



**Direção Geral  
de Energia e Geologia**

# **Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040**

Portugal, março de 2024

*[página em branco]*

# Índice

Sumário Executivo.....	4
1. Enquadramento .....	15
1.1 Enquadramento legislativo .....	15
1.2 Âmbito do RMSA-G .....	15
2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás .....	18
2.1 Importação.....	18
2.2 Rede de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento .....	19
2.3 Consumo de gás .....	21
3. Pressupostos e Análises .....	23
3.1 Pressupostos gerais.....	23
3.2 Perspetivas analisadas .....	30
3.2.1 Trajetória Conservadora .....	34
3.2.2 Trajetória Ambição.....	41
3.2.3 Teste de Stress .....	48
3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta .....	53
3.2.5 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e sistema existente na oferta .....	60
3.2.6 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Ambição da procura e evolução expectável da oferta, considerando a injeção de H <sub>2</sub> na RPG .....	65
3.2.7 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030.....	71
3.2.8 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030 .....	75
3.3 Ambiente e competitividade.....	80
3.3.1 Impacte da incorporação de H <sub>2</sub> na descarbonização do SNG .....	80
3.3.2 Logística de aprovisionamento de GNL às UAG .....	80
3.3.3 Capacidade de regaseificação do Terminal de GNL de Sines .....	81
4. Qualidade de Serviço .....	82
5. Considerações Finais .....	87
Anexos.....	99
Anexo 1 - Pressupostos do RMSA-G 2023.....	101
Anexo 2 - Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040” .....	103

*[página em branco]*

## Sumário Executivo

As atividades desenvolvidas no Sistema Nacional de Gás (SNG) decorrem fundamentalmente na rede pública de gás, que abrange o conjunto das infraestruturas que integram a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) e a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), competindo ao Governo promover as condições de garantia da segurança de abastecimento de gás, através da adoção de medidas que contrariem o desequilíbrio entre a oferta e a procura de gás, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, bem como as que incentivem a diversificação das fontes de aprovisionamento e que contribuam para o planeamento, construção e manutenção das infraestruturas necessárias.

Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SNG, ao permitir a tomada de decisões adequadas em devido tempo. No quadro legislativo aplicável ao sector do gás, em particular o definido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) a monitorização da segurança de abastecimento do SNG, com a colaboração do Operador da RNTG (ORT), a REN Gasodutos, S.A., constituindo o presente documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG para o período 2024-2040” (RMSA-G 2023), o qual teve em conta a análise sobre a evolução do SNG no médio e no longo prazo constante no documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040” elaborado pelo ORT, e cujo sumário executivo e resultados preliminares se encontram em anexo.

Na elaboração do RMSA-G 2023 foram consideradas as linhas de orientação da política energética nacional referentes à segurança de abastecimento de gás. Tendo em conta as interações entre o Sistema Elétrico Nacional e o SNG, bem como o peso que o consumo de gás de centros electroprodutores representa no consumo total deste recurso, o RMSA-G 2023 foi elaborado em articulação com o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040” (RMSA-E 2023), publicado pela DGEG a 22 de dezembro de 2023. Esta interação pressupõe que a análise do sistema seja efetuada de uma forma integrada, considerando-se o sistema energético com um todo e não como dois sistemas independentes, o sistema elétrico e o sistema de gás.

A manutenção de um Sistema Elétrico Nacional fiável exige, por enquanto, a existência de centros electroprodutores a gás, que constituem uma salvaguarda do sistema, num período de transição. Assim, o RMSA-G 2023 apresenta como pressupostos base, em matéria de sistema electroprodutor, as perspetivas de evolução da capacidade instalada traduzidas nos diferentes cenários da oferta do RMSA-E 2023, em particular a evolução do papel dos centros electroprodutores que utilizam gás como combustível.

Na análise efetuada foram tidas em conta as projeções da procura e a evolução da capacidade de oferta e de armazenamento de gás. Tendo em vista avaliar o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, e determinar os limites da adequação do SNG para satisfazer as necessidades de consumos face a níveis extremos de procura e às falhas de uma ou mais infraestruturas de gás, considerou-se a evolução das infraestruturas de oferta, planeadas ou em construção no período em estudo, assim como a necessidade de se garantir o cumprimento das reservas de segurança de gás.

**SE1 - No presente relatório foram considerados quatro cenários de evolução da procura de gás:**

- **Cenário Central Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 - ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2023;
- **Cenário Central Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2023;
- **Cenário Superior Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Superior, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2023;
- **Cenário Inferior Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Inferior, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2023.

Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2023 incorporou-se o impacto da mobilidade a gás na evolução da procura, decorrente da penetração prevista deste combustível nos segmentos de veículos pesados de passageiros, veículos pesados de mercadorias e navios de transporte marítimo. Relativamente ao transporte marítimo a gás foi considerada a evolução da energia consumida prevista no âmbito da modelação associada ao *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), tendo sido considerados os valores do cenário WEM do referido *draft* para o cenário Conservador e os do cenário WAM para o cenário Ambição.

