidade previsto ..	48
Figura 40 – Consumo final de eletricidade dos VE no Mundo e peso dos VE no consumo de eletricidade por país/região (2023 e previsão 2035) (inclui todos os segmentos)	49
Figura 41 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de eletrolisadores (Input) – Cenários DGEG.....	50
Figura 42 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos eletrolisadores para produção de H ₂ verde - Cenários DGEG	51
Figura 43 – Impacto acumulado previsto da produção de H ₂ verde sobre o consumo final de eletricidade.....	51
Figura 44 – Capacidade instalada de outros grandes consumos – Cenários DGEG.....	52
Figura 45 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos outros grandes consumos - Cenários DGEG	53
Figura 46 – Impacto acumulado previsto dos datacenters e outros grandes projetos sobre o consumo final de eletricidade	53
Figura 47 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade. Período 2024-2040	54

Figura 48 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade por setores. Período 2024-2040	55
Figura 49 – Evolução prevista do autoconsumo - Cenários DGEG	60
Figura 50 – Evolução do fator de perdas total e individual nas redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2023	61
Figura 51 – Evolução prevista do fator de perdas total das redes de transporte e distribuição.....	62
Figura 52 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2024-2040.....	63
Figura 53 – Efeito dos distintos vetores na previsão do consumo referido à produção líquida, excluído da energia dedicada à produção de H ₂ em circulação na RNT – contributos em cada período	66
Figura 54 – Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2024-2040.....	67
Figura 55 – Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita. Período 2024-2040.....	68
Figura 56 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023	69
Figura 57 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023	70
Figura 58 – Cenários de evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023	71
Figura 59 – Cenários de evolução prevista do consumo de eletricidade das unidades de produção de H ₂ . RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023	71
Figura 60 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida dos outros grandes consumos. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023	72
Figura 61 – Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023.....	73
Figura 62 – Cenários de evolução do PIB. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023.....	74

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade.....	13
Tabela 2 – Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores	18
Tabela 3 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade.....	56
Tabela 4 – Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida, excluído da energia dedicada ao H ₂ em circulação na RNT. Período 2024-2040	65
Tabela 5 – Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2024-2040.....	68
Tabela 6 – Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2024-2040	68

1. Introdução e Objetivo

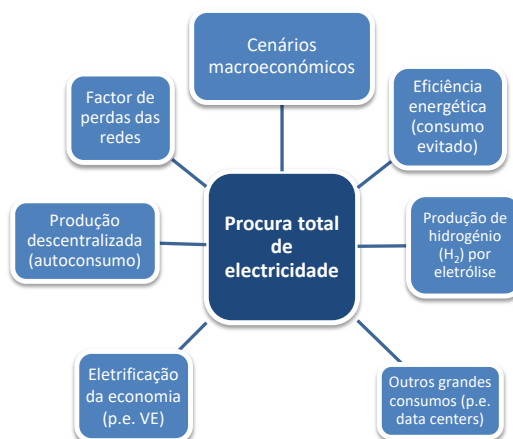
O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2024-2040, para Portugal Continental, traduzida em termos de consumo final e consumo referido à produção líquida (abastecido pelas redes públicas).

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. O consumo referido à produção líquida é o consumo realmente relevante para efeitos dos estudos de segurança de abastecimento, sendo no longo prazo determinado com base na seguinte expressão:

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

Num trabalho de cenarização desta natureza, a incerteza está sempre presente pelo que a construção de cenários suficientemente contrastantes permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar. Por conseguinte, este exercício de previsão da procura revela-se uma tarefa complexa com base em variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios.

O esquema seguinte sintetiza esses vetores principais que estão na base das previsões da procura de eletricidade, sendo que os cenários desenvolvidos assentam na combinação de diferentes perspetivas da sua evolução.



A evolução para um sistema energético integrado, envolvendo todos os diferentes vetores energéticos, infraestruturas e sectores de consumo, é considerada pela União Europeia (UE) como a via para uma descarbonização efetiva, economicamente acessível e significativa da economia europeia. Nesse contexto, acelerar a eletrificação do consumo de energia a partir de um sistema eletroprodutor baseado em FER (Fontes de Energias Renováveis), dar prioridade à eficiência energética e promover a utilização de combustíveis renováveis e hipocarbónicos, incluindo hidrogénio (H2), nos setores de difícil descarbonização são medidas que a UE tende a dinamizar.

Neste sentido, os desafios são muitos na prossecução de uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia. Os compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050 estão refletidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica e no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC).

O PNEC 2030¹, expõe um conjunto de medidas e linhas de ação no sentido da maior eletrificação da economia nos sectores residencial, serviços, indústria e transportes.

"A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo reforço das energias renováveis através do incremento da eletrificação e do desenvolvimento de um sistema com base em combustíveis renováveis, designadamente gases renováveis (seja hidrogénio ou biometano)."

"No setor residencial, pretende-se reforçar o conforto térmico das habitações, privilegiando as soluções passivas de isolamento, proteção solar e ventilação, e prosseguindo-se com a tendência de eletrificação do setor e aproveitamento de fontes de energia renovável no aquecimento e no arrefecimento, tais como a energia solar térmica e sistemas geotérmicos superficiais."

"No sector dos serviços, deverá ser explorado o 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."

"Ao nível da indústria deve também ser dada prioridade à descarbonização das necessidades de aquecimento e arrefecimento, apostando na caracterização das instalações e necessidades, nomeadamente em sede de auditorias, priorizando o aconselhamento técnico com vista à transição para fontes renováveis e aproveitamento dos excedentes de calor que se possam identificar-se como técnica e economicamente viáveis."

"Descarbonizar o setor dos transportes, fomentando a transferência modal e um melhor funcionamento das redes de transporte coletivo, promovendo a mobilidade elétrica e ativa e o uso de combustíveis alternativos limpos".

São apresentadas várias medidas e linhas de ação com o objetivo de promover a descarbonização da economia, nomeadamente através do reforço da eletrificação, do aumento da eficiência energética e da utilização de fontes de energia renovável.

A mobilidade elétrica, sendo um pilar da eletrificação da economia suportado na descarbonização do setor dos transportes, é uma vertente muito relevante. Por conseguinte, neste exercício de previsão, no campo da eletrificação da economia, são incorporados os efeitos da penetração dos veículos elétricos, quer 100% elétricos com bateria (BEV – Battery Electric Vehicle), quer híbridos plug-in (PHEV – Plug-in Electric Hybrid Vehicle), conforme descrito nos pressupostos da DGEG.

As metas atualmente em vigor para a redução das emissões nos veículos ligeiros e pesados, tem conduzido os fabricantes a programas de forte aceleração do desenvolvimento de motorizações eletrificadas, principalmente 100% elétricas (BEV) ou, num futuro mais distante, do ponto de vista do incremento da penetração no mercado, a células de combustível (alimentados com hidrogénio).

No âmbito da Eficiência Energética, o conjunto de reformas apresentadas no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta alicerçada em investimentos

¹ PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030) | Atualização/Revisão (de acordo com o definido no artigo 14º do Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro) | Versão final | Portugal, 1 de outubro de 2024

e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumento da eficiência energética.

Para além disso, a ELPRE - Estratégia de Longo Prazo para apoiar a Renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, e a respetiva ligação ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e da redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE), responde à necessidade identificada no PNEC 2030 de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado.

As medidas constantes desta estratégia compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energias renováveis e a adoção de soluções técnicas quando adequadas à prática do objetivo da renovação energética dos edifícios abrangidos.

Assim, e à semelhança do exercício anterior, são incorporadas as perspetivas de evolução das poupanças de eletricidade previstas, decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços, alicerçadas no PRR e na ELPRE para os horizontes 2030 e 2040.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o PNEC 2030 o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020, pois *"Portugal, procurando maximizar o seu potencial para produção de energia a partir de fontes renováveis, tem como objetivo a implantação de diversos hydrogen valleys. Estas áreas, distribuídas geograficamente por diversas zonas do país, procurarão aproveitar o potencial endógeno regional para a produção de hidrogénio tendo em consideração as infraestruturas existentes e planeadas..."*.

Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com grande ênfase na produção de eletricidade dedicada ao abastecimento destes eletrolisadores. De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT).

À semelhança do exercício de previsão anterior, e atendendo ao peso que poderão ter no consumo de eletricidade, também se considera o impacto na procura de eletricidade decorrente de outros projetos de elevado consumo, previstos entrar em exploração no período analisado e com ligação prevista à RESP.

Face ao anteriormente exposto, quer no que respeita à eletrificação da economia e à eficiência energética, quer à vertente dos gases renováveis e outros grandes consumos, foram então 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:

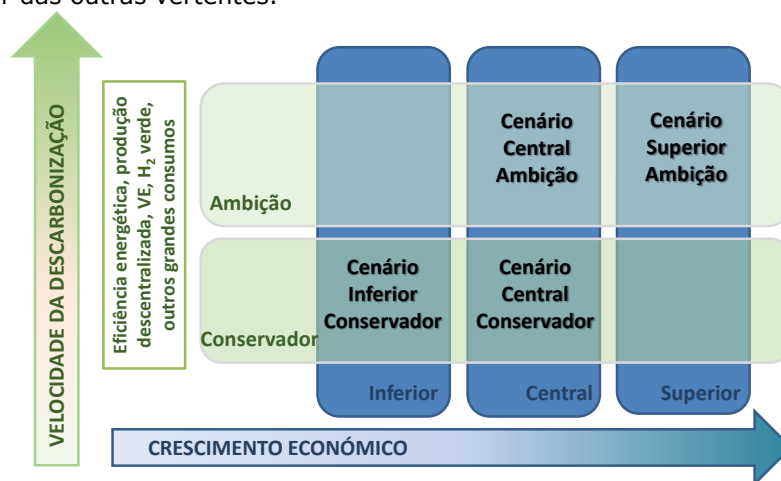
- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

Quanto à evolução da produção descentralizada, da eficiência energética, da penetração dos veículos elétricos, da capacidade instalada de eletrolisadores e da capacidade instalada de outros grandes consumos são assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Conservador – 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 e alinhado com as previsões do PNEC 2030

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

- **Cenário Central Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Conservador das outras vertentes;
- **Cenário Central Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Superior Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Superior e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Inferior Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Inferior e do cenário Conservador das outras vertentes.



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 existente, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição) e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2024. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção descentralizada diferente do considerado nos cenários Ambição e Conservador da oferta e, conseqüentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2025-2029), uma vez que não se considera expectável que a oferta se mantenha constante para além desse período.

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 0.

Todos os cenários apresentados neste estudo são elaborados com base na seguinte informação, da responsabilidade da DGEG:

- ❖ Cenários macroeconómicos: evolução do PIB (Produto Interno Bruto)
- ❖ Cenário de evolução das poupanças anuais associadas a novas medidas de eficiência energética
- ❖ Cenários de evolução do número de veículos elétricos totalmente elétricos e híbridos *plug-in* (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros, pesados de mercadorias e navios fluviais de passageiros)
- ❖ Cenário de evolução dos km/ano percorridos em média pelos veículos elétricos ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias.
- ❖ Consumo de eletricidade previsto por navio fluvial de passageiros
- ❖ Para o ano de 2023 (ano base), estimativas do autoconsumo das grandes instalações e estimativas da produção e potência de ligação da mini/microprodução, 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 das outras grandes instalações, bem como da potência de ligação da produção descentralizada utilizados na construção dos cenários de evolução do autoconsumo
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada em eletrolisadores e outros grandes projetos com ligação à RESP, bem como a percentagem de consumo respetiva que se perspetiva venha a ser abastecida pela RESP

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, não incluindo, portanto, o autoconsumo (consumo diretamente abastecido por produção própria). O consumo final* de eletricidade resulta do consumo referido à produção total líquida de todo o sistema, deduzido das perdas nas redes de transporte e distribuição e acrescido do montante de autoconsumo. A procura total corresponde ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo, sendo o conceito utilizado no cálculo dos indicadores energéticos.

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

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

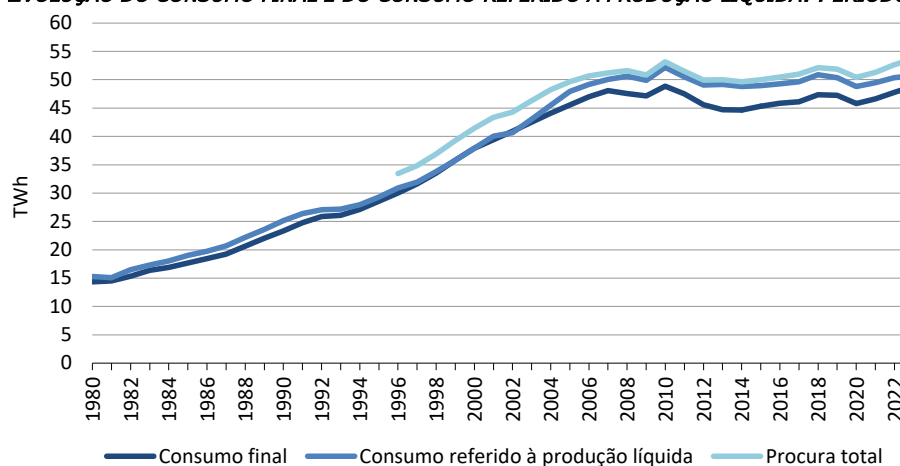
* corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente

2.1 Procura Anual

A Figura 1 mostra a evolução da procura anual nas últimas quatro décadas. Até 2008 a procura de eletricidade teve um percurso sempre ascendente, mas após este ano verificou-se uma desaceleração clara na tendência de crescimento da procura em resultado, especialmente, da crise económica e de consequentes alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, cada vez mais atentos a esta realidade.

Em 2020 fica evidenciada a redução da procura pelo efeito da crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, seguida de uma recuperação nos anos seguintes. A partir de 2020, e mais visível em 2023, o consumo referido à produção líquida cresceu menos do que o consumo final e a procura total devido ao crescimento significativo que se tem verificado no autoconsumo (+15% em 2021; +25% em 2022; +30% em 2023 (valor estimado)).

FIGURA 1- EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL E DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 1980-2023



Nota: consumo final para 2023 é estimado; Fonte: DGEG e REN

Consumo final=Procura Total -perdas nas redes

Consumo referido à produção líquida=Procura total -autoconsumo

Em termos históricos, o valor mais elevado da procura ocorreu no ano de 2010. 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 (tmca) do consumo final foi de 2,9% e do consumo referido à produção líquida foi de 2,8%. Contudo, é possível distinguir períodos de elevado crescimento com outros, mais recentes, de uma evolução praticamente estagnada ou mesmo negativa.

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

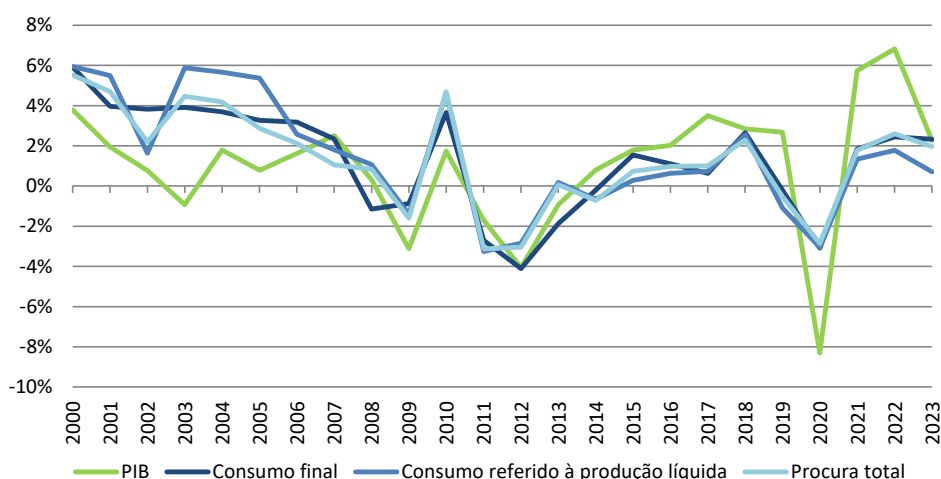
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total	Autoconsumo
1980-	2,9%	2,8%	-	-
1980-	5,0%	5,1%	-	-
1990-	5,0%	4,2%	-	-
2000-	2,6%	3,2%	2,5%	-11,9%
2010-	-0,6%	-0,7%	-0,5%	4,8%
2020-	2,2%	1,3%	2,1%	23,3%
2013-	0,9%	0,3%	0,7%	13,5%
2018-	0,6%	-0,1%	0,6%	18,9%

De realçar que na última década o consumo referido à emissão apresentou taxas médias de evolução bem inferiores às do consumo final e da procura total devido ao aumento significativo do autoconsumo.

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% (-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%). Mais recentemente, o ano de 2020 ficou pautado por um decréscimo no consumo referido à produção líquida (-3,0%) e no consumo final (-3,1%) devido aos efeitos da pandemia da Covid-19.

A Figura 2 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de eletricidade e do PIB desde 2000.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA PROCURA DE ELETRICIDADE E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2023



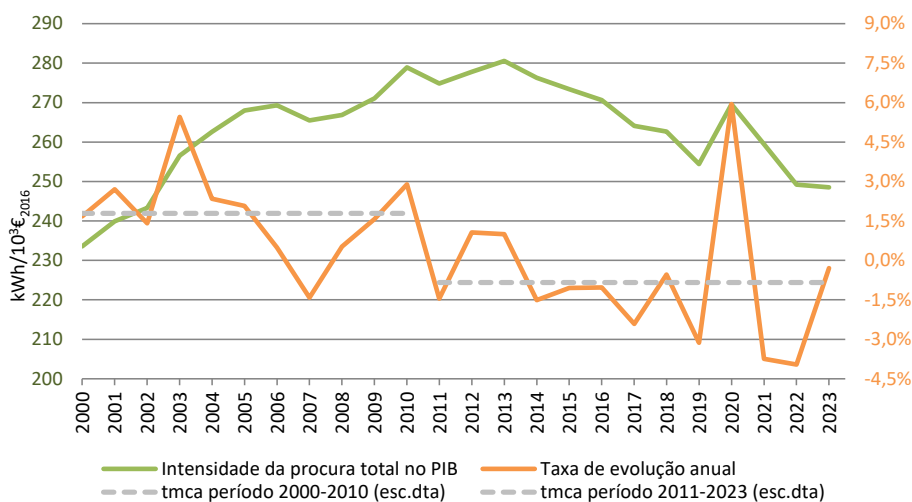
Como já referido, o ano de 2020 revelou-se bastante singular devido à pandemia, sendo caracterizado por um decréscimo da procura de cerca de 3,0%, ainda assim bastante inferior ao impacto no PIB (-8,3%). Se não se considerar este ano, destaca-se o período 2014-2022 com uma procura de eletricidade a apresentar sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB, ao contrário do observado até então na maior parte dos anos. Em 2022 o consumo de eletricidade continuou a recuperação iniciada em 2021, mas, ainda assim, com um crescimento inferior ao do PIB, enquanto que em 2023 o consumo de eletricidade cresceu a taxas inferiores às do ano anterior, mas em linha com a evolução do PIB no que respeita ao consumo final e à procura total.

No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,9% ao ano, resultado da sequência de períodos de crescimento e de redução, e em particular do efeito na atividade económica resultante da crise de saúde pública. No último quinquénio a atividade económica teve um desempenho mais favorável, mesmo com os anos atípicos da pandemia, atingindo, em termos médios, um crescimento de 1,7% ao ano. Apesar desta 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 elasticidade da procura de eletricidade em relação ao PIB tem vindo a reduzir-se significativamente o que poderá indiciar 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 2000-2023.

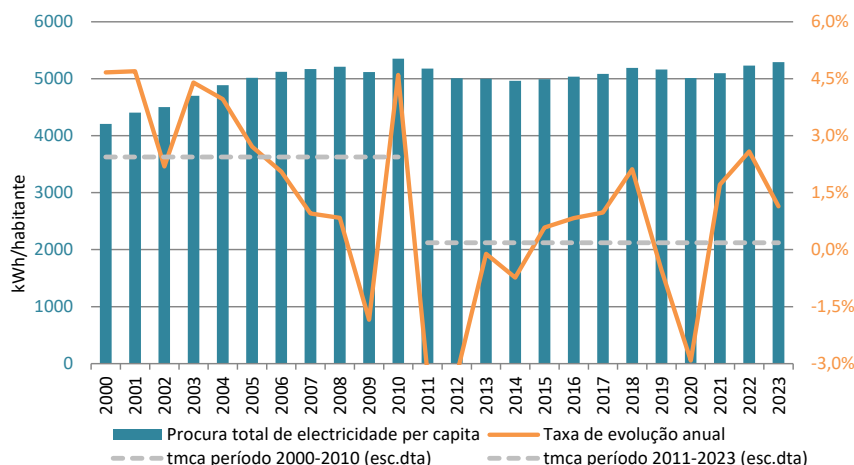
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2000-2023



Conclui-se que a partir de 2013 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento, com exceção do ano de 2020, 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 e 2020, com taxas de crescimento da intensidade bastante elevadas motivada pela evolução negativa da economia nesses anos, e os anos de 2007, 2011, 2014 a 2019 e 2021 a 2023, com taxas de evolução negativas. Na primeira década este indicador teve uma taxa média de crescimento anual de 1,8% em contraste com uma taxa média anual de -0,8% no período 2011-2023, caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. Durante o período representado a intensidade cresceu 6,4%, mas de salientar um decréscimo de 5,4% nos últimos cinco anos.

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 apenas interrompido em 2019 e 2020.

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2000-2023



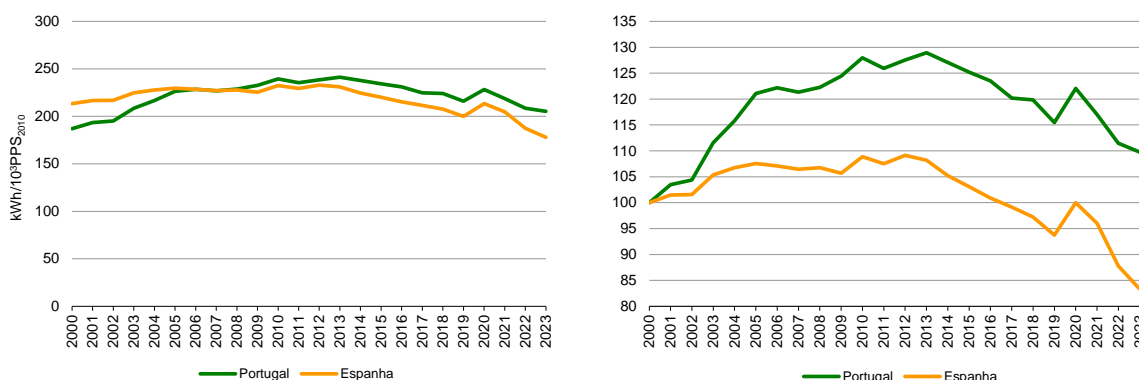
A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,4% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa de 0,2% no período 2011-2023. No período em análise, a procura de eletricidade per capita em Portugal Continental cresceu 25,8%, embora no último quinquénio tenha crescido apenas 1,9%.

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.

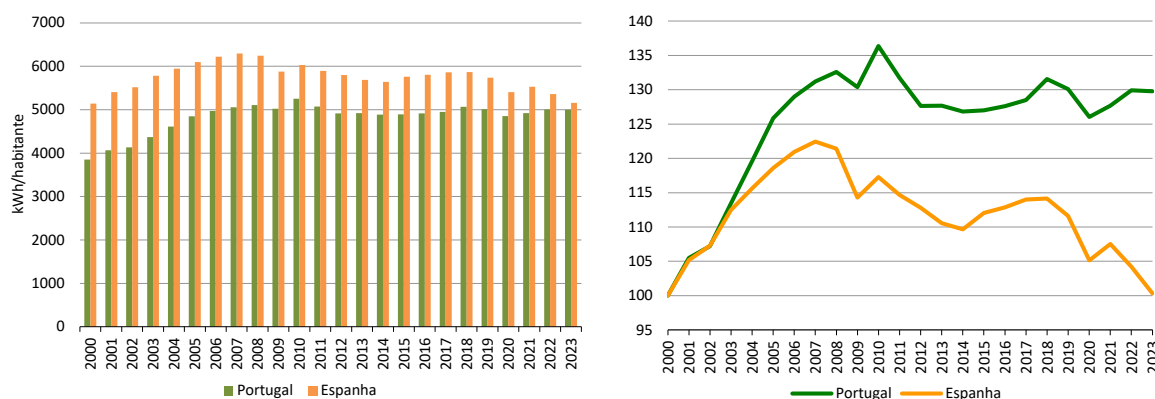
Comparativamente a Espanha, a intensidade do consumo de eletricidade no PIB de Portugal, corrigido da paridade dos poderes de compra, superou a de Espanha a partir de 2009.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PIB (PREÇOS DE 2010), CORRIGIDO DA PARIDADE DO PODER DE COMPRA (UE27=1), EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2023



Em contraste, o consumo de eletricidade per capita em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter crescido a taxas superiores em quase todos os anos. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade per capita de Espanha, percentagem que evoluiu para 97% em 2023.

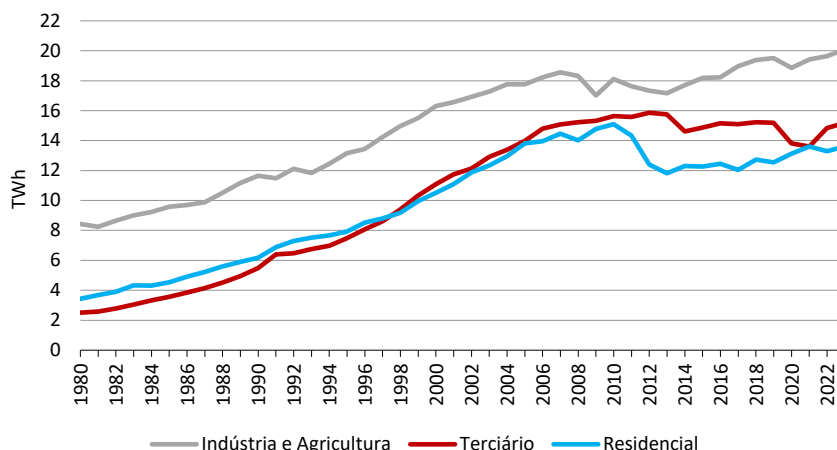
FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE PER CAPITA EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2023



2.2 Consumo Final por Sectores

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2023. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores: Indústria e Agricultura (incluindo a Construção); Terciário (incluindo os Transportes); Residencial.

FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES. PERÍODO 1980-2023



Fonte: até 2022 DGEG; valores estimados para 2023

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

Até 2007 o consumo de eletricidade registou uma trajetória significativamente crescente em todos os sectores de consumo. A partir desse ano é bem evidente a inflexão na tendência de evolução do consumo final em todos os sectores, em especial no Residencial. Contudo, e excetuando o ano de 2020, nos últimos anos assistiu-se a uma recuperação em especial no sector da Indústria e em menor escala no sector Terciário. O consumo no sector Residencial tem-se mantido relativamente estável desde 2013, sendo, no entanto, de assinalar que, ao contrário dos outros sectores, em 2020 teve um crescimento significativo devido ao confinamento e à obrigatoriedade do teletrabalho. As estimativas para 2023 apontam para a continuação da recuperação do consumo no sector da Indústria, para a estabilização do consumo no sector Terciário, bastante penalizado com a pandemia, e para a continuação do crescimento do consumo no sector Residencial.

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 a partir de 2008 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 consequente 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 consequências inevitáveis ao nível dos consumos de energia;
- crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, que apesar da sua natureza conjuntural terá impactos duradouros na atividade económica e na estrutura dos consumos de eletricidade nos próximos anos;
- 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 2023 o consumo de eletricidade do sector Terciário mais do que quintuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,3% ao ano. Contudo, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento – no período 2013-2023 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, de -0,4%, assistindo-se a um período de menor agravamento no quinquénio 2018-2023 traduzido por uma taxa média de crescimento de -0,1% ao ano.

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

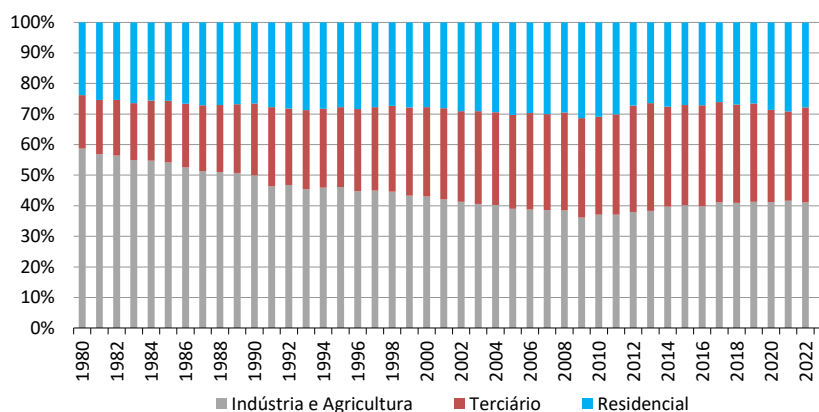
Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2023	2,0%	4,3%	3,3%
1980-1990	3,3%	8,2%	6,1%
1990-2000	3,4%	7,3%	5,5%
2000-2010	1,1%	3,5%	3,7%
2010-2020	0,4%	-1,2%	-1,4%
2013-2023	1,6%	-0,4%	1,4%
2018-2023	0,7%	-0,1%	1,3%

Quanto ao sector da Indústria e Agricultura, no período representado o consumo de eletricidade cresceu, em média, 2,0% ao ano. De realçar que as taxas médias de crescimento anual da última década e do último quinquénio foram superiores às do sector Terciário, 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 cresceu na última década com uma taxa média anual de 1,4%, em linha com o crescimento médio dos últimos 5 anos, mas inferior ao das décadas passadas.

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

FIGURA 8 – REPARTIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES. PERÍODO 1980-2023



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 seu peso no consumo final total de 17% em 1980 para 31% em 2023. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial que evoluiu de um peso de 24% em 1980 para 28% em 2023.

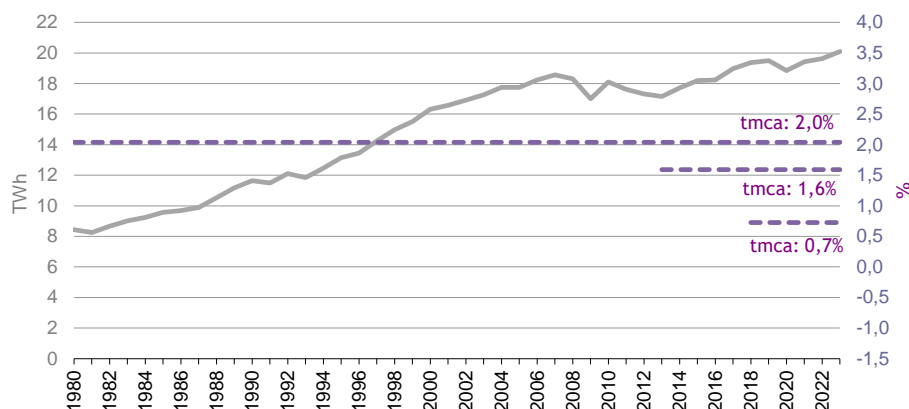
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura

A Figura 9 mostra que no período 1980-2023 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 2022 foi o valor mais elevado de sempre (não contabilizando o ano de 2023 pois é uma estimativa), 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. No ano de 2020 a crise de saúde pública mundial resultou num efeito negativo sobre o consumo deste setor, embora não tão relevante como no setor Terciário.

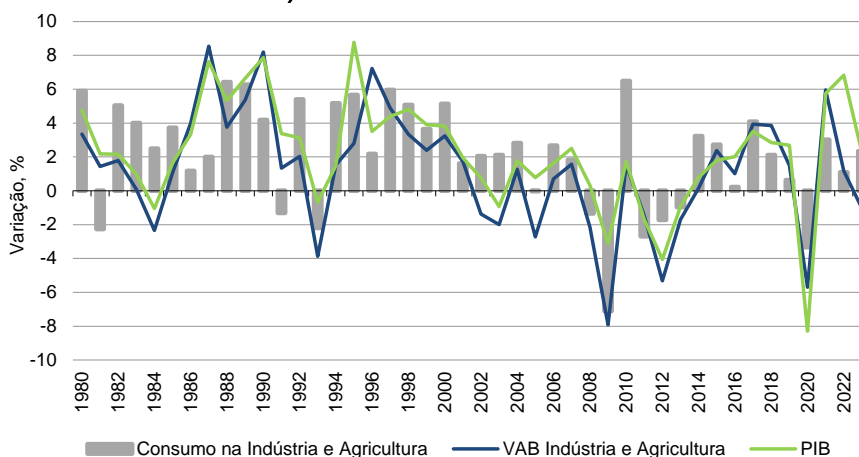
FIGURA 9 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2023



Fonte: até 2022 DGEG; valores estimados para 2023

Com efeito, a Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2023 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 sempre inferior ao crescimento do consumo de eletricidade neste sector, à exceção dos anos de 2011, 2016, 2018, 2019 e 2021.

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 1980-2023



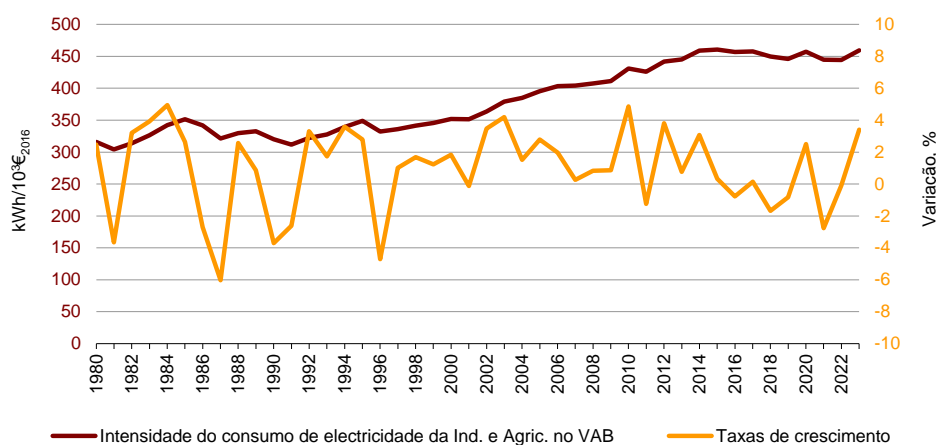
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 64% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 138%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de 1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,0%. O diferencial de crescimento entre o consumo de

eletricidade e o VAB reduziu-se no último quinquénio, com um crescimento do respetivo VAB de 0,3% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 0,7% ao ano do consumo de eletricidade.

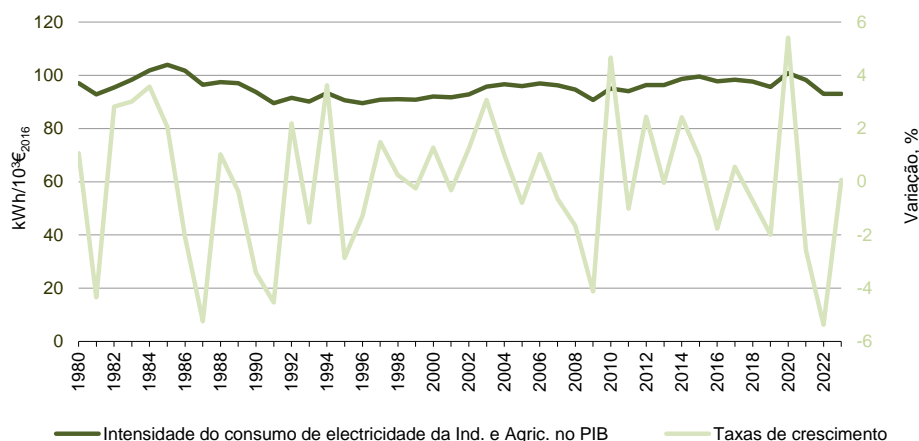
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável e um período mais recente (desde 2014) de evolução decrescente. No período 1980-2023, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 0,9% ao ano, enquanto o período 2018-2023 foi caracterizado, em termos médios, por uma taxa de variação de 0,4% ao ano.

FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2023

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB



Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2023 este indicador é caracterizado, em média, por uma variação média ligeiramente negativa de 0,1% ao ano, enquanto no período 2018-2023 se traduz numa taxa de variação anual, em média, de -1,0%.

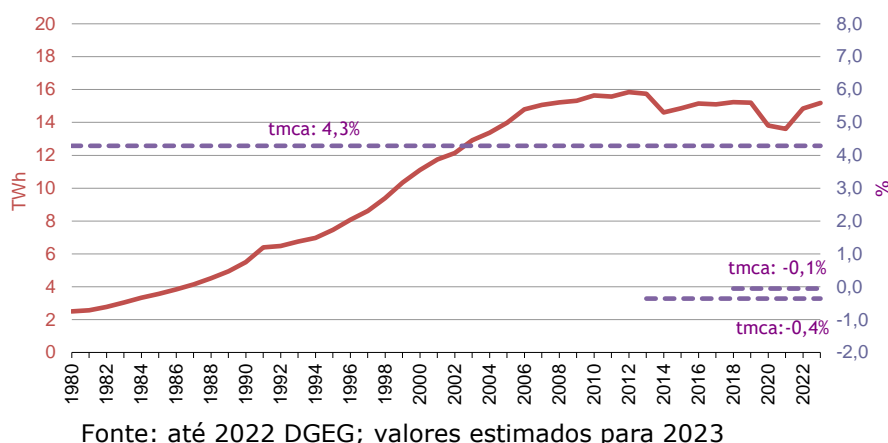
2.2.2 Sector Terciário

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. Em 2020 o setor foi fortemente afetado pela pandemia da Covid-19, resultando num decréscimo assinalável no consumo de eletricidade.

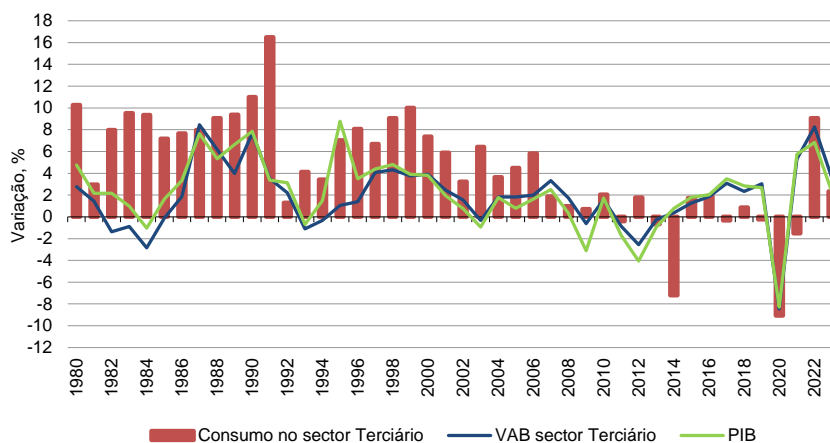
De assinalar a diferença entre as taxas médias de crescimento anual dos diferentes períodos representados, sendo que períodos mais recentes apresentam taxas médias claramente inferiores. As razões prendem-se, quer com a crise económica e financeira após 2008, e consequentes ajustamentos macroeconómicos, quer com a implementação de medidas de eficiência energética e, ainda nos últimos anos, com os impactos da crise provocada pela Covid-19.

FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2023



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

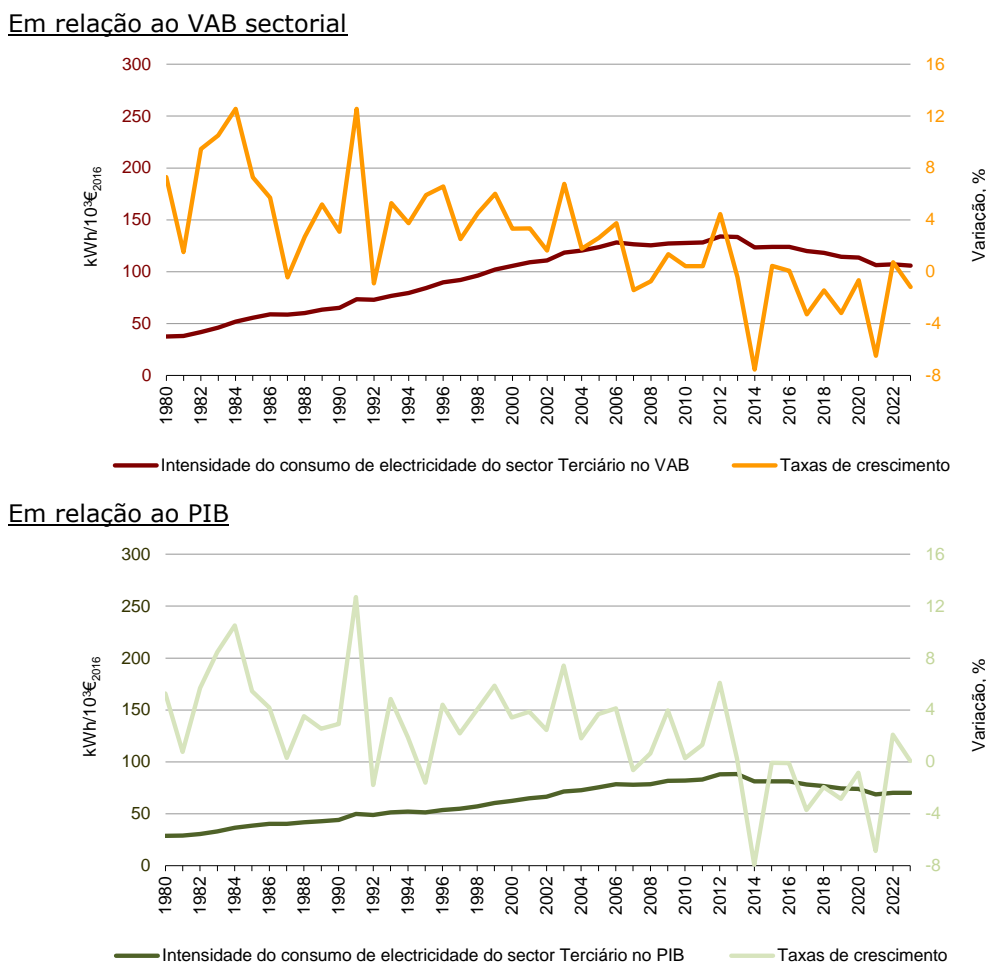
FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2023



Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,3% ao ano enquanto o respetivo VAB cresceu apenas 1,8% ao ano. No período 2013-2023, para além de se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB, em média o VAB do sector cresceu mais do que o respetivo 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 respetivo VAB foi crescente até 2006 como se pode observar pela Figura 14. A partir deste ano verificou-se um assinalável abrandamento na sua evolução, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no setor da Indústria e Agricultura. No período 1980-2023, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB cresceu em média cerca de 2,4% ao ano, face a um decréscimo de 2,2% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2023

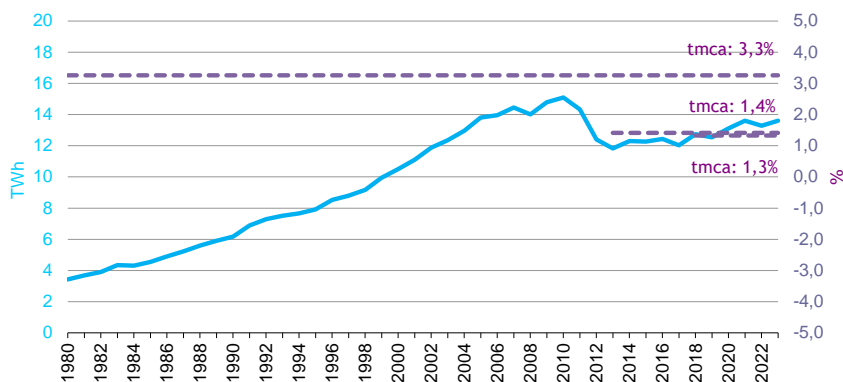


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 Sector Residencial

Ao longo do período 1980-2023, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,3%. No entanto, é evidente um maior impacto da crise económica e financeira neste sector após 2010, mas também, com carácter relevante, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética e, certamente, da alteração de comportamento dos consumidores. O consumo no ano de 2020 cresceu significativamente devido ao impacto do confinamento obrigatório decorrente da pandemia. No ano de 2022 o consumo neste sector decresceu, mas em 2023 voltou a recuperar a tendência de crescimento, embora a um ritmo inferior ao de 2020 e 2021.

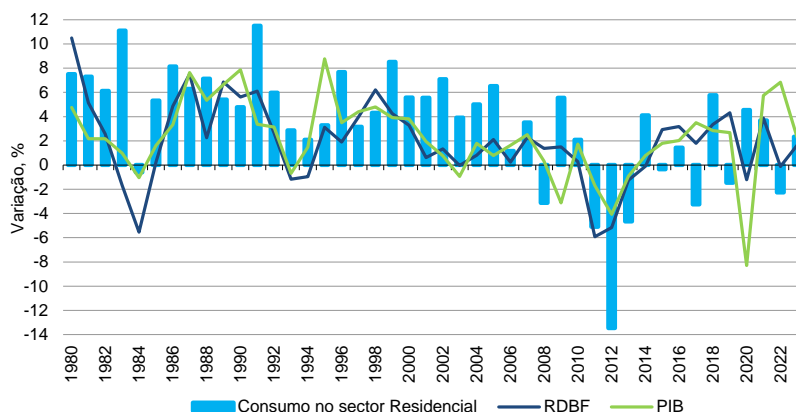
FIGURA 15 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2023



Fonte: até 2022 DGEG; valores estimados para 2023

Comparando a evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial com a evolução do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF) observa-se na Figura 16 que o consumo 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 1980-2023

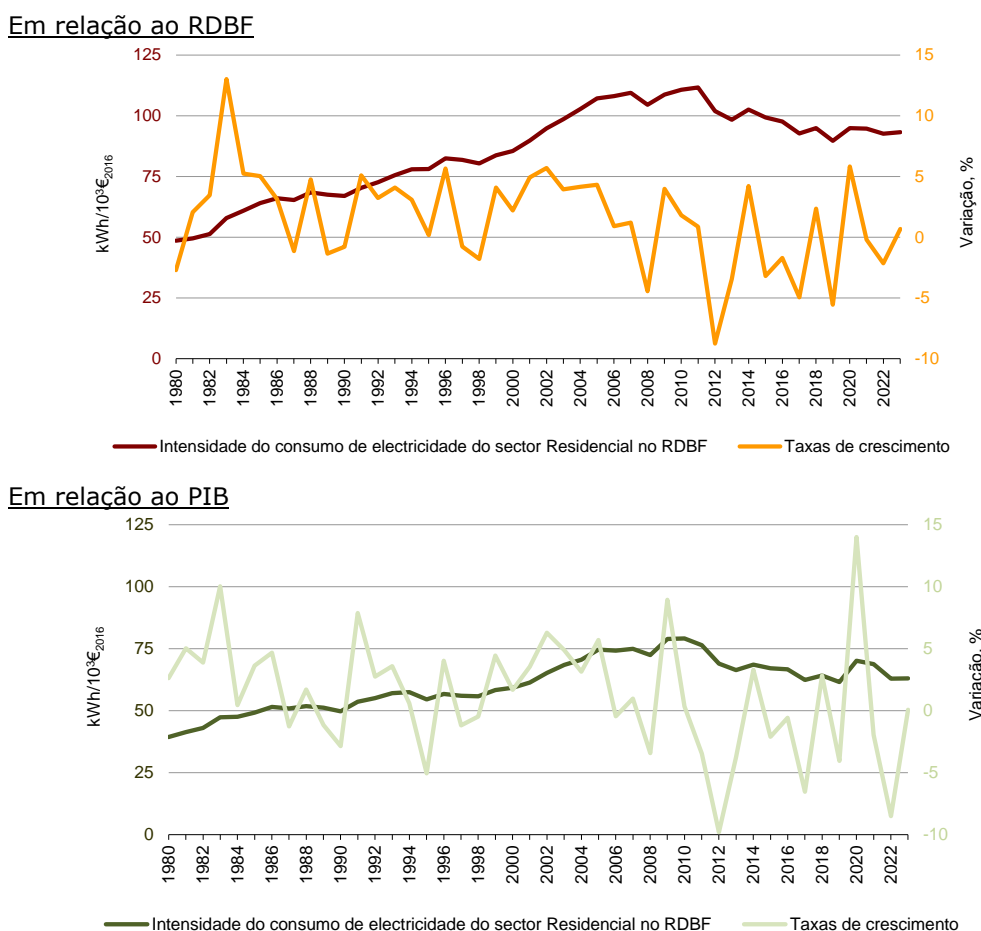


Nota: RDBF estimado para 2023

A partir de 2008 o sector residencial registou vários anos com taxas de evolução anual do consumo de eletricidade negativas, com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo em alguns anos em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector registou taxas de evolução negativas.

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 3,2% ao ano, em termos médios, embora em termos anuais seja de assinalar alguma variabilidade nas taxas de crescimento; após 2005 assistiu-se à inflexão daquela tendência com taxas de evolução negativas em vários anos.

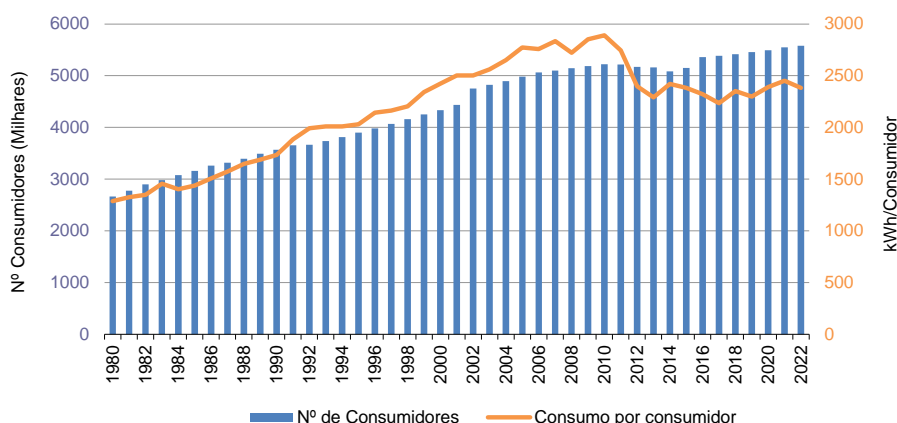
FIGURA 17 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2023



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 1980-2022



No período ilustrado, o número de consumidores apresentou um crescimento em torno de 1,8% ao ano, em termos médios. Este indicador mais do que duplicou em 40 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 a partir de 2016.

Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,5% no período 1980-2022. Contudo, nos últimos dez anos teve uma evolução ligeiramente negativa em torno -0,1% ao ano.

3. Cenarização e Vetores de Mudança

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

FIGURA 19 – MACROTENDÊNCIAS E FATORES DE INCERTEZA NO LONGO PRAZO



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

- **crescimento económico:** a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de eletricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores.
O impacto económico da crise de saúde pública ainda se faz notar. A agravar esta situação, a escalada dos preços da energia para máximos históricos nos últimos anos teve consequências graves em todos os sectores. Os próximos anos representam, portanto, um grande desafio, quer em termos energéticos, quer em termos económicos e sociais.
- **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.