No âmbito do *draft* da revisão do PNEC 2030 foi já tido em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (TGNL), da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano (considera-se o calendário de execução proposto na proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos, para aprovação por parte do concedente).

Como referido, foi também considerada, nos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a ELPRE 2050, que 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 consideração desta estratégia permitiu obter informação relativa a poupanças nos consumos de gás nos setores atrás mencionados.

A previsão da evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás e da utilização de energia por navios de transporte marítimo a gás e a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) poderão ser consultadas no Anexo 1 (Pressupostos).

**SE2 - Quanto à evolução da capacidade de oferta de gás, foram considerados dois cenários, que têm por base a informação mais recente à data da elaboração dos pressupostos constantes no Anexo 1: (i) Evolução expectável e (ii) Teste de Stress.**

Como definido nos pressupostos, o cenário de evolução expectável considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrâneo do Carriço<sup>1</sup> (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do TGNL).

O Teste de Stress, tal como descrito nos pressupostos, considera a atual oferta proporcionada pela RNTIAT e assume que esta se mantém constante ao longo de todo o período em análise (2024-2040). Assim, o cenário de oferta associado ao Teste de Stress é o que estuda o funcionamento do SNG sem qualquer aumento da capacidade de oferta.

De referir que a capacidade de oferta, para ambos os cenários, poderá ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao *Iberian Virtual Interconnection Point* (VIP Ibérico), considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui.

No que se refere à **oferta de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono**, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas setoriais e instrumentos de política energética que introduzem alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG. Com o objetivo de contribuir para a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da progressiva descarbonização do SNG, foi publicada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Foi, ainda, publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, incorporando, também, disposições relevantes sobre a temática dos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. O

---

<sup>1</sup> Assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das infraestruturas, a fim de: a) Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e b) Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

Decreto-Lei n.º 62/2020 materializa a figura do produtor de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os investimentos necessários à crescente incorporação daqueles gases no SNG, referindo, ainda o contributo daquela produção e incorporação para a segurança do abastecimento.

A introdução de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2023 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários à materialização da EN-H2. No que respeita à injeção de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono na Rede Pública de Gás (RPG), tanto ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) como da RNDG, a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 3 de outubro de 2023, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em exploração do estabelecimento de produção e respetiva capacidade de injeção na RPG se apresentam nos pressupostos constantes no Anexo 1 do presente relatório.

Relativamente ao projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, atualmente designado como projeto “CelZa”, o mesmo não foi considerado neste estudo (conforme indicado no Anexo 1 deste relatório), uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio de origem renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde será inserido.

**SE3** - Tendo por base os dois cenários de evolução da capacidade de oferta do SNG e os quatro cenários de evolução da procura de gás, **as análises sobre a evolução do SNG incidiram sobre as seguintes trajetórias:**

- **Trajectoria Conservadora** – assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foi efetuada ainda para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considerou uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida;
- **Trajectoria Ambição** – assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas ainda para esta trajetória duas análises de sensibilidade à procura: (i) assumindo o cenário Superior Ambição e (ii) assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais;
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo, corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Foi, ainda, realizada uma análise de sensibilidade considerando o sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura.



O RMSA-G 2023 inclui, também, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1 do presente relatório.

Procedeu-se, ainda, a uma **análise complementar do impacto da prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro.**

Do lado da oferta, foi efetuada uma **análise complementar à redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).** Pretendeu-se com esta análise avaliar os impactes das limitações técnicas nas instalações do AS sempre que se verifiquem volumes operacionais inferiores a 60% da capacidade de armazenamento. Ainda do lado da oferta e apesar de a capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no VIP Ibérico ser de 144 GWh/d, correspondente a 134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho, foi ainda efetuada uma **análise complementar considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho.**

No que se refere à capacidade de oferta de gás, a análise das três trajetórias, bem como as referidas análises de sensibilidade e complementares, foram efetuadas do ponto de vista do cumprimento do critério N-1, de acordo com o artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, que visa avaliar a garantia do abastecimento de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de gás do sistema.

No que diz respeito à capacidade de oferta de GNL, no presente RMSA-G foi seguida uma nova abordagem, mais alinhada com o conceito de segurança de abastecimento que a mera avaliação em função da evolução da procura, tendo sido aplicado o critério N-1 à infraestrutura de enchimento de cisternas, equivalente a considerar a indisponibilidade de uma das baías de enchimento.

Foram também analisadas as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT, tendo em conta as quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938.

**SE4** - Tendo em conta os pressupostos considerados para o desenvolvimento da RNTIAT e as análises efetuadas para as trajetórias definidas **são de destacar os seguintes resultados:**

### **Perspetiva da oferta de gás**

#### Cenário base:

Da análise realizada ao cenário base do RMSA-G 2023 constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, com exceção da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, na qual se constata o incumprimento das referidas normas no primeiro desses dois anos. Assim, salvo a referida exceção, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás

durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

#### Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carricho:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, bem como na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em nenhum dos anos em estudo.

Na trajetória Ambição, bem como na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030.

Nas restantes trajetórias e análises de sensibilidade, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035.

#### Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

Apesar de atualmente não existir um quadro legal ou regulamentar que permita ativar os contratos de interruptibilidade do consumo de gás das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em regime de mercado, foi analisado o impacto dessa ativação no cumprimento das normas relativas às infraestruturas, na ocorrência de dias de procura excecionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, assumindo-se duas hipóteses: máxima interruptibilidade e mínima interruptibilidade.

Da análise realizada a todas as trajetórias, bem como das várias análises de sensibilidade, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o período em estudo.

Na hipótese de mínima interruptibilidade, com limitação da capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas nos seguintes casos:

- Na trajetória Conservadora: em 2025;
- No Teste de Stress: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta: em 2024 e 2025;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta: em 2025 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030: em 2025.

#### Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente), verifica-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o horizonte de estudo.

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, não sendo as normas relativas a infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 cumpridas nos seguintes casos:

- Na trajetória Conservadora: em 2024 e 2025;
- Na trajetória Ambição: em 2024 e 2025;
- No Teste de Stress: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta: em 2024 e 2025;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG: em 2024 e 2025
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030: em 2025 e 2030;
- Na Análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030: em 2030.

#### **Perspetiva da oferta de GNL**

Relativamente à oferta de GNL do TGNL de Sines, na situação N-1 (24 cisternas/dia), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas do terminal não é suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema) em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando o consumo das

unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>2</sup>, bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. O reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação.

Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica fortemente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### **Perspetiva do armazenamento de gás**

A capacidade de armazenamento da RNTIAT deve assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de AS do Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Note-se, a esse propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022 determina o reforço da capacidade de armazenamento do AS do Carriço em, pelo menos, duas cavidades adicionais, a fim de obter um montante complementar de capacidade de armazenamento superior a 1,2 TWh e permitir acomodar nessa infraestrutura a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG.

As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos<sup>3</sup> durante um período de 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança no RMSA-G 2023 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que em todas as trajetórias e análises de sensibilidade a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, considerando as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado.

---

<sup>2</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

<sup>3</sup> Entende-se por “clientes protegidos” os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20% do consumo final anual do gás.

## Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões-cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às Unidades Autónomas de Gás (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão.

Da análise efetuada constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>4</sup> em todo o período 2024-2040, tanto nas trajetórias Conservadora, Ambição e Teste de Stress, como nas análises de sensibilidade realizadas.

**SE5** - Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H<sub>2</sub> de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H<sub>2</sub> na mistura de gás (em volume do total de gás consumido anualmente): 5% em 2025, 10% em 2030, 15% em 2035 e 20% em 2040.

Nestas condições, os contributos crescentes, em energia, do H<sub>2</sub> injetado, variam entre 1,0 e 1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,7 e 2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura considerado. Do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> de origem renovável contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.

**SE6** - Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>. A atual conjuntura aponta, igualmente, para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo e para a necessidade de desenvolver infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. Note-se, a este propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, determina a promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano. Complementarmente, um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, em bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitassem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos de GNL, em caso de falha no Terminal de Sines.

**SE7** - O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás na RNTG via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). No período 2016-2022 a

---

<sup>4</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines

regaseificação média diária no TGNL aumentou cerca de 230%, de acordo com dados disponíveis no *Data Hub* da REN<sup>5</sup>. A eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via *pipeline*, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

**SE8** - Relativamente à avaliação da qualidade de serviço prestado no SNG em 2022, no que se refere a dados técnicos, destaca-se o seguinte:

- Na vertente da **continuidade de serviço**, verificou-se que no TGNL de Sines o tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros diminuiu cerca de 2% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros diminuiu aproximadamente 16%. Registou-se, ainda, uma diminuição de aproximadamente 5% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e um aumento de cerca de 1% no tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna. Quanto às nomeações energéticas de injeção de gás natural do TGNL para a RNTG, o cumprimento foi de 99,85%.

Na RNTG não se registaram em 2022 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 8 919 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,6% do total de instalações de clientes (das quais 74,3% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a LisboaGás, a Lusitaniagás e a REN Portgás registaram interrupções controláveis, sendo que a Lusitaniagás e REN Portgás foram os únicos ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2022 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Medigás, devido à ocorrência de incidentes provocados por trabalhos de terceiros na proximidade da rede.