O conjunto de reformas apresentadas do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta na eficiência energética alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumentar a eficiência energética.

Adicionalmente, a ELPRE responde à necessidade identificada no PNEC 2030 de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado ao estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050 e um investimento total estimado na ordem dos 143 mil milhões de euros (4 950 M€/ano) até 2050. Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, documentação de desempenho, avaliação periódica e monitorização dos consumos e inspeções periódicas) a cumprir pelos sistemas de climatização (aquecimento e arrefecimento) de espaços ou a ventilação dos edifícios abrangidos.

- 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 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 dos segmentos de pesados de transporte público e de transporte de mercadorias, de reuniões havidas com os principais *stakeholders* destes sectores reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo.

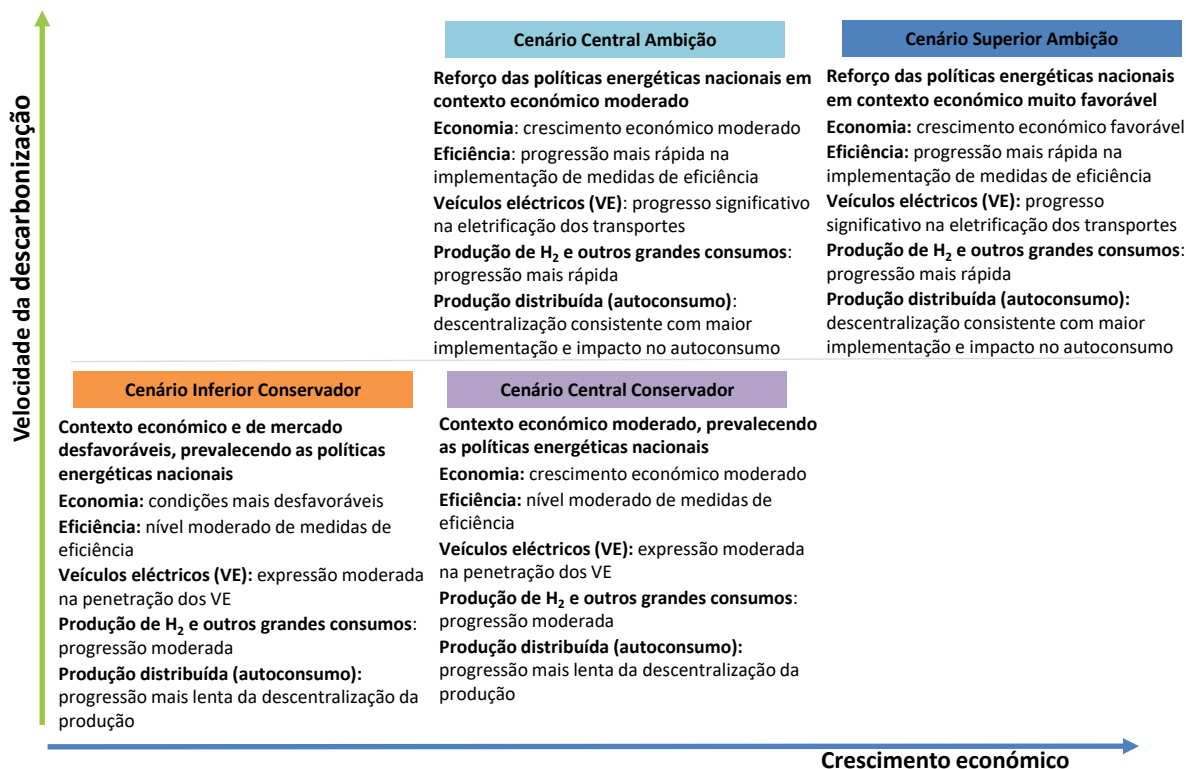
A “eletrificação da economia” induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE. Neste estudo, no segmento dos veículos ligeiros, para além dos 100% elétricos 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 ar ambiente em edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes com outras fontes de energia. Esta vertente está assumida no PNEC 2030 e consubstancia um adicional de consumo assente na substituição de equipamentos que usam outras fontes de energia, nomeadamente combustíveis fósseis, por bombas de calor, mas ainda não foi possível incluir nos pressupostos em anexo ao RMSA-E 2024. Apenas está incluída a componente da eficiência energética por via da substituição de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes, tal como definido na ELPRE. Espera-se que num próximo exercício de cenarização esse adicional de consumo de eletricidade decorrente da eletrificação de outros setores seja considerado exogenamente nos pressupostos, à semelhança de outras vertentes;

- descentralização da produção: a 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, embora o n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, disponha que se encontram igualmente abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT. 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;
- produção de hidrogénio verde por eletrólise e outros grandes consumos: a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica será efetuada quase na sua totalidade com recurso a produção de eletricidade dedicada que, de acordo com a informação obtida junto da equipa de simulação do PNEC 2030, se considera será veiculada pela RNT devido à distância entre os locais de consumo e os locais de produção. Apenas uma pequena parte será abastecida por produção não dedicada, estando totalmente interligada com a RESP. À semelhança do ocorrido no exercício de previsão anterior, também se considerou necessário incluir neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise e com parte da capacidade instalada ligada à RESP.

Aproveita-se ainda para salientar que, estando a incerteza sempre presente num trabalho de cenarização desta natureza, com as previsões resultantes deste exercício não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade no médio/longo prazo, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos, suficientemente contrastantes, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

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

FIGURA 20 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



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

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

O eixo “Velocidade da Descarbonização” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo eficiência energética e 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.

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.

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 veículos elétricos no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias, 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 veículos elétricos totalmente elétricos a baterias, mas também os veículos híbridos *plug-in*. Para além dos veículos elétricos rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros,
- da produção de hidrogénio verde decorrente da capacidade instalada em eletrolisadores
- e da instalação de capacidade para abastecimento de outros grandes consumidores.

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

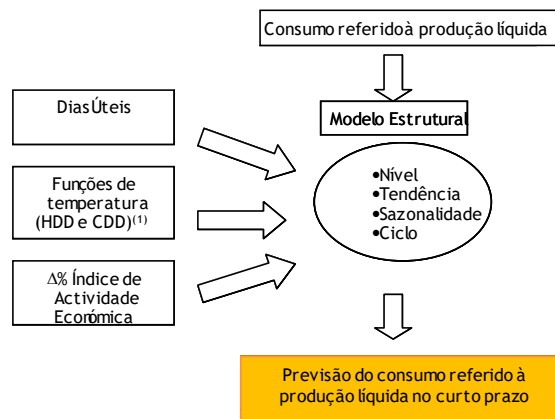
4.1 Previsão de Curto Prazo

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

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

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

FIGURA 21 – ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO.



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

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2024 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e julho de 2024, 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 2024, 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

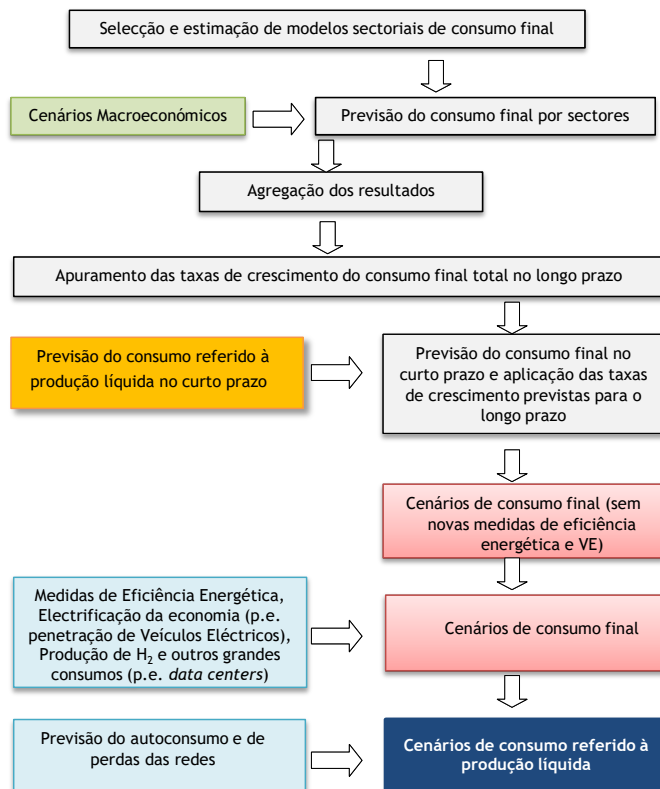
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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



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 veículos eléctricos
- a evolução prevista da capacidade instalada em eletrolisadores para produção de hidrogénio verde
- a evolução prevista da capacidade instalada associada a projetos de grande consumo
- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspetivas de evolução do autoconsumo das grandes instalações.

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

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

4.2.1 Modelos estruturais

Modelos estruturais univariados

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

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

em que

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

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

e

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

As equações (5), (6) e (7) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos ε_t , η_t , ξ_t e ω_t 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_t , γ_t e ε_t – estimadas para a última observação da amostra.

Modelos estruturais com variáveis explicativas

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

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

4.2.2 Modelos econométricos estimados

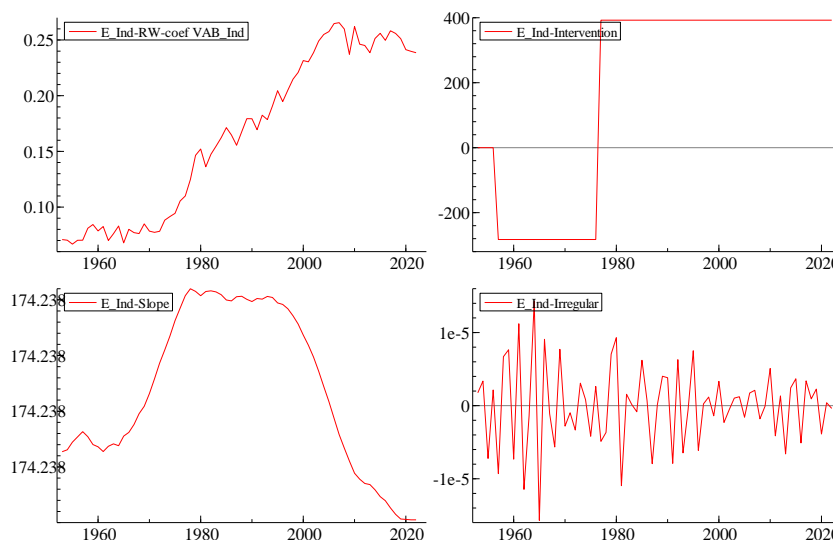
Após análise da *performance* preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

Sector da Indústria e Agricultura

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

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

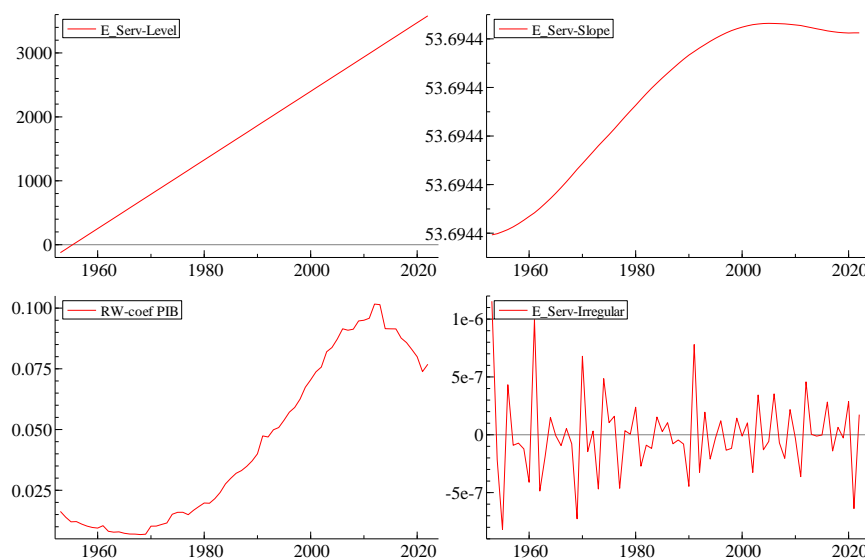
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



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.

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

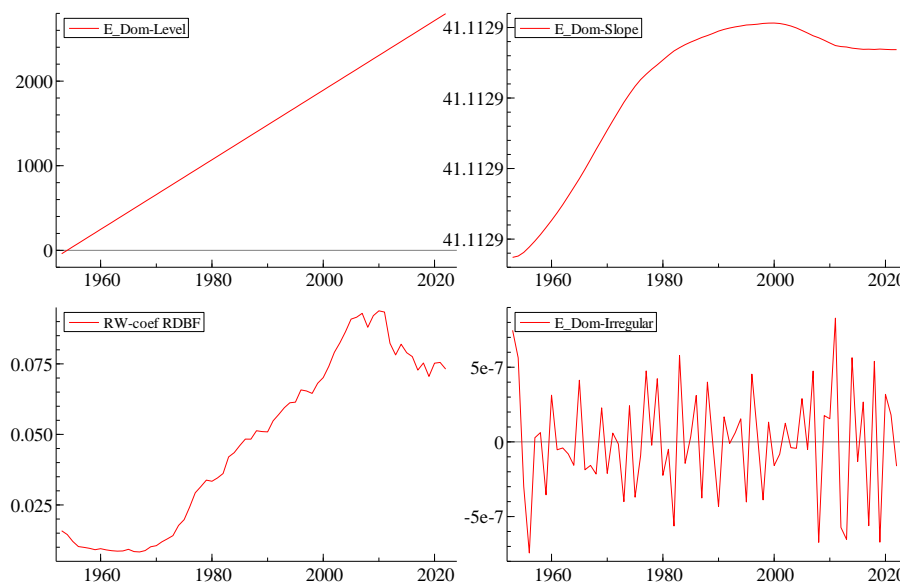


Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico regista-se, a partir de 2012, uma inversão da trajetória de subida que vinha seguindo, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

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

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 facto pode dever-se a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica (eletrodomésticos mais eficientes começaram a ganhar expressão em termos de taxa de utilização).

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 segmentos dos Serviços e Residencial. 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.

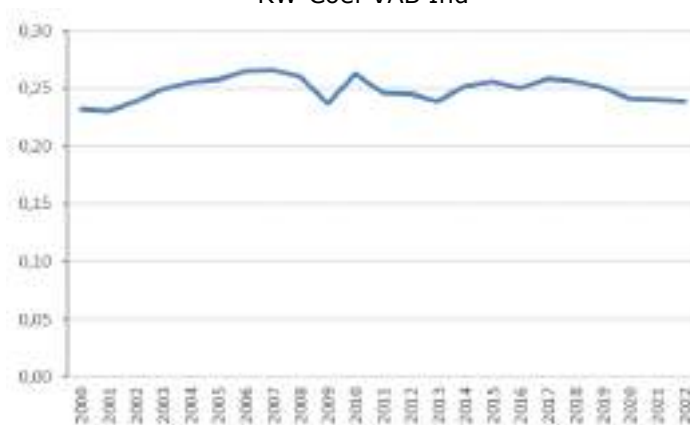
Em particular, não será forçado assumir-se a relevância do acréscimo da eficiência no consumo motivado pela evolução tecnológica, mas também pelo comportamento dos consumidores motivado numa primeira fase pelo prolongado período de crise vivido em Portugal. Com base nesta evidência será de supor que 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

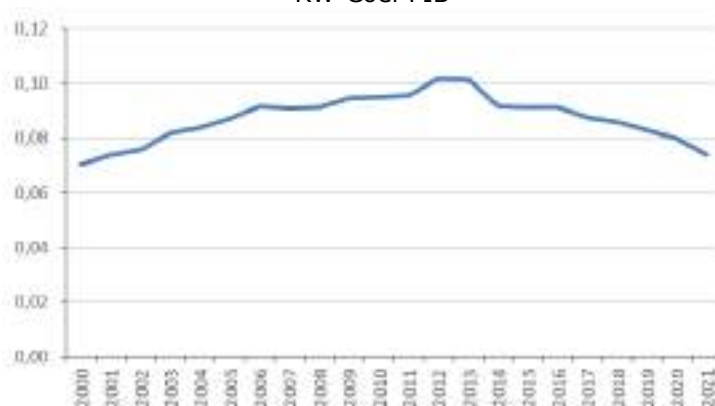
Sector da Indústria e Agricultura

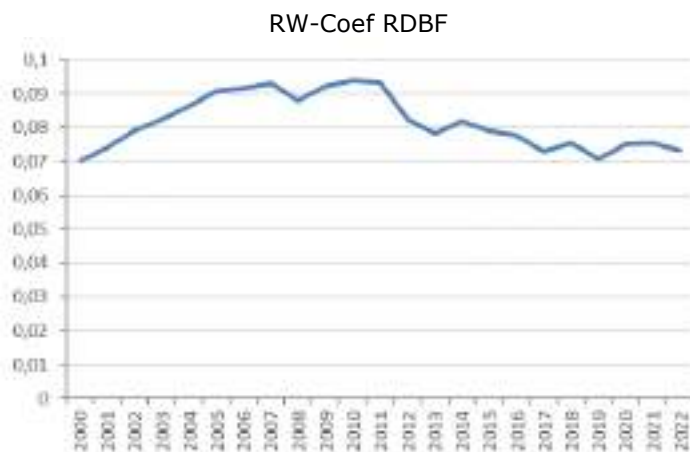
RW-Coef VAB Ind



Sector Terciário

RW-Coef PIB



Sector Residencial

Afigura-se, pois, evidente uma redução do contributo das variáveis económicas nos últimos anos 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 registou-se uma estagnação do coeficiente associado ao VAB após 2007, tendo-se registado um salto positivo em 2014, seguindo-se uma ligeira descida após 2017.

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 continuam a ser de crucial importância num exercício de cenarização deste tipo, havendo, no entanto, algumas considerações importantes a ter em causa, nomeadamente, o impacto da eficiência energética na procura.

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 modelização.

No que respeita aos sectores Residencial e dos Serviços os efeitos da eficiência energética na procura de eletricidade decorrentes da ELPRE abrangem, para além dos vários eixos associados à renovação energética do parque edificado, um eixo de atuação na área da informação e consciencialização, ou seja, uma área focada no comportamento dos consumidores. Assim, e à semelhança do exercício de previsão anterior, para manter a consistência das previsões e do racional subjacente, para estes setores não se considera o decréscimo dos coeficientes associados às variáveis económicas, evitando, assim, a dupla contabilização de efeitos sobre a procura de eletricidade induzidos pela eficiência energética.

No caso da Indústria, mantém-se a metodologia dos anos anteriores, incorporando-se ganhos de eficiência nos modelos aqui apresentados numa tentativa de capturar mudanças de comportamento.

Para efeitos de previsão, o software estatístico usado mantém a estimativa mais recente dos parâmetros constante ao longo de todo o horizonte. Deste modo, numa tentativa de traduzir o efeito da mudança de comportamento dos consumidores industriais considera-se prudente assumir uma trajetória descendente do coeficiente ao longo do período de previsão.

Para prever a evolução dos coeficientes no sector da Agricultura e Indústria recorreu-se à extrapolação da série das estimativas para este coeficiente, com base na sua evolução entre 2010 e 2022, resultando num decréscimo médio anual do consumo, por via do aumento de eficiência, de 0,14%.

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-E 2024.

A última década caracterizou-se por grandes choques, nomeadamente a crise da COVID-19, a invasão russa da Ucrânia e a subsequente crise energética, o aumento da inflação e a crise no médio oriente. A inflação global deverá continuar a diminuir, num contexto de moderação do crescimento do emprego e uma queda marginal no desemprego. Prevê-se, no entanto, que o excedente das administrações públicas em Portugal diminua, com pressões crescentes sobre as despesas correntes e medidas de política orçamental que deterioram os saldos orçamentais.

O NextGenerationEU e outros programas de financiamento da UE apoiaram a recuperação da UE rumo a um futuro mais ecológico, mais digital, mais justo e mais resiliente através da criação de emprego, da melhoria da competitividade, da estabilidade macroeconómica e da coesão territorial e social. Até à data, a Comissão desembolsou mais de 240 mil milhões de euros aos Estados-Membros em subvenções e empréstimos do Mecanismo de Recuperação e Resiliência (MRR) para a execução bem-sucedida das principais reformas e investimentos. Além disso, desde o início da pandemia de COVID-19, desembolsou mais de 252 mil milhões de euros ao abrigo dos fundos da política de coesão.

Como é habitual, a Comissão Europeia forneceu orientações políticas aos países da UE no âmbito do pacote da primavera do Semestre Europeu de 2024, a fim de construir uma economia sólida e preparada para o futuro. Ao realizar uma coordenação económica e social reforçada, o Semestre Europeu pretende, assim, garantir um crescimento económico sustentável, a criação de emprego, a estabilidade macroeconómica e a solidez das finanças públicas em toda a UE. O pacote da primavera faz o balanço da execução dos PRR dos países da UE e dos seus programas da política de coesão. Inclui igualmente orientações em matéria de política orçamental que contribuirão para reforçar a sustentabilidade da dívida dos países da UE e promover o crescimento sustentável.

Os Estados-Membros da UE são convidados a indicar, nos seus programas de estabilidade e convergência, de que forma os seus planos orçamentais assegurarão o respeito do valor de referência para o défice de 3 % do PIB, bem como uma redução plausível e continuada da dívida ou a sua manutenção em níveis prudentes no médio prazo. A combinação do lento crescimento económico e da necessidade de controlar a inflação no curto prazo exige, portanto, uma forte coordenação das políticas orçamentais da UE e da área do euro.

Os desafios com que a economia europeia se confronta a médio prazo não se atenuaram e aumentarão as pressões sobre as finanças públicas no médio prazo. Deste modo, a atual conjuntura desafiante, a intensificação dos fatores adversos ao crescimento e as tensões geopolíticas acrescidas têm impacto duradouro na recuperação da economia europeia.

Como é habitual, várias entidades publicam cenários de evolução da economia para os próximos anos. Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas, à data de finalização dos pressupostos, provenientes do Banco de Portugal, da CE, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas (CFP) e do Ministério das Finanças.

Para estabelecer os cenários do RDBF construiu-se um modelo econométrico que relaciona as taxas de crescimento do PIB e dessa variável. Dessa regressão resultou uma elasticidade de 0,73 e foi com base neste resultado que se construíram os cenários desta variável até 2040. Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base na evolução prevista do seu peso no PIB que consta do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E 2024.

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

FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2024-2040

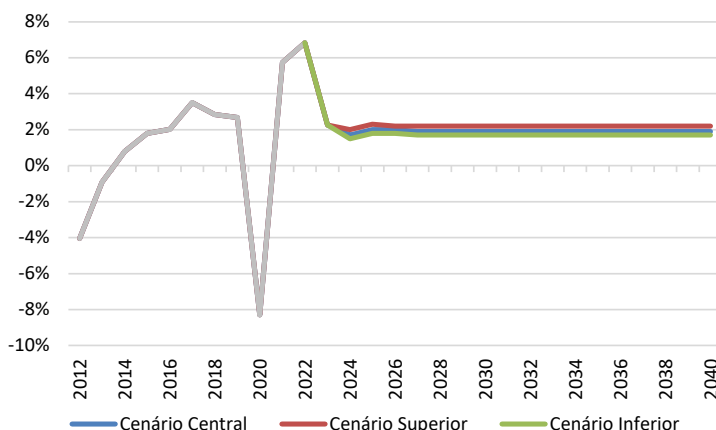


FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2024-2040

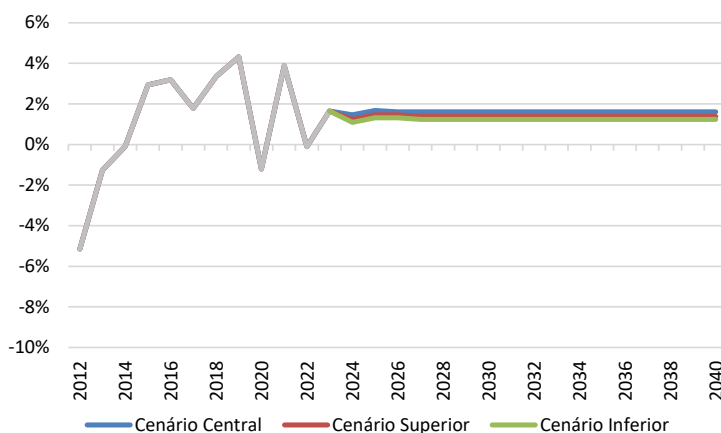


FIGURA 29 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2024-2040

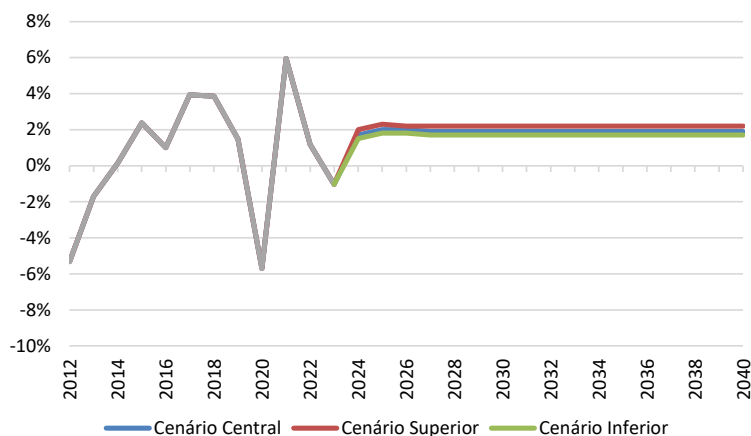
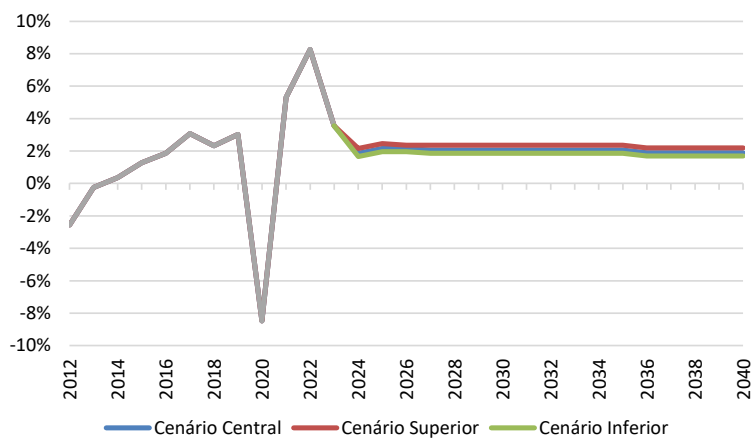


FIGURA 30 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DO SETOR TERCIÁRIO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2024-2040



6. 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 2024 em diante. O cenário de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes destas novas medidas consta igualmente do documento dos pressupostos da DGEG.

No âmbito do Pacote Energia Limpa, a Diretiva (UE) 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE sobre o desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética, dá especial enfoque ao parque de edifícios devido aos seus elevados consumos energéticos e índices de emissão de CO₂. Nesse sentido, com vista ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e redução das emissões de GEE, o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE, na sua redação atual, determina a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Por conseguinte, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aprovou a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima constantes do PNEC 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), assim como para o cumprimento de outros objetivos estratégicos, designadamente o combate à pobreza energética.

Em concreto, as medidas constantes da ELPRE compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energia de fontes renováveis, a adoção de soluções técnicas adequadas, mediante, entre outras medidas, a criação e/ou desenvolvimento de programas de financiamento para a renovação e de mobilização de investimento, público e privado, assim como o reforço das políticas de incentivo e monitorização do mercado. Estas medidas agrupam-se em sete eixos de atuação: renovação do edificado; edifícios inteligentes; certificação energética; formação e qualificação; combate à pobreza energética; informação e consciencialização; monitorização.

Assim, no que respeita à evolução prevista das poupanças de eletricidade consideradas neste exercício de previsão, os sectores Residencial e Serviços têm por base as metas definidas na ELPRE.

Quanto aos outros sectores, no período 2024-2030 tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética, transposta para a ordem jurídica interna pelo Decreto-Lei nº 64/2020, de 10 de setembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2020-2022 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), 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 de 0,25%/ano sobre o mesmo referencial.

Em resumo:

- **Sectores Residencial e Serviços:** cenário Ambição alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2024-2030: 3 155 GWh no cenário Ambição e 2 524 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 6 606 GWh no cenário Ambição e 5 285 GWh no cenário Conservador
- **Sectores Agricultura e Pescas, Indústria e Transportes:** cenário Ambição alinhado com o objetivo traçado no artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética para o período 2024-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

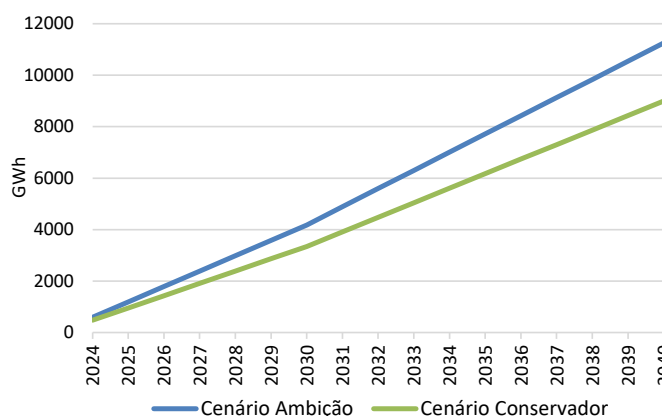
- Período 2024-2030: 1 029 GWh no cenário Ambição e 823 GWh no cenário Conservador
- Período 2031-2040: 459 GWh no cenário Ambição e 367 GWh no cenário Conservador

As figuras seguintes ilustram as poupanças anuais incrementais previstas e as poupanças acumuladas no período em análise. Relativamente às poupanças anuais considera-se uma repartição equitativa pelos anos de cada década.

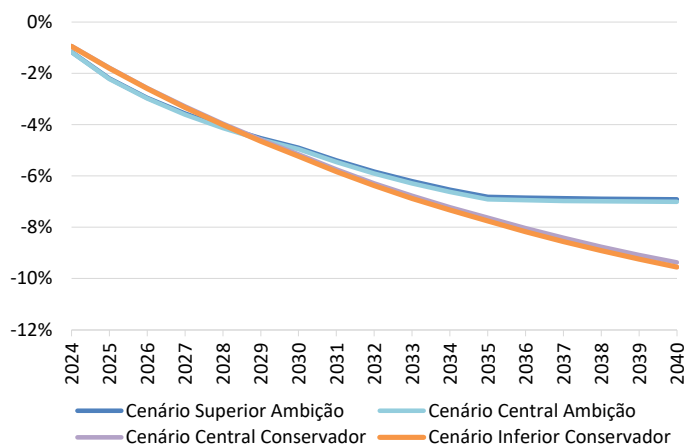
FIGURA 31 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ANUAIS INCREMENTAIS - CENÁRIOS DGEG



FIGURA 32 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG



Em 2030 as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 184 GWh no cenário Ambição e cerca de 3 347 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 11 250 GWh e 9 000 GWh, respetivamente. De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo por via das medidas inseridas no âmbito da ELPRE. O impacto destas poupanças no consumo final previsto está evidenciado na Figura 33.

FIGURA 33 – IMPACTO ACUMULADO DAS POUANÇAS NO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE PREVISTO

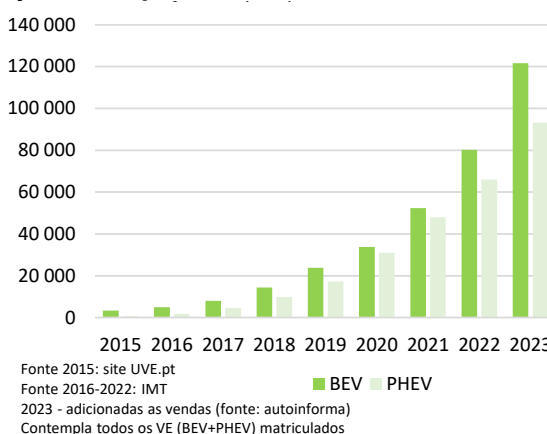
Consoante os cenários, o impacto das poupanças de eletricidade no consumo final oscila entre -4,9% e -5,2% em 2030 e entre -6,9% e -9,5% em 2040.

7. 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 veículos 100% elétricos a baterias (*Battery Electric Vehicle* (BEV)) e dos híbridos plug-in (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV)), em Portugal.

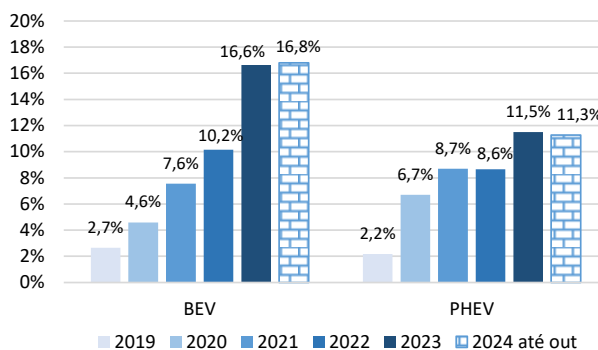
FIGURA 34 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL. PERÍODO 2015-2023



A sua análise permite concluir 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 outubro de 2024 já representam cerca de 28%, embora se tenha verificado um abrandamento na penetração destes veículos em 2024 comparativamente aos anos anteriores.

FIGURA 35 – PESO NAS VENDAS TOTAIS DE VEÍCULOS DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL (LIGEIRAS DE PASSAGEIROS, LIGEIRAS DE MERCADORIAS, PESADAS DE PASSAGEIROS E PESADAS DE MERCADORIAS)

(excluindo ciclomotores, motocicletas, quadriciclos e triciclos)



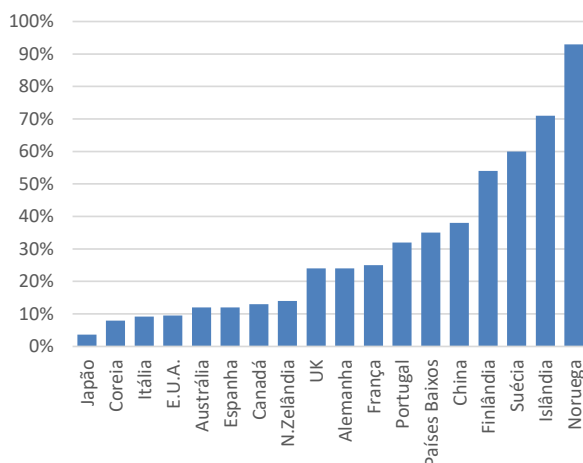
De acordo com o Global EV Outlook 2024, publicado em abril de 2024 pela Agência Internacional de Energia (AIE), o mercado global de veículos elétricos continua a crescer. Em 2023, o número global de veículos elétricos ultrapassou os 40 milhões, um aumento de 35% em relação a 2022, com os BEV a representarem 70% do stock total. Este crescimento ocorreu apesar dos desafios económicos globais, nomeadamente margens apertadas, oscilação dos preços dos metais das baterias, inflação elevada e a

redução de incentivos em alguns países. A concorrência entre fabricantes, a queda dos preços das baterias e dos automóveis e o apoio político contínuo foram determinantes para este aumento.

Em 2023, as vendas de veículos elétricos – incluindo BEV e PHEV – atingiram cerca de 14 milhões de unidades, um aumento de 35% face ao ano anterior. A quota global de veículos elétricos nas vendas de automóveis evoluiu para 18%, com destaque para a China, Europa e Estados Unidos, que em conjunto representam 95% das vendas globais. A China continuou a liderar com 60% das vendas, seguida pela Europa, onde as vendas cresceram cerca de 20%. Nos Estados Unidos, o crescimento foi de 40%, atingindo uma quota de vendas de 10%. Em mercados emergentes como Brasil e Tailândia, as vendas de veículos elétricos também cresceram, impulsionadas por incentivos governamentais e novos modelos mais acessíveis, principalmente de fabricantes chineses.

De acordo com o ilustrado na Figura 36, ao nível da Europa destaque para a Noruega com uma quota de mercado das vendas em 2023 de 93%. A Islândia e a Suécia também se distinguem com uma quota de cerca de 71% e 60%, respetivamente.

FIGURA 36 – QUOTA DE MERCADO DAS VENDAS DOS VE (CARROS) EM 2023, EM ALGUNS PAÍSES



Fonte dos dados: Global EV Outlook 2024, Agência Internacional de Energia (AIE)

Em 2023, as vendas de camiões elétricos aumentaram 35%, ultrapassando pela primeira vez as vendas de autocarros elétricos, com cerca de 54 000 unidades vendidas globalmente. A China, o maior mercado de camiões elétricos, representa 70% das vendas, embora tenha diminuído em relação a 2022 (85%). Na Europa, as vendas quase triplicaram, superando as 10 000 unidades, e nos Estados Unidos atingiram as 1 200 unidades que representam menos de 0,1% do total de vendas de camiões.

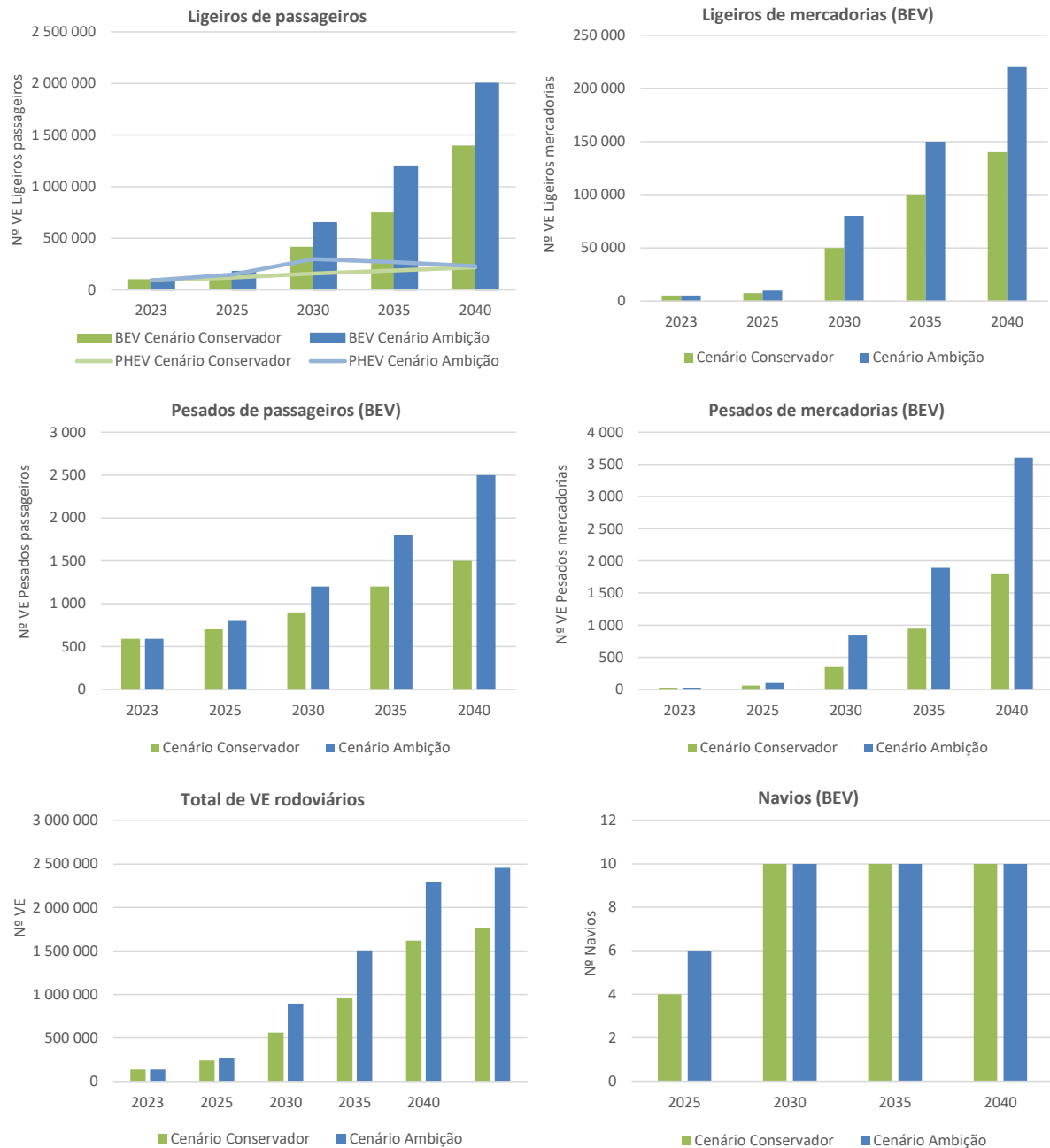
No que respeita à cenarização da mobilidade elétrica, neste exercício foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias BEV e PHEV e ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias com tecnologia BEV. Para além dos veículos elétricos rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros com navios 100% elétricos.

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

Quanto ao segmento fluvial, estima-se que alguns dos novos navios elétricos entrarão em exploração ainda este ano. De acordo com as últimas informações tornadas públicas, tem havido alguma demora nos trabalhos de instalação do posto de carregamento no Terminal Fluvial do Seixal.

A Figura 37 ilustra a evolução prevista do número de veículos elétricos até 2040.

FIGURA 37 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VE - CENÁRIOS DGEG



Como se pode observar, o ritmo de penetração de veículos elétricos previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que os veículos elétricos serão 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.

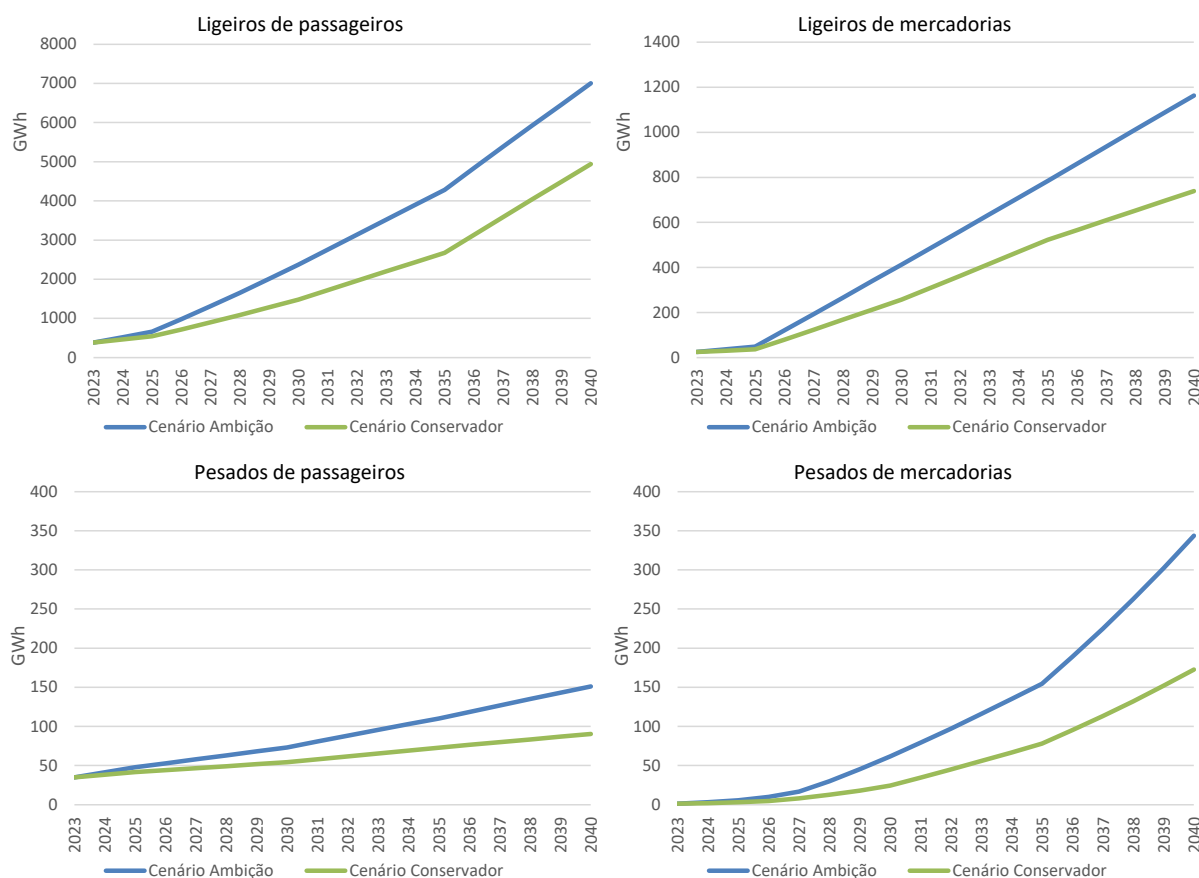
Na caracterização do consumo final dos veículos elétricos assumiram-se os seguintes dados técnicos:

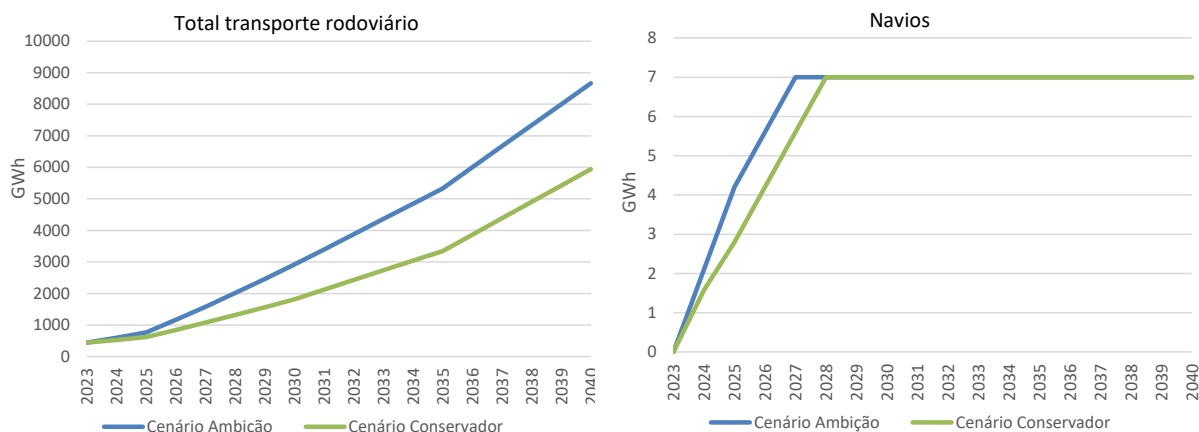
- Ligeiros de passageiros: consumo específico de 16 kWh/100 km até 2030, convergência para 15 kWh/100 km em 2040
- Ligeiros de mercadorias: consumo específico de 25 kWh/100 km até 2030, convergência para 22 kWh/100 km em 2040

- Pesados de passageiros: consumo específico de 100 kWh/100 km até 2030, convergência para 90 kWh/100 km em 2040
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 150 kWh/100 km até 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
- Quanto aos navios fluviais, tendo por base o consumo de combustível e a diferença de eficiência energética entre as soluções térmica e motor elétrico é considerado um consumo unitário anual de 0,7 GWh, tal como indicado nos pressupostos da DGEG.

Destas assunções resulta o consumo previsto dos veículos elétricos ilustrado na Figura 38, para ambos os cenários.

FIGURA 38 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE - CENÁRIOS DGEG

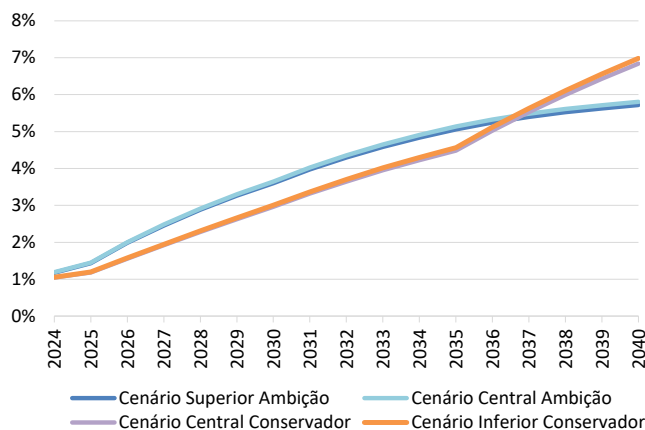




Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 1 100 GWh em 2030 e 2 700 GWh em 2040.

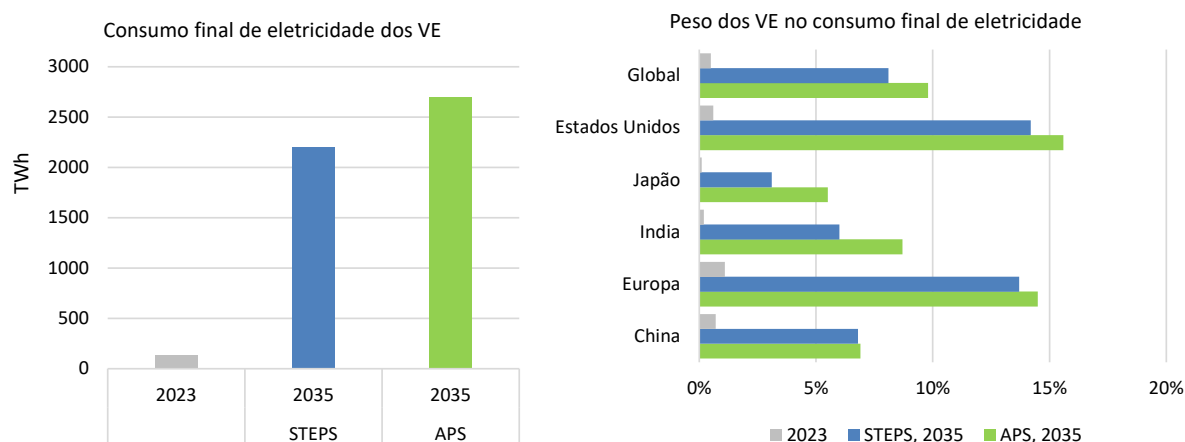
O impacto do consumo dos veículos elétricos no consumo final previsto está evidenciado na Figura 39, variando entre 3,0% e 3,6% em 2030, 4,5% e 5,1% em 2035 e 5,7% e 7,0% em 2040. Apesar do consumo previsto no cenário Ambição ser superior ao do cenário Conservador, o impacto no respetivo consumo final é inferior em termos relativos.

FIGURA 39 – IMPACTO DO CONSUMO DOS VE NO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE PREVISTO



O estudo da AIE sobre a evolução passada e futura dos veículos elétricos no mundo mostra, para ambos os cenários desenvolvidos, que é expectável um crescimento apreciável no consumo global de eletricidade dos veículos elétricos, evoluindo entre 2023 e 2035 de 130 TWh para 2 200 TWh (+1 592%) no *Stated Policies Scenario* (STEPS) e para 2 700 TWh (+1 977%) no *Announced Pledges Scenario* (APS).

FIGURA 40 – CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE NO MUNDO E PESO DOS VE NO CONSUMO DE ELETRICIDADE POR PAÍS/REGIÃO (2023 E PREVISÃO 2035) (INCLUI TODOS OS SEGMENTOS)



Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2024
 STEPS - Stated Policies Scenario
 APS- Announced Pledges Scenario

Face a esta evolução prevista, o peso dos veículos elétricos no consumo de eletricidade crescerá a ritmos significativos, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Para esta região as previsões apontam para um peso dos veículos elétricos no consumo final de eletricidade de 13,7% no *Stated Policies Scenario* e de 14,5% no *Announced Pledges Scenario* (1,1% em 2023).