- Na vertente das características do gás, em 2022 foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço para as características do gás natural no TGNL de Sines e na RNTG.

**SE9** - O SNG enfrenta desafios crescentes, cujos efeitos na segurança do abastecimento, ainda que identificados, não são integralmente conhecidos. Assim, não obstante outras ações que possam vir a ser identificadas como necessárias em futuros exercícios, deverão ser já equacionadas, com vista ao reforço da segurança de abastecimento do SNG, as seguintes medidas:

- a criação das condições para ser efetivada a totalidade da capacidade de importação de gás na interligação Valença do Minho-Tui (passando para 30 GWh/d), aumentando assim a capacidade de importação associada ao VIP Ibérico (passando de 144 GWh/d para 166 GWh/d);
- a eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado que permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG (saturadas na capacidade máxima de 200 GWh/d) e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal (com diversificação de origens);

---

<sup>5</sup> <https://datahub.ren.pt/>

- dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, de forma a garantir o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação e a mitigação de eventuais problemas decorrentes de eventuais paragens dessas baías;
- um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, destinado, principalmente a bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, que permitam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária;
- a criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNG (nos estudos e análises do presente relatório considera-se a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária dos consumos de gás);
- adaptação da RNTG e do AS do Carriço à operação com misturas de gás natural e H<sub>2</sub>, tendo por base os resultados dos estudos realizados no âmbito do Programa H2REN, estratégia implementada pelas concessionárias de serviço público associadas a essas infraestruturas, tal como previsto no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT de 2023 (período 2024 a 2033) da REN Gasodutos;
- Realização de estudos aprofundados sobre eventuais medidas tendo em vista atenuar a limitação da capacidade de extração do AS do Carriço em caso de volumes operacionais abaixo dos 60%.

Relativamente ao projeto da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha, atualmente designado projeto “CelZa”, o mesmo não foi considerado neste estudo como medida a ser adotada (conforme indicado no Anexo I deste relatório), uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio de origem renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde será inserido.

# 1. Enquadramento

## 1.1 Enquadramento legislativo

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), bem como os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e comercialização de gás, de operação logística de mudança de comercializador, de produção de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono e sua injeção na rede, e de organização dos respetivos mercados.

O referido diploma define igualmente as regras relativas à segurança de abastecimento e à sua monitorização. Em particular, estabelece o n.º 1 do artigo 93.º que compete à DGEG submeter anualmente ao membro do Governo responsável pela área da energia um Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás (RMSA-G). De acordo com o disposto no artigo 31.º, a elaboração do RMSA-G é realizada em colaboração com o operador da RNTG, a REN Gasodutos, S. A. Após aprovação pelo referido membro do Governo, a DGEG publica o RMSA-G, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

O RMSA-G deve ter em conta o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional e incluir os seguintes elementos:

- Medidas adotadas e uma proposta de adoção das medidas adequadas a reforçar a segurança de abastecimento do SNG;
- Nível de utilização da capacidade de armazenamento e a avaliação da sua suficiência para garantir o cumprimento das reservas de segurança;
- Âmbito dos contratos de aprovisionamento de gás a longo prazo celebrados por empresas estabelecidas e registadas em território nacional e, em especial, o prazo de duração remanescente desses contratos e o respetivo nível de liquidez;
- Quadros regulamentares destinados a incentivar de forma adequada novos investimentos nas infraestruturas de gás;
- Contributo atualizado da produção e incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono para a segurança do abastecimento, bem como os quadros regulamentares destinados a incentivar ou regular de forma adequada novos investimentos de produção de gás.

## 1.2 Âmbito do RMSA-G

A segurança de abastecimento esteve sempre no centro das políticas energéticas adotadas a nível nacional e a nível comunitário. Em anos recentes, situações de disrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros da União Europeia despertaram a atenção para a necessidade do reforço das políticas na área da segurança energética. Nesse sentido, a União Europeia (UE) adotou um pacote de medidas que, entre outros, promove o reforço das infraestruturas, de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento. Lembra-se, a esse propósito, que um dos pilares do conceito da União da Energia é a segurança energética, como plasmado no Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governança da União da Energia e Ação Climática. A nível nacional, um dos objetivos estratégicos do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), cujo projeto de atualização foi submetido



à Comissão Europeia a 30 de junho de 2023, corresponde à garantia da segurança do abastecimento, pressupondo a sua correta e efetiva monitorização. Mais recentemente, a conjuntura geopolítica adversa, resultante, em particular, da invasão da Ucrânia pela Rússia, principal fornecedor externo de gás da UE, originou dificuldades de aprovisionamento e conduziu a preços da energia historicamente elevados e voláteis. Neste contexto, a UE tem vindo a introduzir medidas com vista ao reforço da segurança energética, das quais se destacam as medidas coordenadas de redução da procura de gás estabelecidas no Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, e as medidas de reforço da solidariedade mediante melhor coordenação das aquisições de gás, índices de referência fiáveis dos preços e transferências transfronteiras de gás, estabelecidas no Regulamento (UE) 2022/2576 do Conselho, de 19 de dezembro de 2022.

Por outro lado, os desafios colocados pela transição energética, nomeadamente os relacionados com a crescente eletrificação da economia e a produção e incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono nas redes de transporte e de distribuição de gás, reforçam a necessidade de avaliar a resiliência do SNG. Neste contexto, a monitorização da segurança de abastecimento surge como peça fundamental para avaliar, no médio a longo prazo, as necessidades do sistema.

Compete ao Governo garantir a segurança de abastecimento de gás, 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 promoção da diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das infraestruturas necessárias. Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SNG, ao permitir a tomada de decisões adequadas em devido tempo.

Pretende-se com o presente RMSA-G apresentar uma perspetiva da evolução do SNG, 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 2024-2040, e num quadro de integração no MIBGÁS, para o que foram considerados os seguintes aspetos:

- Nível de procura atual e prevista (incluindo a perspetiva de evolução do sistema eletroprodutor);
- Capacidade de oferta atual e prevista;
- Equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional;
- Qualidade e nível de manutenção das infraestruturas.

No que se refere à oferta de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas e instrumentos de política energética que introduziram alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG. Com o objetivo de contribuir para a neutralidade carbónica em 2050, em particular no âmbito da progressiva descarbonização do SNG, foi publicada, através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2). Foi, ainda, publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, incorporando, também, disposições relevantes sobre a temática dos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal

introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 materializa a figura do produtor de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores das infraestruturas da RNTIAT e da RNDG detalharem os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a acomodar a crescente incorporação daqueles gases, referindo, ainda o contributo daquela produção e incorporação para a segurança do abastecimento.

A introdução de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2023 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários à materialização da EN-H2. No que respeita à injeção de gases de origem renovável na RPG, tanto ao nível da RNTG como da RNDG, a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 3 de outubro de 2023, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em exploração do estabelecimento de produção e respetiva capacidade de injeção se apresentam nos pressupostos constantes no Anexo 1 do presente relatório.

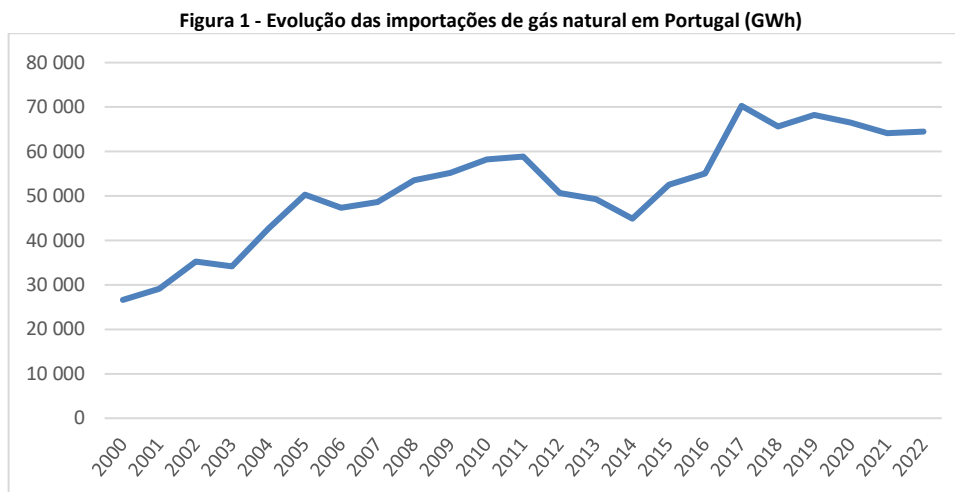
## 2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás

### 2.1 Importação

Portugal não possui jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de gás natural em território nacional, pelo que o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via das interligações com Espanha (Campo Maior e Valença) e do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (TGNL).

Todo o biogás consumido em Portugal resulta de produção doméstica, pelo que não se registam importações desta tipologia de gás.

Os dados para 2022 apontam para importações de gás natural de aproximadamente 64 508 GWh, verificando-se um aumento de cerca de 0,6% face a 2021, sendo que na última década, 2013-2022, as importações de gás natural registaram uma taxa de crescimento média anual (tcma) de aproximadamente 3,0%. O aumento nas importações de gás natural em 2022, face a 2021, está associado ao aumento do consumo de gás natural nas centrais térmicas para a produção de eletricidade verificada entre esses dois anos.