Face ao impacto do consumo dos veículos elétricos no consumo de eletricidade apresentado na Figura 39 conclui-se que em 2035 os cenários apresentados têm um peso inferior aos cenários da AIE para a Europa, apresentando um peso entre 4,5% e 5,1%. De ressaltar, no entanto, que é necessária alguma prudência quando se fazem este tipo de comparações pois a Europa é uma região bastante heterógena com países a apresentarem necessidades e intensidades energéticas bastante distintas entre si.

8. Produção de Hidrogénio Verde

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o PNEC 2030 o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020.

O PNEC 2030 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.

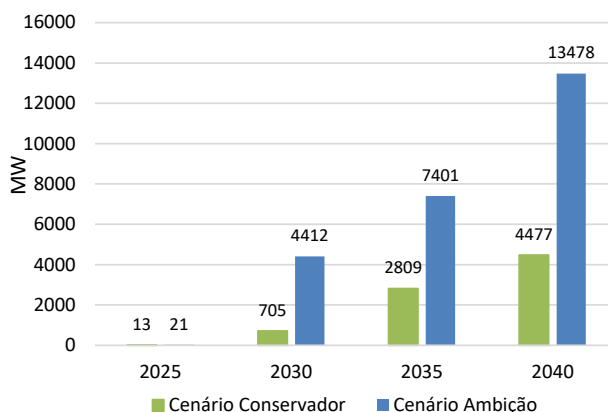
Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com e sem produção dedicada de eletricidade.

De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT), mas não será considerada autoconsumo pelo facto dos locais de consumo não se situarem fisicamente na proximidade dos locais de produção, nas condições a que se refere o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Adicionalmente, considera-se, ainda, que uma pequena parte da eletricidade necessária para abastecer os eletrolisadores será proveniente de produção não dedicada e estará interligada com a RESP.

Os valores agora considerados serão ajustados em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos futuros e a forma de abastecimento de eletricidade, se através de produção dedicada e se circulará na RESP.

Em face destas constatações, as projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada de consumo de eletricidade em eletrolisadores em 2030 de 4 412 MW no cenário Ambição e 705 MW no cenário Conservador e em 2040 de 13 478 600 MW no cenário Ambição e 4 477 MW no cenário Conservador.

FIGURA 41 – CAPACIDADE INSTALADA DE CONSUMO DE ELETRICIDADE DE ELETROLISADORES (INPUT) – CENÁRIOS DGEG



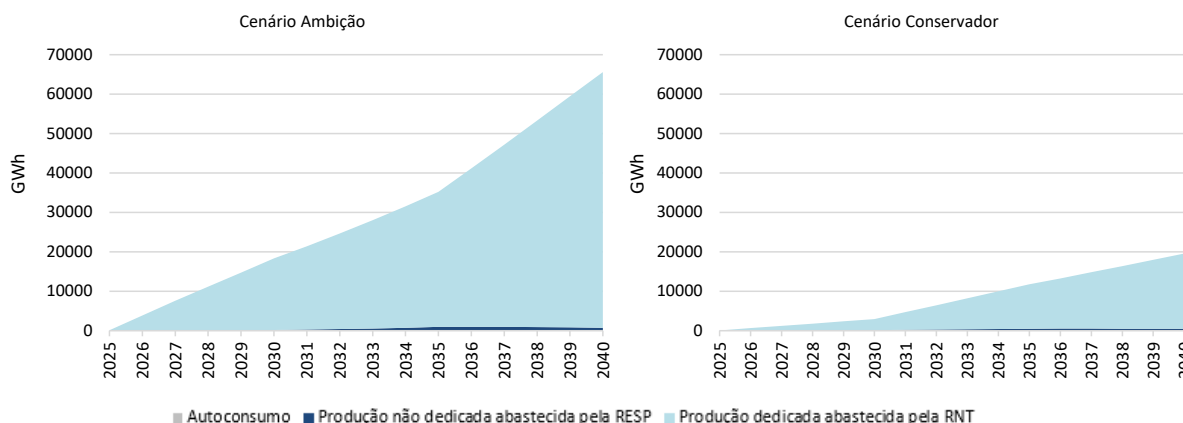
Como já mencionado, relativamente à produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore), foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela RNT, com reflexos ao nível das respetivas pontas.

Para efeitos de cenarização foram, ainda, considerados os perfis de utilização previstos disponibilizados

pela equipa de simulação do PNEC 2030. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de eletricidade previsto dos eletrolisadores apresentado na Figura 42, para o período entre 2025 e 2040, repartido entre produção dedicada abastecida pela RNT e produção não dedicada abastecida pela RESP.

Como já salientado, nesta vertente considera-se que não estão reunidas as condições preconizadas no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15 para que seja considerado autoconsumo.

FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS ELETROLISADORES PARA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE - CENÁRIOS DGEG

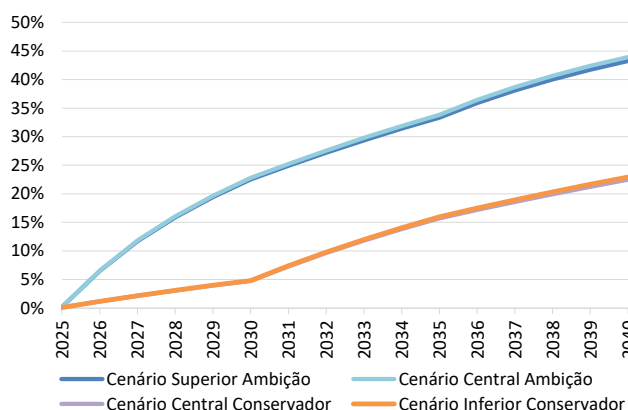


De relevar o forte crescimento do consumo de eletricidade dos eletrolisadores até ao horizonte do estudo, principalmente no cenário Ambição, fruto do aumento significativo da potência instalada, consequência dos novos projetos que se prevê entrem em exploração nesses anos.

Para 2030 prevê-se um consumo de eletricidade dos eletrolisadores de 18 290 GWh no cenário Ambição e 2 925 GWh no cenário Conservador, evoluindo para 65 580 GWh no cenário Ambição e 19 565 GWh no cenário Conservador no horizonte do estudo.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 43.

FIGURA 43 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE SOBRE O CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE



Face aos valores de consumo apresentados, o impacto da produção de H₂ no consumo final é bastante expressivo. Consoante os cenários, o impacto da produção de H₂ varia entre 5% e 23% em 2030 e entre 22% e 44% em 2040.

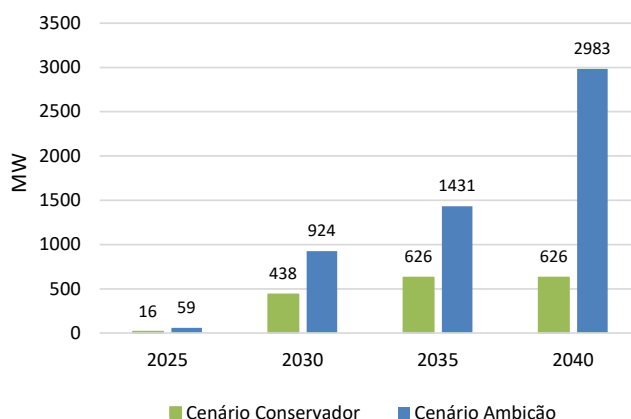
9. Outros Grandes Consumos

Da informação recolhida junto de promotores e com base na informação disponível no PNEC 2030, considerou-se necessário manter neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise.

Também nesta vertente os valores apresentados neste exercício de previsão serão revistos em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos e informação detalhada sobre o abastecimento de eletricidade, se através da RESP ou de produção própria.

As projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 924 MW no cenário Ambição e 438 MW no cenário Conservador, em 2030, e de 2 983 MW no cenário Ambição e 626 MW no cenário Conservador em 2040. A capacidade instalada prevista para o cenário Conservador representa 50% da capacidade assumida para o cenário Ambição.

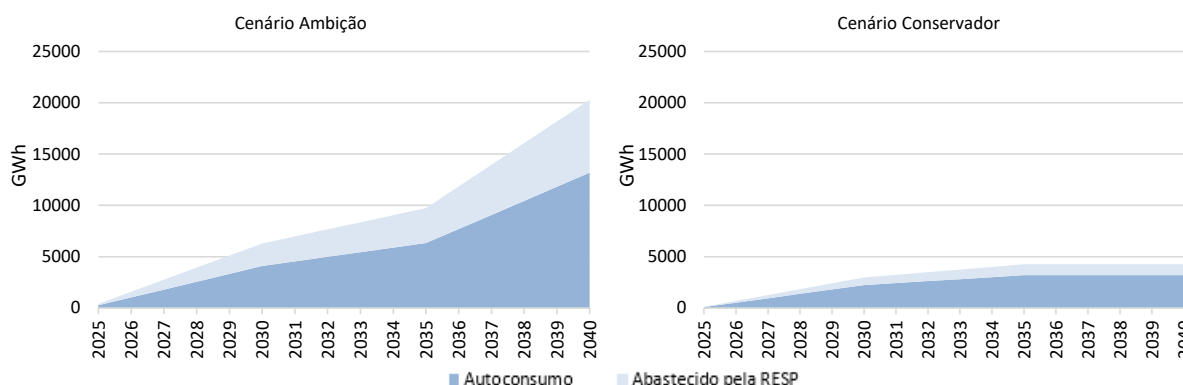
FIGURA 44 – CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMOS – CENÁRIOS DGEG



Apesar de toda a incerteza sobre a dimensão da produção de eletricidade dedicada para o abastecimento do consumo destas unidades, admitiu-se que a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Em exercícios de previsão futuros, e mediante a informação firme disponível, poder-se-á sentir a necessidade de rever estas percentagens em conformidade.

Para efeitos de cenarização foram igualmente considerados os perfis de utilização previstos, disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de eletricidade previsto para os grandes projetos apresentado na Figura 45, para o período entre 2025 e 2040, discriminado entre autoconsumo e abastecido pela RESP.

FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS - CENÁRIOS DGEG

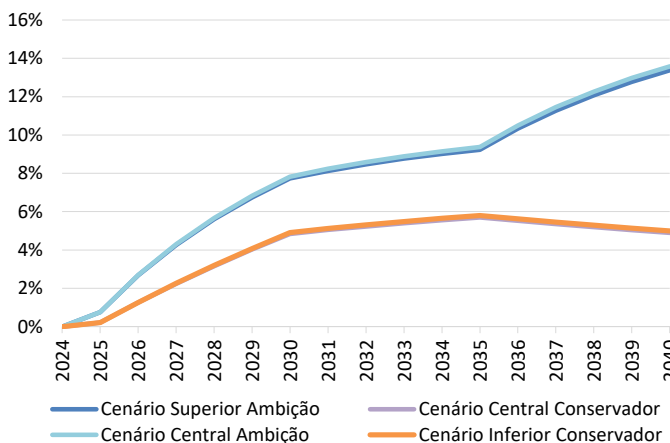


Da análise dos resultados obtidos evidencia-se até 2030 um crescimento significativo do consumo de eletricidade associado a estes projetos de investimento, traduzido numa trajetória exponencial, consequência da entrada em exploração prevista destes novos projetos eletrointensivos nesse período. De 2030 em diante o consumo continua a aumentar, mas a um ritmo mais moderado, mas ainda assim significativo, sendo que entre 2030 e 2040 as previsões do consumo de eletricidade destas unidades apontam para um crescimento de cerca de 43% no cenário Conservador e 223% no cenário Ambição.

Dependendo dos cenários, as previsões apontam para um consumo abastecido pela RESP por volta de 2 200 GWh e 745 GWh em 2030 e 7 100 GWh e 1 065 GWh em 2040.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 46.

FIGURA 46 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DOS DATACENTERS E OUTROS GRANDES PROJETOS SOBRE O CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE



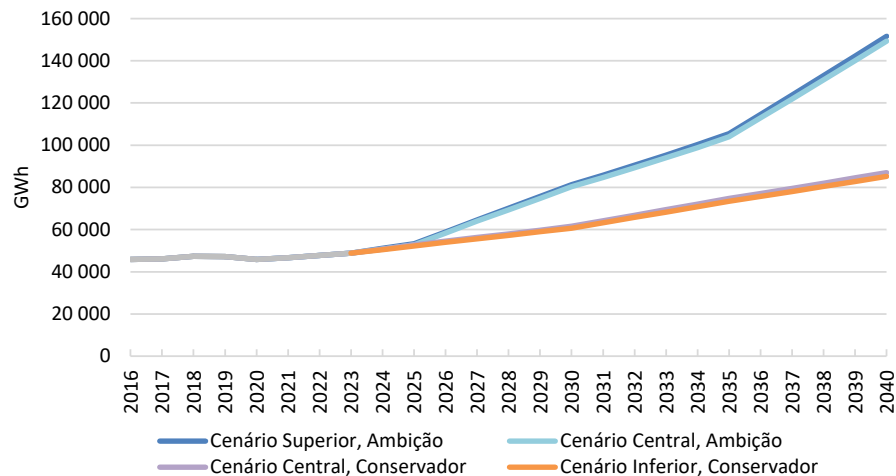
Dependendo dos cenários, no horizonte do estudo o impacto dos outros grandes consumos varia entre 4,8% e 7,8% em 2030 e entre 4,9% e 13,6% em 2040.

10. Previsão do Consumo Final de Eletricidade

Como referido na descrição da metodologia, no longo prazo o consumo final de eletricidade resulta da modelização do comportamento do consumo nos diversos sectores de atividade e engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida.

A Figura 47 mostra os resultados obtidos para o consumo final total em função dos pressupostos assumidos para as diferentes dimensões e vertentes económicas e tecnológicas.

FIGURA 47 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE. PERÍODO 2024-2040

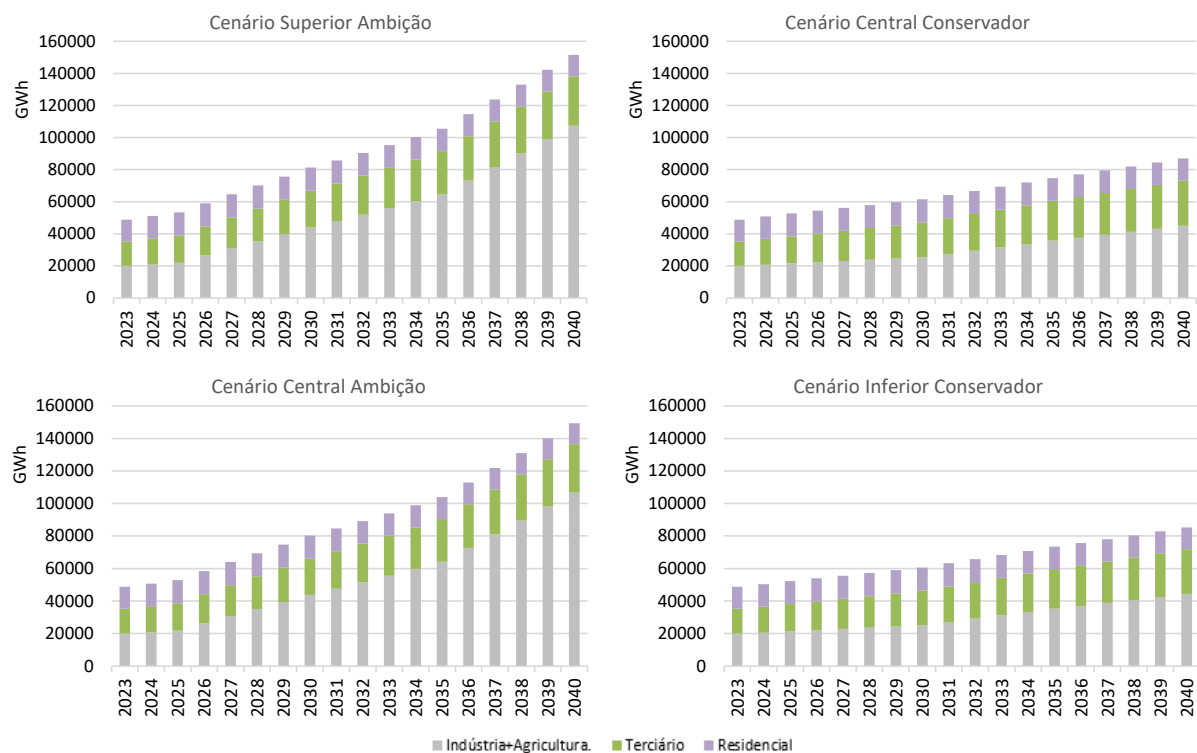


Importa referir que os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos. Um contributo importante para esta situação decorre do elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ que reflete as orientações assumidas no PNEC 2030, assente numa política industrial em torno do hidrogénio renovável sustentada no crescimento de novas fileiras industriais que irão consumir hidrogénio renovável como principal vetor energético.

O crescimento significativo previsto para os próximos anos deve-se, portanto, fundamentalmente, ao consumo dos eletrolisadores para produção de H₂, mas igualmente ao consumo dos outros grandes projetos incluídos neste exercício de previsão. De salientar que no consumo final está incluído o consumo abastecido quer através da RESP, quer através de autoconsumo.

A Figura 48 mostra a evolução anual prevista do consumo final de eletricidade por setores. O consumo anual previsto dos veículos elétricos e dos *datacenters* estão incluídos no setor Terciário, enquanto que o consumo dos eletrolisadores para produção de H₂ e outros grandes projetos industriais estão incluídos no setor da Indústria.

FIGURA 48 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SETORES. PERÍODO 2024-2040



Pela análise dos resultados obtidos, conclui-se que o acréscimo de consumo resultante destas vertentes não é compensado pelas medidas de eficiência energética consideradas para estes setores.

Tal como expectável, as previsões para os cenários Ambição traduzem um crescimento médio anual do consumo final de eletricidade significativo, quer para o setor da Indústria, quer para o setor Terciário, com taxas superiores a 9% e 3% ao ano, respetivamente.

TABELA 3 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Períodos	Indústria+Agricultura	Terciário	Residencial	Total
Cenário Superior Ambição				
2024-2040	10,8%	4,1%	-0,3%	7,0%
2024-2030	13,3%	5,7%	0,5%	8,0%
2030-2040	9,3%	3,1%	-0,7%	6,4%
Cenário Central Ambição				
2024-2040	10,8%	3,9%	-0,5%	7,0%
2024-2030	13,3%	5,5%	0,4%	8,0%
2030-2040	9,3%	3,0%	-1,0%	6,4%
Cenário Central Conservador				
2024-2040	5,0%	3,5%	0,0%	3,4%
2024-2030	3,5%	5,0%	0,7%	3,3%
2030-2040	5,9%	2,7%	-0,4%	3,5%
Cenário Inferior Conservador				
2024-2040	4,9%	3,4%	-0,2%	3,3%
2024-2030	3,4%	4,8%	0,6%	3,1%
2030-2040	5,9%	2,6%	-0,6%	3,5%

Ao contrário destes setores, o setor Residencial evidencia um decréscimo ao longo do período decorrente do efeito previsto das medidas de eficiência energética sobre o consumo deste setor.

11. Autoconsumo

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

- autoconsumo associado às grandes instalações: inclui as cogerações, *datacenters*, outros novos projetos industriais e outros.
- 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, 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 seu crescimento.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo, UPAC, a partir de recursos renováveis ou não renováveis, sem prejuízo do excedente de energia produzido poder ser injetado na rede, revogando o Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro e transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001.

Este diploma estabelece, 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, revogando o Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto na sua redação atual.

A nível europeu, a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, destaca a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável. Esta diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade.

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 ainda 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 existente, deduzido das declassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2024. 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 Conservador, 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 2024 elaborados pela DGEG.

Sobre estes cenários e, relativamente às entregas de eletricidade 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) já foram totalmente desclassificadas.

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

Cenário Conservador:

- No que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização de 3 000 hpc, valor este referente à média dos últimos 3 anos (perspetiva conservadora face à contínua tendência de redução das entregas à rede por esta tecnologia).
- Em relação ao autoconsumo destas centrais (a gás) foi considerada a utilização média dos últimos 3 anos, que corresponde a um valor de 600 hpc.
- Para as centrais renováveis, no que se refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização de 4 300 hpc, considerando igualmente a média dos últimos 3 anos.
- Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais (renováveis) foi assumido um valor de 1 600 hpc, para a mesma janela temporal.

Cenário Ambição e Teste de Stress:

- No que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização ainda mais conservadora de 2 800 hpc, refletindo a utilização verificada nestas centrais nos últimos 2 anos.
- Em relação ao autoconsumo destas centrais (a gás) foi considerada a mesma utilização do cenário Conservador, correspondendo à média dos últimos 2 anos no valor de 600 hpc.
- Para as centrais renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização mais otimista no cenário Ambição correspondente à média dos últimos 4 anos no valor de 4 500 hpc. No Teste de Stress foi considerado o mesmo valor do cenário Conservador, ou seja, 4 300 hpc.
- Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais (renováveis) foi assumido o mesmo valor de 1 600 hpc.

Considera-se igualmente o autoconsumo previsto associado aos consumos de outros grandes projetos, que se prevê entrem em exploração no período em estudo.

Como indicado nos pressupostos da DGEG, a componente do consumo de eletricidade destas unidades abastecida pela RESP é de 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Deste modo, o abastecimento através de produção própria será de 65% no cenário Ambição e de 75% no cenário Conservador. Para além disso, o consumo de eletricidade destas unidades é calculado com base nos perfis de utilização disponibilizados pelos principais promotores destes projetos.

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 2023.

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/microprodução, UPAC e UPP: mantém-se a potência de ligação da mini/microprodução igual ao valor estimado para 2023; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2023;
- a evolução prevista da potência de ligação de unidades de produção distribuída que consta das tabelas dos cenários de oferta dos pressupostos da DGEG diz respeito apenas à potência com injeção à rede. Para aferir a evolução prevista de toda a capacidade destas unidades (com e sem injeção à rede) parte-se do valor de 2023 indicado nos pressupostos e aplica-se a tendência de evolução anual da capacidade das unidades com injeção à rede dos cenários da oferta;
- aferição da produção total para cada segmento: nas UPAC resulta da aplicação de um valor de referência de 1400 horas de utilização por ano; para a mini/microprodução e UPP resulta da aplicação do número de horas de utilização igual ao valor estimado para 2023. Esta distinção de metodologia resulta do facto de haver um número crescente de capacidade instalada em UPAC que iniciam a exploração no final do ano o que distorce o valor aferido do número de horas que resulta do quociente entre a produção anual e a potência instalada;
- cálculo do autoconsumo da mini/microprodução e das UPAC: com base em valores históricos, assume-se uma percentagem de entregas à rede de 93% no caso da mini/microprodução e de 10% no caso das UPAC. O diferencial face à produção total é contabilizado como autoconsumo.

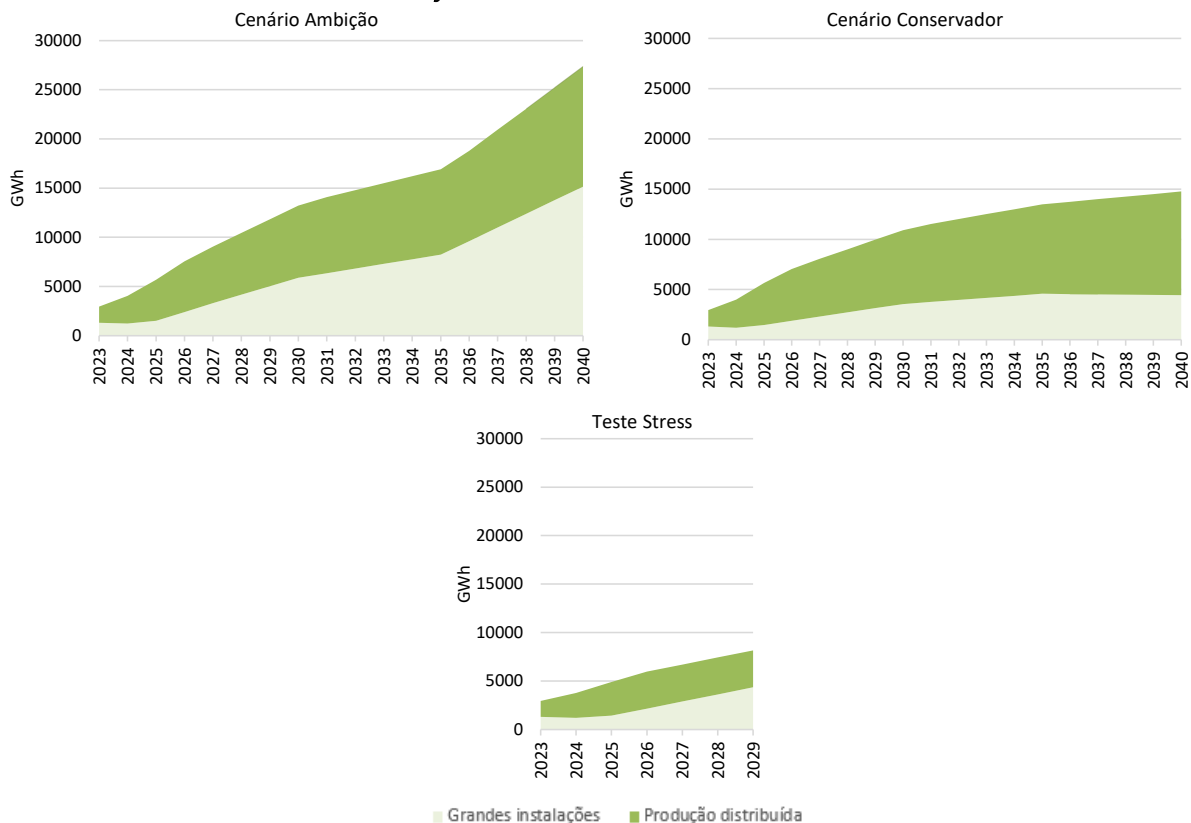
Como preconizado no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, parte desta energia poderá circular na RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

Por falta de informação adicional que permita a quantificação da energia de autoconsumo que circulará na RESP, cumpridas as disposições de proximidade, neste exercício de previsão não se considera essa possibilidade. Logo que essa informação previsional esteja disponível será tida em consideração em próximos exercícios de previsão da procura.

Resultados obtidos

A Figura 49 ilustra a evolução anual prevista do autoconsumo para as duas vertentes, resultante da aplicação das metodologias acima descritas.

FIGURA 49 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO - CENÁRIOS DGEG



Das assunções assumidas resulta que o valor do autoconsumo, em ambos os cenários, apresenta um forte crescimento decorrente das componentes da produção distribuída e da componente das grandes instalações no que ao cenário Ambição diz respeito. Em 2030 o peso do autoconsumo das grandes instalações e da produção distribuída sobre o total é, no cenário Ambição, de 46% e 54%, respetivamente, evoluindo para 55% e 45% em 2040. No cenário Conservador os pesos variam, respetivamente, entre 33% e 67% em 2030 e 30% e 70% em 2040.

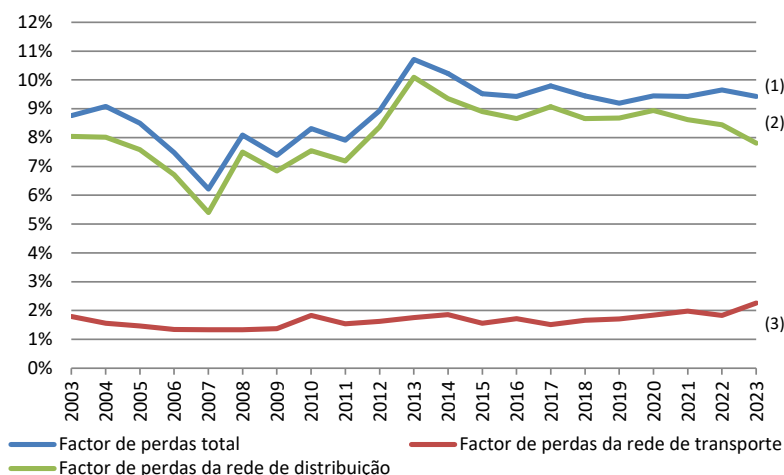
Prevê-se que o total de autoconsumo evolua de cerca de 2,9 TWh em 2023 para cerca de 13,2 TWh e 10,9 TWh em 2030 no cenário Ambição e cenário Conservador, respetivamente. Para 2040 prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 27,4 TWh no cenário Ambição e 14,8 TWh no cenário Conservador, o que representa um crescimento de cerca de 826% e 400%, respetivamente, face a 2023.

A amplitude entre os cenários Ambição e Conservador evolui de 2,3 TWh em 2030 para 12,6 TWh em 2040 devido à evolução prevista da potência instalada para o horizonte do estudo nas diferentes vertentes.

12. 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 50 mostra a evolução passada do fator de perdas entre 2003 e 2023, total e individual das redes de transporte e de distribuição, calculado de acordo com as expressões indicadas.

FIGURA 50 – EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS TOTAL E INDIVIDUAL NAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL. PERÍODO 2003-2023



(1) Fator de perdas nas redes total = $1 - (\text{consumo final} - \text{autoconsumo}) / \text{consumo referido à produção líquida}$

(2) Fator de perdas na rede de distribuição = $1 - \text{energia saída} / \text{energia entrada}$ (exclui MAT)

(3) Fator de perdas na rede de transporte = $1 - \text{energia saída} / \text{energia entrada}$

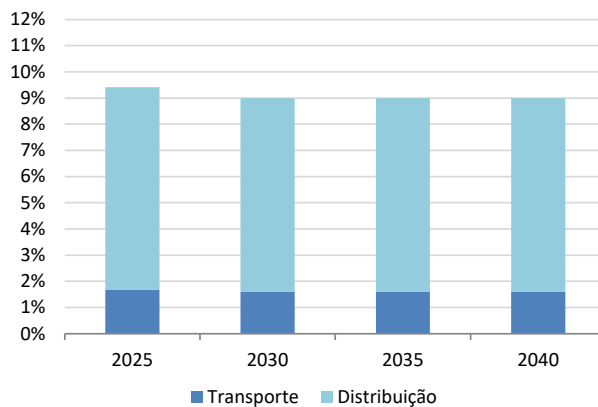
Fonte: DGEG, REN e E-Redes

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, tendência invertida a partir de 2019.

Relativamente ao fator de perdas na rede de transporte, é de salientar a tendência crescente desde 2017, resultado, nomeadamente, da progressiva descarbonização do sistema elétrico nacional.

Atendendo ao esforço de investimento na rede, em medidas preventivas de incidentes nas linhas e a projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,5% - valor estimado para 2024 - e 9% até 2030, mantendo-se constante até 2040.

A Figura 51 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas total das redes.

FIGURA 51 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO FATOR DE PERDAS TOTAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

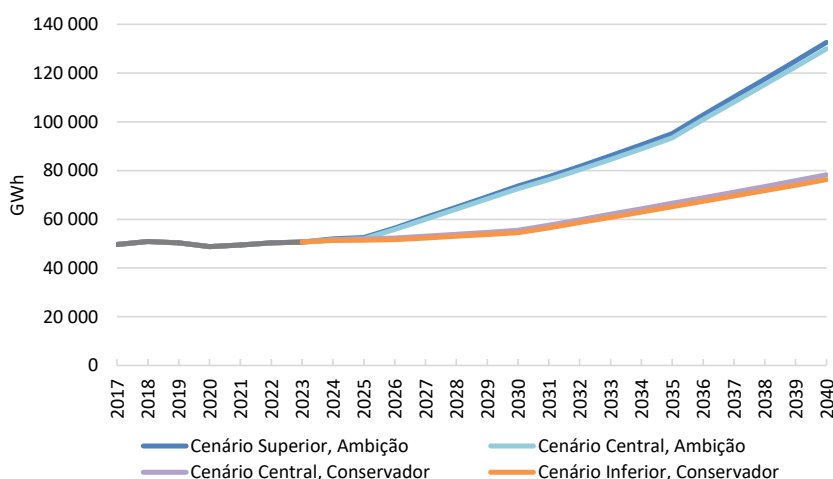
13. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

De acordo com a expressão (3), o consumo de eletricidade referido à produção líquida corresponde ao consumo final deduzido do autoconsumo e acrescido das perdas da rede.

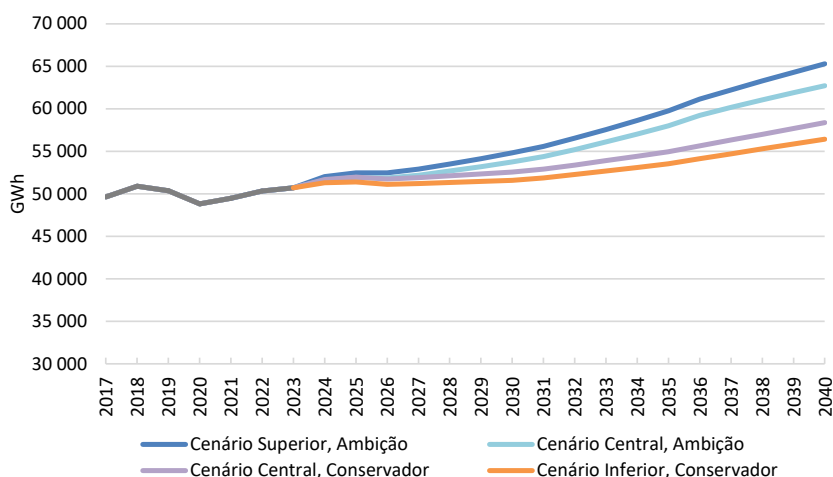
A trajetória de evolução do consumo referido à produção líquida, decorrente dos cenários de previsão do consumo final de eletricidade, da evolução do autoconsumo e do fator de perdas previsto é apresentada na Figura 52, para os cenários desenvolvidos. No primeiro gráfico é apresentado o consumo referido à produção líquida com a inclusão da energia dedicada à produção de H₂, no segundo é excluída a energia dedicada à produção de H₂ e no terceiro é ilustrada apenas a evolução da energia dedicada à produção de H₂.

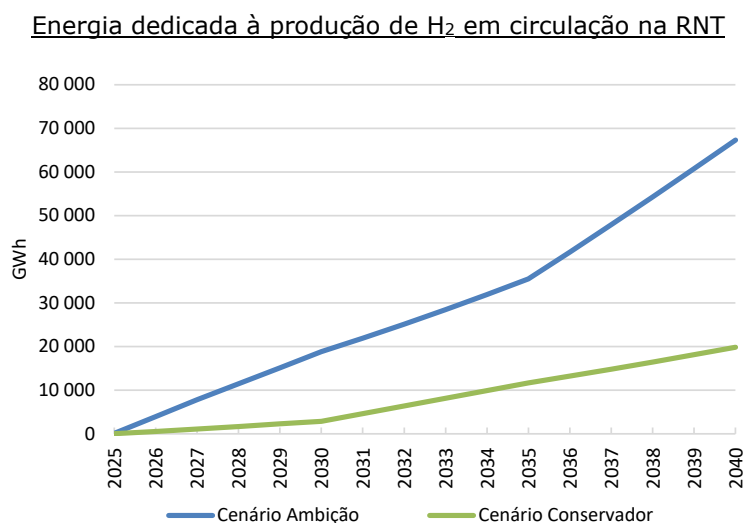
FIGURA 52 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2024-2040

Consumo total (incluindo a energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT)



Consumo excluído da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT





Tal como acontece com o consumo final apresentado na secção 0, e analisando o gráfico com o consumo total referido à produção líquida, os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ e ao consumo de outros grandes projetos, que já refletem as orientações assumidas no PNEC 2030.

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

Optou-se por representar graficamente de forma autónoma o consumo referido à produção líquida excluído da energia dedicada à produção de H₂ pois é esse o consumo que irá servir de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor no âmbito do RMSA-E 2024.

Analisando esse gráfico, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 55 TWh no cenário Superior Ambição, de 54 TWh no cenário Central Ambição, de 53 TWh no cenário Central Conservador e de 52 TWh no cenário Inferior Conservador, prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo que variam entre cerca de 65 TWh e cerca de 56 TWh, nos cenários Superior Ambição e Inferior Conservador, respetivamente.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 3,2 TWh (cerca de 6% do consumo do cenário Central Conservador), enquanto no horizonte do estudo se situa em 8,8 TWh (cerca de 15% do consumo do cenário Central Conservador). Este diferencial aumenta ao longo do tempo, em resultado das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de eletricidade dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes, da capacidade instalada em eletrolisadores para produção não dedicada de H₂ verde e outros grandes projetos com ligação à RESP e da evolução do autoconsumo.

A partir de 2030 os cenários apresentam uma tendência de crescimento mais acentuada que se fica a dever, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos outros grandes projetos. A

Tabela 4 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto, excluído da energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DO CONSUMO DE ELETRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA AO H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT. PERÍODO 2024-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2024-2040	1,4%	1,2%	0,8%	0,6%
2024-2030	0,9%	0,7%	0,3%	0,1%
2030-2040	1,8%	1,6%	1,1%	0,9%

Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,4% no Cenário Superior Ambição, 1,2% no cenário Central Ambição, 0,8% no cenário Central Conservador e 0,6% no Cenário Inferior Conservador. 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 as taxas de crescimento são mais elevadas devido ao consumo previsto associado aos grandes consumos e aos veículos elétricos. No que respeita ao período 2024-2030, e para todos os cenários, as taxas de crescimento são inferiores devido ao elevado impacto da eficiência energética no consumo e aos níveis de autoconsumo decorrente do aumento muito significativo da produção distribuída.

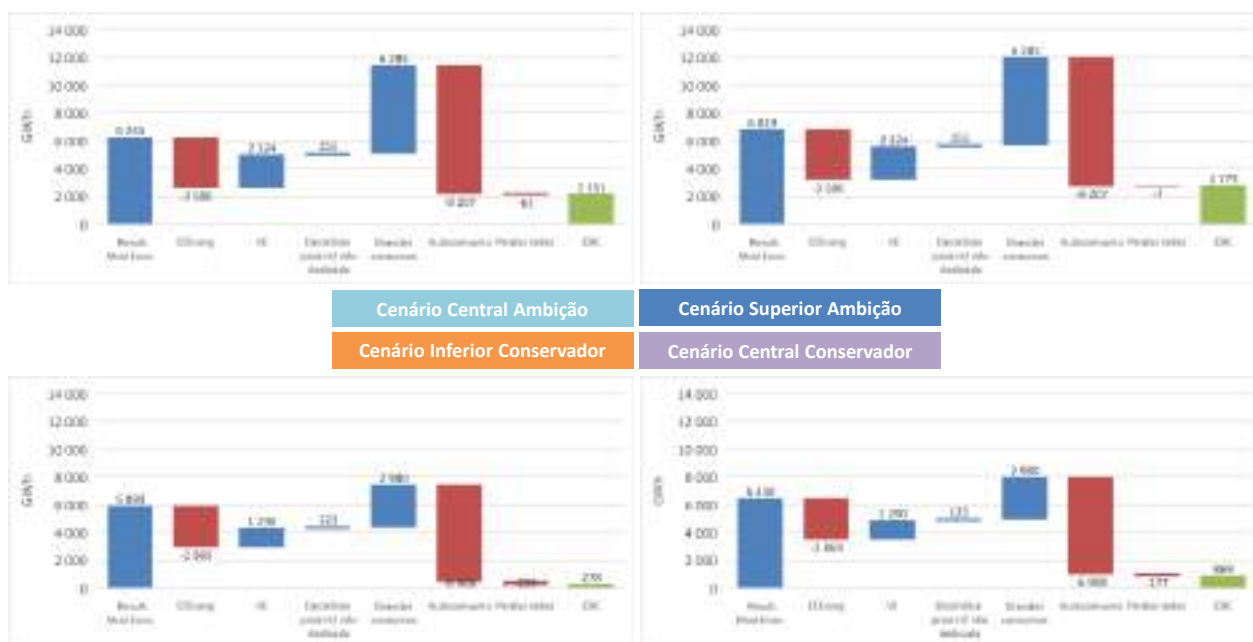
14. Síntese dos Resultados Obtidos

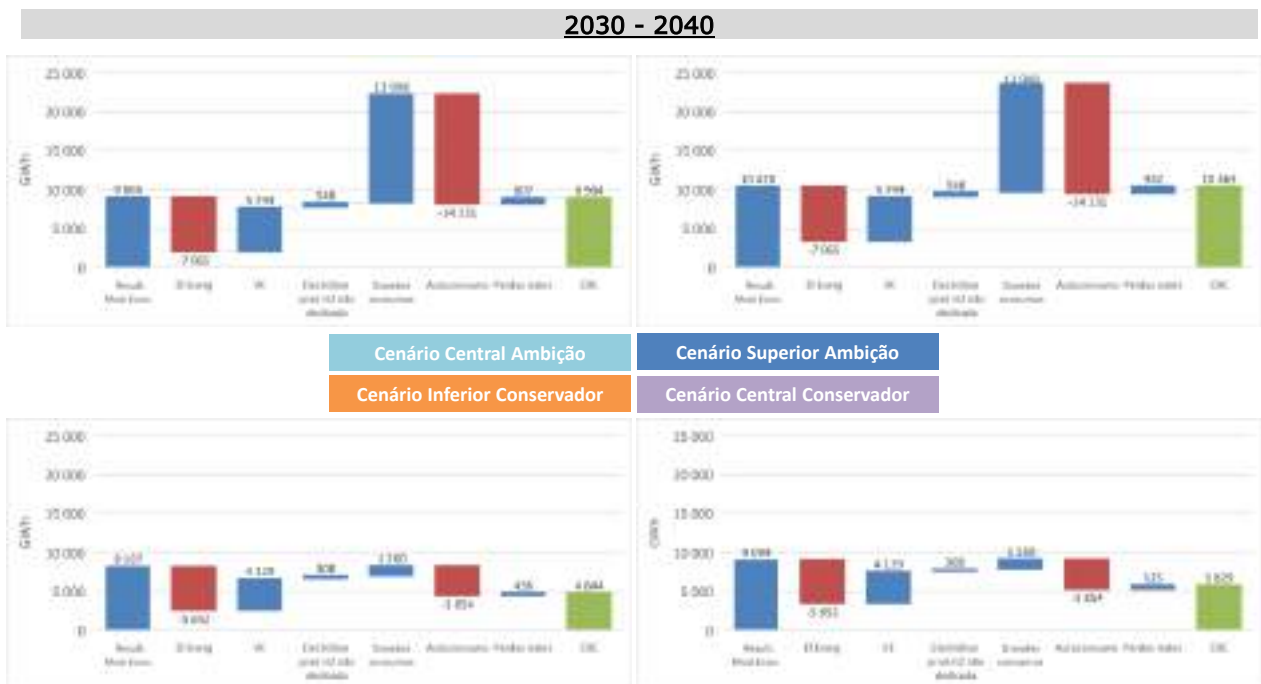
Nesta secção representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida (CRE), excluída da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT, para os períodos 2024-2030 e 2030-2040.

As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os resultados obtidos. 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.

Para cada período assinalado, 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. As outras colunas mostram a dimensão do impacto de cada vetor no consumo de eletricidade.

FIGURA 53 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA À PRODUÇÃO DE H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT – CONTRIBUTOS EM CADA PERÍODO 2024 - 2030



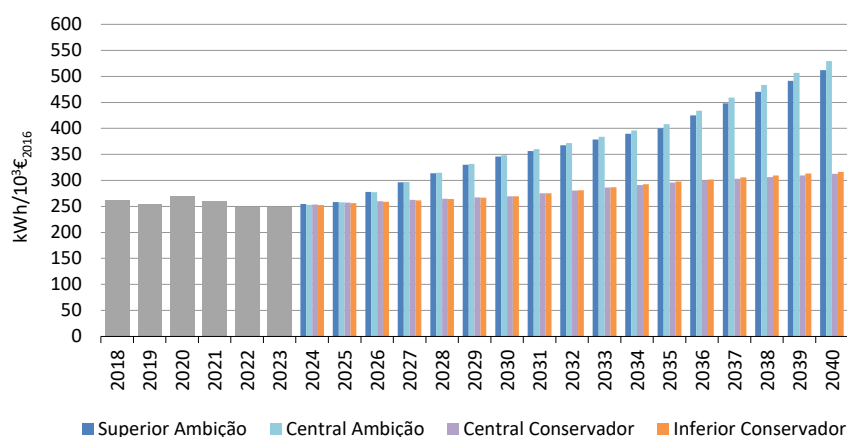


No período 2024-2030 destaca-se o consumo previsto dos grandes consumos, bem como do autoconsumo e da eficiência, embora em sentidos opostos. Entre 2030 e 2040 destaque para o impacto bastante expressivo do autoconsumo com níveis claramente superiores ao período anterior, bem como para o impacto dos grandes consumos. O impacto da eficiência energética também aumenta face ao período anterior em ambos os cenários, o mesmo acontecendo com o consumo dos veículos elétricos.

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 total, incluindo, portanto, a energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT, acrescido do autoconsumo.

A Figura 54 mostra a evolução prevista da intensidade da procura de eletricidade no PIB no período em estudo.

FIGURA 54 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2024-2040



Da sua análise conclui-se que após um período de alguma estabilização, este indicador cresce a partir de 2025 em ambos os cenários, embora de forma mais intensa no cenário Ambição, devido ao consumo

de eletricidade adicional decorrente do desenvolvimento dos projetos de produção de H₂ implícitos e do consumo dos grandes projetos.

A Tabela 5 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura total no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

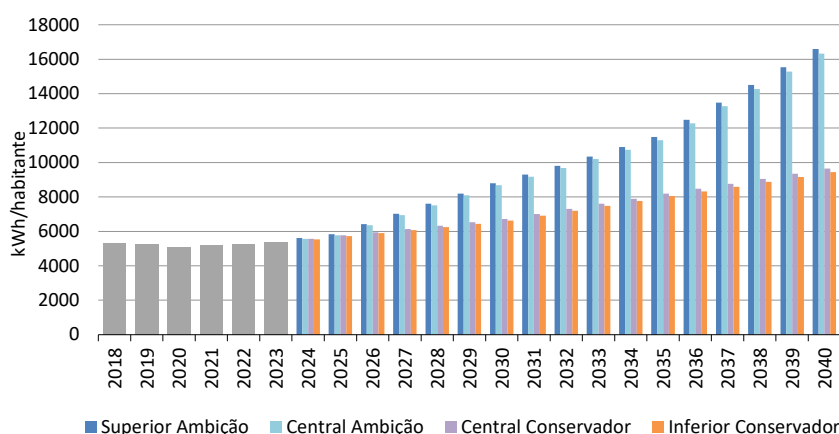
TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2024-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2024-2040	4,5%	4,7%	1,3%	1,4%
2024-2030	5,2%	5,5%	1,0%	1,1%
2030-2040	4,0%	4,3%	1,5%	1,6%

Entre 2030 e 2040 a taxa média de crescimento anual deste indicador em todos os cenários é inferior à do período anterior, com um diferencial mais acentuado no cenário Ambição.

Relativamente à procura total de eletricidade per capita, as previsões obtidas resultam na evolução anual deste indicador apresentada na Figura 55.

FIGURA 55 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2024-2040



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

A Tabela 6 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura total de eletricidade per capita, resultante das previsões obtidas.

TABELA 6 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2024-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2024-2040	7,0%	7,0%	3,5%	3,4%
2024-2030	7,8%	7,7%	3,2%	3,0%
2030-2040	6,5%	6,5%	3,7%	3,6%

Para o período em análise as taxas apontam para um ritmo de crescimento bastante superior ao verificado no último quinquénio (0,4% ao ano, em média).

15. Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Nas figuras seguintes comparam-se os resultados obtidos neste exercício de previsão face aos resultados do exercício anterior que serviram de base ao RMSA-E 2023, no que respeita ao consumo referido à produção líquida, consumo dos veículos elétricos, poupanças decorrentes da eficiência energética, consumo dos grandes projetos, consumo de eletricidade de eletrolisadores para produção de H₂, autoconsumo e cenários de evolução do PIB.

FIGURA 56 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. *RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023*



Comparativamente, os valores de consumo de eletricidade agora apresentados são inferiores aos do ano anterior em 2030, mas superiores nos anos seguintes. A partir de 2035 todos os cenários estão acima da envolvente dos cenários do RMSA-E 2023. No horizonte do estudo o cenário Superior Ambição está acima da envolvente com uma variação de 11,6% e o cenário Inferior Conservador com uma variação de 11,9%, sendo que o valor do consumo no cenário Inferior Conservador é praticamente igual ao do cenário Superior Ambição do RMSA-E 2023.

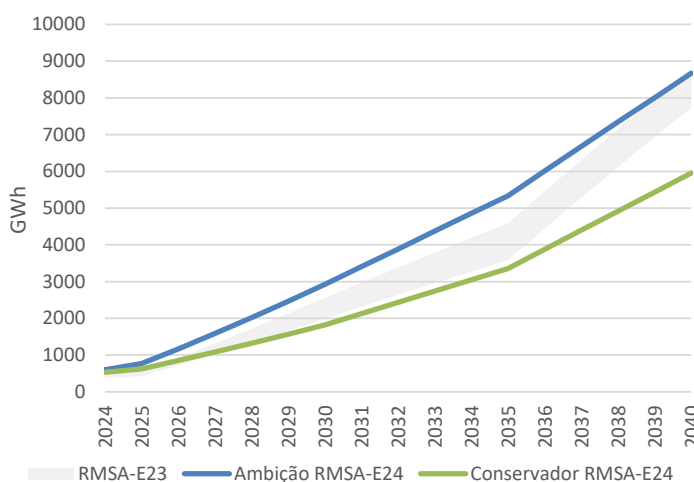
Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo (35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador) que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida. No entanto, e como já referido, há vários fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários que se destacam a seguir.

Veículos Elétricos

Um desses fatores tem a ver com a mobilidade elétrica e a penetração dos veículos elétricos.

Pela observação da Figura 57 conclui-se que no cenário Ambição o consumo previsto dos veículos elétricos é superior em relação ao RMSA-E 2023 até 2039. Já no que respeita ao cenário Conservador, o consumo final é inferior ao do RMSA-E 2023 em todos os estádios representados, principalmente a partir de 2035. Conclui-se, igualmente, que nos cenários atuais há uma maior amplitude entre cenários o que contribui para um maior contraste nas previsões apresentadas.

FIGURA 57 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023

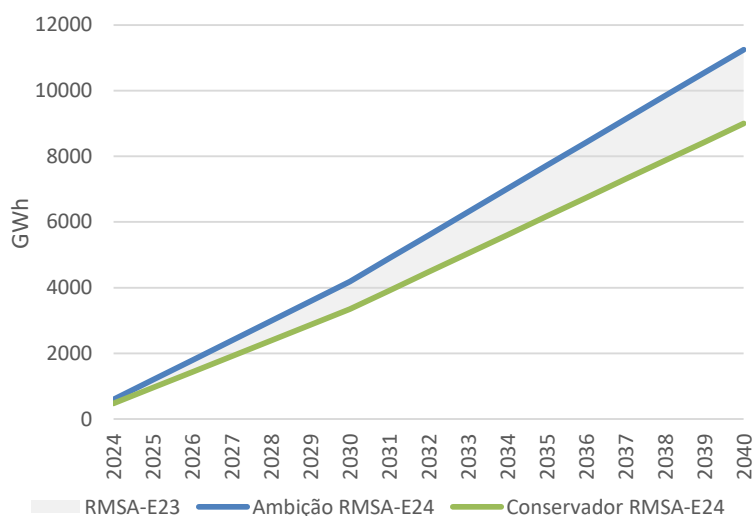


Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é superior em cerca de 14% em 2030 e inferior em cerca de 1% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 8% em 2030 e 23% em 2040. Estes ajustamentos no consumo previsto dos veículos elétricos devem-se sobretudo às vertentes dos ligeiros de passageiros e pesados de passageiros que apresentam evoluções distintas face ao considerado no exercício de previsão anterior.