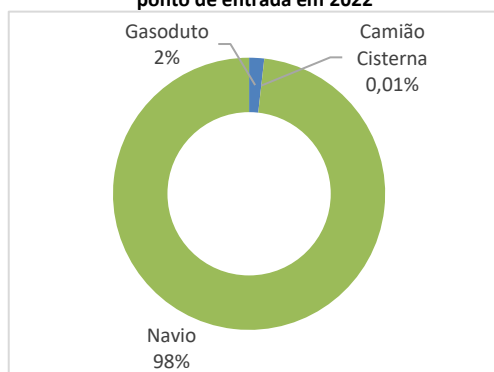


Fonte: DGEG

Nos últimos anos Portugal tem vindo a diversificar as suas fontes de aprovisionamento de gás natural. No entanto, aproximadamente 85% das importações em 2022 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, cerca de 1% acima da respetiva quota registada no ano anterior. Note-se que entre 2015 e 2018 os dois principais países de origem do gás natural importado em Portugal foram a Nigéria e a Argélia, representando em 2018 aproximadamente 67% das importações. Devido à redução expressiva das importações de gás argelino, efetuadas maioritariamente através de gasoduto, verificou-se um decréscimo significativo das importações por essa via, que em 2018 representavam aproximadamente 34% e em 2022 apenas 2%. Prevê-se que a representatividade do gás argelino nas importações nacionais se mantenha em níveis baixos, ou mesmo nulos, como ocorreu em 2022, por força do menor volume anual de gás contratado pelo principal agente de mercado a atuar em Portugal (Galp) ao fornecedor de gás da Argélia (*Sonatrach*), no mais recente contrato de longo prazo assinado entre as duas empresas, que diminuiu de 2,4 bcm/ano para 1 bcm/ano. A assinatura do referido contrato seguiu-se ao compromisso da Argélia em compensar a Península Ibérica, através do aumento da capacidade de transporte do gasoduto Medgaz e das exportações de GNL por via marítima, na sequência do corte das relações diplomáticas com Marrocos,

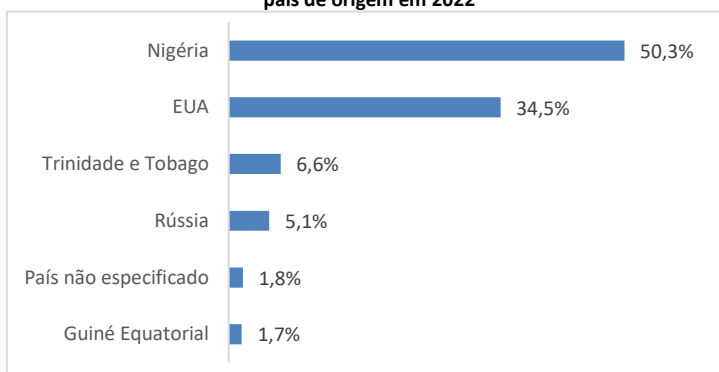
motivado por diferendos políticos e geoestratégicos, que resultou na inviabilização do transporte de gás argelino através do gasoduto do Euro-Magreb, a partir do dia 31 de outubro de 2021.

**Figura 2 - Distribuição das importações de gás natural por ponto de entrada em 2022**



Fonte: DGEG

**Figura 3 - Importações de gás natural por país de origem em 2022**



Fonte: DGEG

A estratégia de aprovisionamento da Galp visa satisfazer a procura através da celebração de contratos de médio e longo prazo com a Argélia para fornecimento de gás natural, com a Nigéria e os E.U.A. para fornecimento de GNL, e também através de compras em mercado SPOT. Atualmente encontram-se em vigor cinco contratos de médio e longo prazo de fornecimento de gás, que asseguram aproximadamente 6,8 bcm/ano, com durações entre 5 e 20 anos, consoante o contrato.

**Tabela 1 – Caracterização dos contratos de médio e longo prazo de fornecimento de gás em 2022**

Contrato	País de origem	Quantidade (bcm/ano)	Duração do contrato (anos)	Data de início do contrato
NLG II (GNL)	Nigéria	1,0	20	2003
NLG III (GNL)	Nigéria	2,0	20	2006
NLG + (GNL)	Nigéria	1,4	10	2021
Sonatrach (GN)	Argélia	1,0	5	2021
Venture Global LNG*	E.U.A	1,4	20	2023

(\*) Foi celebrado um acordo, entre a Galp e a empresa Venture Global LNG (E.U.A) , para a aquisição de 1,4 bcm/ano, com início em 2023 e duração de 20 anos.

Fonte: GALP

Além dos contratos referidos anteriormente, o mercado nacional é abastecido por outras empresas importadoras de gás natural, que dispõem de contratos de abastecimento de gás natural por gasoduto e de GNL por navio, totalizando uma quantidade anual potencial de cerca de 4 bcm, de acordo com a informação prestada à DGEG no âmbito da Avaliação Nacional dos Riscos do SNG, realizada em 2022.