Eficiência Energética

Relativamente a este fator, mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética, como demonstrado na figura seguinte. Como já referido, inclui-se o impacto de medidas de eficiência a implementar no âmbito da renovação energética do edificado existente nos setores Residencial e dos Serviços constante da ELPRE.

FIGURA 58 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS, RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023



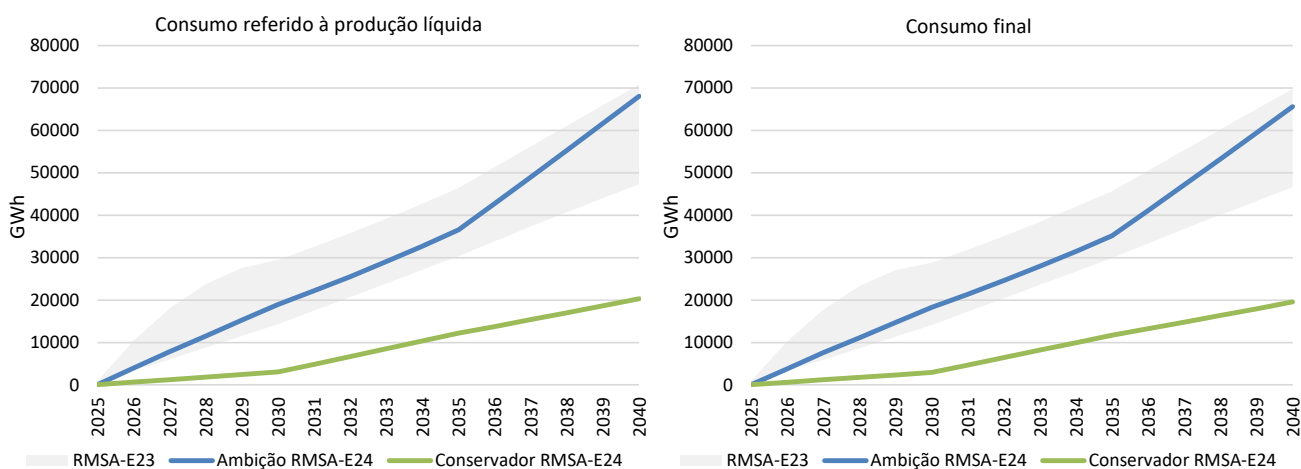
Produção de Hidrogénio

Tal como no exercício atual de previsão, também no RMSA-E 2023 se considera que o consumo de eletricidade dos eletrolisadores é abastecido na sua quase totalidade por produção dedicada, embora esta não possa ser considerada autoconsumo, pois está previsto que circule na RNT uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente próximos dos locais de produção.

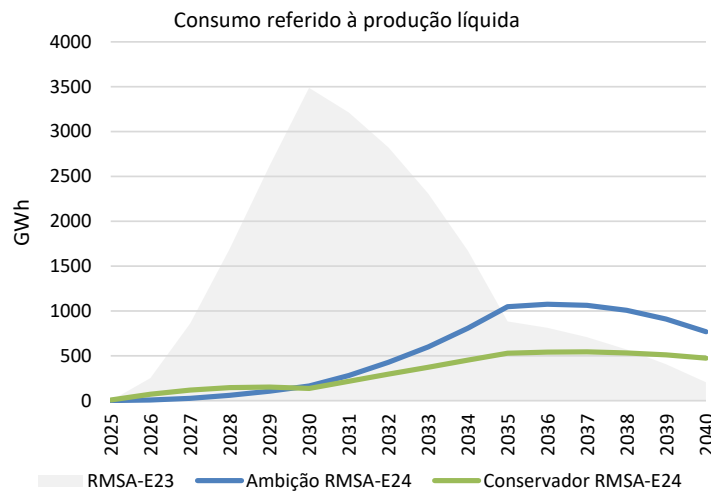
As figuras seguintes permitem analisar as diferenças obtidas para o consumo final e para o consumo referido à produção líquida com e sem a produção dedicada para o H₂. De realçar que a Figura 56 tem implícito apenas o consumo de eletricidade associado à produção de H₂ abastecido através de produção não dedicada pelo que o gráfico consistente com essa abordagem é o terceiro gráfico seguinte.

FIGURA 59 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO DE H2, RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023

Consumo total: com produção dedicada e não dedicada para H2



Consumo só com produção não dedicada para H2



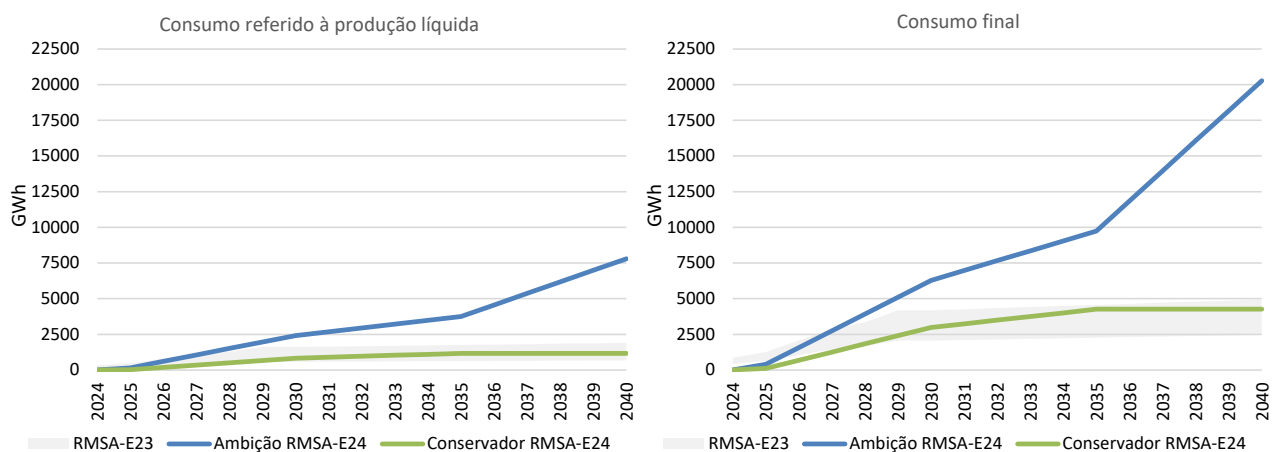
Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H₂ constantes do atual exercício de previsão são muito inferiores aos do RMSA-E 2023, principalmente no cenário Conservador, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para produção de H₂ conclui-se que o impacto atual é superior a partir de 2035 no cenário Ambição e em todos os anos no cenário Conservador.

Em relação aos cenários do ano passado, e no que respeita à produção não dedicada, o cenário Ambição é inferior em cerca de 3,3 TWh em 2030 e superior em cerca de 0,6 TWh em 2040.

Outros grandes consumos

Relativamente a este fator, as previsões atuais são bastante superiores às do RMSA-E 2023, principalmente no cenário Ambição, como demonstrado na figura seguinte. Esta evolução mais dinâmica fica a dever-se às projeções mais otimistas para a capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP, em especial a partir de 2030.

FIGURA 60 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023



Como já referido anteriormente, a componente do consumo de eletricidade destas unidades abastecida pela RESP é de 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. O restante consumo é abastecido através de produção própria e, portanto, está incluído no autoconsumo, apresentado a seguir.

Em relação ao ano passado, o consumo referido à emissão no cenário Ambição apresenta uma diferença de +0,8 TWh em 2030 e de +5,9 TWh em 2040. No cenário Conservador as diferenças traduzem-se em +0,3 TWh em 2030 e +0,5 TWh em 2040. No que se refere ao consumo final, as diferenças são mais significativas atingindo, no cenário Ambição, +2,1 TWh em 2030 e +15,3 TWh em 2040, enquanto que no cenário Conservador essas diferenças são de +0,9 TWh e +1,8 TWh, respetivamente.

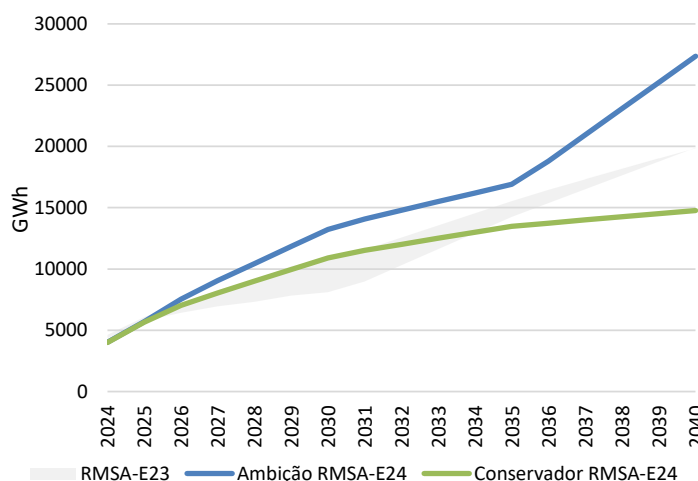
Autoconsumo

Um outro fator prende-se com a evolução do autoconsumo, caracterizado por um crescimento considerável nos cenários de previsão do consumo de eletricidade.

Face aos cenários anteriores, o autoconsumo no cenário Ambição é superior em todo o período em análise, destacando-se um diferencial de +7,5 TWh em 2040, resultante do facto dos consumos dos grandes projetos apresentar uma trajetória de crescimento bastante significativa e se assume que 65% será autoconsumo. Quanto ao cenário Conservador, até 2030 está em linha com o do ano passado, mas a partir deste ano apresenta uma evolução inferior que se traduz num diferencial de -5,1 TWh em 2040.

Na Figura 61 compara-se a evolução prevista do autoconsumo.

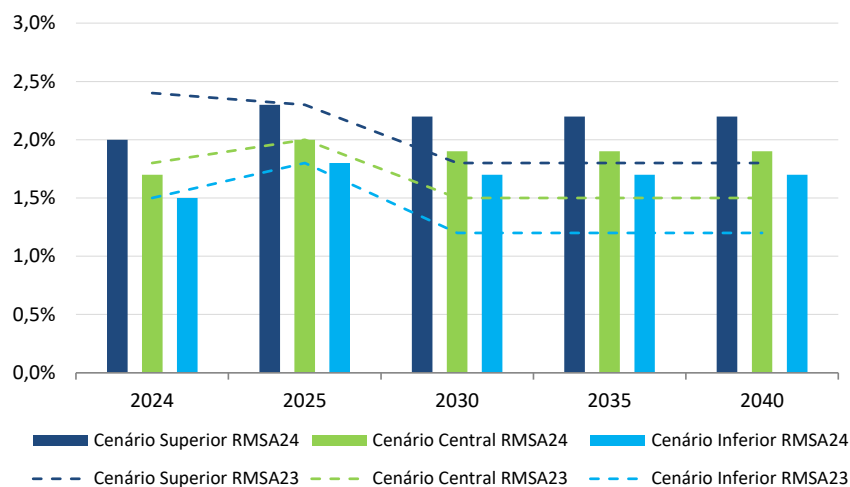
FIGURA 61 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023



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

Evolução do PIB

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos. A Figura 62 mostra os cenários do RMSA-E 2024 em comparação com os do RMSA-E 2023.

FIGURA 62 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023

Após 2025 fica patente que os atuais cenários de evolução do PIB são todos bastante superiores aos do RMSA-E 2023, o que se traduz num consumo de eletricidade mais elevado, apesar de na estimacão dos modelos estruturais estar evidenciada uma redução dos coeficientes associados às variáveis económicas.



ANEXO

3

PREVISÃO DAS PONTAS SÍNCRONAS DO SEN PARA
O PERÍODO 2025-2040



Índice

1.	PONTAS DE CONSUMO.....	4
1.1	Enquadramento	4
1.2	Metodologia do fator de carga	5
1.3	Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE	6
1.4	Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao H2 e outros grandes consumos	8
1.5	Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2025-2040	10
2.	CONSIDERAÇÕES/RECOMENDAÇÕES FINAIS	16

Índice de Figuras

Figura 1 - Distribuição das partidas e chegadas dos veículos ligeiros e distribuição da distância média percorrida pelos mesmos em Portugal continental.....	6
Figura 2 - Perfil de carregamento diário: a) "direct recharging" e b) "valley recharging"	7
Figura 3 - Perfil de carregamento ve cenário ambição 2030 para os rmsa e 2024 e 2023 (20% "direct recharging" e 80% "valley recharging")	7
Figura 4 - Perfil de carregamento ve cenário ambição 2030 para os rmsa e 2024 e 2023 (60% "direct recharging" e 40% "valley recharging")	8

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Ponta de consumos de inverno relativo aos eletrolisadores em <i>MW</i>	4
Tabela 2 – Capacidade instalada de grandes consumidores industriais ligados à RESP em <i>MW</i>	5
Tabela 3 - Pontas de consumo de inverno a serem abastecidas pela RESP em <i>MW</i> para abastecimento de eletrolisadores	9

1. Pontas de Consumo

1.1 Enquadramento

Nos próximos anos, a mobilidade elétrica é um dos vetores com maior impacto ao nível da previsão do consumo de eletricidade no horizonte de médio e longo prazo. A forte penetração de veículos elétricos (VE) terá consequências significativas no aumento da procura de eletricidade, em que por exemplo, no cenário Ambição o impacto no consumo referido à produção líquida é de cerca de 6% em 2030 e de 15% em 2040, enquanto que, no cenário Conservador é de cerca de 4% em 2030 e de cerca de 11% em 2040. No entanto, a consequência mais relevante em termos de segurança de abastecimento será o seu efeito ao nível das pontas de consumo do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

À medida que a tecnologia vai progredindo e são colocadas à disposição dos utilizadores diferentes e crescentes potências de carregamento e maior capacidade das baterias, por sua vez associadas a diversas estratégias de carregamento dependentes das escolhas e comportamento dos utilizadores, multiplicam-se as hipóteses de cenarização e os desafios na estimativa das pontas síncronas de consumo do SEN, que passam a ter que integrar esta nova realidade.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) 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. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de eletricidade, sendo grande parte alimentada exclusivamente com produção dedicada e uma pequena parcela através da ligação à RESP. Esta ligação à RESP leva a que os consumos de eletricidade daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício. Este racional foi igualmente seguido na elaboração do da revisão do PNEC 2030 e aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, pelo que para efeitos do RMSA-E 2024, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores alinhados com os cenários WEM (no caso do cenário Conservador) e WAM (no cenário Ambição) da revisão do PNEC. No exercício de previsão das pontas de consumo de eletricidade consideram-se os impactes decorrentes de perspetivas futuras de evolução da capacidade em eletrolisadores alimentados pela RESP. Assim, as projeções da evolução desta vertente apontam para os valores expostos na Tabela 1.

TABELA 1 - PONTA DE CONSUMOS DE INVERNO RELATIVO AOS ELETROLISADORES EM MW

	2030	2035	2040
Cenário Conservador	0	130	115
Cenário Ambição	32	290	185

Por fim, neste exercício de previsão foi considerado necessário incluir no período em análise o impacto previsto nas pontas de consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos industriais consumidores de eletricidade interligados com a RESP. As projeções da evolução desta vertente estão expostas na Tabela 2.

TABELA 2 – CAPACIDADE INSTALADA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS LIGADOS À RESP EM MW

	2030	2040
Cenário Conservador	438	626
Cenário Ambição	924	2983

Assim, as pontas síncronas são calculadas tendo em conta:

- as pontas mensais, calculadas utilizando a metodologia baseada no fator de carga aplicada aos cenários de previsão da procura de eletricidade (deduzidos dos consumos dos veículos elétricos, do consumo de eletricidade pelos eletrolisadores e de outros grandes consumos);
- os perfis diários do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE considerados nas respetivas perspetivas de evolução;
- os perfis diários do consumo de eletricidade associado à produção de hidrogénio verde, e;
- os perfis diários do consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos consumidores de eletricidade.

1.2 Metodologia do fator de carga

Tendo por base os cenários de evolução da procura, para a previsão das pontas mensais do SEN (sem considerar o efeito do carregamento de veículos elétricos, da vertente energética do hidrogénio e da vertente de consumos de outros grandes consumos), 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 (período compreendido entre 2021, 2022 e 2023)¹. 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. O agravamento total máximo da ponta de consumos por efeito de temperatura (associado a uma probabilidade de não excedência de 100%) em janeiro, julho e dezembro corresponde a 9,0%, a 10,1% e a 14,1%, respetivamente. Adicionalmente, admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes. Do conjunto das pontas mensais, são depois selecionados os maiores valores da ponta dos meses de Inverno e de Verão.

¹ Consequência da pandemia COVID-19, que teve início em Portugal em março de 2020, optou-se por não incluir na determinação do perfil da procura de eletricidade os dados históricos referentes a esse ano, de modo a não incorporar os hábitos de consumo de eletricidade decorrentes deste acontecimento.

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 a metodologia utilizada ainda não considera este fenómeno. Em exercícios futuros estes fenómenos deverão ser progressivamente desenvolvidos.

1.3 Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE

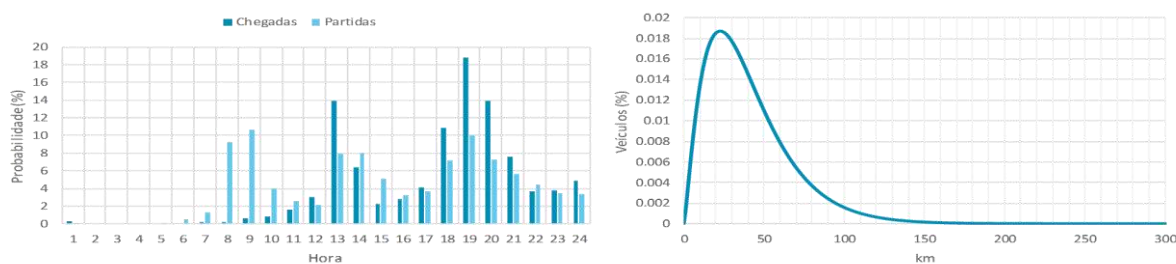
Para a caracterização do perfil de carregamento dos VE foram analisadas duas estratégias distintas de carregamento dos VE disponíveis no modelo PS-MORA²: a) estratégia “*Direct Recharging*” e b) estratégia “*Valley Recharging*”.

A estratégia de carregamento direto - “*Direct Recharging*” assume que a decisão é do proprietário do VE que o carrega através da ligação à RESP sempre que necessita, tendo em conta a distribuição das partidas e das chegadas dos veículos ligeiros (figura 1). Em termos tarifários, os consumidores considerados neste tipo de carregamento não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia. Neste caso, consideram-se essencialmente as situações em que o carregamento ocorre quando os condutores chegam a casa no final do dia.

Já a estratégia de carregamento - “*Valley Recharging*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura através da RESP nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, i.e., associado aos períodos de vazio do diagrama de carga do consumo. De acordo com o perfil da procura anual de eletricidade verifica-se que os períodos de super-vazio ocorrem entre as 22h e as 6h do dia seguinte e os períodos de ponta ocorrem entre as 18 h e as 21h.

Adicionalmente, foi considerada a distribuição da distância média percorrida em Portugal Continental plasmada na figura 1³.

FIGURA 1 - DISTRIBUIÇÃO DAS PARTIDAS E CHEGADAS DOS VEÍCULOS LIGEIRAS E DISTRIBUIÇÃO DA DISTÂNCIA MÉDIA PERCORRIDA PELOS MESMOS EM PORTUGAL CONTINENTAL



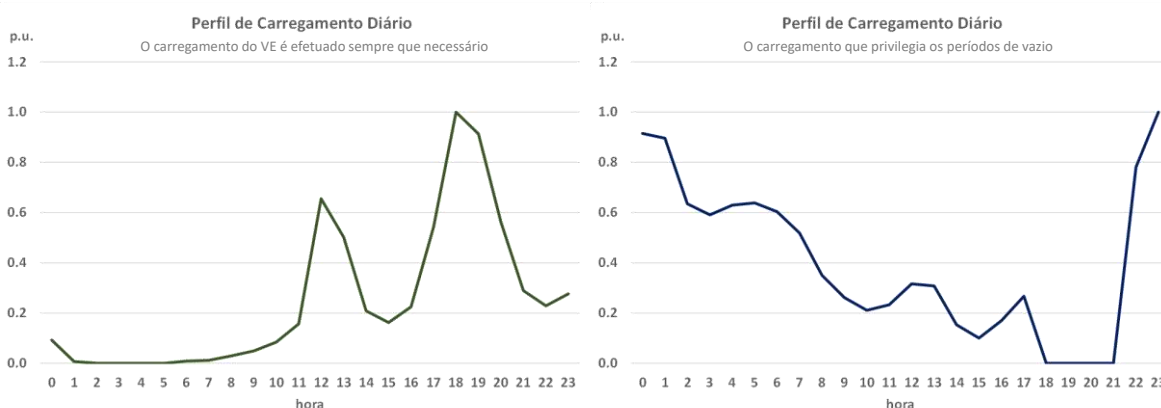
Para os diferentes tipos de veículos elétricos em Portugal considerados no RMSA-E 2024 foram ainda assumidos alguns pressupostos técnicos no que respeita ao carregamento, nomeadamente sobre a sua tipologia (lento, rápido ou ultra-rápido) e respetivas potências de carregamento (entre 3,6kW e 350kW), e a capacidade de armazenamento das baterias (nos ligeiros BEV entre 45 e 50 kWh, nos ligeiros PHEV de 12 kWh e entre 165 e 230 kWh, nos pesados de passageiros e de mercadorias).

A título de exemplo, a figura 2 representa o perfil diário de carregamento dos VE associado a ambas as estratégias de carregamento, “*Direct Recharging*” e “*Valley Recharging*”.

² PS-MORA® Power Systems – Model for Operational Reserve Adequacy - é propriedade intelectual da REN (Registado em 01/09/2018 com o nº 017892360).

³ Mobilidade e funcionalidade do território nas Áreas Metropolitanas do Porto e Lisboa, Instituto Nacional de Estatística, 2017

FIGURA 2 - PERFIL DE CARREGAMENTO DIÁRIO: A) "DIRECT RECHARGING" E B) "VALLEY RECHARGING"

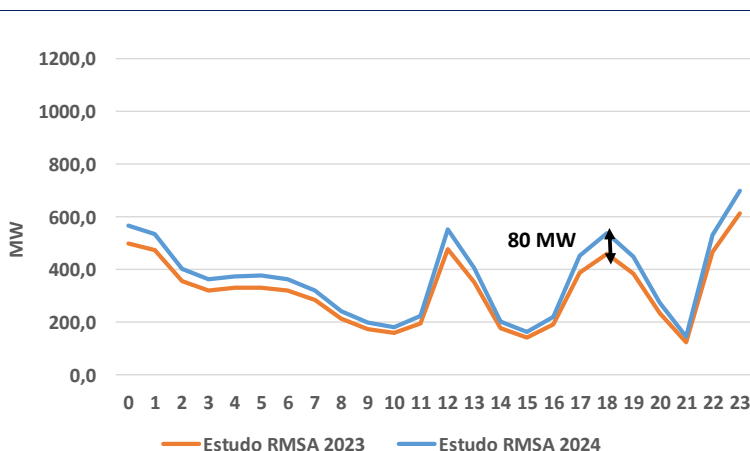


Para a definição da caracterização da ponta de consumo associada aos VE, as estratégias de carregamento por parte do utilizador final foram combinadas de modo a representar duas hipóteses distintas de comportamento:

- **VE 20-80:** em que 20% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e 80% de *Valley Recharging*. Os restantes segmentos adotam uma estratégia de carregamento idêntica;
- **VE 60-40:** em que 60% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e de 40% *Valley Recharging*. Os restantes segmentos mantêm a estratégia de carregamento 20% de *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

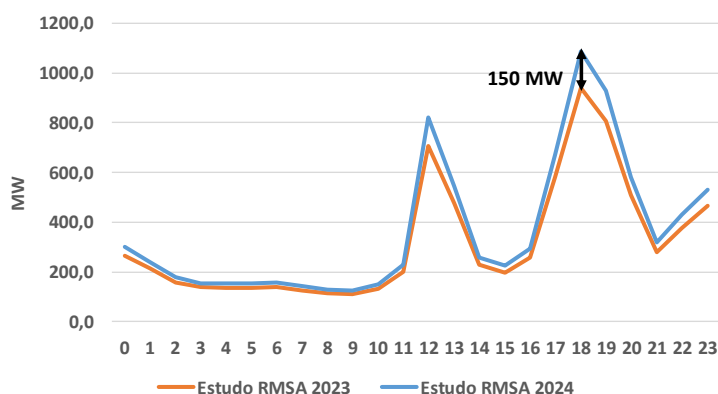
Atentos a estes pressupostos, os resultados das simulações realizadas mostram que a mobilidade elétrica impacta consideravelmente na ponta de consumos do SEN e é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Especificamente, para o horizonte 2030, considerando a estratégia de carregamento VE 20-80, prevê-se que o carregamento dos VE incremente "nas tradicionais horas de ponta do SEN" cerca de 540 MW no caso do cenário Central Ambição, ou seja, valor superior ao apresentado no RMSA-E23 que foi cerca de 460 MW, cf. se observa na figura 3. A revisão em alta do número de VE face ao RMSA-E 2023 explica este aumento.

FIGURA 3 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2024 E 2023 (20% "DIRECT RECHARGING" E 80% "VALLEY RECHARGING")



No mesmo horizonte e para o mesmo cenário (figura 4), caso a estratégia de carregamento adotada seja a VE 60-40, a carga solicitada incrementará às tradicionais horas de ponta do SEN cerca de 1090 MW, mas com uma incrementação da ponta do SEN de 150 MW face ao RMSA-E 2023 (que apresentou uma ponta de cerca de 940 MW).

FIGURA 4 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2024 E 2023 (60% "DIRECT RECHARGING" E 40% "VALLEY RECHARGING")



No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos VE em 2030 são de 340 MW e de 680 MW, respetivamente.

Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacte para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deve ser monitorizado de uma forma próxima e através da promoção do tratamento dos dados sobre o consumo neste segmento. Desta forma, os futuros estudos de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade devem refletir essa informação para garantir que a transição prevista para a mobilidade elétrica no PNEC 2030 tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico. Por forma a melhorar as previsões dos perfis de carregamento dos veículos elétricos, atualmente a REN está a analisar conjuntamente o possível impacto que os preços de eletricidade diários ocorridos e os expectáveis para horizontes futuros podem provocar no perfil de carregamento dos utilizadores de veículos elétricos. As conclusões retiradas deste estudo deverão ser incluídas nos próximos RMSA-E.

1.4 Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao H2 e outros grandes consumos

Tendo em conta a incerteza sobre a dimensão da produção de eletricidade dedicada/própria (autoconsumo) para o abastecimento do consumo de eletricidade dos grandes consumidores, admitiu-se que no cenário Ambição, a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade e os restantes 65% seriam garantidos através de produção própria e, no cenário Conservador, a RESP iria abastecer 25% das necessidades de consumo de eletricidade e os restantes 75% garantidos através de produção própria.

Para efeitos de construção dos perfis de consumo diários, foram considerados os perfis de utilização previstos e disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos de grandes consumos. Especificamente para o horizonte 2030, prevê-se que os consumos afetos aos grandes consumos cresçam "nas tradicionais horas de ponta do SEN" cerca de 90 MW e 260 MW nos casos dos cenários Conservador e Ambição, respetivamente.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos na revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP. Esta sensibilidade eleva o consumo na hora de ponta para cerca de 565 MW.

De acordo com a informação disponibilizada pela DGEG no que refere à produção de eletricidade para o abastecimento do consumo de eletricidade pelos eletrolisadores, as projeções da evolução das pontas de consumo de inverno a serem abastecidas pela RESP estão expostas na tabela 3.

TABELA 3 - PONTAS DE CONSUMO DE INVERNO A SEREM ABASTECIDAS PELA RESP EM MW PARA ABASTECIMENTO DE ELETROLISADORES

	2030	2035	2040
Cenário Conservador	0	130	115
Cenário Ambição	32	290	185

1.5 Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2025-2040

Nas figuras 5 e 6 apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual de Inverno e de Verão para os cenários Central Conservador, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição (Teste Stress), para os estádios 2025, 2030, 2035 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento VE 20-80.

No caso específico do estádio 2030, para todos os cenários, bem como para o estádio 2025 no cenário Superior Ambição (Teste Stress), são ainda apresentados os valores das pontas para a estratégia de carregamento VE 60-40 dado este cenário ser mais gravosos ao nível da segurança de abastecimento dos consumos de eletricidade afeta à mobilidade elétrica.

FIGURA 5 - PONTA DE INVERNO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS

Cenário Central Conservador - Ponta Anual (Inverno)									
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	51234	2025	51962	2025	9240	2025	9435	2025	10065
2030	49590	2030	52546	2030	9145	2030	9330	2030	9945
2035	49565	2035	54949	2035	9455	2035	9645	2035	10255
2040	50192	2040	58375	2040	9810	2040	9995	2040	10615
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	49590	2030	52546	2030	9335	2030	9520	2030	10135
Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)									
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	50946	2025	51947	2025	9215	2025	9405	2025	10035
2030	47950	2030	53748	2030	9160	2030	9340	2030	9930
2035	47335	2035	57989	2035	9685	2035	9865	2035	10450
2040	44617	2040	62712	2040	9860	2040	10030	2040	10580
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	47950	2030	53748	2030	9465	2030	9645	2030	10240

Cenário Superior Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	51464	2025	52465	2025	9310	2025	9500	2025	10140
2030	49017	2030	54815	2030	9350	2030	9535	2030	10140
2035	49092	2035	59746	2035	10000	2035	10185	2035	10790
2040	47183	2040	65278	2040	10320	2040	10495	2040	11080

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	49017	2030	54815	2030	9655	2030	9840	2030	10445

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	52353	2025	53353	2025	9465	2025	9665	2025	10310

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	52353	2025	53353	2025	9545	2025	9745	2025	10390

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

FIGURA 6 - PONTA DE VERÃO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS

Cenário Central Conservador - Ponta de Verão									
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE20-80			Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	51234	2025	51962	2025	7240	2025	7535	2025	7965
2030	49590	2030	52546	2030	7255	2030	7540	2030	7960
2035	49565	2035	54949	2035	7405	2035	7690	2035	8110
2040	50192	2040	58375	2040	7750	2040	8040	2040	8460
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE60-40			Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	49590	2030	52546	2030	7445	2030	7730	2030	8150

Cenário Central Ambição - Ponta de Verão									
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE20-80			Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	50946	2025	51947	2025	7225	2025	7520	2025	7945
2030	47950	2030	53748	2030	7290	2030	7565	2030	7965
2035	47335	2035	57989	2035	7603	2035	7875	2035	8270
2040	44617	2040	62712	2040	8055	2040	8310	2040	8685
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/ VE H2 GC		Final VE60-40			Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	47950	2030	53748	2030	7595	2030	7870	2030	8275

Cenário Superior Ambição - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	51464	2025	52465	2025	7300	2025	7595	2025	8025
2030	49017	2030	54815	2030	7440	2030	7720	2030	8130
2035	49092	2035	59746	2035	7850	2035	8130	2035	8545
2040	47183	2040	65278	2040	8415	2040	8685	2040	9080

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2030	49017	2030	54815	2030	7745	2030	8025	2030	8440

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	52353	2025	53353	2025	7425	2025	7725	2025	8165

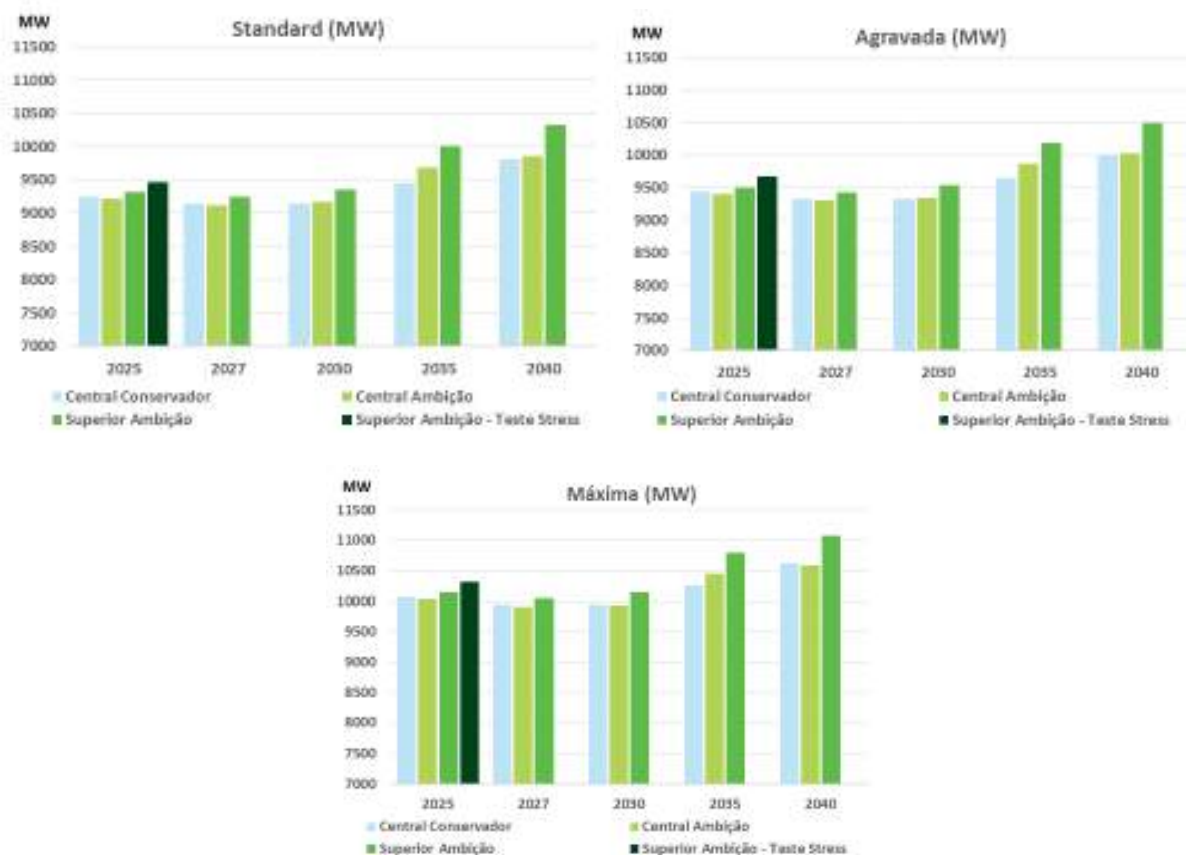
Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE60-40		Standard ^{a)}		Agravada ^{b)}		Máxima ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2025	52353	2025	53353	2025	7505	2025	7805	2025	8245

- a) Para condições standard de temperatura
- b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
- c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

No cenário Superior Ambição a ponta de Inverno atinge, em 2030, 9 350 MW em condições *Standard* de temperatura, 9 535 MW em condições Agravadas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 95%) e um valor máximo de 10 140 MW, para condições extremas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 100%), cf. observado na figura 5.

A partir de 2030, as pontas de consumo aumentam, sendo a ponta de consumos em 2040, no cenário Superior Ambição em condições *Standard* de temperatura, de cerca de 10 300 MW, atingindo um máximo de cerca de 11 100 MW.

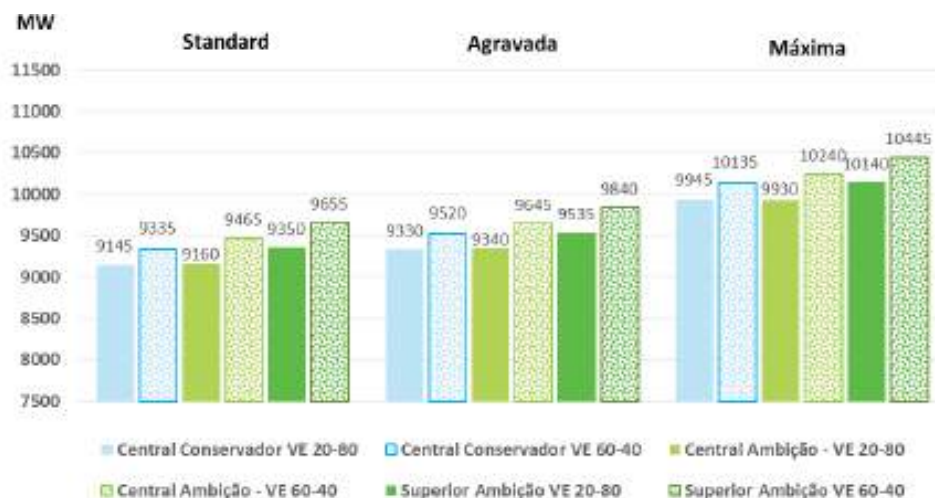
FIGURA 7 - PONTA DE INVERNO PARA CONDIÇÕES STANDARD, AGRAVADA E MÁXIMA DECORRENTES DO EFEITO DE TEMPERATURA



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 Cenário Central Ambição, em 2030, estima-se um agravamento da ponta por efeito de temperatura (com uma probabilidade de não excedência de 95%) em cerca de 180 MW, e um agravamento máximo de cerca de 770 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

Para uma análise ao horizonte 2030 apresentam-se na figura 8 os efeitos na ponta de consumos resultantes da estratégia de carregamento dos VE adotada e do efeito de temperatura. O valor das pontas considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, Agravada e Máxima) e das 2 estratégias de carregamento de VE (VE 20-80 e VE 60-40), varia cerca de 14%, entre um mínimo de 9 145 MW (ponta *Standard* no Cenário Central Conservador VE 20-80) e um máximo de 10 445 MW (ponta Máxima do Cenário Superior Ambição - estratégia de carregamento VE 60-40). Em 2030, no que refere à análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade total instalada de 2 GW em grandes consumos industriais constata-se que, nesta situação, a ponta de consumos atingirá valores de 9 655 MW e 10 445 MW, em condições standard e máxima, respetivamente.

FIGURA 8 – MPACTO DO EFEITO TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2030



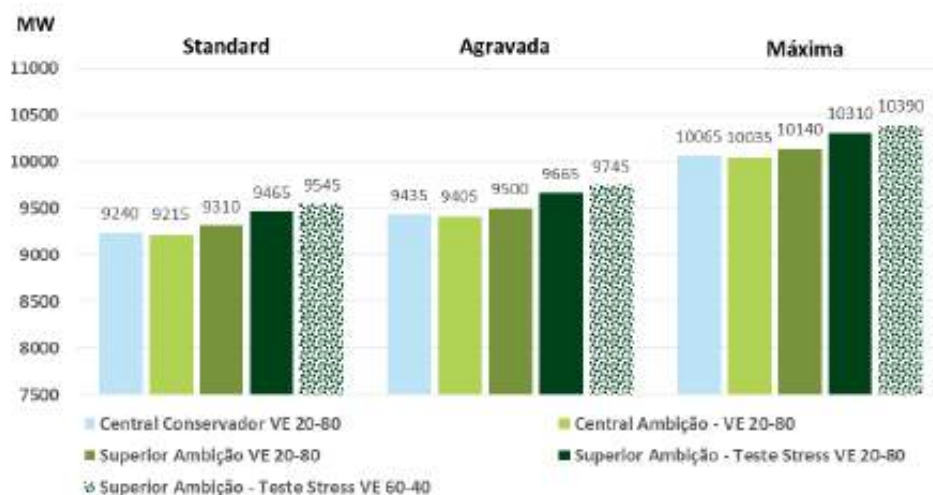
Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumo devido às diferentes estratégias de carregamento dos VE varia entre 190 MW, no caso do cenário Conservador, e 310 MW, no caso do cenário Ambição, face a uma variação máxima de cerca de 800 MW por efeito de temperatura.

Da comparação das pontas de consumo no horizonte 2030 entre o estudo do RMSA-E 2024 e o anterior exercício (RMSA-E 2023) pode concluir-se o seguinte:

- Nos cenários central Ambição e Conservador, em condições *standard* de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta reduz em cerca de 170 MW e aumenta em cerca de 40 MW, respetivamente;
- No cenário superior Ambição em condições *standard* de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta reduz em cerca de 220 MW;
- No cenário superior Ambição, estratégia de carregamento VE 60-40, a ponta Máxima atinge os 10 445 MW (redução de cerca de 655 MW quando comparado com o cenário superior Ambição VE-60-40 do RMSA-E 2022).

No que respeita ao estágio 2025, apresenta-se na figura 9 as respetivas pontas de consumo. Considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, *Agravada* e *Máxima*) e da estratégia de carregamento no Cenário Superior Ambição – Teste Stress, o valor das pontas varia cerca de 12% entre um mínimo de 9 240 MW (ponta *Standard* no Cenário Superior Ambição VE 20 80) e um máximo de 10 390 MW (ponta Máxima do Cenário Superior Ambição – Teste Stress VE 60 40).

FIGURA 9 – IMPACTO DO EFEITO DE TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2025



2. Considerações/recomendações finais

Deste exercício de previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2025-2040, importa ainda reter o seguinte:

- os impactos da eletrificação dos transportes no setor elétrico são relevantes, quer ao nível dos aumentos dos consumos de eletricidade (decorrentes da penetração dos VE), quer em particular ao nível da alteração dos diagramas de cargas e pontas dos consumos (dependentes das tecnologias disponíveis e das estratégias de carregamento dos utilizadores, que no futuro podem estar associadas às variações dos preços diários do mercado de eletricidade). Desta forma, sendo um tema que apresenta uma dinâmica de mudança e uma elevada incerteza associada, importa continuar a acompanhar e a analisar o tema com atenção em próximos exercícios;
- outro ponto a monitorizar em detalhe em próximos exercícios de análise da segurança de abastecimento prende-se com a evolução dos futuros consumos quer dos eletrolisadores, para produção de H₂, quer dos grandes consumos que possam surgir com ligação à RESP (consumos estes muito associados à digitalização da economia). Realça-se que dada a tendência de aceleração da transição energética para uma economia neutra em carbono, será expectável um elevado crescimento destes consumos nos próximos anos;

Por fim, sendo este exercício baseado em estudos de médio e longo prazo, as consequências das alterações climáticas, nomeadamente as variações por efeito das mudanças das temperaturas a nível mundial, são também um tema relevante a acompanhar, devendo ser um tema a desenvolver progressivamente, de modo a incorporar nos modelos de mercado a informação prospetiva disponível, nomeadamente a constante nos relatórios do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC).



ANEXO

4

EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES



Índice

1.	PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE	1
2.	CAPACIDADES DE RECEÇÃO DAS REDES PLANEADAS DO PDIRT	1
3.	ESTABILIDADE E SEGURANÇA DO SISTEMA	2
3.1	Limitação de concentração de geração.....	2
3.2	Impacte da integração de grandes volumes de produção renovável.....	3
3.3	Serviço de black start.....	4
4.	CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA	4
4.1	Evolução da capacidade de interligação nos últimos anos.....	4
4.2	Perspetivas de evolução da capacidade de interligação a médio e longo prazo	7
5.	PRINCIPAIS IMPACTOS / ALTERAÇÕES AO DESENVOLVIMENTO DA REDE PREVISTO	8
6.	LOCALIZAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO NA RNT	12
7.	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE À PROCURA.....	13

Índice de Figuras

Figura 1: Capacidade comercial de interligação Portugal – Espanha verificada nos anos de 2015, 2020 e 2024.....	5
Figura 2: Produção embebida na área de influência da subestação de Valdigem (ano 2023).....	11
Figura 3: Produção embebida na área de influência da subestação de Tunes (ano 2023).....	12

Índice de Tabelas

Tabela 1: Linhas de interligação existentes e planeadas e respetiva capacidade de transporte	6
Tabela 2: Previsão dos valores mínimos ⁽¹⁾ indicativos da capacidade comercial de interligação.....	7

1. Princípios e objetivos dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte

O planeamento da RNT rege-se por princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento aos consumidores que resultam da própria natureza da concessão em regime de serviço público. Algumas destas regras constam do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), do Regulamento de Operação das Redes e dos “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” publicados no capítulo 9.º do Regulamento da Rede de Transporte, através 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 proporcionar 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 a rede de transporte de 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, no esteio da implementação do Mercado Europeu de Energia e da estratégia de integração de Fontes de Energias Renováveis (FER).

Em cumprimento da legislação em vigor, em dezembro de 2024, a REN enviou à DGEG e à ERSE a versão inicial da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte para o período 2025-2034 (PDIRT 2025-2034). Em janeiro de 2025, a ERSE colocou o PDIRT 2025-2034 em consulta pública a que se seguirá subsequente emissão de relatório e pareceres por parte da DGEG e da ERSE, que darão orientações para a preparação pelo ORT da proposta final de PDIRT 2025-2034, a enviar à DGEG, conforme o procedimento definido no artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (“DL 15/2022”). Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT apresentados na proposta de PDIRT 2025-2034 visam permitir ao operador da RNT criar condições para o cumprimento das políticas energéticas definidas pelo Concedente, dar resposta aos compromissos estabelecidos com o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) e com o operador da rede de transporte espanhola, bem como ir ao encontro de outros pedidos de ligação à rede, tendo como objetivo continuar a garantir a segurança do funcionamento das redes, incluindo a sua qualidade e fiabilidade.

2. Capacidades de receção das redes planeadas do PDIRT

O DL 15/2022 prevê, no n.º 2 do seu art.º 18.º, o acesso à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) por parte de promotores de novos centros electroprodutores através de três modalidades: **a)** modalidade de acesso geral; **b)** modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP e **c)** modalidade de procedimento concorrencial. Para ser possível o acesso à RESP de novos centros electroprodutores, é necessário solicitar a prévia reserva de capacidade, concedida através da atribuição de um Título de Reserva de Capacidade (TRC)¹ e ². Assim, tendo em conta:

- as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo do Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;
- os TRC emitidos por ambos os operadores da RESP na modalidade de acesso geral e de acordo entre o interessado e o operador da RESP;

¹ Esta necessidade estava já prevista no DL 76/2019, que atualizou o DL 172/2006

² Cf. DL 15/2022, não se aplica: a) às UPAC, exceto àquelas em que se preveja que a injeção de excedentes na RESP seja superior a 1 MVA; b) à hibridização; c) ao sobre-equipamento e ao sobre-equipamento autónomo; d) ao reequipamento.

- os TRC emitidos no âmbito dos procedimentos concorrenciais para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP para energia solar fotovoltaica, realizados em 2019, 2020 e 2021;
- as pronúncias do Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico Nacional (GTGSEN) para o Operador da Rede de Distribuição (ORD);
- a reserva de capacidade no nó de Sines³.

a disponibilidade de capacidade de receção na rede encontra-se limitada. Com a entrada em operação de alguns reforços da RNT aprovados em sede de PDIRT 2022-2031 e cuja concretização está prevista para o horizonte 2028/2029 será possível a disponibilização na zona norte de nova capacidade de receção na RNT, tanto em MAT como na AT de algumas instalações da RNT.

Sem prejuízo do referido, com a atual infraestrutura da rede de transporte, acrescida dos projetos de reforço já aprovados⁴ mas que ainda não se encontram em serviço, assim como os identificados no âmbito dos acordos entre os interessados e operadores da RESP, considera-se que a RNT terá condições para a integração da nova geração de origem solar fotovoltaica em linha com as metas de capacidade instalada para produção de eletricidade apontadas na versão de 2024 do PNEC 2030 e do presente RMSA-E 2024, para essa tecnologia de produção.

Contudo, para a ligação de nova produção de fonte eólica onshore a capacidade é ainda insuficiente face aos objetivos previstos no PNEC 2030 e no presente RMSA-E. Assim, na proposta inicial de PDIRT 2025-2034 são apresentados projetos, maioritariamente de reformulação de eixos da RNT existentes, que visam criar capacidade de rede em zonas do território com potencial eólico identificado, de forma a facilitar a integração de nova eólica onshore. Neste contexto, a conjugação da nova capacidade a criar com estes projetos, assim como com processos de hibridização e de reequipamento, permitirá criar as condições para a injeção na RESP de nova produção de fonte eólica onshore nos montantes indicados nos instrumentos de política energética, obviando ao desenvolvimento de mais infraestruturas da RNT para o efeito, com redução do impacto no território

3. Estabilidade e segurança do sistema

3.1 Limitação de concentração de geração

De forma a prevenir eventuais situações potencialmente mais gravosas, nomeadamente na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW que coloquem em risco a segurança e a estabilidade geral do sistema ⁵ 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 Ao abrigo do n.º 2 do artigo 27.º do DL 15/2022, encontra-se reservada no nó de Sines a potência de 800 MW com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis

⁴ No conjunto de projetos de reforço já aprovados, consideram-se os reforços de rede aprovados em sede de anteriores edições de PDIRT ou em procedimento de aprovação autónomos

⁵ N.º 9.3.3.1 do Cap. 9, Padrões de segurança para planeamento da RNT, do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

3.2 Impacte da integração de grandes volumes de produção renovável

Com o esperado crescimento da geração de origem solar e eólica em Portugal e na Europa, os geradores síncronos convencionais térmicos tendem a ser gradualmente substituídos por geração baseada em fontes de energia renovável, com uma parte significativa desta produção ligada à rede através de eletrónica de potência. As capacidades técnicas que hoje em dia são proporcionadas pela geração síncrona convencional, como o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia, poderão no futuro ser muito menores, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em FER. Este é um dos desafios atuais e futuros que tem de 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 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 tendo por base a dimensão dos mesmos (potência ativa máxima que pode ser injetada no ponto de receção), de forma a garantir 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 mínimos torna-se imprescindível a partir do momento em que se verifica a saída de geração síncrona em favor das FER, podendo ocorrer no futuro um número crescente de horas de operação com limitada capacidade de controlo de frequência e de tensão, bem como de muita reduzida inércia. Atualmente já ocorre um número significativo de horas ao longo do ano em que Portugal apresenta um *mix* de geração com elevadas percentagens de geração eólica e solar e reduzida geração convencional. Nestas situações, a segurança do sistema é assegurada pelas centrais convencionais em serviço em Portugal e pelas interligações.

A este propósito, refira--se que a Comissão Europeia tem em curso o processo formal de alteração ao *Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators* com vista a atualizar este regulamento, incluindo novos requisitos técnicos, tendo em conta a situação atual e futura de integração de FER nos sistemas, os crescentes desafios associados e a introdução de novas possibilidades tecnológicas da geração ligada através de eletrónica de potência.

Em suma, o significativo aumento esperado de integração de FER, nomeadamente aquele que se encontra nos cenários deste RMSA-E, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações e a esperada diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribuem para que a análise da estabilidade dinâmica do sistema se torne 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 ORT, 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. E de acordo com o estabelecido no ponto 5 do artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no SEN devem existir “pelo menos dois centros electroprodutores ligados à RNT com capacidade de arranque autónomo”.