## 2.2 Rede de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento

O gás natural é introduzido na RNTG através de dois pontos principais, o TGNL e a interligação de Campo Maior. Ocasionalmente, a entrada de gás natural na RNTG pode ocorrer através da interligação de Valença do Minho.

O TGNL encontra-se localizado na costa atlântica europeia, dispondo de um porto de águas profundas com capacidade de receção de navios até 216 000 m<sup>3</sup> de GNL, estando ao nível dos principais terminais europeus.

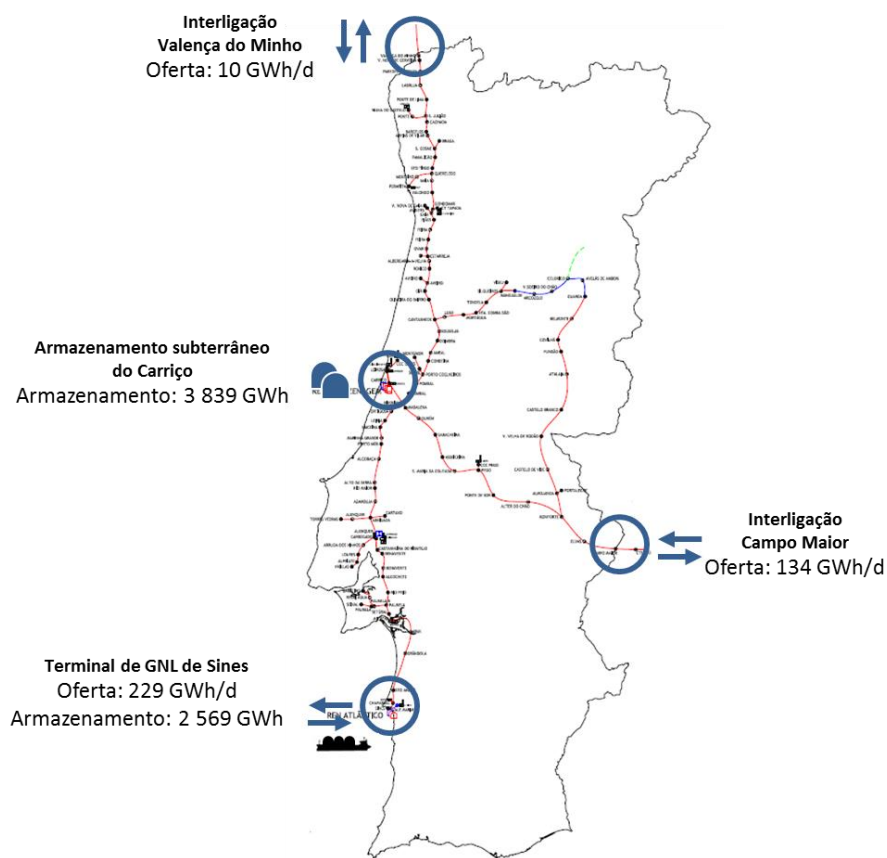
A sua localização estratégica permite rececionar GNL de novos mercados e dessa forma aumentar o grau de diversificação das origens do gás natural da UE. Destacam-se as principais características do TGNL de Sines:

- Cais de acostagem para receção de navios metaneiros com capacidade de 10 000 m<sup>3</sup>/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre de 40 000 m<sup>3</sup> a 216 000 m<sup>3</sup>;
- Capacidade de emissão nominal de gás natural: 321,3 GWh/dia (1 125 000 m<sup>3</sup> (n)/h);
- Capacidade máxima de emissão de gás natural (ponta horária): 385,6 GWh/dia (1 350 000 m<sup>3</sup> (n)/h).

A rede nacional de transporte de gás em alta pressão tem cerca de 1 375 km de comprimento, sendo complementada com 203 estações. É constituída por dois eixos principais: um eixo Sul-Norte, que liga o TGNL à interligação de Valença do Minho, garantindo o abastecimento de gás natural à faixa litoral de Portugal, e um eixo entre a interligação de Campo Maior e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS), com uma derivação (Sul-Norte) para a Guarda.

Em termos de armazenamento, o sistema encontra-se repartido entre o AS do Carriço, um complexo de armazenamento em cavidades subterrâneas em formações salinas, atualmente composto por 6 cavidades com uma capacidade de 3 839 GWh e o TGNL de Sines, com 3 tanques com uma capacidade de 2 569 GWh.