Atualmente, em Portugal, esse serviço é garantido por duas centrais elétricas: a Central Hídrica de Castelo do Bode e a Central Térmica de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro, no futuro este serviço será assegurado por duas centrais hídricas.

A operacionalidade deste serviço é periodicamente testada através de ensaios reais combinados entre o ORT e os respetivos produtores.

4. Capacidade comercial de interligação com Espanha

A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC) define-se como a capacidade livre para transações comerciais de energia elétrica entre Portugal e Espanha. A sua estimativa para horizontes futuros representa o valor sustentável de capacidade garantida para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte ⁶.

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 o TSO espanhol, a *Red Eléctrica*, tem colocado em serviço ao longo dos anos 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 de, pelo menos, 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 em simultâneo ir ao encontro dos objetivos de capacidade definidos a nível europeu. Os reforços implementados têm permitido o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário, como se ilustra na Figura 1.

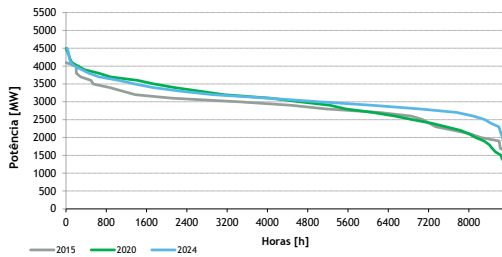
⁶ Encontram-se desta forma excluídas as reduções de capacidade por motivos de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema e indisponibilidades prolongadas de elementos de rede relevantes para a capacidade de interligação

FIGURA 1: CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL – ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2015, 2020 E 2024

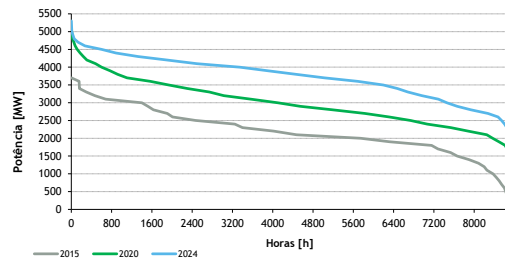
Capacidade comercial de exportação [MW]

Capacidade comercial de importação [MW]

(sentido Portugal->Espanha)



(sentido Espanha->Portugal)



A partir do final de 2025, com a concretização da prevista nova interligação na zona do Minho ligando as subestações de Ponte de Lima, em Portugal, com a de Fontefría, em Espanha, em concordância com a evolução global prevista para o sistema elétrico ibérico, será possível incrementar o valor de NTC entre os dois países para valores sustentáveis acima de 3 000 MW. Para além de contribuir para o incremento da capacidade de interligação, esta nova linha de interligação no Minho entre Portugal e Espanha, com continuidade em Portugal através dos eixos Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão – Recarei/Vermoim e Ponte de Lima – Pedralva, introduz igualmente outras valias importantes para o SEN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e da garantia de continuidade de abastecimento.

TABELA 1: LINHAS DE INTERLIGAÇÃO EXISTENTES E PLANEADAS E RESPECTIVA CAPACIDADE DE TRANSPORTE

	Tensão Exploração [kV]	Inverno [MVA]	Verão [MVA]
Alto Lindoso – Cartelle 1	400	1706	1499
Alto Lindoso – Cartelle 2	400	1706	1499
Lagoaça – Adeadávila 1	400	1706	1469
Falagueira - Cedillo	400	1386	1386
Alqueva - Brovales	400	1386	1280
Tavira – Puebla de Guzman	400	1386	1386
Pocinho – Aldeadávila 1	220	435	374
Pocinho – Aldeadávila 2	220	435	374
Pocinho - Saucelle	220	430	360
Ponte de Lima – Fontefría*	400	–	–

* Colocação em serviço prevista para 2025.

O projeto da nova interligação Minho – Galiza faz parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de Projetos de Interesse Comum (PIC), criada ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, entretanto revogado pelo Regulamento (UE) n.º 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022, sob a designação:

- PIC 1.1: *Portugal – Spain interconnection between Beariz – Fontefría (ES), Fontefria (ES) – Ponte de Lima (PT) and Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão (PT), including substations in Beariz (ES), Fontefría (ES) and Ponte de Lima (PT) (No 2.17 on the fifth PCI list)*

Este projeto adquiriu o estatuto de PIC logo na primeira lista, publicada em dezembro de 2013, tendo sido reconfirmado como PIC nas listas posteriores (segunda, terceira, quarta e quinta). O projeto está incluído na sexta (1.ª lista de PIC/PIM), publicada em abril de 2024, através do Regulamento Delegado (EU) 2024/1041.

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

Conforme referido, a entrada em serviço da nova linha de interligação a 400 kV Minho – Galiza, prevista para 2025, possibilitará ultrapassar restrições de rede ainda existentes e alcançar de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos da ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos. Na Tabela 2, apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC no mercado diário 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]
2025	2 700 ⁽²⁾	2 700 ⁽²⁾
2027	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 500 ⁽³⁾	5 200 ⁽³⁾

Notas:

- (1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES) prevista para 2025.
- (3) Correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2022 (*Ten-Year Network Development Plan*). No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para se atingir esses valores de capacidade.

Tendo em consideração os valores previstos até 2030 para a evolução do parque electroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 39 GW no cenário Conservador e dos 40 GW no cenário Ambição⁷, estima-se para esse horizonte que o indicador *'interconnection ratio'*⁸ se situe numa gama entre 11% e 10%, dependendo do cenário. Para garantir o cumprimento da meta de 15%⁹ 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 a congénere espanhola, com vista a identificar os eventuais reforços nas redes de transporte de ambos os países que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

De referir, contudo, que em relação aos valores apresentados, na operação no mercado diário da RNT poderão vir a ocorrer reduções em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de rede, assim como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque electroprodutor português e/ou espanhol.

5. Principais impactos / alterações ao desenvolvimento da rede previsto

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, registadas no presente RMSA, ao nível da 'Oferta' são apresentados dois cenários (Conservador e Ambição), os quais, no que diz respeito à grande térmica, incorporando a já verificada cessação da produção das Centrais a carvão de Sines e do Pego, consideram a cessação da produção da Central a gás da Tapada do Outeiro no ano de 2029. Para fazer face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines, foram previstos alguns reforços da RNT¹⁰, alguns já em serviço, para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional - nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país - 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.

Num contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros electroprodutores baseados em FER, dispersos ao longo do território, importa 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, impõe-se um estreito acompanhamento da evolução da rede e do parque electroprodutor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam do PNEC 2030, os cenários traçados neste RMSA e os desenvolvimentos relativos aos pedidos de ligação à rede em análise pelos operadores de rede, com a realização dos necessários estudos de rede, os quais devem também ter em consideração as alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

⁷ Excluindo a capacidade dedicada para produção de H₂.

⁸ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

⁹ A nível europeu foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de em cada Estado Membro o indicador *'interconnection ratio'* não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo mais tarde (em outubro de 2014) sido alargado para 15% em 2030.

¹⁰ Eixo Alentejo/Algarve, já em serviço, e linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior, em fase de estudos ambientais, contribuindo também para a integração de nova produção, nomeadamente solar fotovoltaica

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, constata-se que a rede atual, acrescida da capacidade decorrente dos reforços já licenciados e/ou aprovados no âmbito de anteriores PDIRT e ainda dos que decorrem dos acordos¹¹ estabelecidos entre os interessados e os operadores da RESP, permite a integração dos montantes que estão considerados nesta componente para 2030 em ambos os cenários Conservador e Ambição deste RMSA. No que se refere ao aproveitamento da energia eólica, na proposta de PDIRT 2025-2034 estão identificados alguns reforços de rede para dotar a RNT de condições de capacidade ao encontro do presente RMSA-E 2024 (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros electroprodutores, assumida no referido PDIRT 2025-2034).

No que diz respeito à 'Procura' ligada e a ligar na RND, de um modo geral, a sua variação, tanto no sentido do aumento como da redução das 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 RND.

De salientar neste particular que, para efeitos da previsão de evolução da procura na RND, para além da previsão mais global obtida a nível nacional, é também tida em consideração informação disponibilizada pelo 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 redução, 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.

Em resultado de inúmeros pedidos de ligação à RNT e à RND de instalações de consumo, muito dos quais de elevada potência, o ORT tem vindo a desenvolver estudos de rede no sentido de verificar as condições da RNT para esse efeito. A continuidade destes estudos poderá implicar a necessidade de desenvolvimento da RNT com novos reforços ou o reforço de infraestruturas existentes ou planeadas, sobre os quais importa avaliar a sua viabilidade. Importante salientar que nestes pedidos estão também contidos projetos para produção de hidrogénio, requerendo a utilização da RNT para fazer a ligação entre os locais de produção de energia elétrica e essas instalações industriais de eletrólise.

Em todo o caso e face à experiência que levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece um procedimento excecional para atribuição de capacidade de ligação à RESP quando a procura requerida supera a capacidade da rede, antevê-se a possibilidade de desencadeamento de procedimentos semelhantes para as zonas de rede associadas às subestações ou postos de corte dos eixos da RNT nas áreas da Grande Lisboa e Península de Setúbal, do eixo Pego/Abrantes – Castelo Branco, Grande Porto - Minho e da zona de Aveiro/Estarreja. Com efeito, as manifestações de interesse em diversas zonas de Portugal continental, que não a zona territorial de Sines, superam já a capacidade de ligação à rede de instalações de consumo atribuída a esta Zona de Grande Procura.

¹¹ Acordos no âmbito do previsto na alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do DL 172/2006, na redação que lhe foi dada pelo DL 76/2016, de 3 de junho, entretanto revogado pelo DL 15/2022, de 15 de janeiro, na sua atual redação, que continua a prever o regime de acesso à rede através de acordo entre requerentes e operadores

No que diz respeito à mobilidade elétrica, foram avaliadas várias estimativas tendo em conta a evolução prevista do número de veículos elétricos (VE) ligeiros de passageiros e de mercadorias *battery electric vehicles (BEV)* e *plug-in hybrid electric vehicles (PHEV)*, ligeiros de mercadorias BEV, dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV e finalmente dos navios fluviais de passageiros totalmente elétricos nos novos cenários do presente RMSA, tendo resultado valores de procura e uma ponta associadas à mobilidade elétrica superiores aos considerados no RMSA anterior, isto para a estratégia de carregamento de VE 20-80, sendo que, na estratégia de carregamento de VE 60-40, também se antevê um aumento das pontas de consumo. De realçar que as pontas de consumo associadas à mobilidade elétrica podem ter uma variação significativa, dependendo em concreto das frotas em exploração e da opção de carregamento efetivamente adotada pelos utilizadores, bem como da distribuição geográfica dos mesmos, cujo impacto na RNT poderá ser relevante, quer a nível nacional, quer a nível local. No curto prazo, os impactos da mobilidade são ainda reduzidos, mas em 2030, ou mesmo em período anterior, dependendo da sua evolução e das características dos veículos, a mobilidade elétrica passará a representar um maior impacto, pelo que as importantes transformações em curso na mobilidade elétrica, impõem a monitorização e estudo da sua evolução.

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 potenciais 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 abastecimento¹², 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 encontre disponível, o que ocorre com alguma frequência durante o ano, dado o carácter variável das fontes de energia renovável a que recorrem muitos destes centros electroprodutores. O planeamento da RNT, pese embora contemple a produção ligada em níveis de tensão inferiores ao de MAT, deve garantir o abastecimento do consumo em todas as condições de operação, nomeadamente quando esta produção não esteja disponível. Relativamente à produção eólica embebida registada no ano 2023, observou-se a ocorrência de valores de produção, em média, inferiores a 10% da potência de ligação na zona de influência dos respetivos pontos de entrega em 23% do tempo. A título de exemplo, ilustra-se, nas Figura 2 e Figura 3, a produção embebida ocorrida em 2023 nas subestações de Valdigem (essencialmente com produção eólica e hídrica) e Tunes (essencialmente com produção solar fotovoltaica).

¹² Com exceção dos pontos de entrega onde seja necessário o reforço de transformação para acomodar novos consumos de elevada potência, cujos pedidos de ligação vierem a surgir em momento posterior à publicação do PDIRT. Nestes casos, poderá vir a existir alguma restrição da garantia de abastecimento até à data de entrada em serviço do referido reforço da capacidade de transformação

FIGURA 2: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE VALDIGEM (ANO 2023)

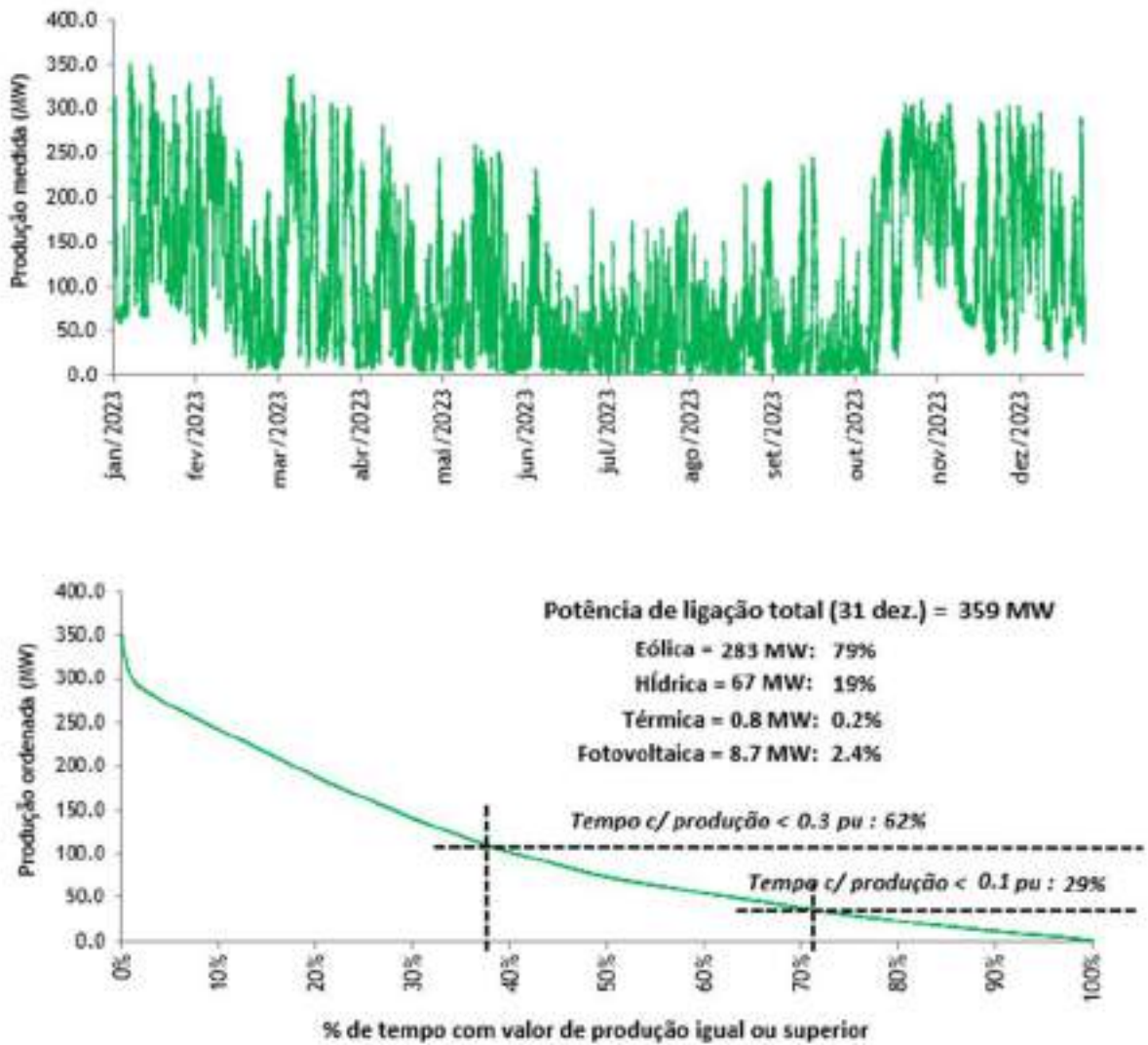
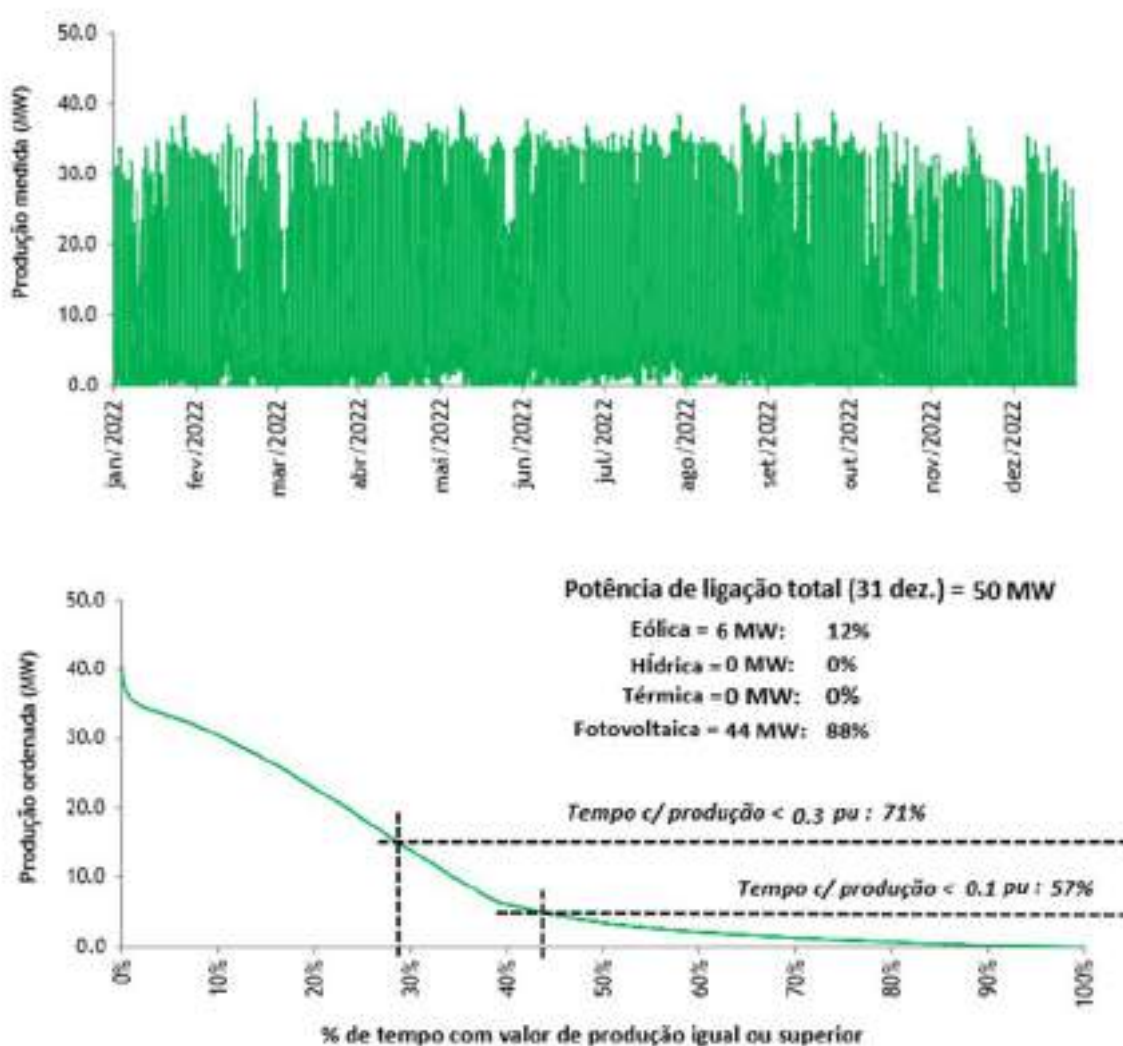


FIGURA 3: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE TUNES (ANO 2023)



6. Localização de nova produção na RNT

Do ponto de vista da operação da RNT, assinala-se que o pleno escoamento da produção das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, num total de 1 154 MW de potência instalada, 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, com a já verificada entrada em operação da subestação de Ribeira de Pena e da linha a 400 kV Ribeira de Pena – Vieira do Minho 1/2, é fundamental assegurar a colocação em serviço também da linha a 400 kV Feira – Ribeira de Pena.

É igualmente de assinalar o elevado crescimento previsto para os próximos anos no aproveitamento da energia solar, com um número bastante significativo de novas centrais fotovoltaicas, para as quais, não obstante poderem vir a instalar-se em qualquer região do país, se perspetiva uma maior tendência de localização na metade sul do território, bem como os objetivos patentes no PNEC 2030 e no presente RMSA relativamente à potência instalada em eólica *onshore*, apontando para um valor de 10,4 GW em 2030.

Cabe ainda recordar que o DL 15/2022 considera no n.º 2 do artigo 27.º “a reserva de uma capacidade de receção de 800 MW no nó de Sines, com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis”.

7. Análises de sensibilidade à procura

Deste RMSA, destacam-se duas sensibilidades à Procura em alternativa ao ‘cenário Central’ plasmado nas trajetórias de estudo principais. Em relação ao ‘cenário Conservador’, é considerado o ‘cenário Inferior’ e em relação ao ‘cenário Ambição’ é considerado o ‘cenário Superior’.

Do ponto de vista da RNT e não considerando os novos consumos industriais (assumindo nestes também a produção de hidrogénio), o impacto das análises de sensibilidade à Procura na RND far-se-á sentir, fundamentalmente, 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. 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 significativos¹³.

Contudo, ao nível de grandes consumos industriais, tem vindo a ser manifestado muito interesse para ligações à rede, nomeadamente na zona de Sines, para alimentação a potenciais novos projetos com consumos de elevado montante, nomeadamente associados a instalações de *data-center* ou a processos de eletrólise para produção de hidrogénio, alguns dos quais já com compromissos assumidos para ligação à rede. Este facto levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece um procedimento excecional para atribuição de capacidade de ligação à RESP quando a procura requerida supera a capacidade da rede, antevendo-se a possibilidade de desencadeamento de procedimentos semelhantes para outras zonas de rede. A concretização na zona de Sines de novos projetos desta natureza, representando consumos de elevada dimensão, quer em termos de potência, quer em termos energéticos, exige novos reforços na estrutura da RNT, já identificados e cujo desenvolvimento se encontra em execução em coordenação com o desenvolvimento dos mencionados projetos de elevado consumo.

Assim, num setor em grande transformação, as profundas alterações decorrentes da transição energética (produção de hidrogénio a partir de FER, forte incremento da mobilidade elétrica e variação temporal e geográfica das cargas, implementação de mecanismos de *demand side response* de forma granular, produção distribuída ou centralizada solar fotovoltaica, entre outros) impõem o contínuo acompanhamento destas temáticas por parte do ORT no sentido de garantir a adequação metodológica de previsão dos perfis de consumo a nível nacional e local, bem como de adequar os modelos de simulação do SEN de médio e longo prazo para assegurar a avaliação atempada dos potenciais impactos, quer para a gestão do sistema, quer para a operação e planeamento da RNT.

¹³ A tendência de evolução nas pontas de consumo em cada subestação pode ser diferente da registada a nível nacional, podendo mesmo, em casos particulares, acontecer em sentido contrário. Este facto obriga a uma análise e acompanhamento mais granular e amíúde sobre a real evolução local das cargas



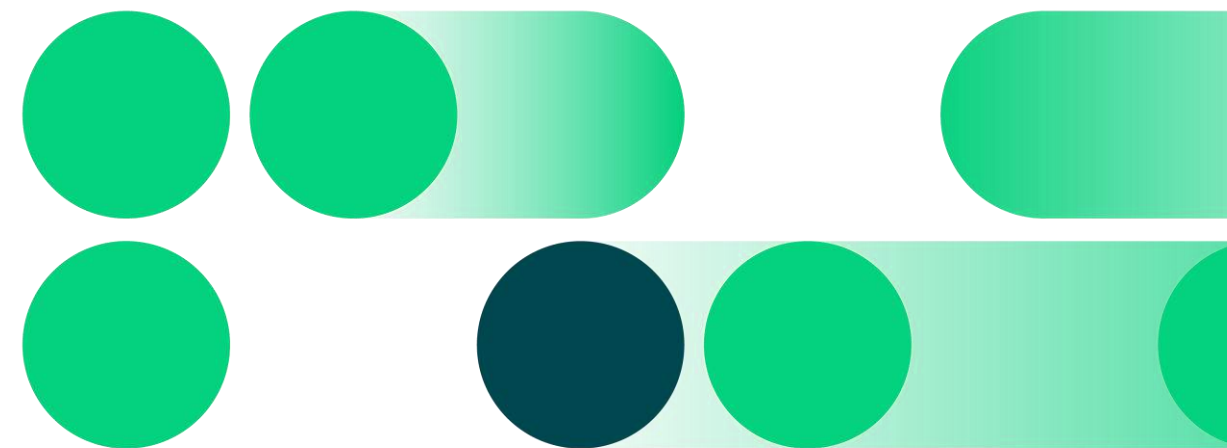
ANEXO

5

RESULTADOS FINAIS

RMSA-E 2024

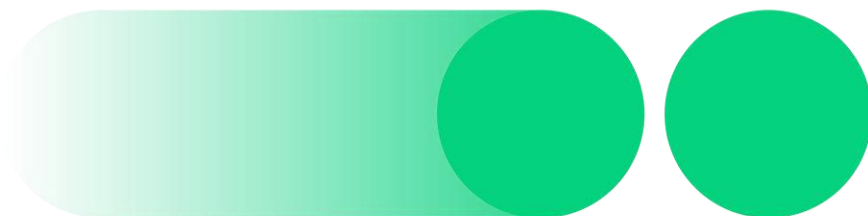
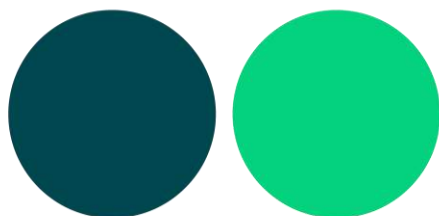
RESULTADOS FINAIS



31/01/2025

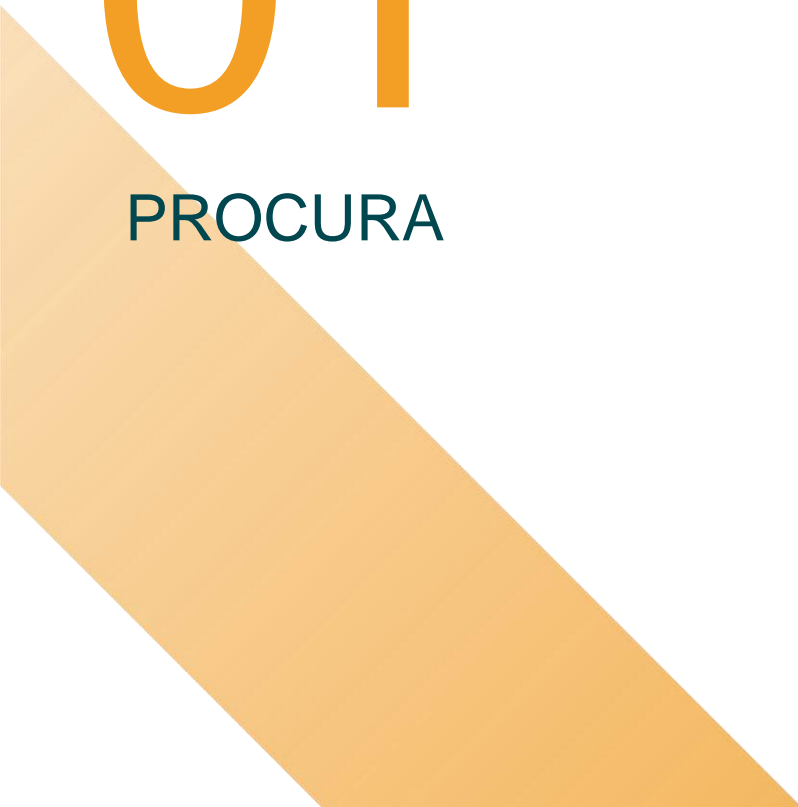
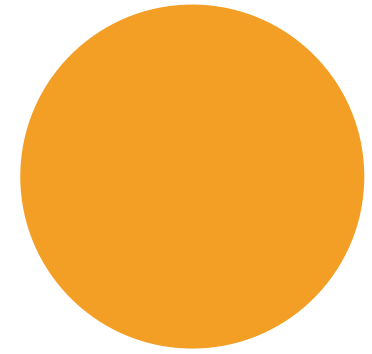
ÍNDICE

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



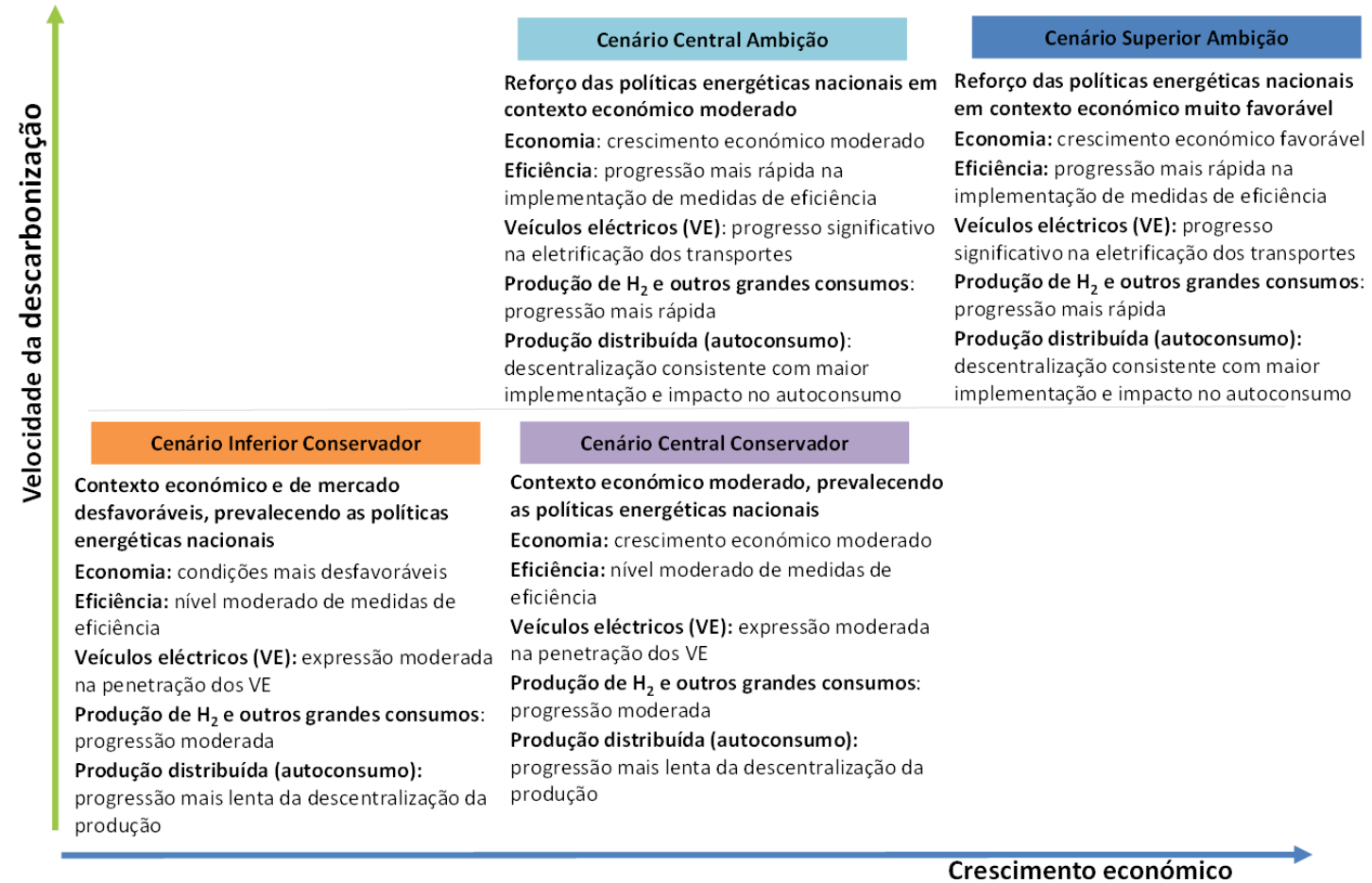
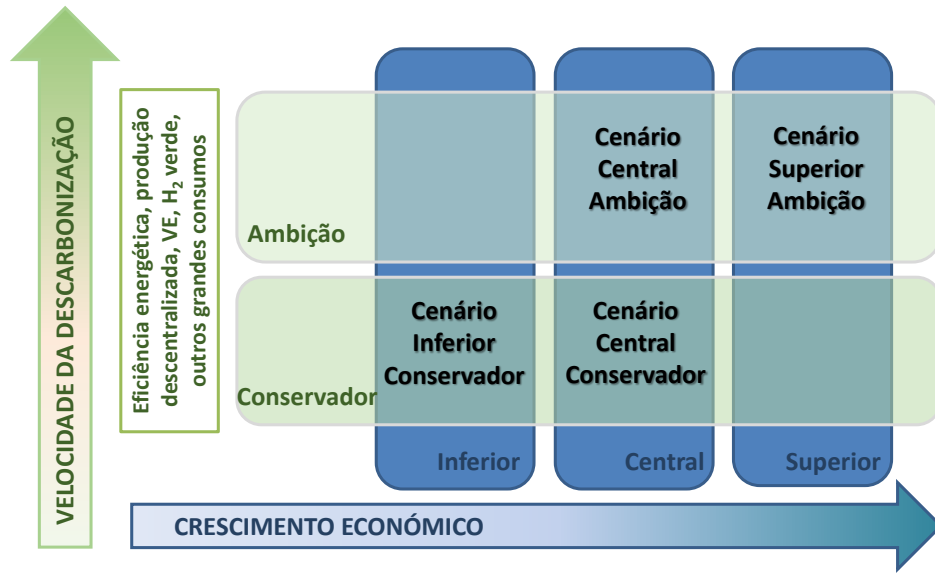
01

PROCURA



PREVISÕES DA PROCURA

Cenarização e vetores de mudança



- Num trabalho de cenarização dos consumos de eletricidade, a incerteza está sempre presente, pelo que a construção de possíveis **cenários suficientemente contrastantes** permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.
- São desenvolvidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes, e envolvidos por dois eixos: “Crescimento Económico” e “Velocidade da Descarbonização”.

PREVISÕES DA PROCURA

Eficiência Energética: poupanças de eletricidade acumuladas

Evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas



Sectores Residencial e Serviços: cenário Ambição alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- Período 2024-2030: 3 155 GWh no cenário Ambição e 2 524 GWh no cenário Conservador
- Período 2031-2040: 6 606 GWh no cenário Ambição e 5 285 GWh no cenário Conservador

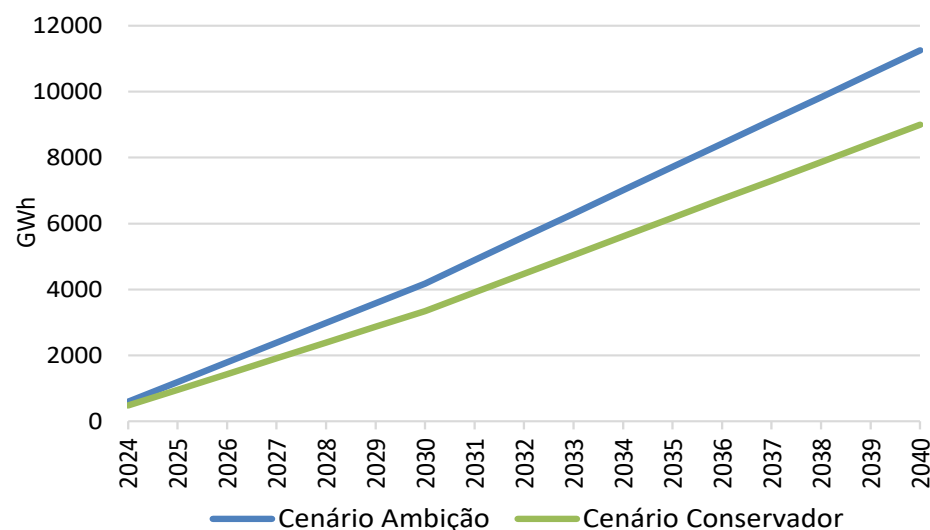
Sectores Agricultura e Pescas, Indústria e Transportes: cenário Ambição alinhado com o objetivo traçado no artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética para o período 2024-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- Período 2024-2030: 1 029 GWh no cenário Ambição e 823 GWh no cenário Conservador
- Período 2031-2040: 459 GWh no cenário Ambição e 367 GWh no cenário Conservador

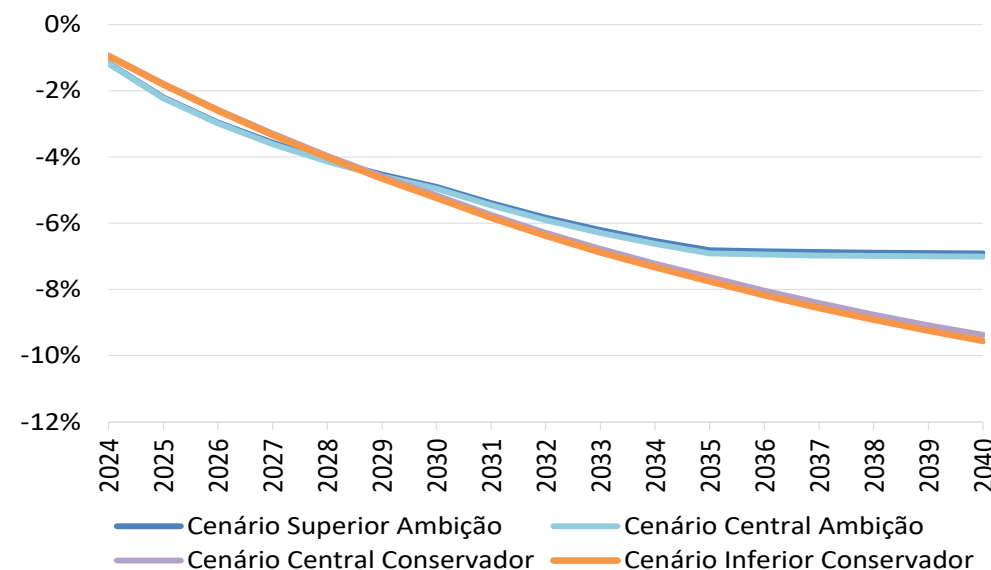
PREVISÕES DA PROCURA

Eficiência Energética: impacto no consumo final de eletricidade

Evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas



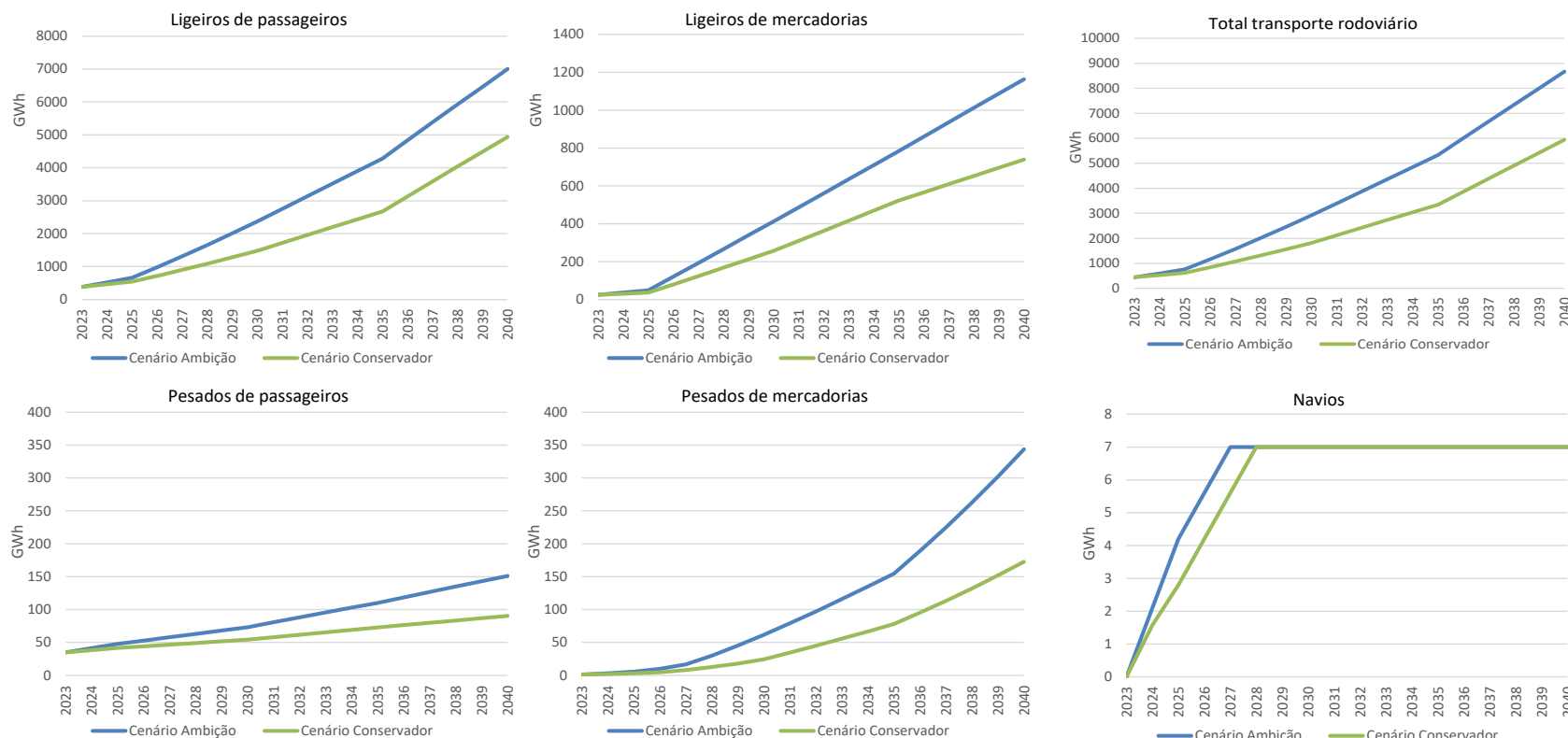
Impacto acumulado das poupanças no consumo final de eletricidade previsto



- Em 2030, as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 184 GWh no cenário Ambição e cerca de 3 347 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 11 250 GWh e 9 000 GWh, respetivamente.
- De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo por via das medidas inseridas no âmbito da ELPRE.
- Consoante os cenários, o impacto das poupanças de eletricidade no consumo final oscila entre -4,9% e -5,2% em 2030 e entre -6,9% e -9,5% em 2040.

PREVISÕES DA PROCURA

Mobilidade Elétrica: evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE

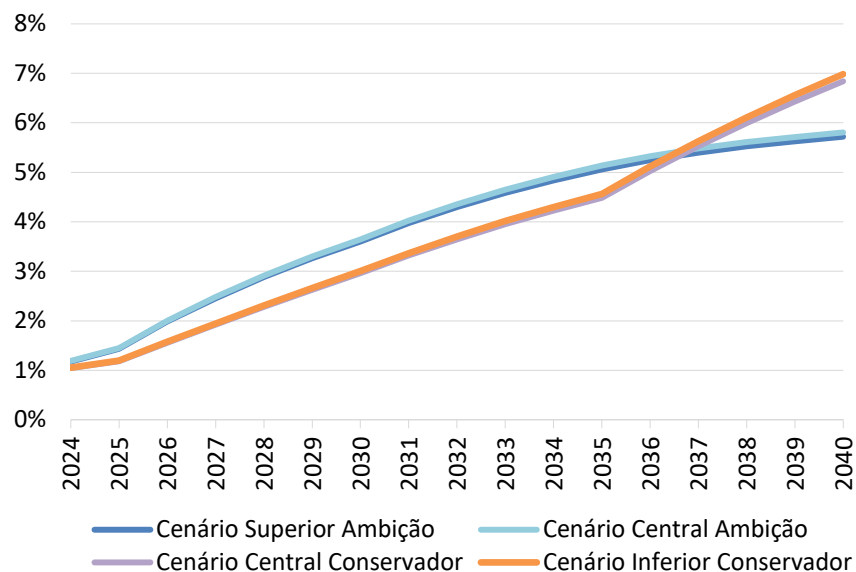


- O ritmo de penetração de VE previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que o VE será cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência e um preço cada vez mais competitivo.
- Quanto ao segmento fluvial, estima-se que alguns dos novos navios elétricos entrarão em exploração ainda este ano.

PREVISÕES DA PROCURA

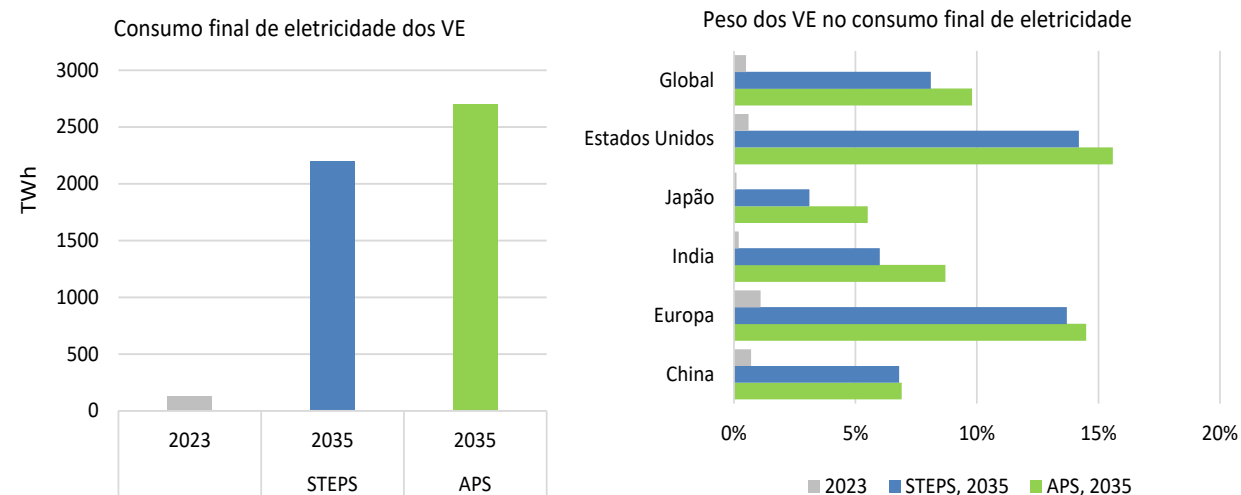
Mobilidade Elétrica: impacto no consumo de eletricidade

Impacte dos VE no consumo final de eletricidade



- O impacto previsto no consumo final do consumo dos VE varia entre 3,0% e 3,6% em 2030, 4,5% e 5,1% em 2035 e 5,7% e 7,0% em 2040.
- Em 2035, o peso previsto do consumo de eletricidade dos VE é inferior aos cenários da AIE para a Europa.

Consumo final de eletricidade dos VE no Mundo e peso dos VE no consumo de eletricidade por país/região (2023 e previsão 2035) (inclui todos os segmentos)



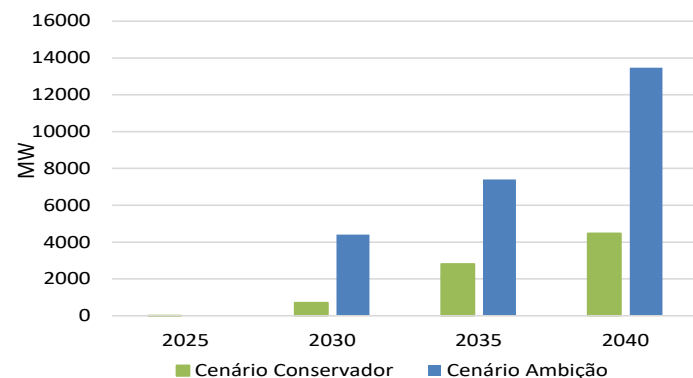
Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2024
 STEPS - Stated Policies Scenario
 APS - Announced Pledges Scenario

- O estudo da AIE mostra, para ambos os cenários desenvolvidos, que é expectável um crescimento apreciável no consumo global de eletricidade dos VE, evoluindo entre 2023 e 2035 de 130 TWh para 2 200 TWh (+1 592%) no *Stated Policies Scenario* (STEPS) e para 2 700 TWh (+1 977%) no *Announced Pledges Scenario*.
- Para a Europa, as previsões apontam para um peso dos VE no consumo final de eletricidade dos VE no consumo final de eletricidade de 13,7% no *Stated Policies Scenario* e de 14,5% no *Announced Pledges Scenario* (1,1% em 2023).

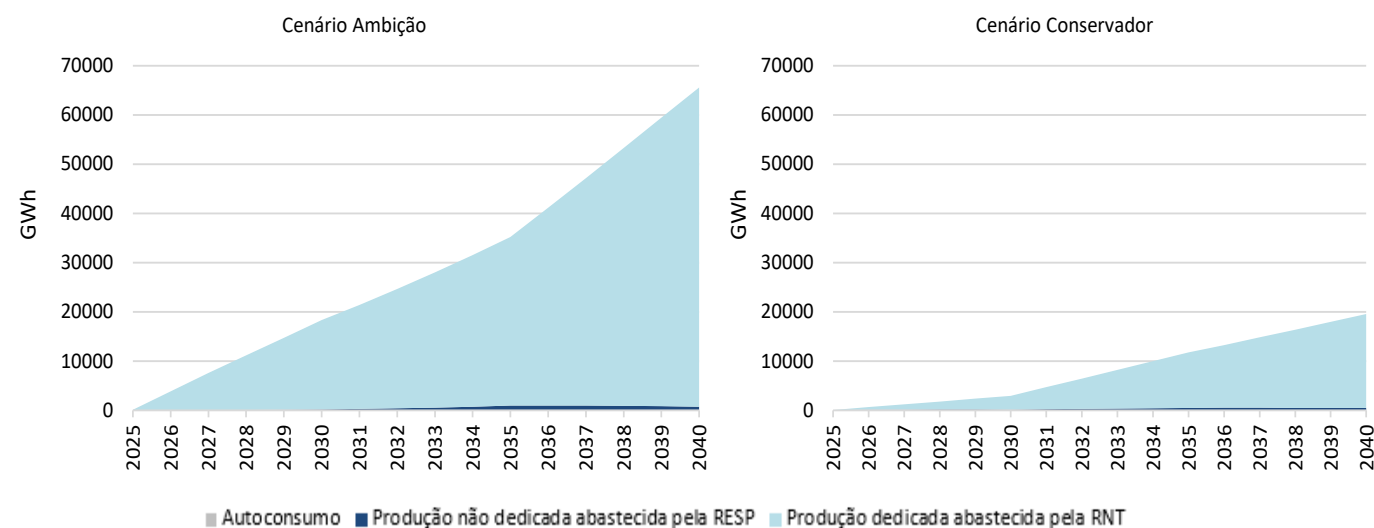
PREVISÕES DA PROCURA

Produção de Hidrogénio Verde

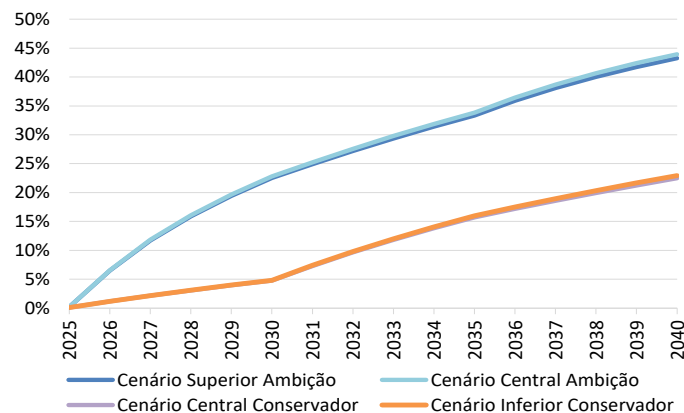
Capacidade instalada de consumo de eletricidade de eletrolisadores (Input)



Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos eletrolisadores para produção de H2 verde



Impacto acumulado previsto da produção de H2 verde sobre o consumo final de eletricidade

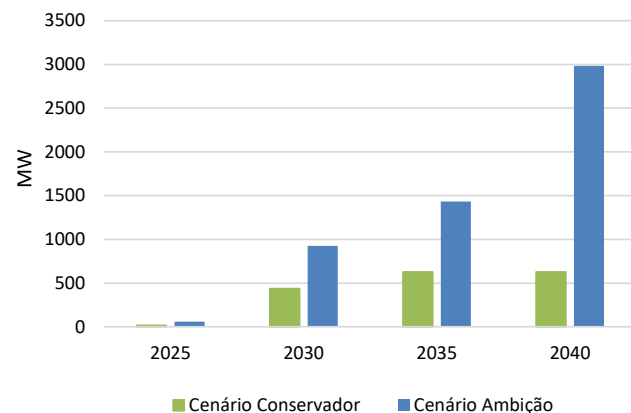


- Foi assumido que a produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores será totalmente veiculada pela RNT, com reflexos ao nível das respetivas pontas, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores.
- O impacto da produção de H2 no consumo final é bastante expressivo. Consoante os cenários, o impacto da produção de H2 varia entre 5% e 23% em 2030 e entre 22% e 44% em 2040.

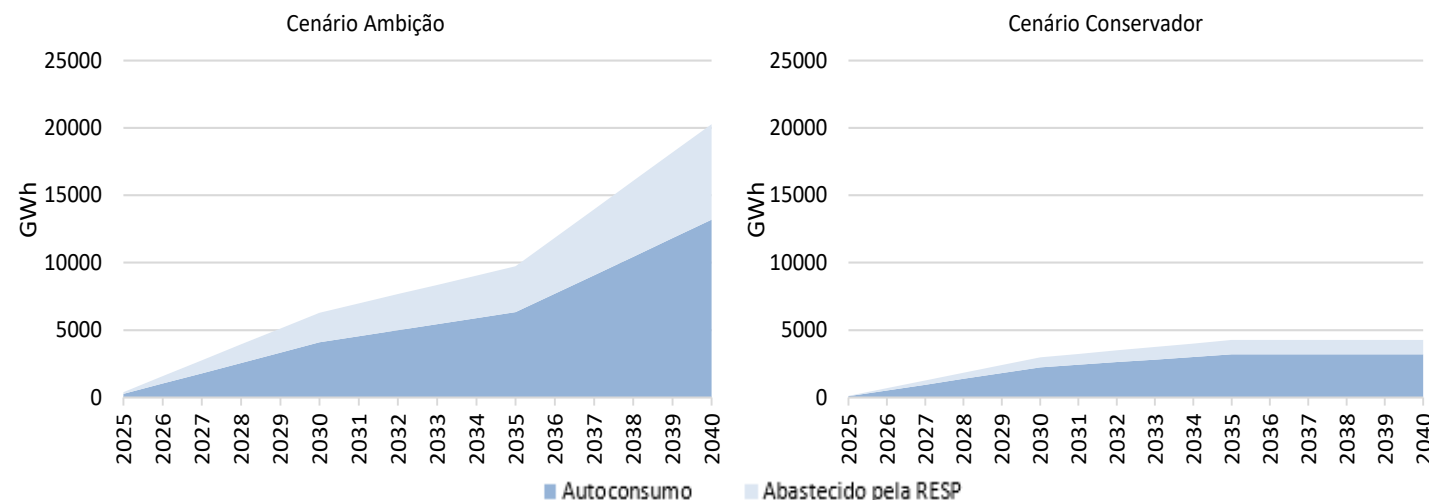
PREVISÕES DA PROCURA

Outros Grandes Consumos

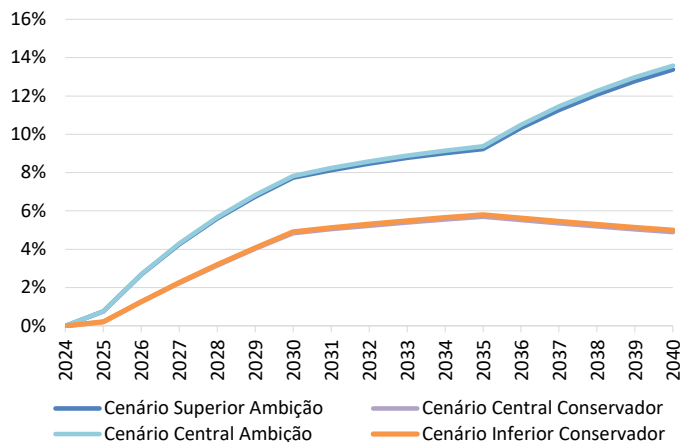
Capacidade instalada de outros grandes consumos



Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos outros grandes consumos



Impacto acumulado previsto dos datacenters e outros grandes projetos sobre o consumo final de eletricidade



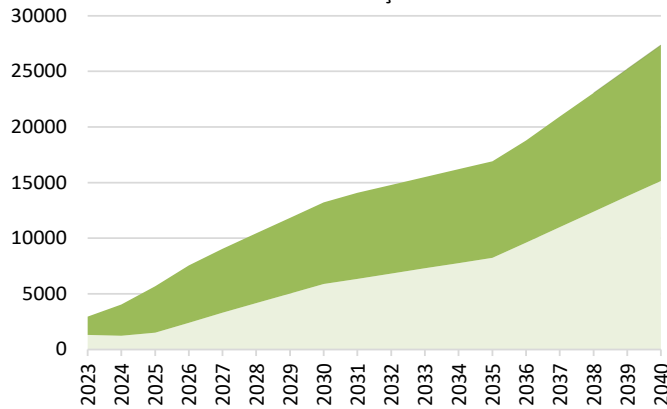
- Admitiu-se que a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador.
- Dependendo dos cenários, no horizonte do estudo o impacto dos outros grandes consumos varia entre 4,8% e 7,8% em 2030 e entre 4,9% e 13,6% em 2040.

PREVISÕES DA PROCURA

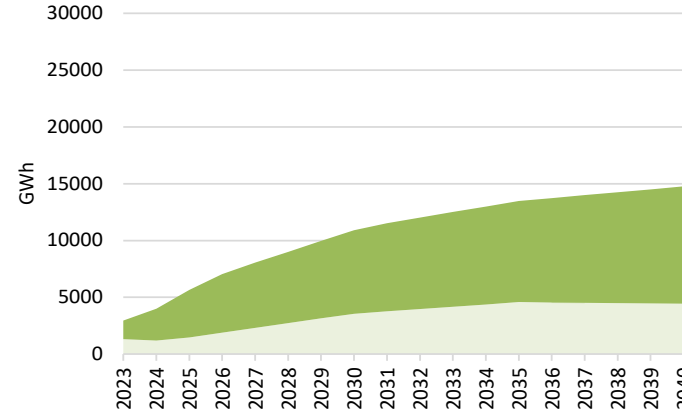
Autoconsumo

Evolução prevista do autoconsumo

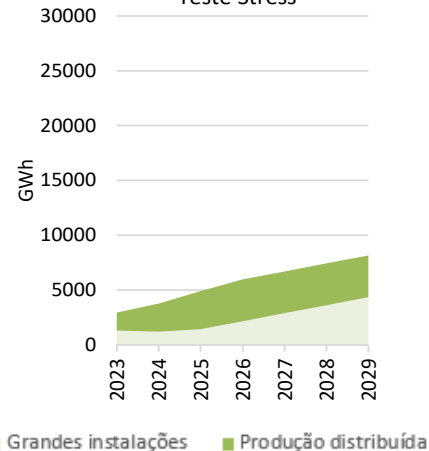
Cenário Ambição



Cenário Conservador



Teste Stress



■ Grandes instalações ■ Produção distribuída

- Autoconsumo associado às grandes instalações: inclui as cogerações, datacenters, outros novos projetos industriais e outros.
- Autoconsumo das UPAC e da micro/mini produção, incluídas na produção distribuída ou descentralizada. As UPP entregam a totalidade da sua produção à rede pública.

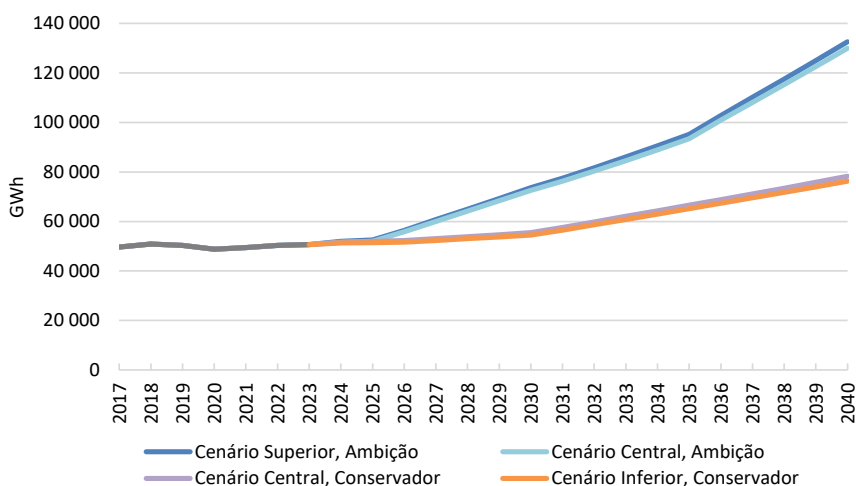
- Em 2030, o peso do autoconsumo das grandes instalações e da produção distribuída sobre o total é, no cenário Ambição, de 46% e 54%, respetivamente, evoluindo para 55% e 45% em 2040. No cenário Conservador, os pesos variam, respetivamente, entre 33% e 67% em 2030 e 30% e 70% em 2040.
- Para 2040, prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 27,4 TWh no cenário Ambição e 14,8 TWh no cenário Conservador, o que representa um crescimento de cerca de 826% e 400%, respetivamente, face a 2023.
- A amplitude entre os cenários Ambição e Conservador evolui de 2,3 TWh em 2030 para 12,6 TWh em 2040 devido à evolução prevista da potência instalada para o horizonte do estudo nas diferentes vertentes.

PREVISÕES DA PROCURA

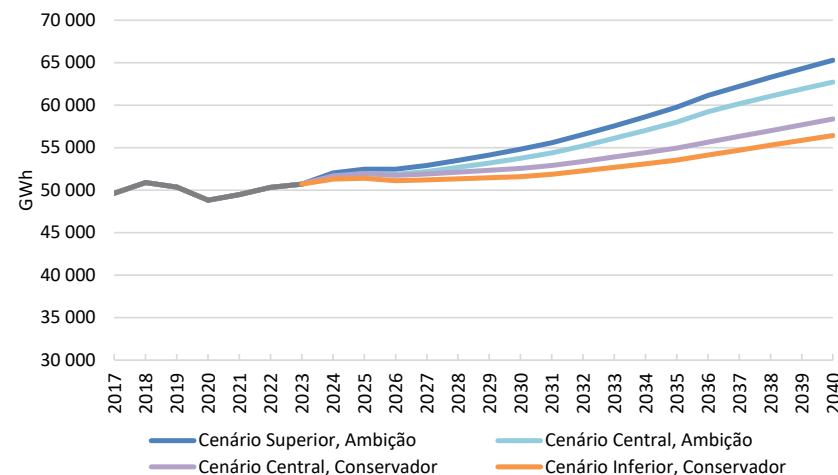
Evolução prevista do consumo referido à produção líquida¹

¹ Consumo referido à produção líquida = Consumo final – Autoconsumo + Perdas de transporte e distribuição

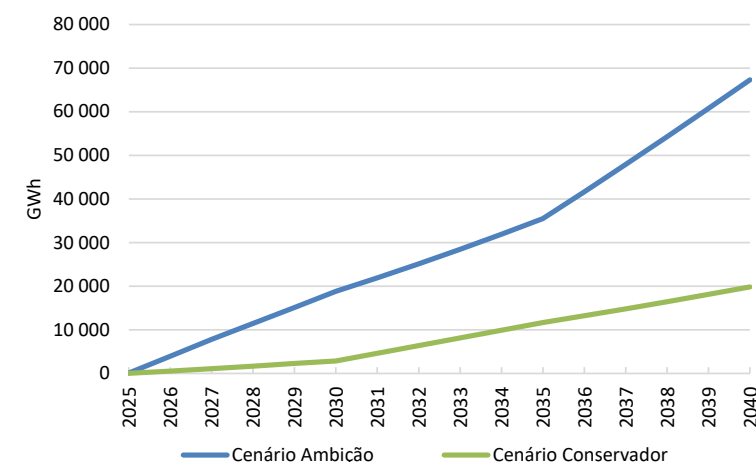
Consumo total (incluindo a energia dedicada ao H2 em circulação na RNT)



Consumo excluído da energia dedicada ao H2 em circulação na RNT



Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT

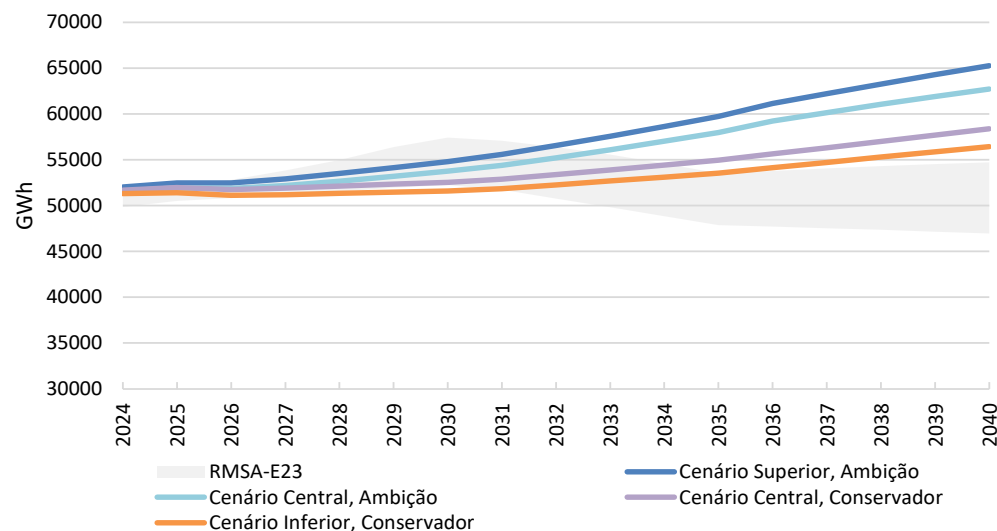


- Os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H2 e ao consumo de outros grandes projetos, que já refletem as orientações assumidas no PNEC.
- Optou-se por representar graficamente de forma autónoma o consumo referido à produção líquida excluído da energia dedicada à produção de H2, pois é esse o consumo que irá servir de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor no âmbito do RMSA-E 2024.
- No período 2030-2040, as taxas de crescimento são mais elevadas devido ao consumo previsto associado aos grandes consumos e aos VE. No que respeita ao período 2024-2030, e para todos os cenários, as taxas de crescimento são inferiores devido ao elevado impacto da eficiência energética no consumo e aos níveis de autoconsumo decorrente do aumento muito significativo da produção distribuída.

PREVISÕES DA PROCURA

Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

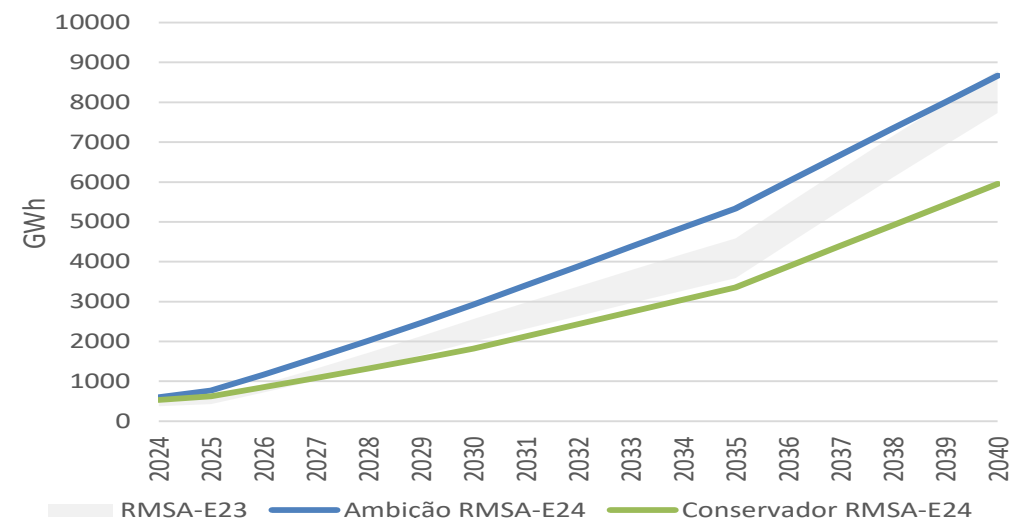
Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. RMSA-E24 vs RMSA-E23



Os valores de consumo de eletricidade são inferiores aos do ano anterior em 2030, mas superiores nos anos seguintes. A partir de 2035, todos os cenários estão acima da envolvente dos cenários do RMSA-E23.

Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo (35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador) que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

Mobilidade Elétrica: cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE. RMSA-E24 vs RMSA-E23



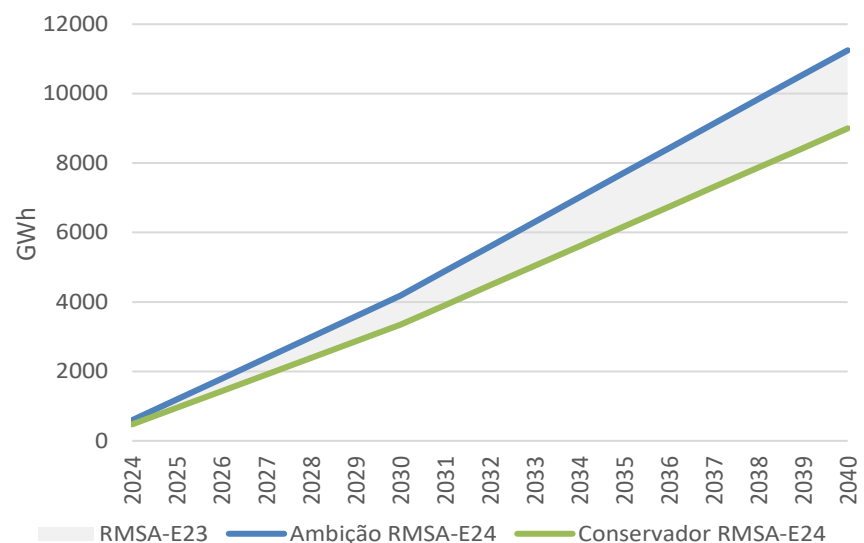
Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é superior em cerca de 14% em 2030 e inferior em cerca de 1% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 8% em 2030 e 23% em 2040.

Estes ajustamentos no consumo previsto dos veículos elétricos devem-se sobretudo às vertentes dos ligeiros de passageiros e pesados de passageiros que apresentam evoluções distintas face ao considerado no exercício de previsão anterior.

PREVISÕES DA PROCURA

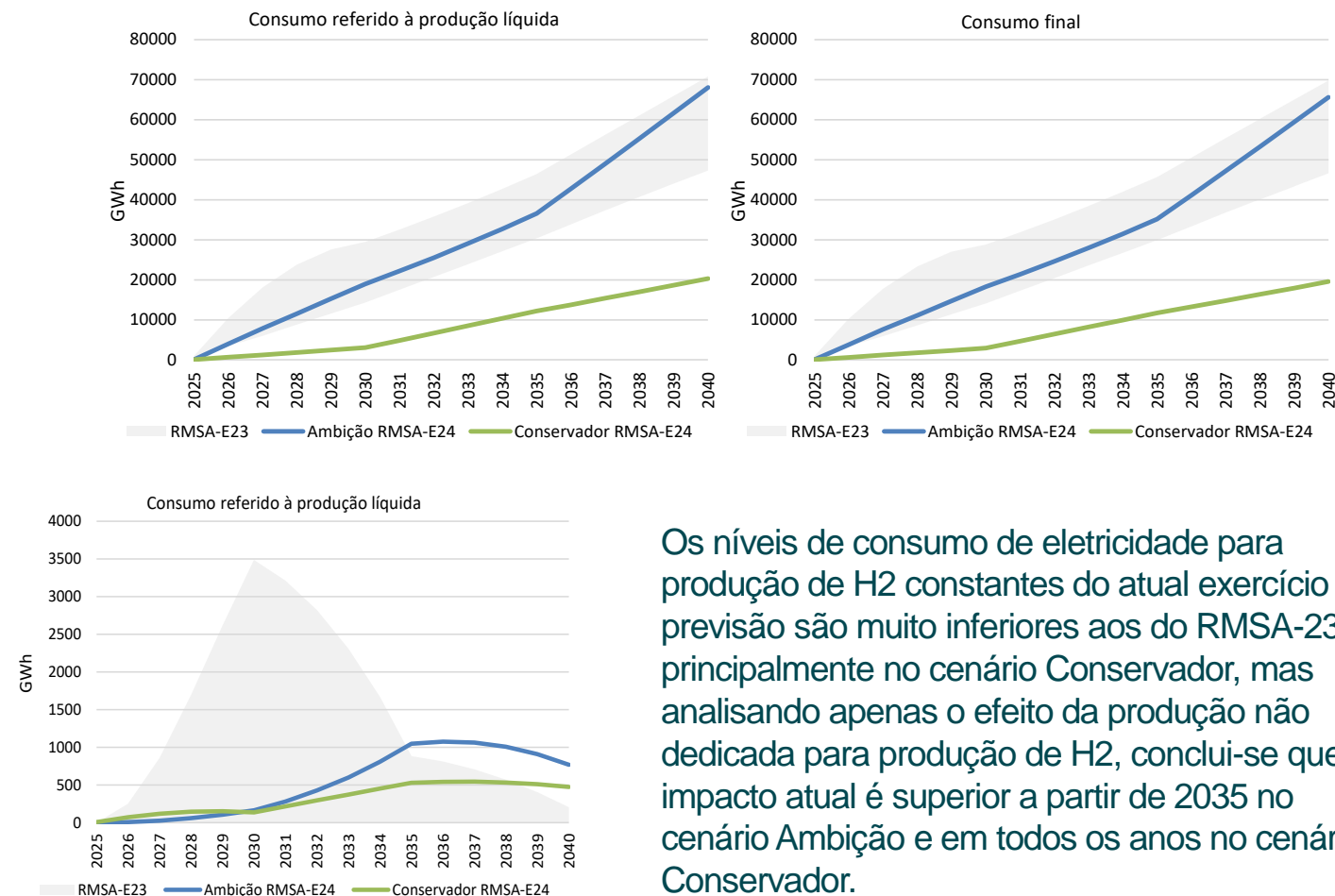
Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Eficiência Energética: Cenários de evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas. RMSA-E24 vs RMSA-E23



Mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética.

Hidrogénio: Cenários de evolução prevista do consumo de eletricidade das unidades de produção de H2. RMSA-E24 vs RMSA-E23

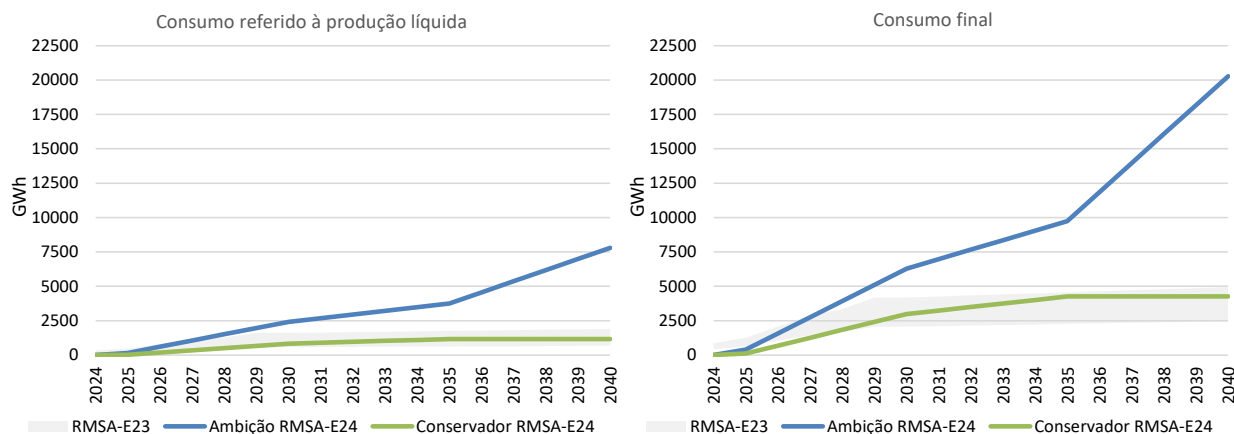


Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H2 constantes do atual exercício de previsão são muito inferiores aos do RMSA-23, principalmente no cenário Conservador, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para produção de H2, conclui-se que o impacto atual é superior a partir de 2035 no cenário Ambição e em todos os anos no cenário Conservador.

PREVISÕES DA PROCURA

Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

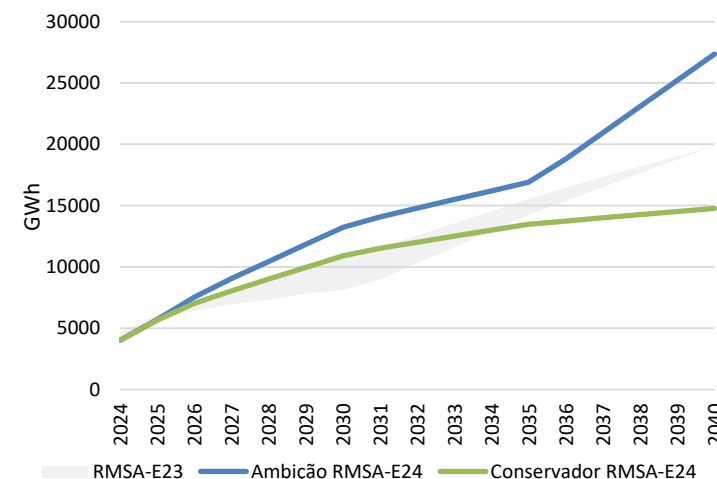
Grandes consumos: Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida dos outros grandes consumos. RMSA-E24 vs RMSA-E23



Em relação ao ano passado, o consumo referido à emissão no cenário Ambição apresenta uma diferença de +0,8 TWh em 2030 e de +5,9 TWh em 2040. No cenário Conservador, as diferenças traduzem-se em +0,3 TWh em 2030 e +0,5 TWh em 2040.

No que se refere ao consumo final, as diferenças são mais significativas atingindo, no cenário Ambição, +2,1 TWh em 2030 e +15,3 TWh em 2040, enquanto que no cenário Conservador essas diferenças são de +0,9 TWh e +1,8 TWh, respetivamente.

Autoconsumo: Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E24 vs RMSA-E23



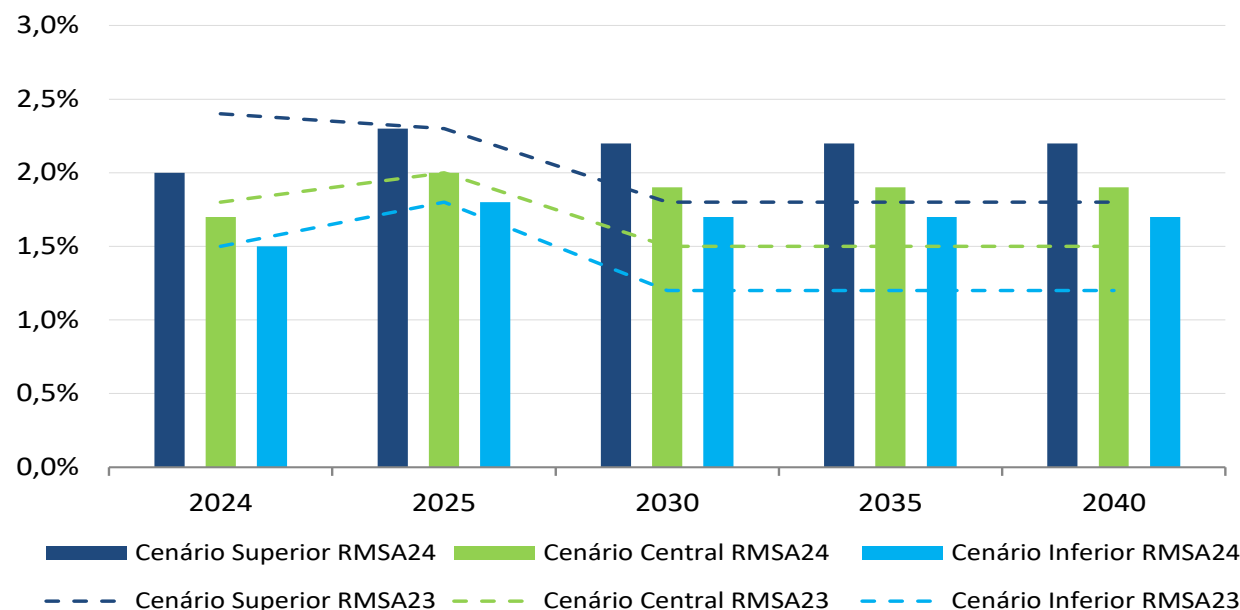
Face aos cenários anteriores, o autoconsumo no cenário Ambição é superior em todo o período em análise, destacando-se um diferencial de +7,5 TWh em 2040, resultante do facto dos consumos dos grandes projetos apresentar uma trajetória de crescimento bastante significativa e se assume que 65% será autoconsumo.

Quanto ao cenário Conservador, até 2030 está em linha com o do ano passado, mas a partir deste ano apresenta uma evolução inferior que se traduz num diferencial de -5,1 TWh em 2040.

PREVISÕES DA PROCURA

Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Cenários de evolução do PIB. RMSA-E24 vs RMSA-E23



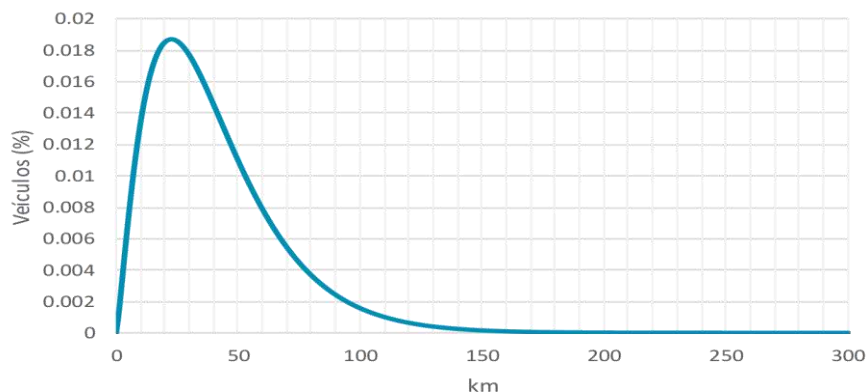
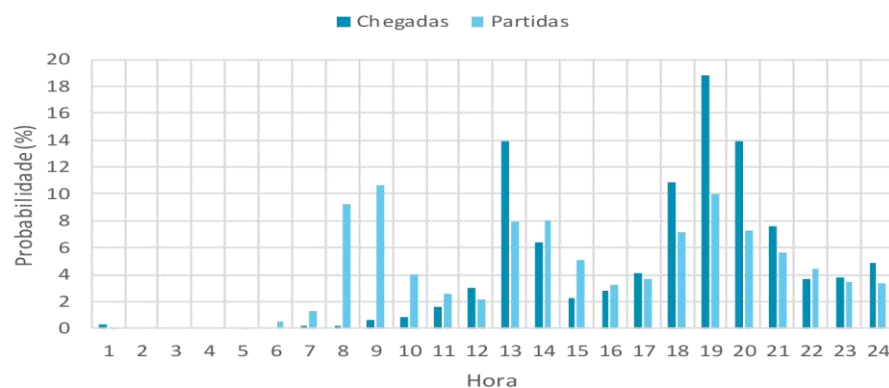
Após 2025, fica patente que os atuais cenários de evolução do PIB são todos bastante superiores aos do RMSA-E23, o que se traduz num consumo de eletricidade mais elevado, apesar de na estimação dos modelos estruturais estar evidenciada uma redução dos coeficientes associados às variáveis económicas.

PROCURA

Perfil de carregamento de veículos elétricos

Foram consideradas **duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento dos VE** utilizando como base nas estratégias de carregamento:

- a) Direct Recharging** – assume que a decisão é do proprietário do VE, que o carrega através da ligação à RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) sempre que necessita, tendo em conta a distribuição das partidas e das chegadas dos veículos ligeiros. Em termos tarifários, os consumidores considerados neste tipo de carregamento não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia.



- b) Valley Recharging** - assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, isto é, associado aos períodos de vazio do diagrama de carga de consumos. De acordo com o perfil da procura anual de eletricidade, verificamos que os períodos de *super-vazio* ocorrem entre as 22h e as 6h do dia seguinte e os períodos de *ponta* ocorrem entre as 18 h e as 21h.

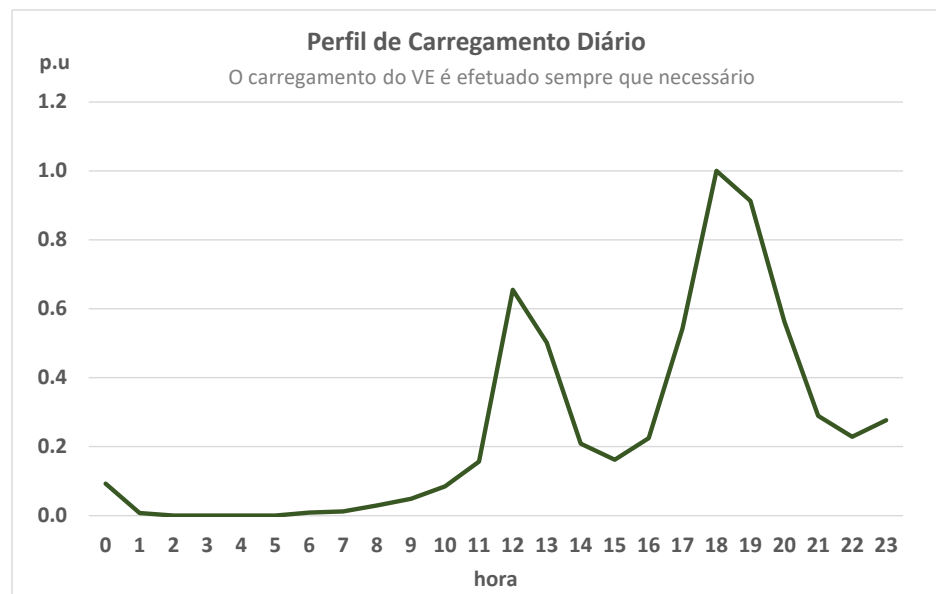
Nota: a distribuição da distância média percorrida em Portugal Continental está plasmada na figura supra.

PROCURA

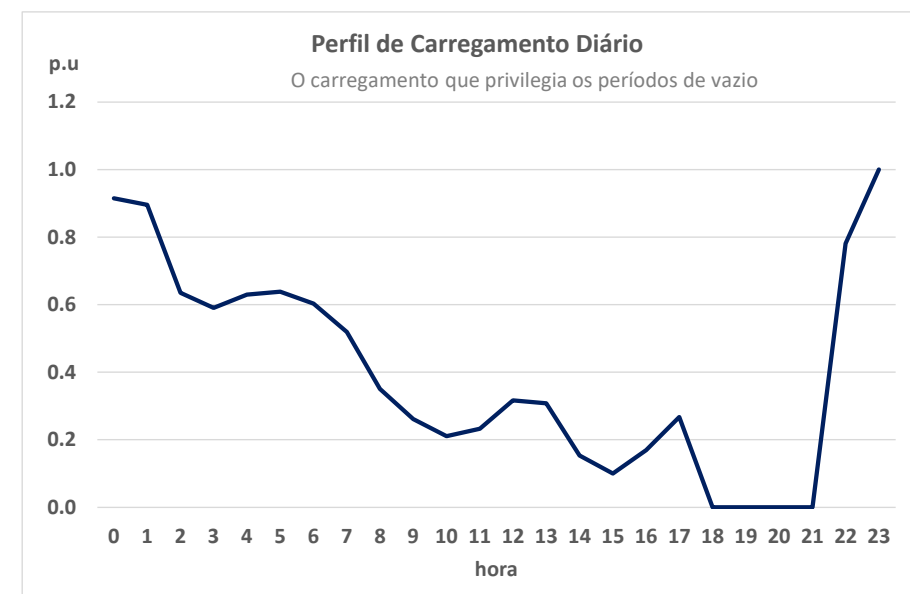
Perfil de carregamento de veículos elétricos (cont.)

As figuras seguintes apresentam o perfil diário de carregamento dos VE para as duas estratégias consideradas:

Estratégia de Carregamento *Direct Recharging*



Estratégia de Carregamento *Valley Recharging*



O perfil de carregamento dos VE combina as duas estratégias contrastantes de carregamento, da seguinte forma:

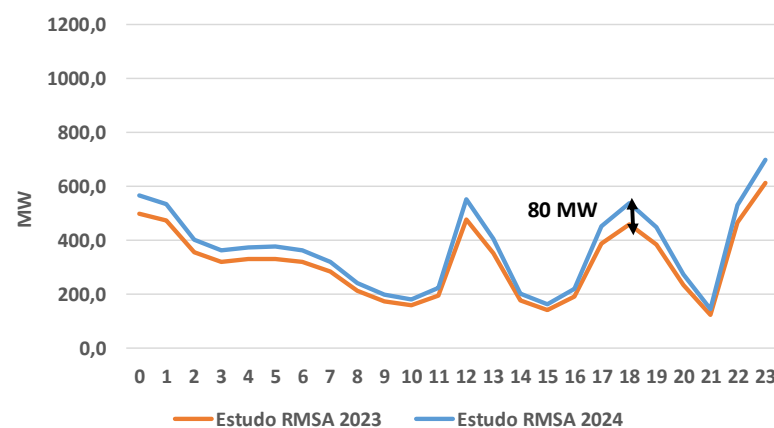
- VE ligeiros:
 - VE 20-80: 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*;
 - VE 60-40: 60% com estratégia *Direct Recharging* e 40% com *Valley Recharging*;
- VE pesados:
 - Consideram-se em todas as simulações 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*.

PROCURA

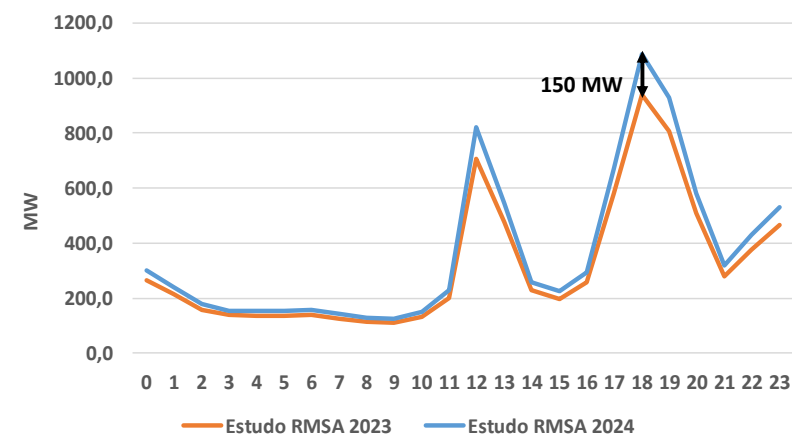
Perfil de carregamento de veículos elétricos (cont.)

Principais resultados sobre a perspetiva do impacto da mobilidade elétrica na ponta do SEN no horizonte 2030 (RMSA-E 2023 VS RMSA-E 2024)

VE 20-80 – Cenário Ambição



VE 60-40 – Cenário Ambição

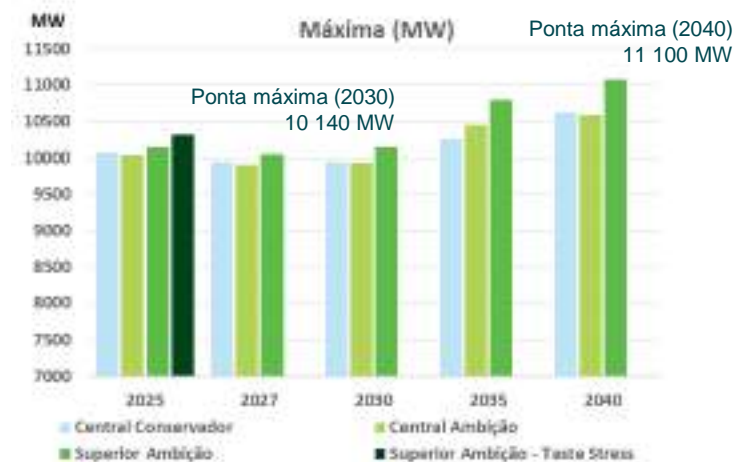
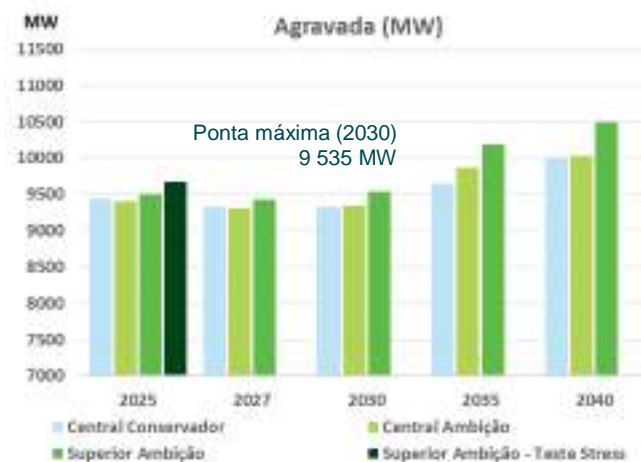
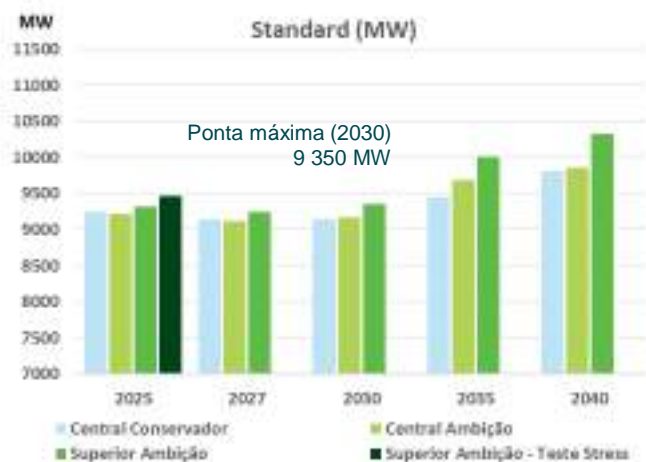


- No Cenário Ambição, aplicando a estratégia de carregamento VE 20-80, o acréscimo da ponta devido aos VE é cerca de 540 MW (+80 MW face ao RMSA-E 2023) → **A revisão em alta do número de VE no RMSA-E 2023 explica este aumento.**
- Considerando a estratégia de carregamento VE 60-40, perspetiva-se que a ponta de consumo dos VE na mesma hora atinja cerca de 1090 MW (+150 MW face ao RMSA-E 2023).
- No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos VE em 2030 são de 340 MW e de 680 MW, respetivamente.

PROCURA

Evolução das pontas de consumo

Ponta de inverno para condições standard de temperatura, agravadas¹ e máxima do defeito de temperatura (VE 20-80)



Impacto nas pontas de consumo:

- Efeito da temperatura
- Diferentes estratégias de carregamento de veículos elétricos (estratégia 20-80 vs estratégia 60-40)
- Eficiência Energética
- Consumo de eletrolisadores para produção de H₂²
- Outros grandes consumos²

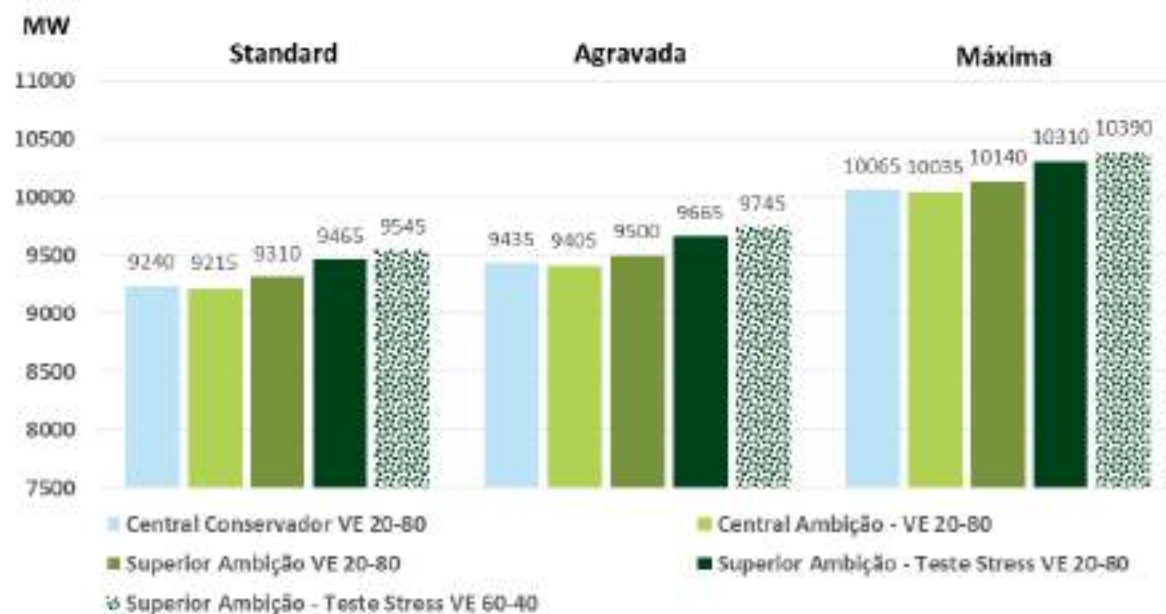
¹ Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%.

² Não são consideradas as pontas que circulam na RNT, que serão superiores devido à circulação da produção renovável dedicada aos abastecimentos dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores e grandes consumos industriais com produção renovável dedicada não co-localizada.

PROCURA

Evolução das pontas de consumo em 2025

Impacto do efeito de temperatura e das estratégias de carregamento de VE¹ na ponta de inverno de 2025. Pontas de consumo em condições standard de temperatura, agravadas² e máxima



RMSA-E 2024 vs Pontas verificadas:

Ponta de consumo máximo prevista para 2025 (10 390 MW) no cenário Superior Ambição – Teste Stress VE60-40, compara com o valor verificado em janeiro de 2024 de 9 739 MW e com a ponta histórica verificada em janeiro de 2021 de 9 883 MW.

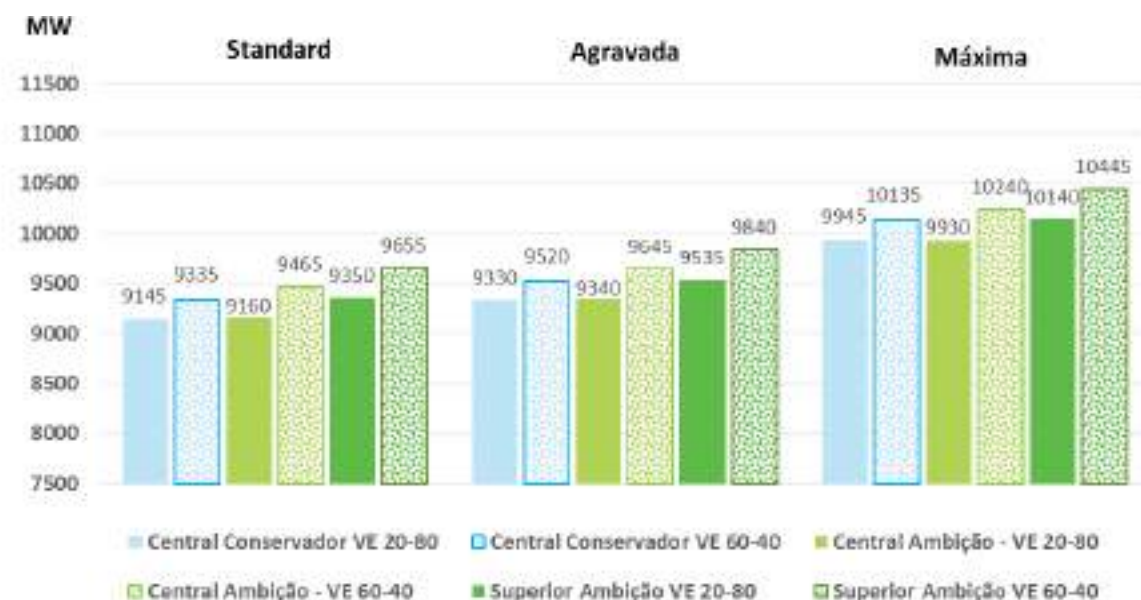
¹ Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

² Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%.

PROCURA

Evolução das pontas de consumo em 2030

Impacto do efeito de temperatura e das estratégias de carregamento de VE¹, H2, *datacenters* e outros grandes consumos na ponta de inverno de 2030. Pontas de consumo em condições standard de temperatura, agravadas² e máxima



Comparação RMSA-E 2024 vs RMSA-E 2023:

Nos cenários central Ambição e Conservador, em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE20-80, a ponta reduz em cerca de 170 MW e aumenta em cerca de 40 MW, respetivamente;

No cenário superior Ambição, em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE20-80, a ponta reduz em cerca de 220 MW;

No cenário superior Ambição, estratégia de carregamento VE60-40, a ponta Máxima atinge os 10 445 MW (redução de cerca de 655 MW);

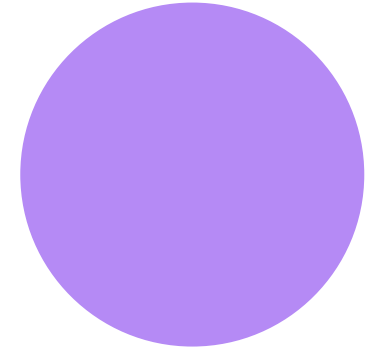
Não estão consideradas as pontas que circulam na RNT provenientes da produção renovável dedicada aos abastecimentos dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores.

¹ Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

² Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%.

02

OFERTA

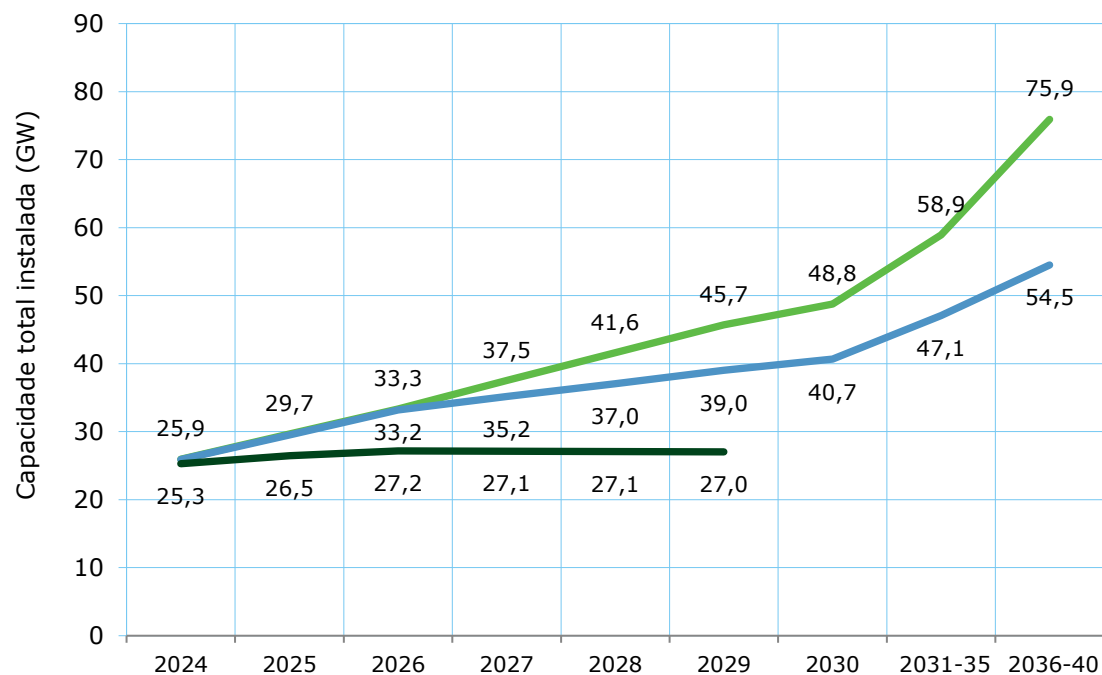


OFERTA

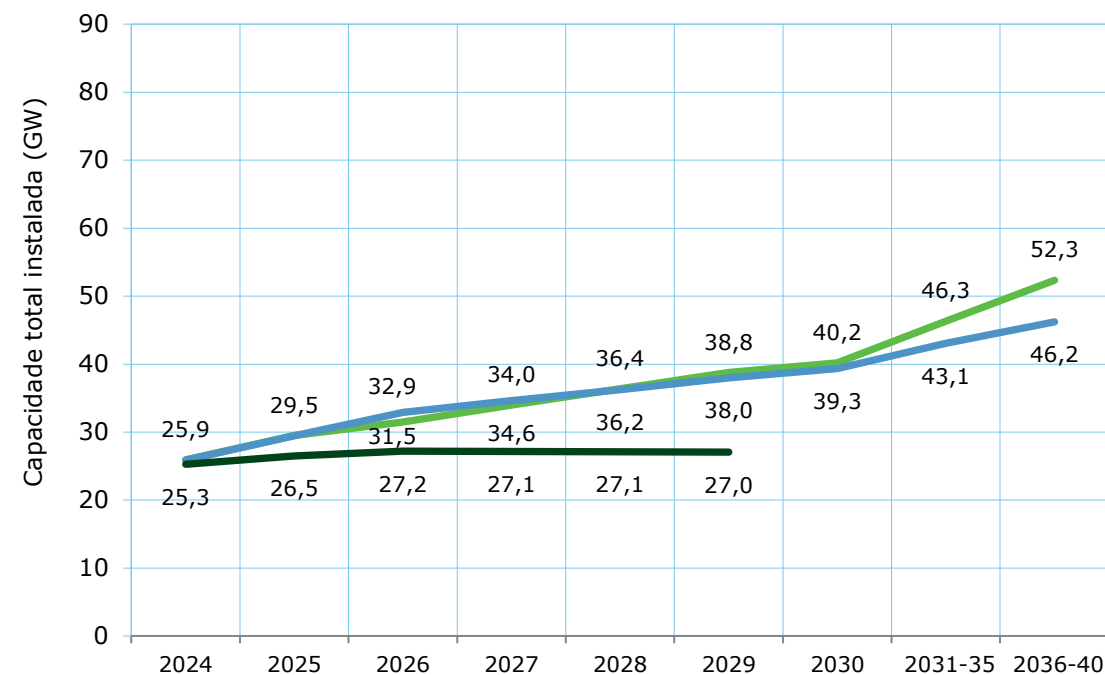
Evolução do sistema electroprodutor – capacidade total instalada

Capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores representa 3%-18% do total em 2030 e 15%-31% em 2040, dependendo da trajetória

Incluindo capacidade dedicada para produção de H2



Excluindo capacidade dedicada para produção de H2



— Ambição — Conservador — Teste de Stress

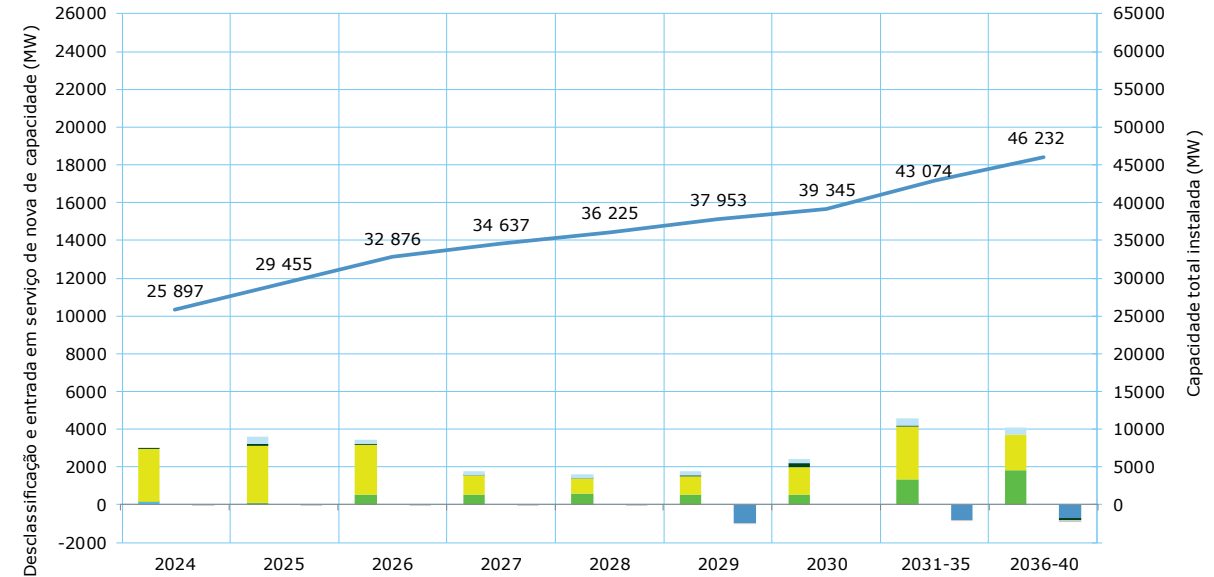
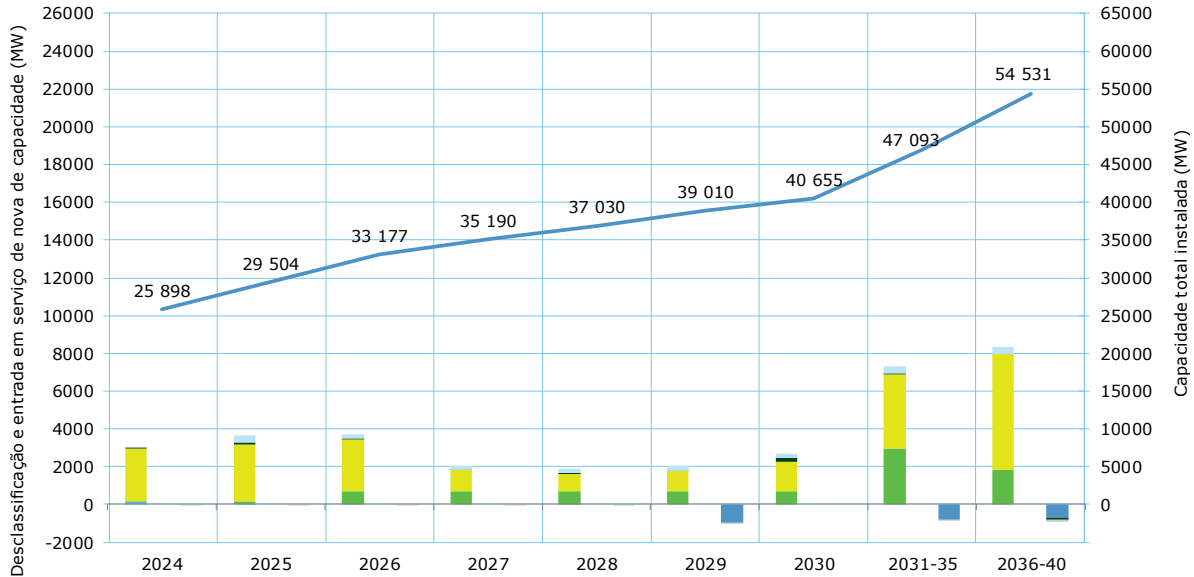
OFERTA

Evolução do sistema electroprodutor – Trajetória Conservadora

Na Trajetória Conservadora, a capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores (Eólica e Solar Fotovoltaica) ascende a 1,3 GW em 2030 e 8,3 GW em 2040.

Incluindo capacidade dedicada para produção de H2

Excluindo capacidade dedicada para produção de H2



- Carvão
- Gás Natural
- Grande Hídrica
- Eólica
- Solar
- Outra renovável
- Outra não renovável
- Armazenamento
- Capacidade total instalada

Desclassificação da Tapada do Outeiro (Gás)

Desclassificação de capacidade (Gás)

(*) Não está representado o acréscimo da potência de bombagem do AH Alto Lindoso (2028 para 2029) porque a potência de turbinamento é a mesma.

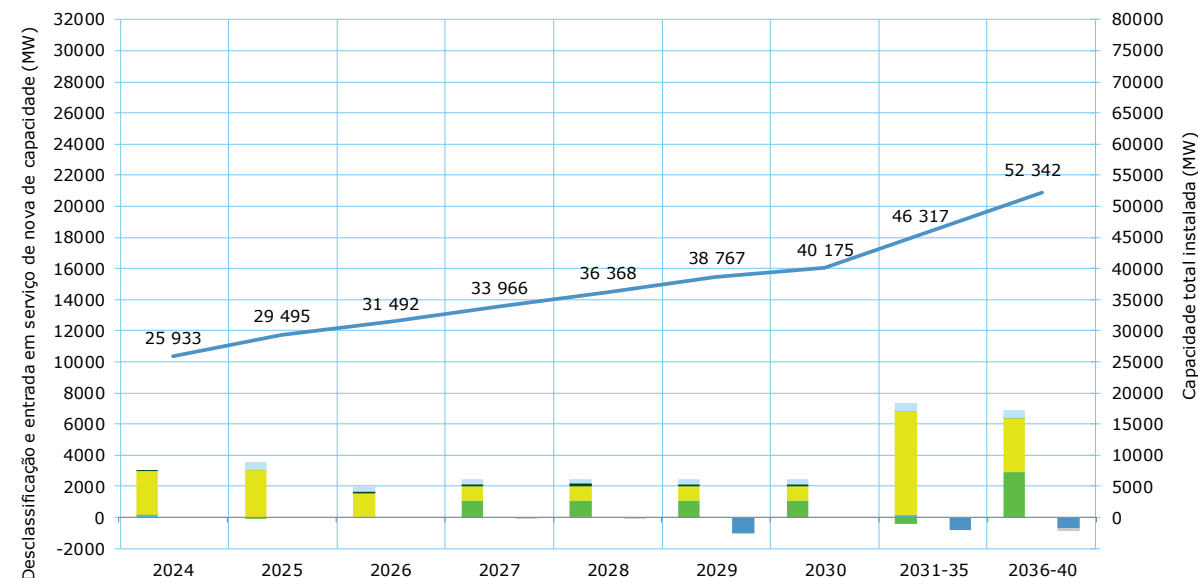
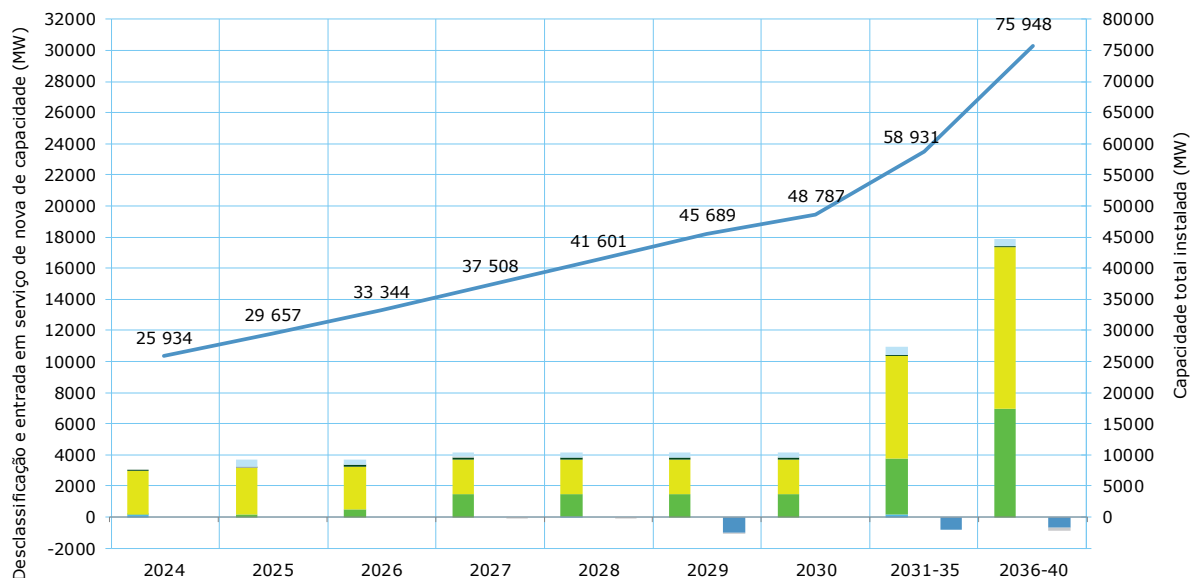
OFERTA

Evolução do sistema electroprodutor – Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, a capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores (Eólica e Solar Fotovoltaica) ascende a 8,6 GW em 2030 e 23,6 GW em 2040.

Incluindo capacidade dedicada para produção de H2

Excluindo capacidade dedicada para produção de H2



- Carvão
- Gás Natural
- Grande Hídrica
- Eólica
- Solar
- Outra renovável
- Outra não renovável
- Armazenamento
- Capacidade total instalada

Desclassificação da Tapada do Outeiro (Gás)

Desclassificação de capacidade (Gás)

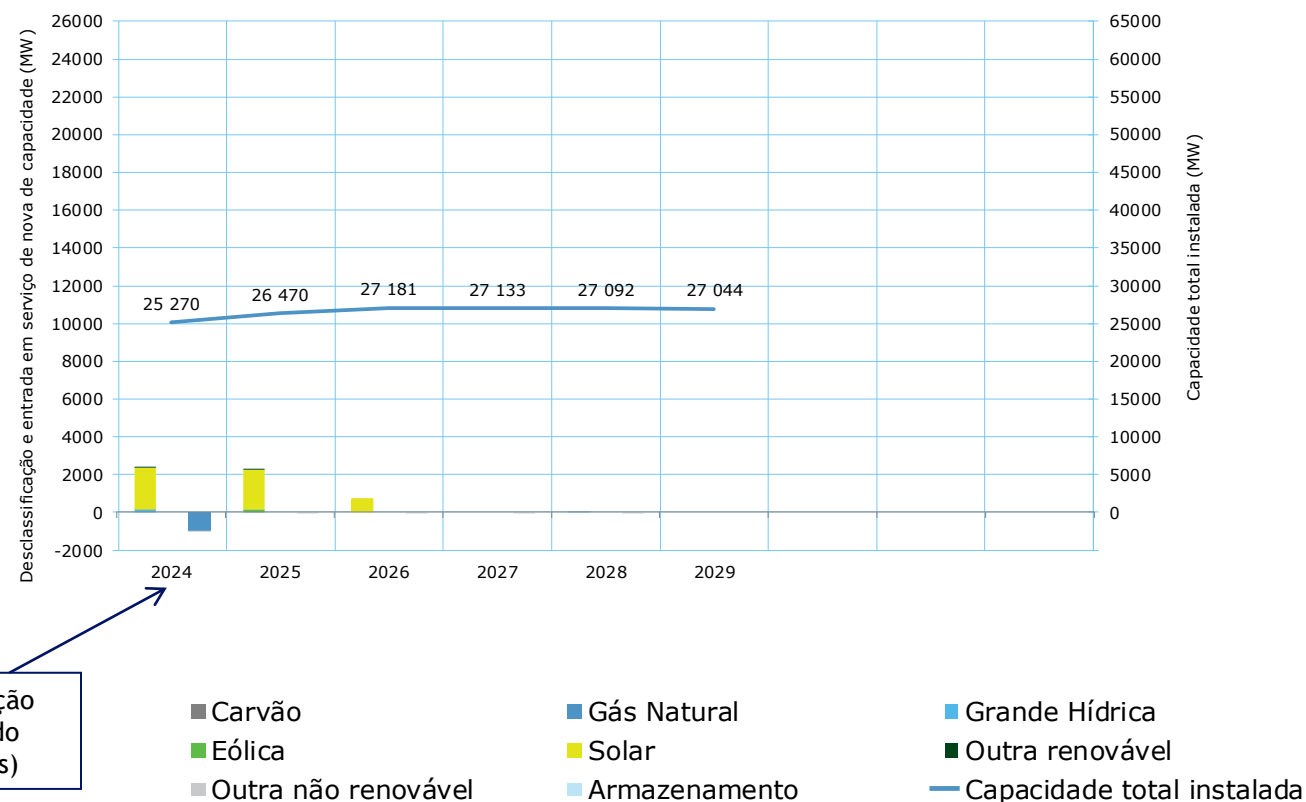
(*) Não está representado o acréscimo da potência de bombagem do AH Alto Lindoso (2028 para 2029) porque a potência de turbinamento é a mesma.

OFERTA

Evolução do sistema electroprodutor – Teste de Stress

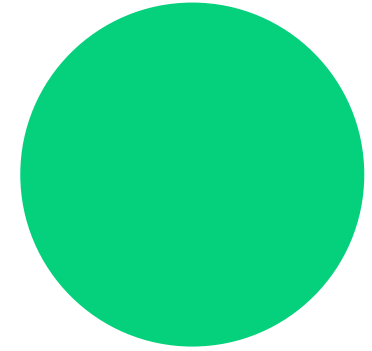
O Teste de Stress do RMSA-E 2024 considera em 2025 mais 395 MW de capacidade renovável do que o previsto no RMSA-E 2023.

Sem previsão de capacidade dedicada para produção de H2



03

TAXAS DE ISP



TAXAS DE ISP

Tributação do gás natural utilizado nas centrais termoelétricas

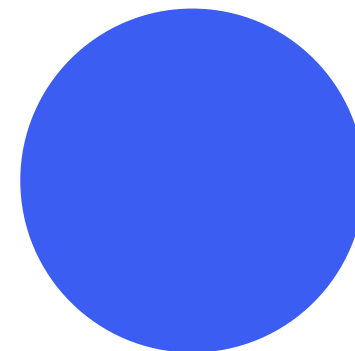
Taxas de ISP (Imposto sobre Produtos Petrolíferos) a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2024 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

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).

04

RNT – INTERLIGAÇÕES



RNT – INTERLIGAÇÕES

Evolução da capacidade comercial de interligação

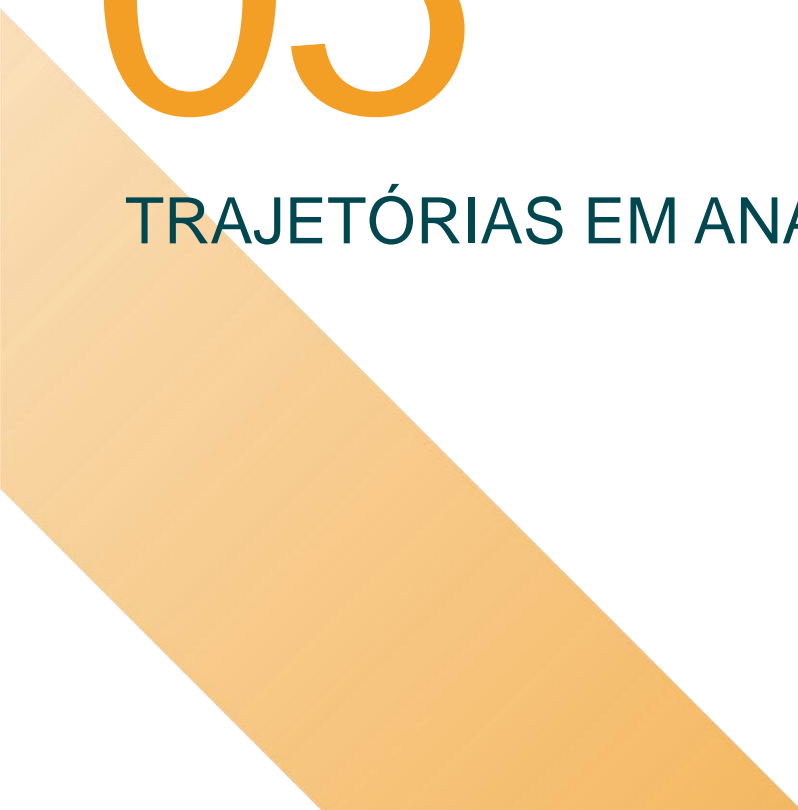
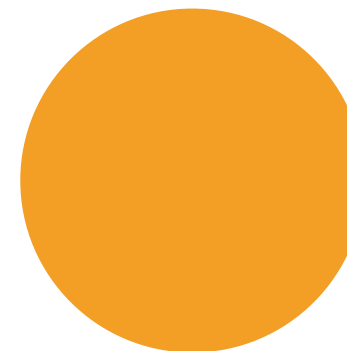
Previsão dos Valores Mínimos^(a) Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (Limitações Previsionais só de rede)

	Portugal > Espanha [MW]	Espanha > Portugal [MW]
2024	2700	2700
2025	2700 ^(b)	2700 ^(b)
2027	3500	4200
2030	3500	4200
2035	3500	4200
2040	4500 ^(c)	5200 ^(c)

- a) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de déficit de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.
- b) Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES), prevista para 2025.
- c) Valores alvo decorrentes dos estudos do TYNDP 2022 (IoSN), no entanto ainda sem projetos de rede definidos.

05

TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE



TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE

Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

	Cenários da Procura				
Cenários de Oferta	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajetória Conservadora Sensibilidade (*)			
Ambição			Trajetória Ambição	Sensibilidade (**) (***)	
Teste de Stress					Teste de Stress

Competitividade	Segurança de abastecimento Ambiente Competitividade	Segurança de abastecimento	Indicação do estágio de rutura
-----------------	---	----------------------------	--------------------------------

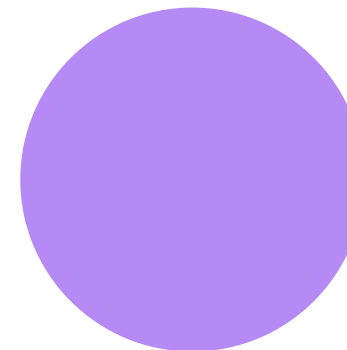
(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta, em 2027 e 2030, considerando uma evolução da capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida do que a evolução definida no Cenário Conservador.

(**) Em 2030, será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

(***) Em 2030, será realizada uma análise de sensibilidade adicional à oferta considerando que nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração.

06

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO



SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Teste de Stress

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

LOLE \leq 5h/ano (10% NTC)
(Análise de Reserva Operacional)



SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Teste de Stress

- **2025 é identificado como o “Estádio de Rutura”** – mantendo um contributo máximo do NTC de 10% e considerando o descomissionamento da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) a 31 de dezembro de 2024, o LOLE corresponde a 291 h/ano, valor este superior ao padrão de segurança de abastecimento existente ($LOLE \leq 5$ h/ano).
- Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2025, considerando a média dos 40 regimes hidrológicos, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de cerca de 1650 MW (correspondente a cerca de 1000 MW da CCTO + 650 MW de capacidade adicional).
- Admitido o prolongamento do funcionamento da CCTO para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, são necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional para cumprir o padrão de segurança de abastecimento. **Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além dessa data.**
- Nota-se ainda que, enquanto a linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV não estiver em serviço (prev. Dez25), o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições de rede e do SEN em concreto.
- Num ambiente de funcionamento normal do mercado (cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais), será razoável considerar que existe resposta aos cenários apresentados anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais.
- Na ocorrência destas circunstâncias, deverão ser ativadas as seguintes medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

Oferta / Procura	Medidas
(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.
(Procura)	Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis em regime de mercado com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente → Banda de Reserva Restabelecimento de Frequência com Ativação Manual (Banda de mFRR)
(Procura)	Deslastres 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

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

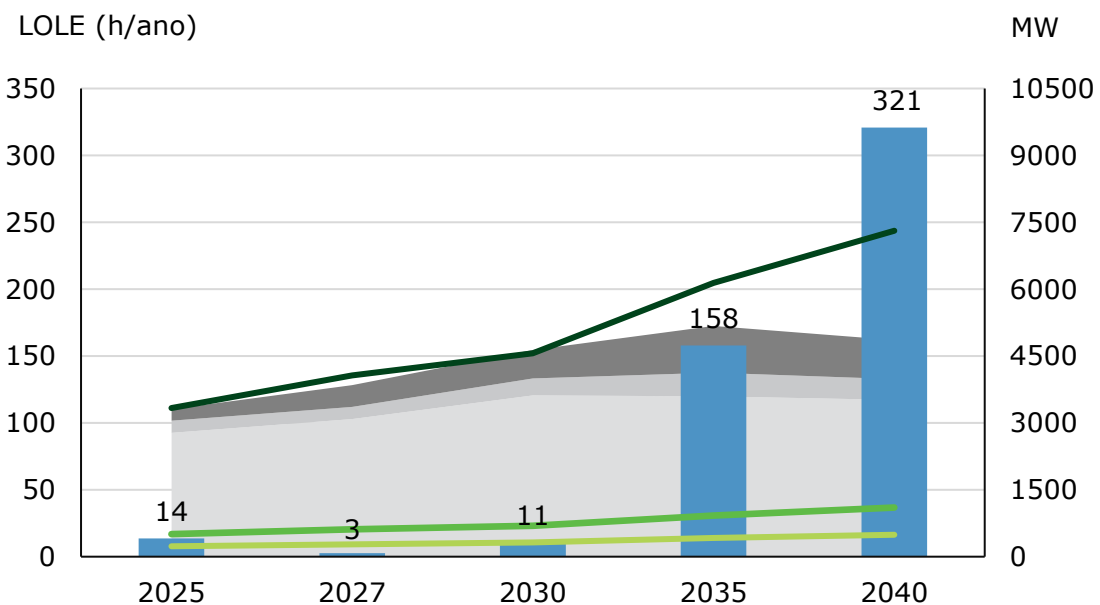
Análise de Reserva Operacional

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

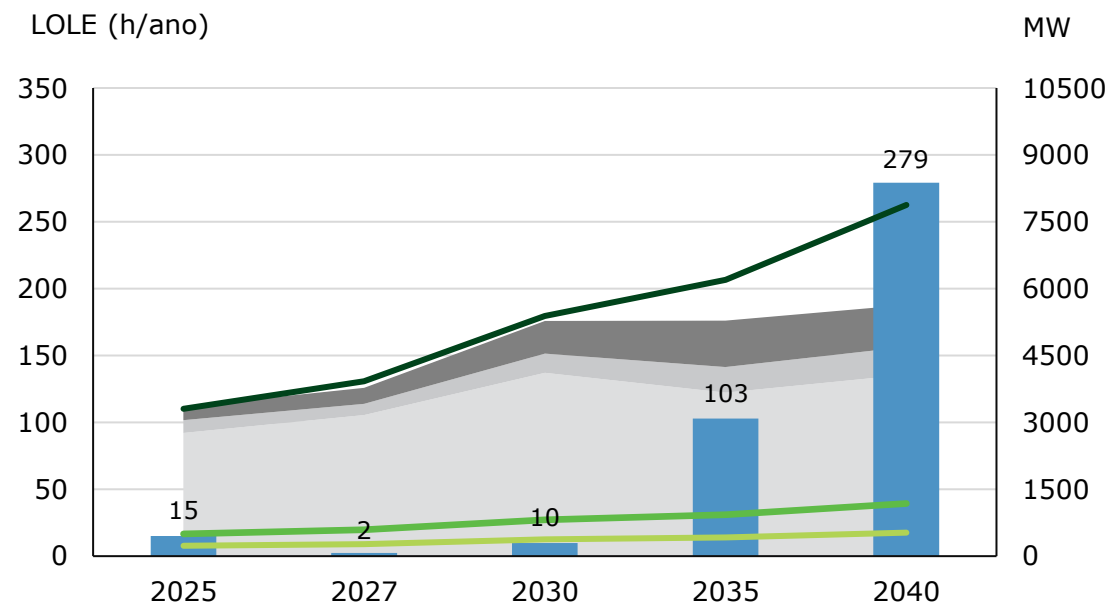
LOLE ≤ 5 h/ano (10% NTC)

(Análise de Reserva Operacional)

Trajectoria Conservadora



Trajectoria Ambição



- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

- Assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, em ambas as trajetórias o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5 h/ano) em todo o horizonte de estudo, com exceção do ano 2027.
- Em 2025, nas Trajetórias Conservadora e Ambição, são necessários cerca de 500 MW e 600 MW de capacidade adicional, respetivamente.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

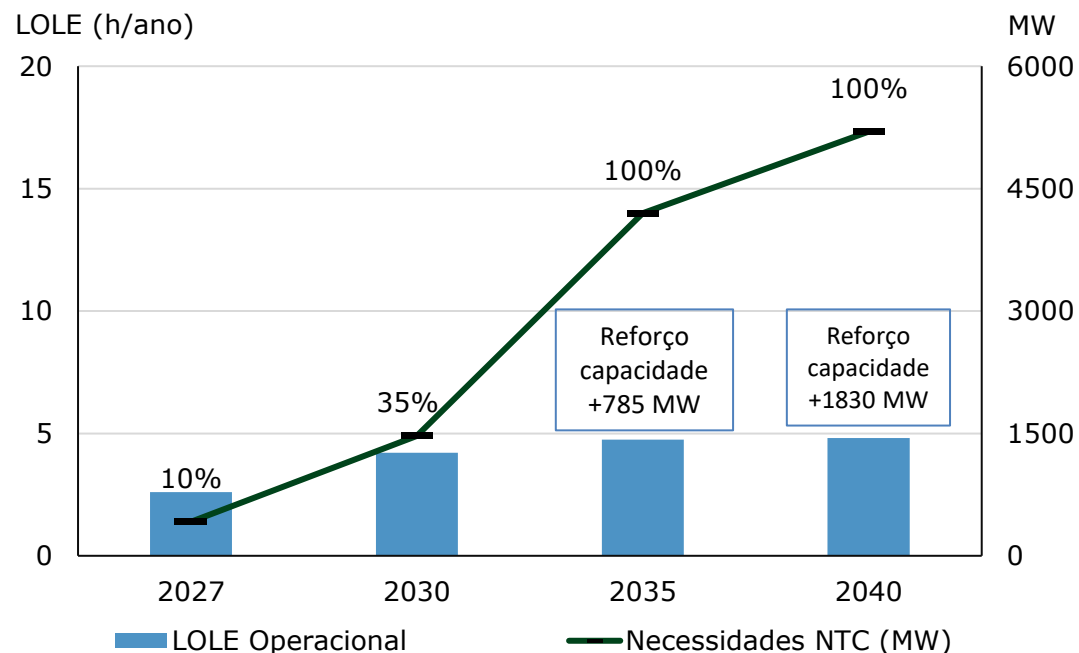
Necessidades de interligação com Espanha (NTC)

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

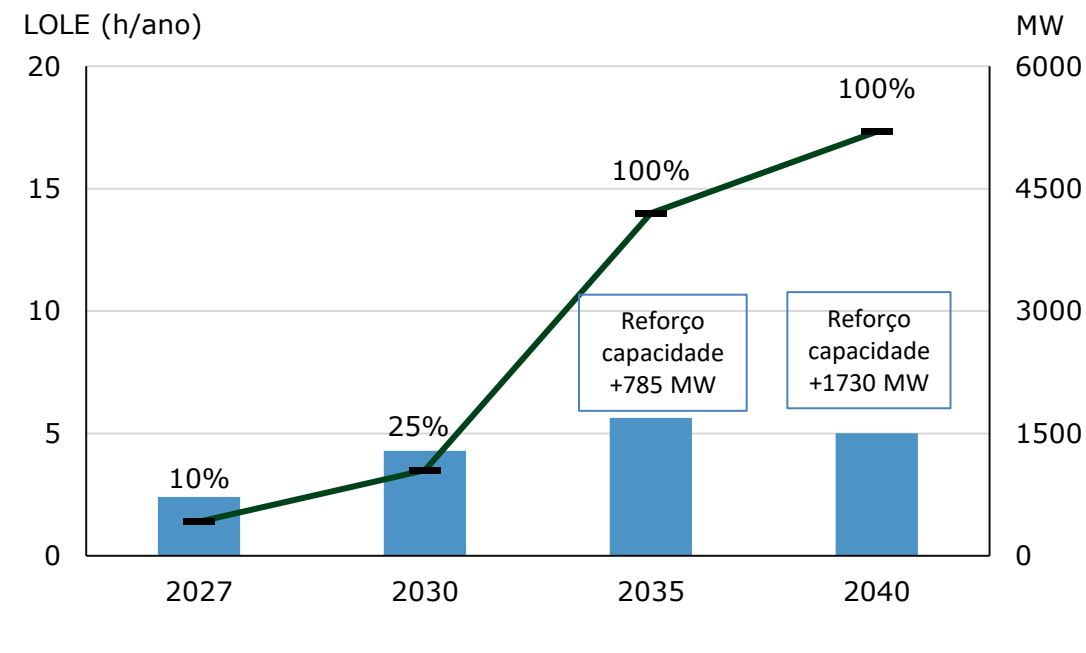
LOLE \leq 5 h/ano (10% NTC)

(Análise de Reserva Operacional)

Trajétória Conservadora



Trajétória Ambição



- Até 2030, inclusivé, o cumprimento de um LOLE operacional \leq 5 h/ano aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente que oscilam entre 10% da NTC em 2027 (420 MW) e entre 25% a 35% da NTC em 2030 (1050 MW na trajetória Ambição e 1470 MW na trajetória Conservadora).
- Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW em ambas as trajetórias.
- Em 2040, para além da totalidade da NTC (5200 MW), identificam-se necessidades de capacidade adicional de 1730 MW e 1830 MW, nas trajetórias Ambição e Conservadora, respetivamente.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Sensibilidades à Procura: Análise de Reserva Operacional e Necessidades de interligação (NTC)

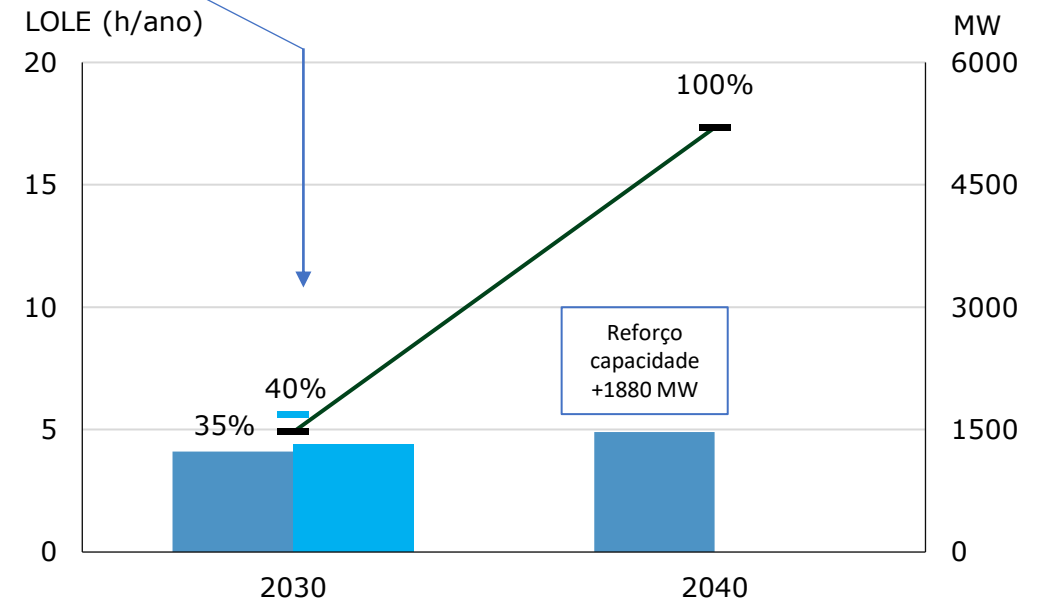
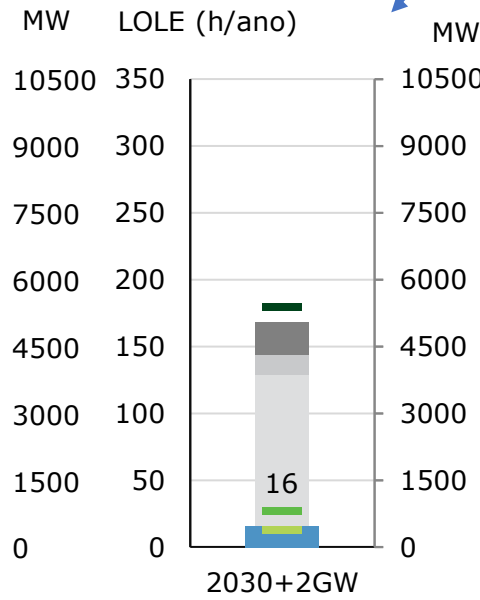
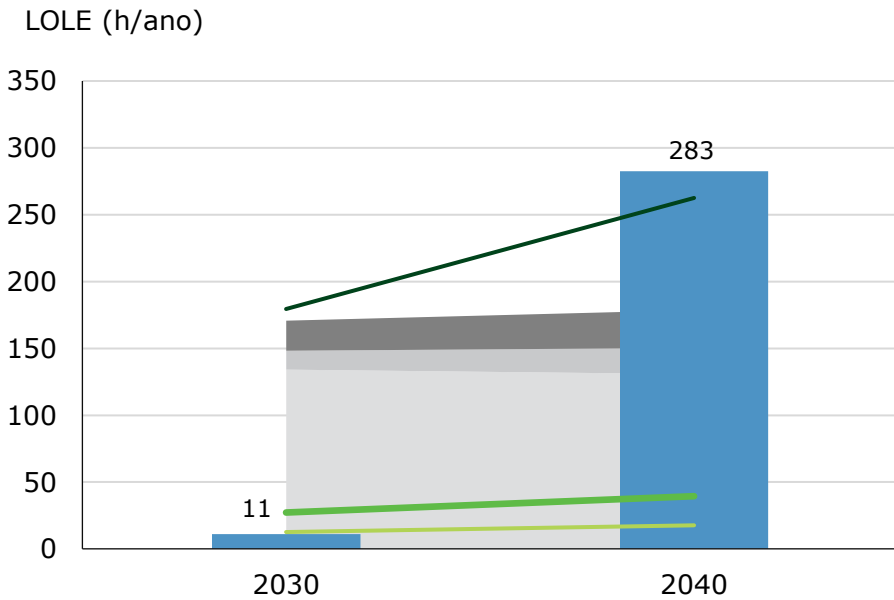
Trajectoria Ambição
Sensibilidade à Procura – Cenário Superior, Ambição

Sensibilidade adicional à procura com 2 GW de grandes consumos industriais

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

LOLE ≤ 5 h/ano (10% NTC)
(Análise de Reserva Operacional)

LOLE Operacional Necessidades NTC (MW)



- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

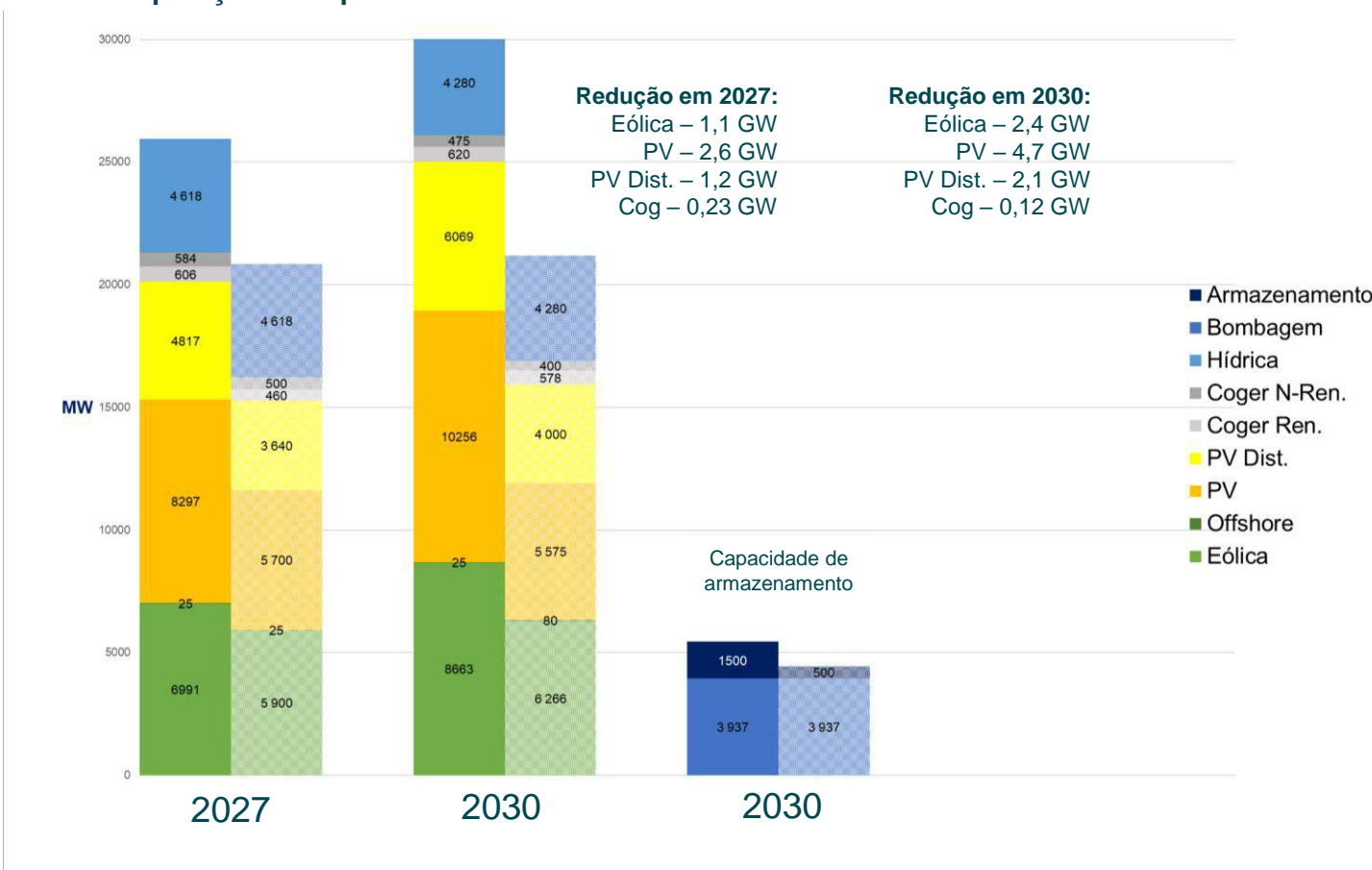
- Na sensibilidade à procura assumindo o Cenário Superior Ambição, as necessidades de NTC aumentam para 35% em 2030 (1470MW), +10pp face ao Cenário Central Ambição; em 2040, para além de 100% NTC são identificados reforços de capacidade adicional de 1880 MW.
- Se, nestas condições, em 2030, forem ainda considerados + 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 40%, correspondente a 1680 MW.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Sensibilidade à Oferta: Reserva Operacional e Necessidades de Interligação

Evolução da capacidade instalada de eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução definida no cenário conservador (excluindo capacidade dedicada para produção de H2).

Comparação da capacidade instalada no cenário Conservador e na Sensibilidade à oferta



Capacidade de armazenamento em 2030:

- **Bombagem:** 3,9 GW ambos os cenários (crescimento ~10% em relação a 2024)
- **Armazenamento** (baterias): 1,5 GW no cenário conservador // 0,5 GW na sensibilidade à oferta (em 2024 existia cerca de 1 MW)

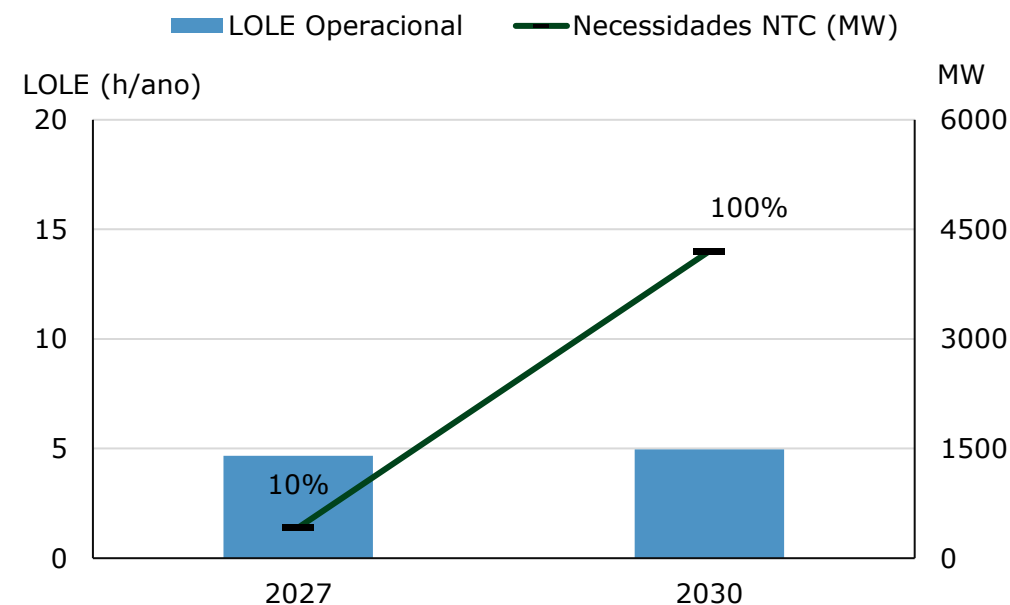
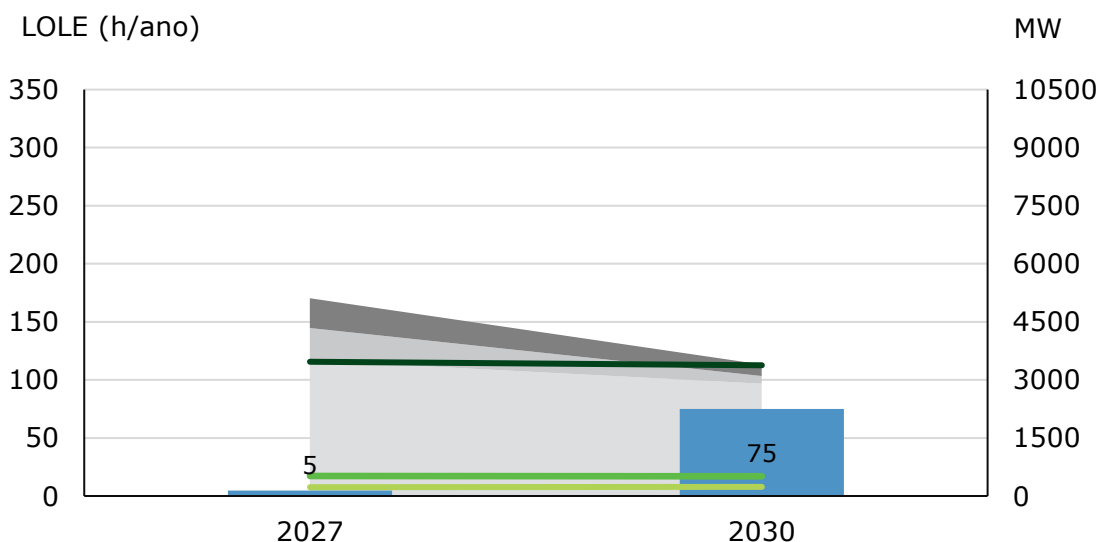
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Sensibilidade à Oferta: Reserva Operacional e Necessidades de Interligação (NTC)

Trajetória Conservadora
Sensibilidade à Oferta reduzida

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

LOLE \leq 5 h/ano (10% NTC)
(Análise de Reserva Operacional)



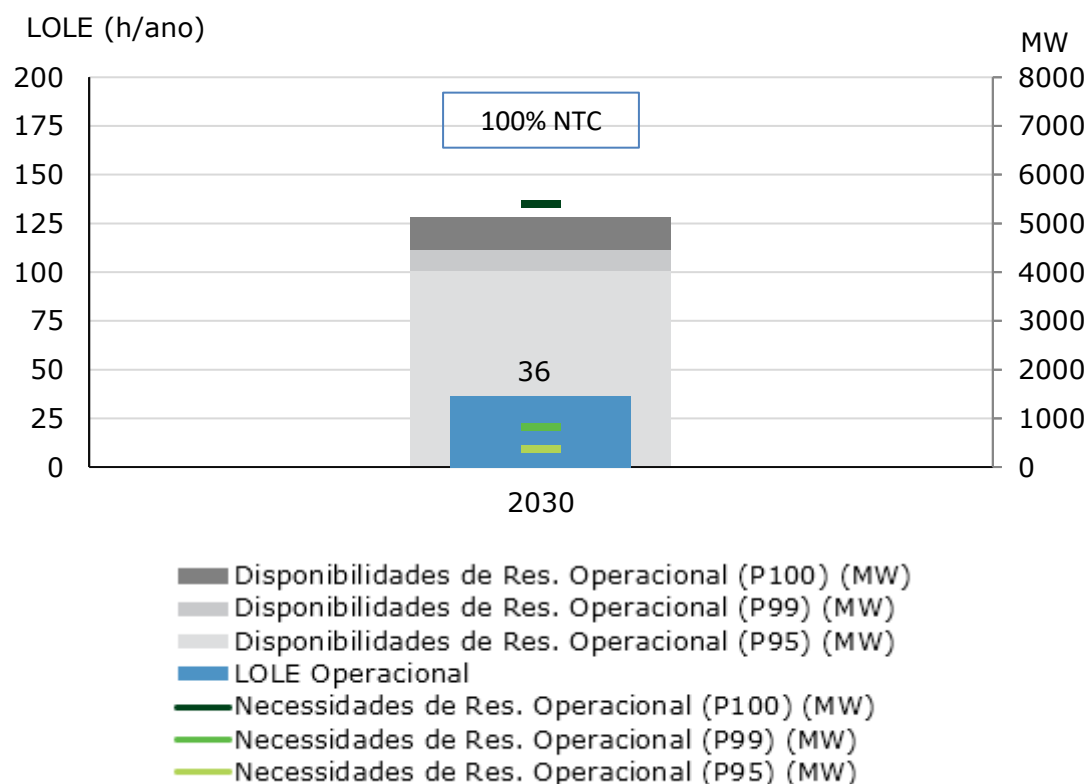
- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

- Na sensibilidade à oferta assumindo um cenário mais reduzido de capacidade, com 10% NTC, o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (80% em 2027, 600% em 2030). Contudo o padrão de segurança de abastecimento é cumprido em 2027 (LOLE \leq 5 h/ano)
- Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 100% (4200 MW) em 2030.
- Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha (sistema com um *mix* de geração muito semelhante ao Português), a CCTO é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Sensibilidade à Oferta sem CCGTs em 2030*: Reserva Operacional e Necessidades de Interligação (NTC)

Mesmo considerando a capacidade de interligação total (100% NTC – 4 200 MW) não compensa a saída total das centrais térmicas (~2 850 MW). Acresce o facto de que o NTC não garante a mesma disponibilidade firme das CCGTs, uma vez que está dependente da disponibilidade de geração em Espanha.



PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

LOLE ≤ 5 h/ano (10% NTC)
(Análise de Reserva Operacional)

- Na sensibilidade à oferta assumindo a desclassificação integral das atuais CCGTs em 2030 e as condições da procura do cenário Superior Ambição, mesmo com o contributo de 100% do NTC, não é possível cumprir o padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a ascender a 36 h/ano.
- Mesmo assumindo que existe disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, as atuais Centrais de Ciclo Combinado são essenciais para garantir a segurança do abastecimento do sistema Português.

(*) Nenhuma central térmica de ciclo combinado a gás está em exploração em 2030

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Análise de Reserva Operacional: resumo

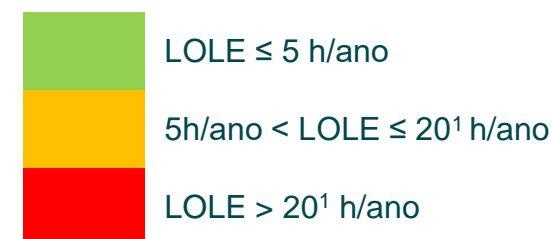
PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTIMENTO

LOLE ≤ 5 h/ano (10% NTC)

(Análise de Reserva Operacional)

Quadro resumo de avaliação dos valores do LOLE¹ nos vários cenários

10% NTC	2025	2027	2030	2035	2040
Trajectoria Ambição	5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano	LOLE ≤ 5 h/ano	5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano	LOLE > 20 ¹ h/ano	LOLE > 20 ¹ h/ano
Trajectoria Conservadora	5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano	LOLE ≤ 5 h/ano	5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano	LOLE > 20 ¹ h/ano	LOLE > 20 ¹ h/ano
Teste Stress	LOLE > 20 ¹ h/ano				
Sensibilidade à oferta		LOLE ≤ 5 h/ano	LOLE > 20 ¹ h/ano		
Sensibilidade à procura (Superior/Ambição)			5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano		LOLE > 20 ¹ h/ano
Sensibilidade + 2GW consumos			5h/ano < LOLE ≤ 20 ¹ h/ano		
Sensibilidade sem CCGTs			*100% NTC		



¹ Nos casos de não cumprimento, foram identificadas as medidas necessárias para atingir os critérios de segurança de abastecimento, cf. descrito nos slides anteriores. Estas medidas podem ser: **potência adicional de reserva operacional (banda de mFRR)**, **aumento da dependência da NTC com Espanha** ou **potência térmica de base adicional**.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

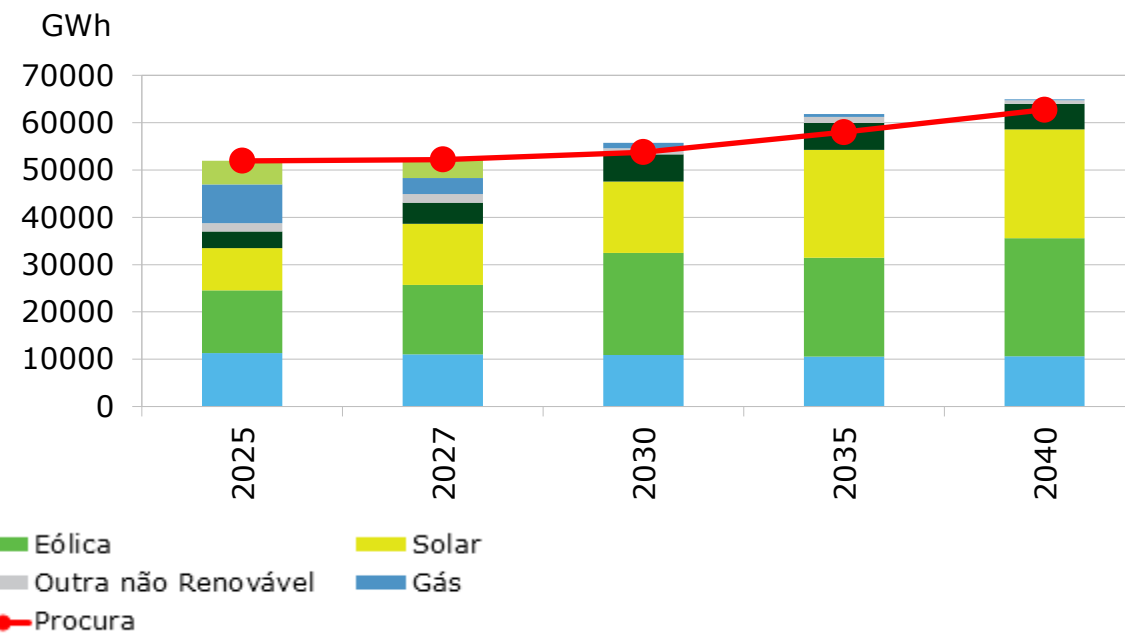
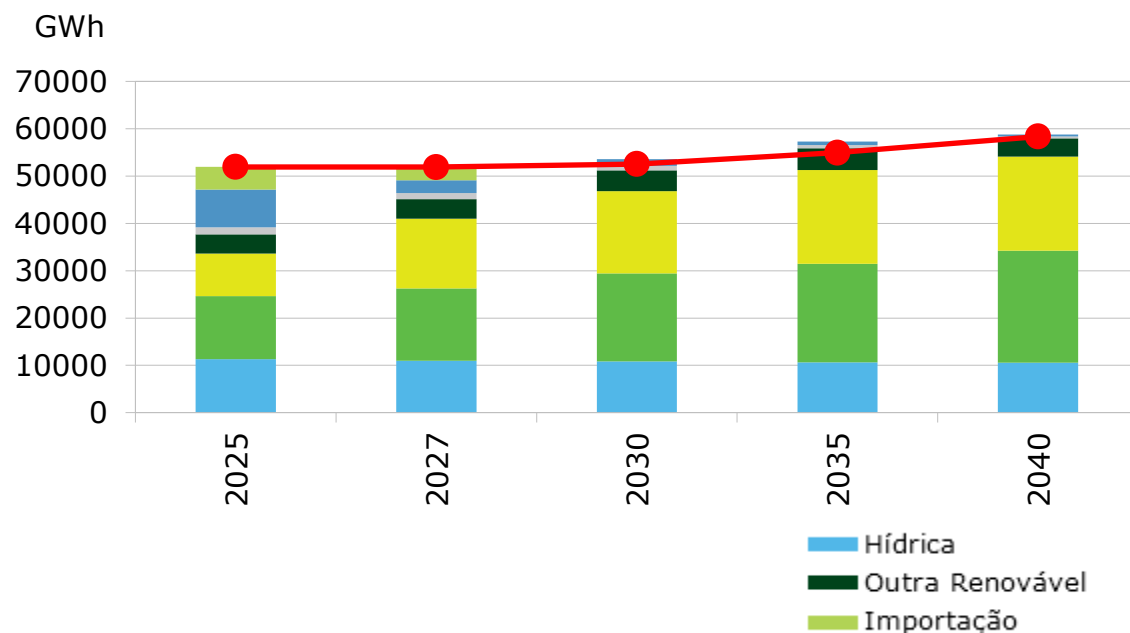
Estrutura da produção

Nota: produção renovável simulada pelo VALORAGUA, considerando os eventuais excedentes por falta de consumo de eletricidade

Trajétória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajétória Ambição



- Até 2030 e em diante, a tendência de evolução do *mix* de produção é ser maioritariamente composto por FER, destacando-se a contribuição da energia eólica e da energia solar.
- Em ambas as trajetórias, verifica-se um saldo exportador para Espanha a partir de 2030, apesar da elevada integração de renováveis no país vizinho.
- A redução do papel do Gás na estrutura de produção é notória.

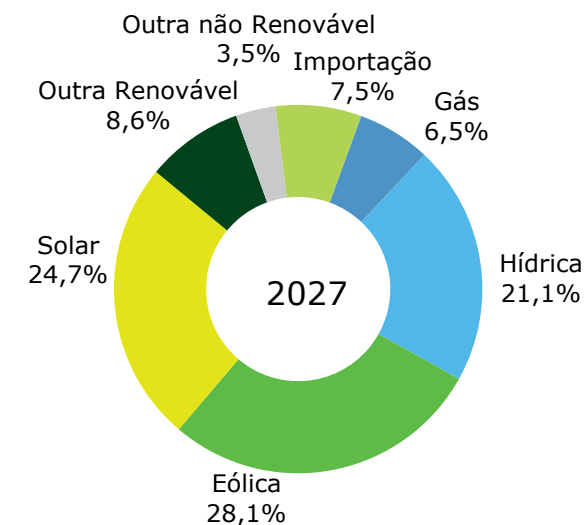
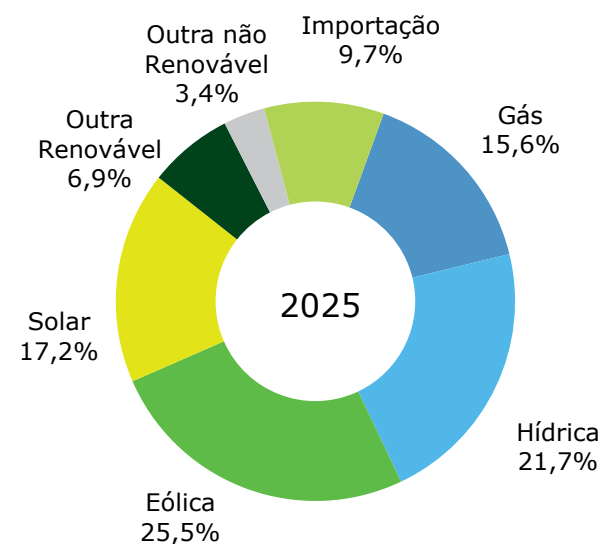
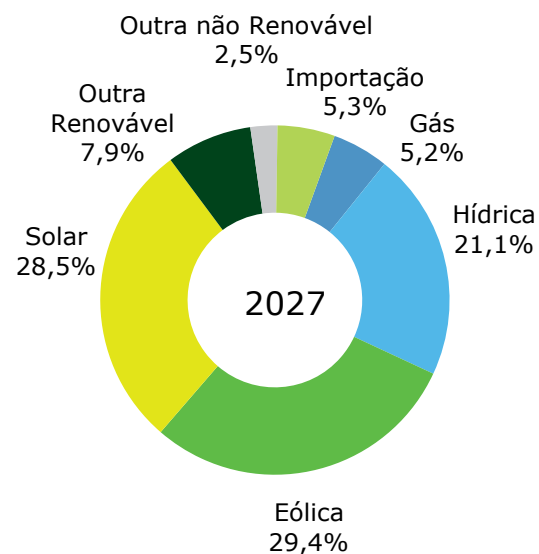
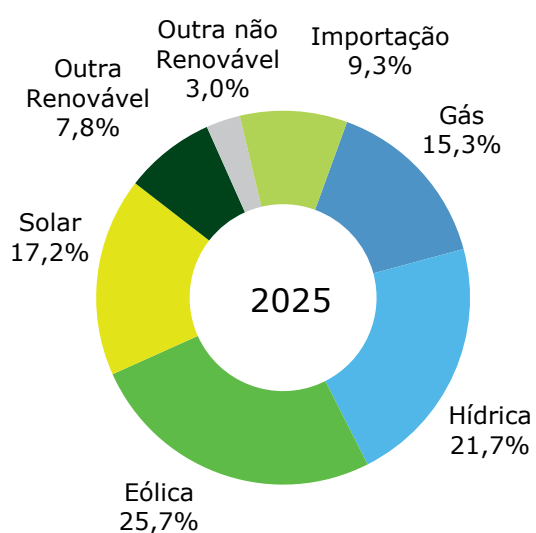
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Estrutura do abastecimento

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



- Verifica-se, entre 2025 e 2027, o impacto da incorporação de solar e eólica* (com maior incidência da solar) no *mix* energético, abastecendo entre 53-58% do consumo de eletricidade em 2027, cerca de + 10 a 15pp do que em 2025.
- Redução do saldo importador entre 2025 e 2027, devido a maior integração de renováveis em Portugal.

(* Sem considerar as capacidades dedicadas à produção de H₂)

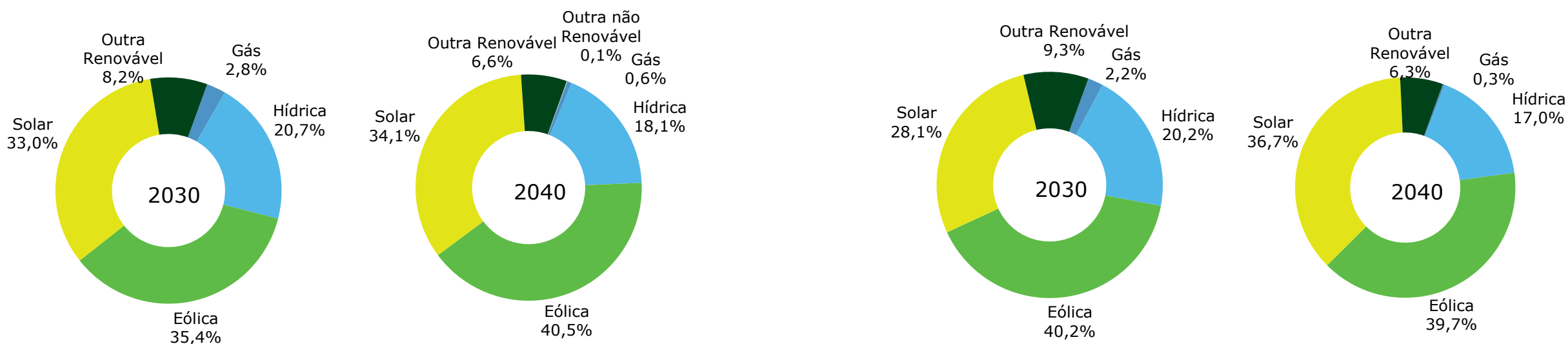
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Estrutura do abastecimento

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



- Perspectiva-se que, em 2030, as componentes solar e eólica possam, em conjunto, abastecer cerca de 53% do consumo de eletricidade (75-76% em 2040).
- O Gás não excede 2-3% em 2030 e torna-se marginal em 2040.
- A partir de 2030, a maior nível de penetração de renováveis em Portugal face ao sistema de Espanha conduz a saldos exportadores de energia que variam de cerca de 2% a 4% (de realçar que são considerados eventuais excedentes de produção renovável por falta de consumo de eletricidade na Península Ibérica), que se reduzem progressivamente para 1 a 3%.

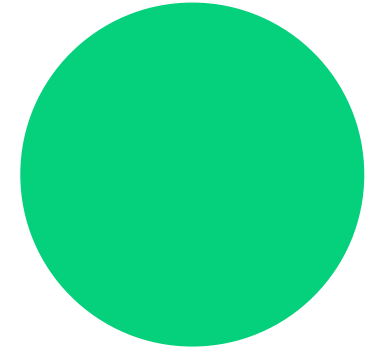
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Evolução da RNT e das Interligações

- O RMSA-E 2024 apresenta, numa **perspetiva de segurança de abastecimento, as grandes metas para o *mix* de produção a nível nacional**. Para efeitos de adaptação e capacitação da rede à evolução do consumo e às alterações ao parque electroprodutor é necessário analisar os seus impactes também a nível regional e local, tendo igualmente em consideração os efeitos nas necessidades de rede associados a novos projetos industriais de elevado valor de consumo.
- **Até à entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV (prev. Dez2025), o Sistema Electroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores** de elevada potência da bacia do Cávado, **para o mesmo nó de rede**. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.
- Face à **cessação da produção das centrais térmicas a carvão**, designadamente da central de Sines (1180 MW) e para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional - nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país - 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 foram previstos alguns reforços da RNT (o eixo Alentejo / Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior está em fase de estudos ambientais).
- A **geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando de forma crescente os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.**
- O **forte crescimento perspetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede**. É importante uma minimização de constrangimentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.
- O **crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.**

07

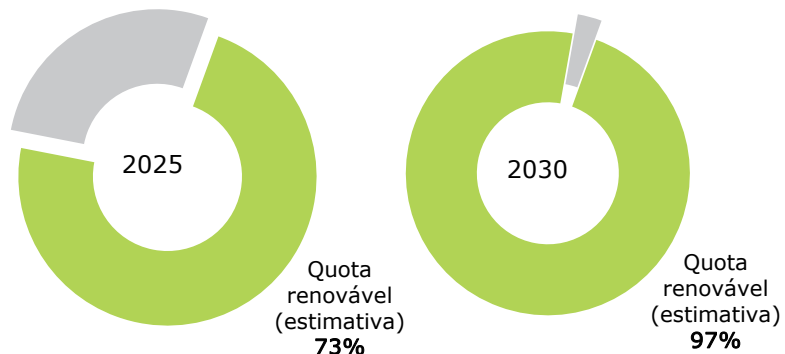
AMBIENTE



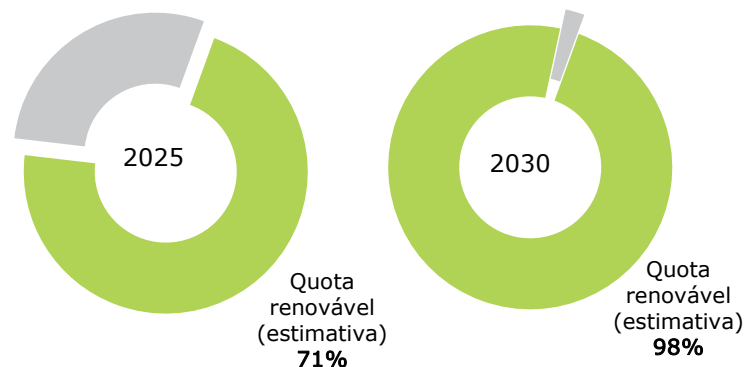
AMBIENTE

Quota de produção renovável

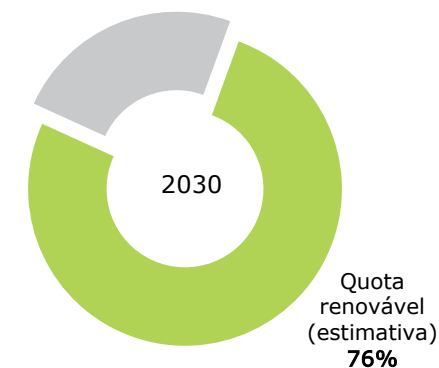
Trajetória Conservadora



Trajetória Ambição



Sensibilidade à oferta



- Em 2030, a estimativa de Quota de Renovável ascende a 97%–98%, na Trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente, dando cumprimento à meta revista do PNEC de 93%;
- Em termos anuais, se fosse economicamente viável absorver todos os excedentes de renováveis em Portugal, a produção total renovável em 2030 asseguraria o consumo em ambas as trajetórias;
- No caso da sensibilidade à oferta com capacidade instalada de eólica e solar mais reduzida que a evolução definida no cenário conservador, em 2030, a Quota de Renovável é de 76%.

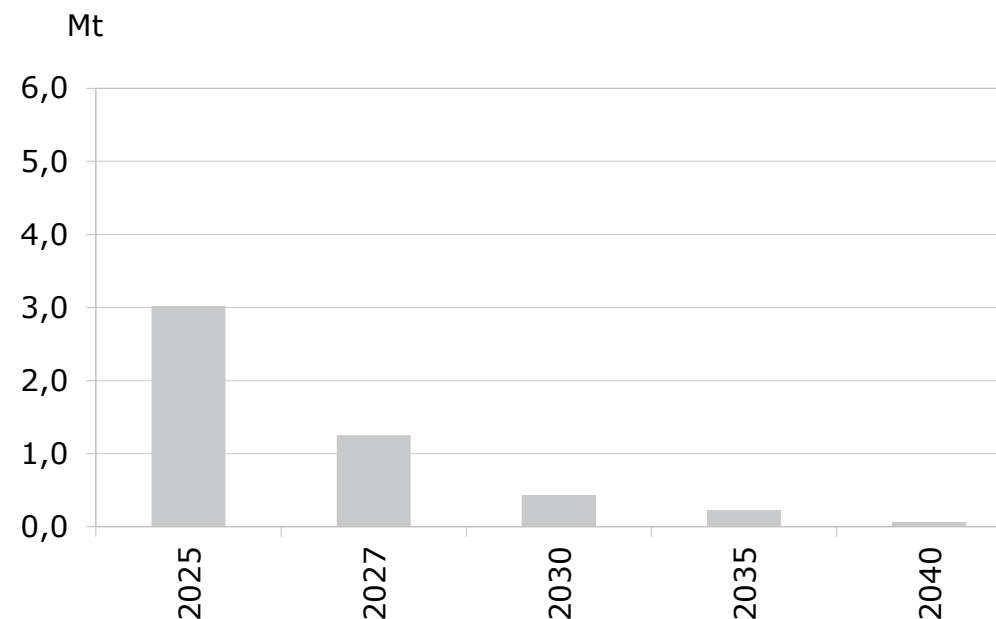
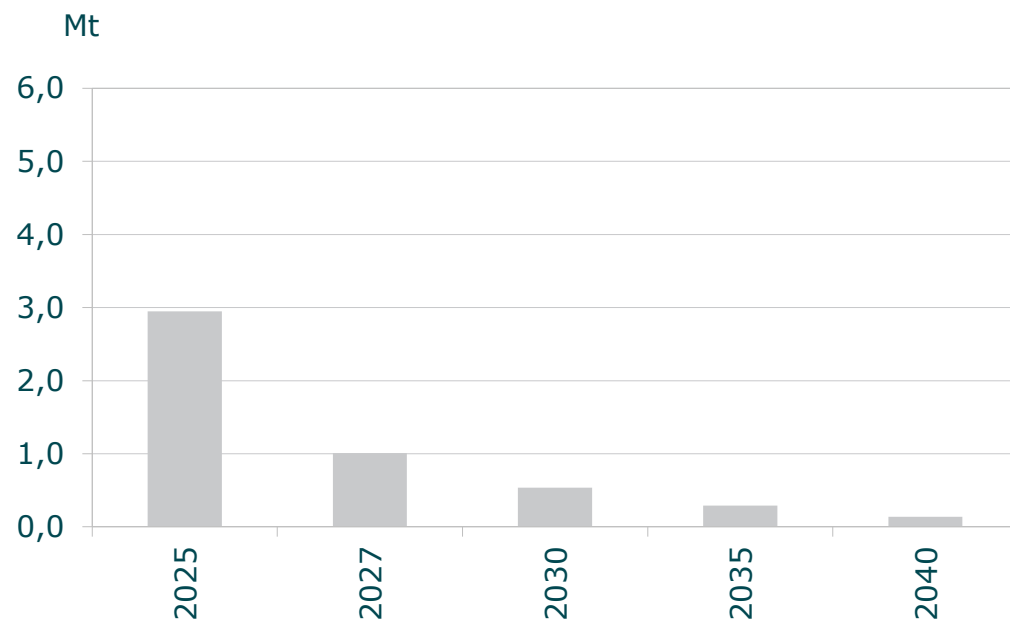
AMBIENTE

Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

Trajétória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajétória Ambição



- As emissões totais anuais de CO₂ decorrem da produção das CCGTs;
- Assumiu-se que as CCGTs consomem gás natural sem que seja considerado a possibilidade de *blending* de H₂ renovável e/ou biometano, o que originaria emissões menores;
- Até 2030, as emissões totais anuais de CO₂ sofrem um decréscimo superior a 50% face a 2024 (1,3 Mt; IPH=1,06), sobretudo devido à forte integração de produção renovável;
- Em 2040, estima-se que as emissões de CO₂ sejam da ordem dos 0,1 Mt.

AMBIENTE

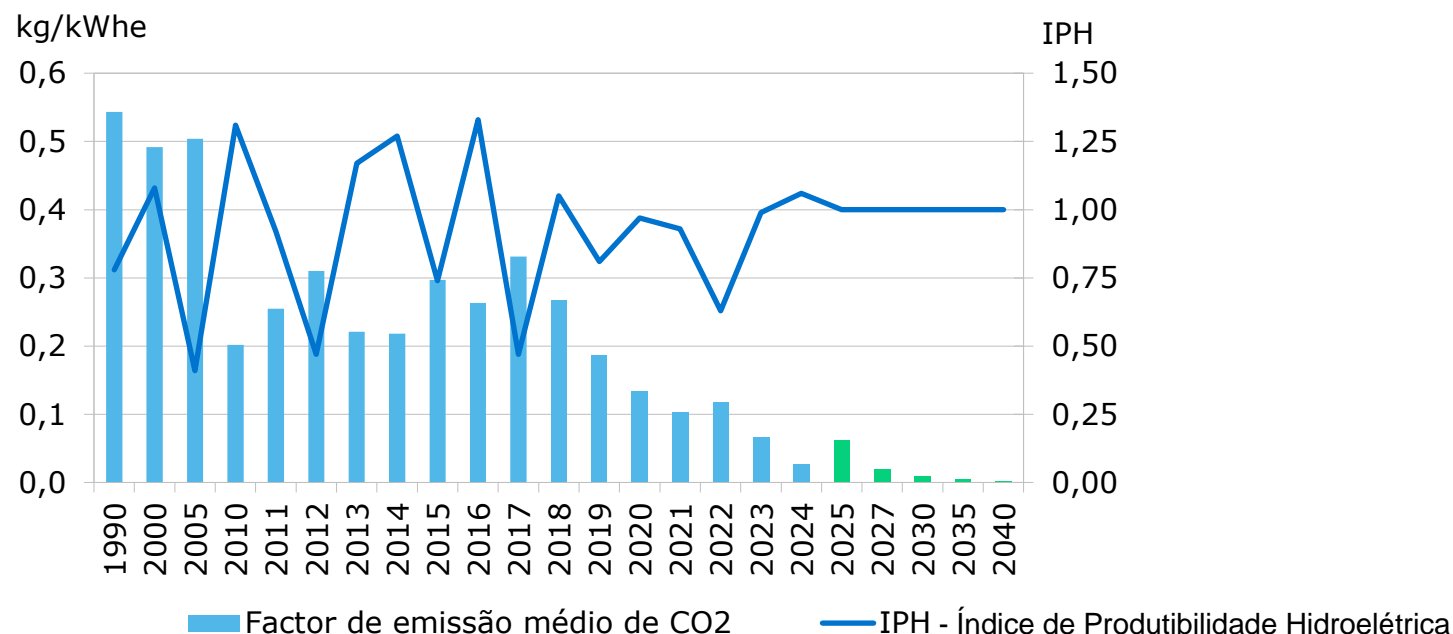
Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

As emissões estão em queda sustentada devido à contribuição da renovável. Quando for atingida a meta de 90% de renováveis, a ocorrer até 2030, deixa de ser exigível a correlação temporal e o princípio da adicionalidade.

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

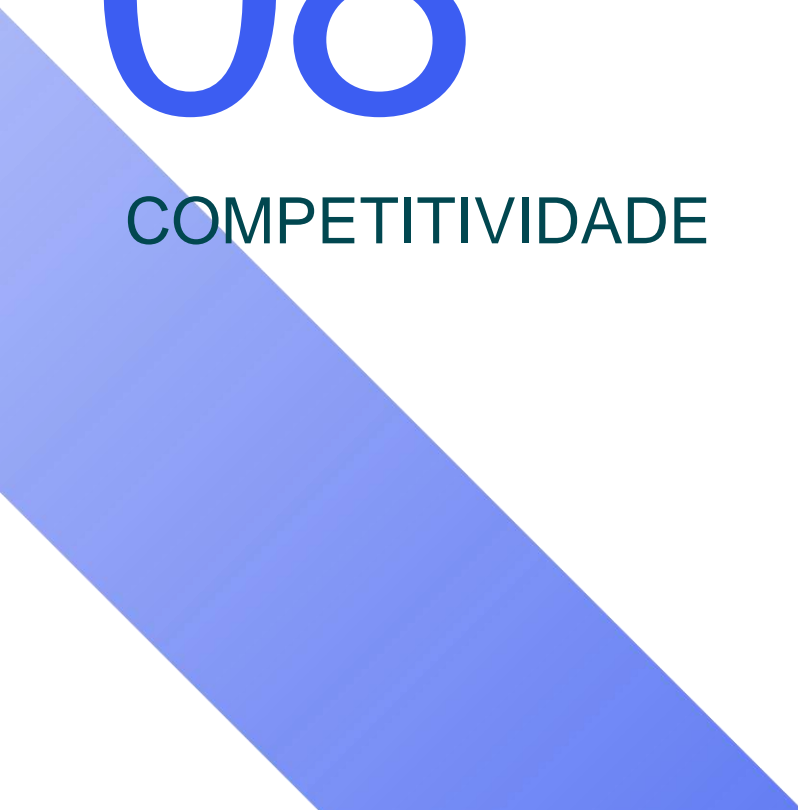
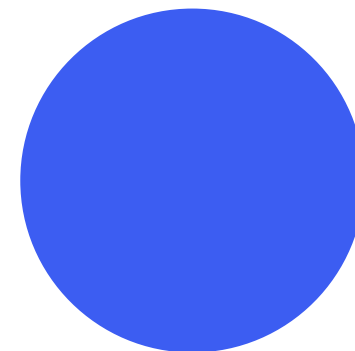
Trajetória Ambição



- No curto prazo (2025), o fator médio de emissão de CO₂ poderá aumentar face a 2024, ano em que o sistema beneficiou de condições favoráveis de hidraulicidade e eolicidade.
- A partir de 2027, decresce de forma progressiva, sobretudo devido à forte integração de produção renovável.
- A partir de 2030, o valor é praticamente negligenciável.

08

COMPETITIVIDADE



COMPETITIVIDADE

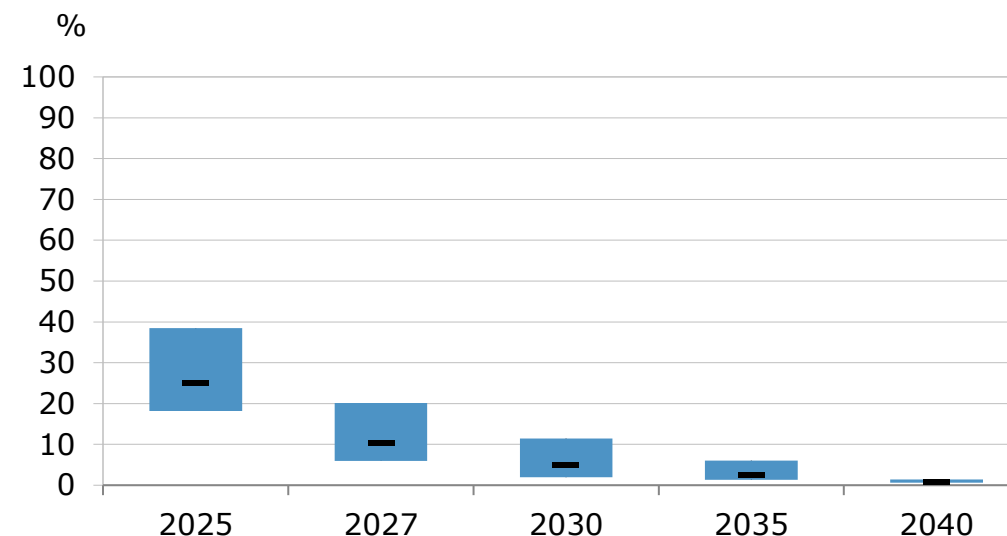
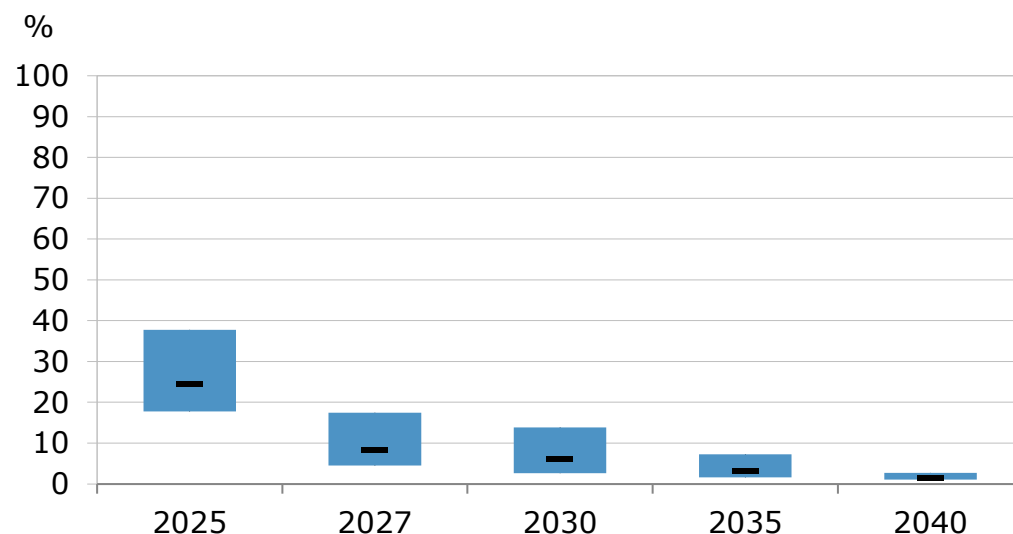
Taxa de utilização das centrais termoelétricas a gás

Com as taxas de utilização verificadas neste estudo, o funcionamento das CCGTs deixa de ser rentável, pelo que deverá ser equacionado a implementação de um mecanismos de pagamento por capacidade face ao papel que estas centrais representam na segurança de abastecimento

Trajectoria Conservadora

Centrais de Ciclo Combinado a gás

Trajectoria Ambição



— Média dos Regimes

■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

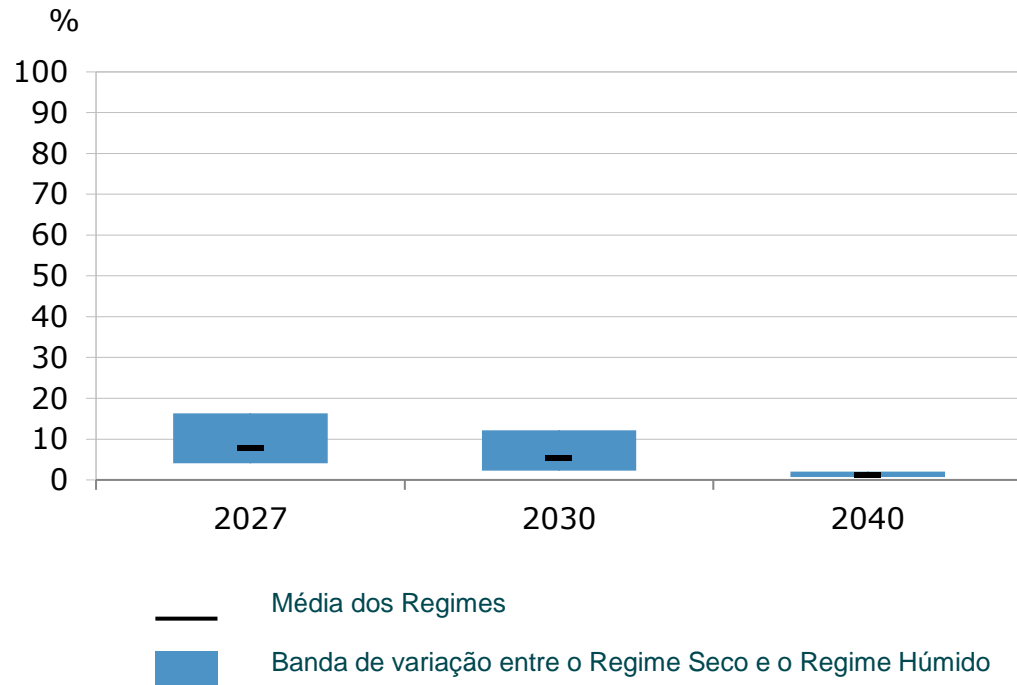
- Em 2025, a taxa de utilização médias das CCGT as gás é cerca de 25%, podendo em situações hidrológicas secas ultrapassar os 35% de utilização.
- Em 2030, esse valor passa para 6 e 5% em 2030, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente.
- Em 2035 e 2040, a utilização do gás tem significado essencialmente para efeitos de segurança de abastecimento.

COMPETITIVIDADE

Taxa de utilização das centrais termoelétricas

Trajectoria Conservadora
Sensibilidade à Procura –
Cenário Inferior, Conservador

Centrais de Ciclo Combinado a gás



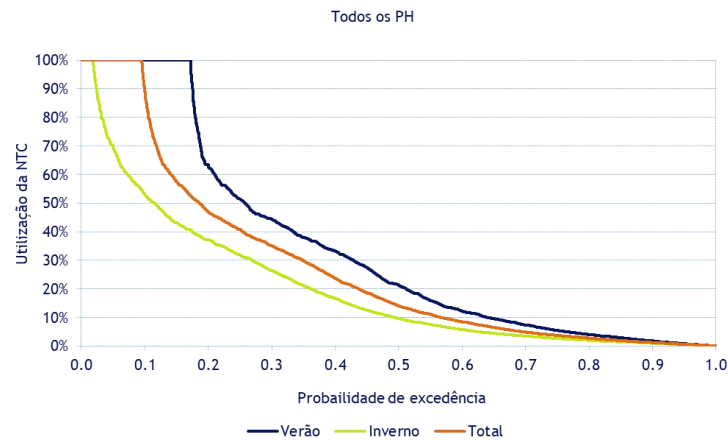
- No caso da Sensibilidade à procura com o cenário Inferior Conservador, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, sofre uma ligeira redução para 5,5% (-0,5 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

COMPETITIVIDADE

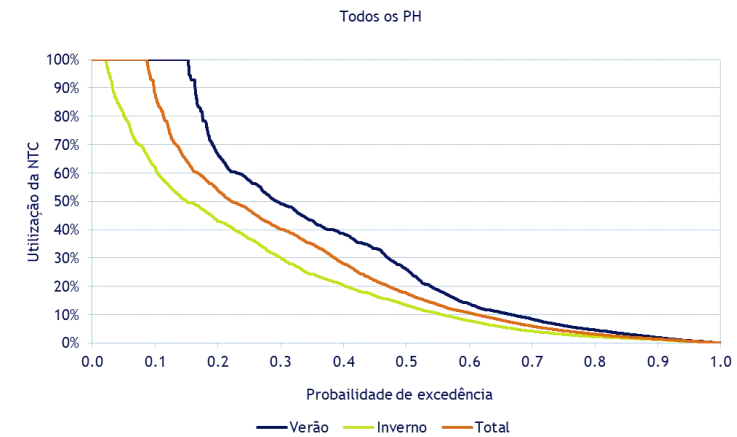
Taxa de utilização do NTC

2030

Trajétoria Conservadora



Trajétoria Ambição



- Em 2030, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que ao longo do ano para o valor máximo de NTC de 4 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma probabilidade de excedência de 10% e 9%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

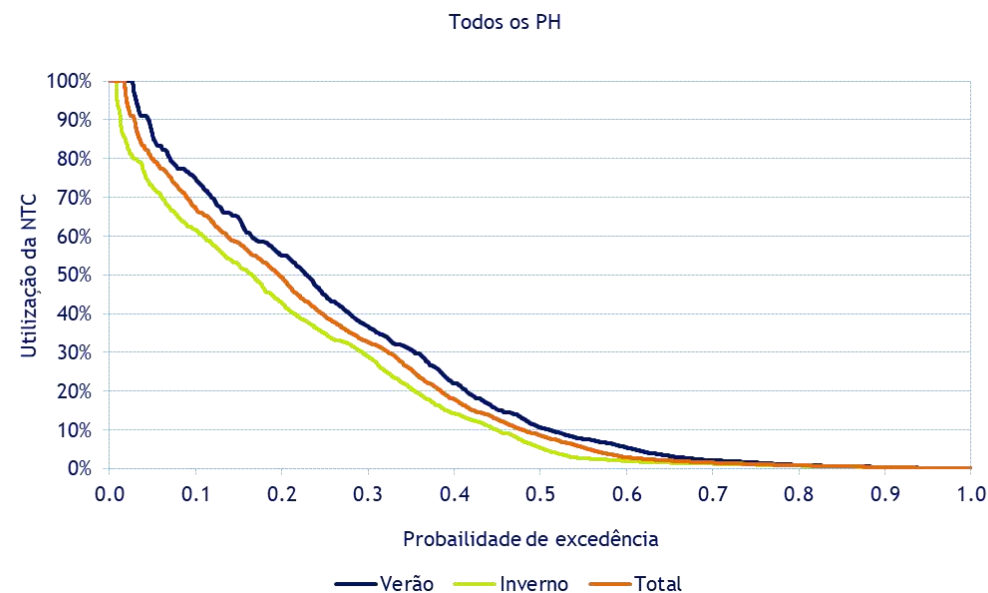
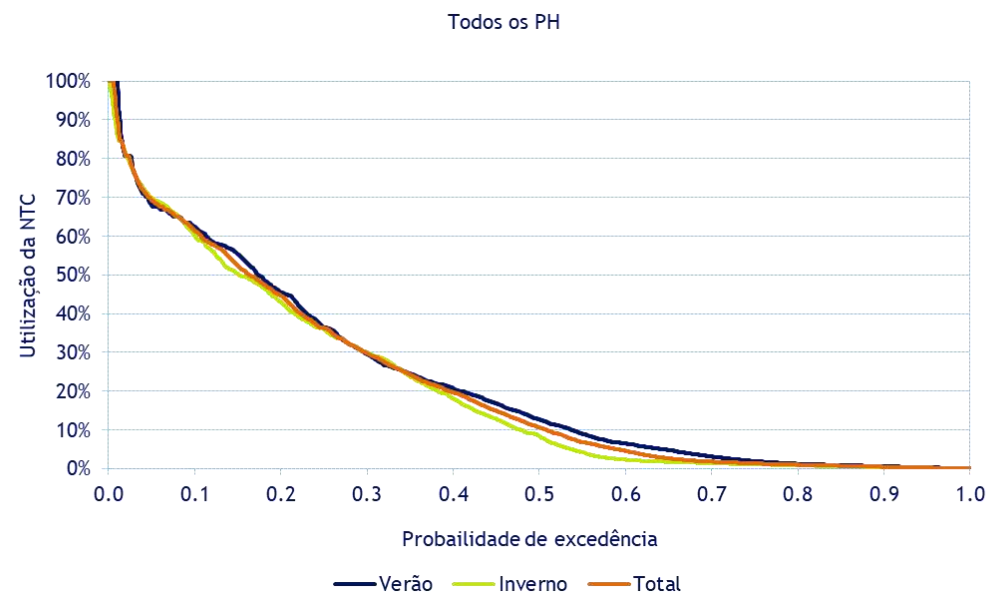
COMPETITIVIDADE

Taxa de utilização do NTC

2040

Trajetória Conservadora

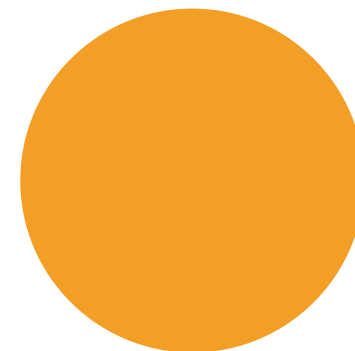
Trajetória Ambição



- Em 2040, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que ao longo do ano para o valor máximo de NTC de 5 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma probabilidade de excedência de 1% e 2%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

09

CONSIDERAÇÕES FINAIS



CONSIDERAÇÕES FINAIS (1/3)

- A **evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade nos vários cenários é inferior à do RMSA-E 2023** até 2030, mas superior nos anos seguintes. A partir de 2035, todos os cenários estão acima da envolvente dos cenários do RMSA-E 2023. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos grandes projetos industriais a partir de 2030, embora se assuma, igualmente, uma vertente de autoconsumo (35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador) que vai no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.
- Os níveis de **consumo de eletricidade para produção de H2 constantes do atual exercício de previsão são muito inferiores aos do RMSA-23**, principalmente no cenário Conservador, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para o consumo de eletricidade para produção de H2 conclui-se que o impacto atual é superior a partir de 2035 no cenário Ambição e em todos os anos no cenário Conservador. A totalidade da energia proveniente da produção de eletricidade dedicada ao H2 circulará na RNT, uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente na proximidade dos locais de produção. Nesta situação será importante analisar as potências máximas que poderão circular na RNT, que serão muito superiores às pontas de consumo do SEN.
- A penetração de **veículos elétricos mantém-se um importante driver de crescimento da procura de eletricidade e impacta no potencial crescimento da ponta de consumos.** Relativamente ao **consumo de outros grandes projetos**, à semelhança do RMSA-E 2023, considerou-se que **a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador.**
- **O valor do autoconsumo em ambos os cenários, apresenta um forte crescimento, decorrente principalmente das componentes da produção distribuída e o autoconsumo associado às grandes instalações.** Face aos cenários anteriores, o autoconsumo no cenário Ambição é superior em todo o período em análise, destacando-se um diferencial de +7,5 TWh em 2040, resultante do facto dos consumos dos grandes projetos apresentarem uma trajetória de crescimento bastante significativa e se assume que 65% será autoconsumo. Quanto ao cenário Conservador, até 2030 está em linha com o do ano passado, mas a partir deste ano apresenta uma evolução inferior que se traduz num diferencial de -5,1 TWh em 2040.
- **Não foi analisado o possível impacto do autoconsumo não-localizado, na utilização das redes**, decorrente do artigo 83º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que possibilita a instalação das UPAC até determinada distância (até 20km, dependendo se BT, MT, AT ou MAT) das IU, mas, uma vez que se prevê um aumento significativo do autoconsumo nos próximos anos, é algo a considerar/analisar em futuros estudos de segurança de abastecimento.
- O **“Estádio de Rutura” ocorre em 2025**, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE operacional) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo da NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados serão mais gravosos. Nestas condições, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de cerca de 1650 MW (correspondente a cerca de 1000 MW da CCTO + 650 MW de capacidade adicional). Admitido o prolongamento do funcionamento da CCTO para além de 31 de dezembro de 2024, como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, **são necessários cerca de 500 MW a 600 MW de capacidade adicional. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além dessa data.**

CONSIDERAÇÕES FINAIS (2/3)

- **Até à entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV (prev. Dez2025), o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV**, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.
- **Face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão**, designadamente da central de Sines (1180 MW) e para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional - nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país - 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 foram previstos alguns reforços da RNT (o eixo Alentejo / Algarve já entrou em serviço e a linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior está em fase de estudos ambientais).
- **Nas Trajetórias Ambição e Conservadora, assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, em 2025**, o LOLE operacional não cumpre o padrão de segurança de abastecimento (5 h/ano), à semelhança do Teste de Stress, sendo necessários cerca de 600 MW e 500 MW de capacidade adicional, respetivamente.
- **O padrão também não é cumprido em todo o horizonte de estudo, com exceção do ano 2027.** Para o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano, será necessária uma capacidade de interligação equivalente que oscila entre os 25% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1050 MW na trajetória Ambição). Em 2035 e 2040, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW e 5200 MW, respetivamente), acrescido de reforços de capacidade de base adicional compreendidos entre cerca de 800 MW e 1800 MW, consoante os casos
- Na **sensibilidade à procura da trajetória Ambição**, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, **as necessidades de NTC aumentam para 35% em 2030 (de 1050 MW para 1470 MW)**. Em 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais de 1900 MW. Na hipótese que, além do cenário Superior da procura, considera, em 2030, **2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 40% (1680 MW)**.
- Da **sensibilidade sem CCGTs resulta que**, a partir de 2030, mesmo considerando toda a capacidade de interligação (NTC), a **não existência de CCGTs põe em causa a segurança de abastecimento dos consumos de eletricidade do SEN.**
- Na **sensibilidade à oferta da trajetória Conservadora**, em que se assume um cenário mais reduzido de capacidade eólica, solar e cogeração, os indicadores de segurança de abastecimento são mais gravosos. As necessidades de NTC mantêm-se no limite dos 10% em 2027, mas ascendem a 100% (4200 MW), em 2030. **Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.**

CONSIDERAÇÕES FINAIS (3/3)

- A **geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando de forma crescente os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.**
- **O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede.** É importante uma minimização de constrangimentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.
- **O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.**
- **Em 2030, a estimativa de quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, está compreendida entre 97% e 98% do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição, dando cumprimento à meta de 93% prevista no PNEC. Em termos anuais, e caso seja economicamente viável absorver os eventuais excedentes de renováveis em Portugal, a produção renovável poderia assegurar a totalidade do consumo em ambas as trajetórias.**
- No caso da sensibilidade à oferta com capacidade instalada eólica e solar mais reduzida do que a evolução definida no Cenário Conservador, a Quota de Renovável é de 76% em 2030.
- **As emissões totais anuais de CO2 decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo superior a 50% face a 2024 (1,3 Mt; IPH=1,06), sobretudo devido à forte integração de produção renovável.** Entre 2025 e 2030, as emissões evoluem de 3,0 Mt para 0,5 Mt ou 0,4 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. **Em 2040, estima-se que as emissões de CO2 sejam praticamente inexistentes.**
- **Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de produção renovável afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás, que se estima que possa decrescer, em 2030, até entre 6% e 5%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. A muito longo prazo, a utilização do gás tem significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.**
- **Com as taxas de utilização verificadas neste estudo, o funcionamento das CCGTs deixa de ser economicamente viável, pelo que deverá ser equacionada a implementação de um mecanismo de pagamento por capacidade face ao papel crucial que estas centrais representam na segurança de abastecimento.**