Figura 4 – Mapa das principais infraestruturas da RNTIAT



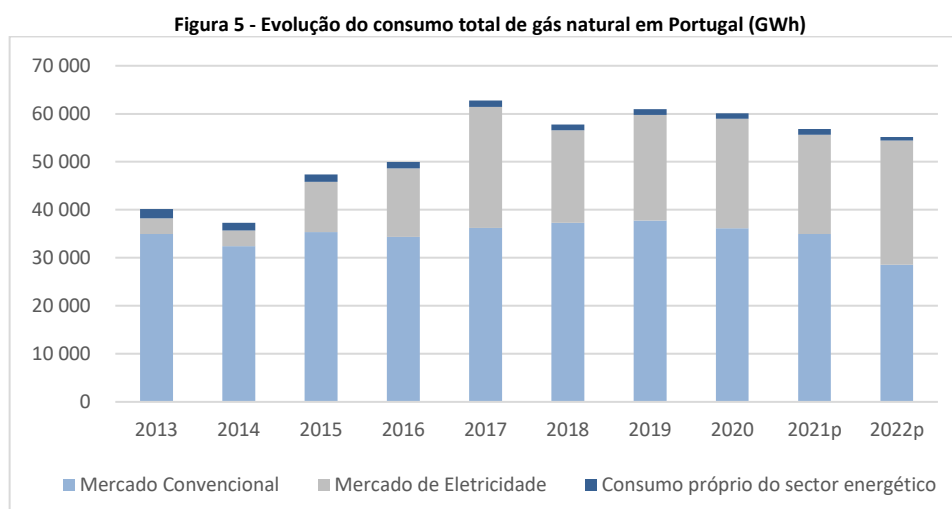
Fonte: REN

## 2.3 Consumo de gás

As necessidades de consumo de gás em Portugal são analisadas, no âmbito do RMSA-G, sob duas perspetivas:

- **Mercado de Eletricidade:** corresponde ao consumo de gás no sistema electroprodutor;
- **Mercado Convencional:** corresponde ao consumo de gás nos setores da indústria, cogeração, transportes, agricultura e pescas, doméstico e serviços.

Em 2022 o consumo total de gás natural em Portugal foi de 56 068 GWh<sup>6</sup>, repartido entre o consumo do Mercado de Eletricidade (46,8%), do Mercado Convencional (51,8%), e o consumo próprio do sector energético<sup>7</sup> (1,4%), tendo-se registado uma diminuição de cerca de 3,1% relativamente a 2021. Na última década, 2013-2022, o consumo total de gás natural registou uma taxa de crescimento médio anual (tcma) de cerca de 2,8%. A figura seguinte ilustra a evolução do consumo total de gás natural, repartido entre Mercado Convencional, Mercado de Eletricidade e consumo próprio do sector energético.



Fonte: DGEG

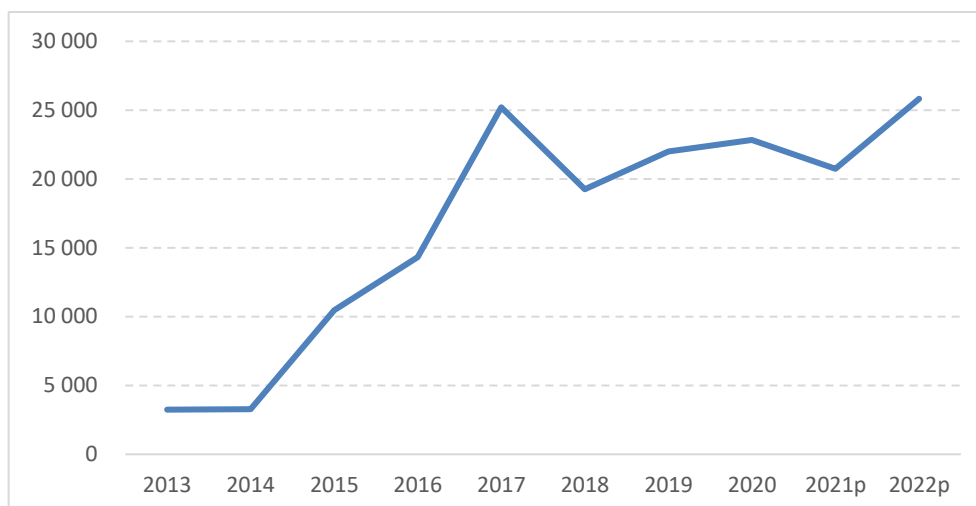
O consumo do Mercado de Eletricidade, que, como referido anteriormente, corresponde ao consumo de gás no sistema electroprodutor, é muito influenciado pela disponibilidade de recursos hídricos e de outros recursos renováveis, razão pela qual pode oscilar significativamente de ano para ano. Este facto é claramente observável nos anos 2013 e 2014, durante os quais o elevado contributo da componente eólica no sistema electroprodutor, associado a menores níveis de consumo de eletricidade e ao facto de se tratarem de anos hidrológicos húmidos, originou níveis mais reduzidos do consumo de gás natural para a produção de eletricidade (média de 42 181 MWh), comparativamente aos restantes anos da última década (média de 57 012 MWh). Para além de níveis elevados de produção de eletricidade com recurso a fontes endógenas, o elevado peso da componente eólica contribui para a otimização da produção hídrica em anos de menor disponibilidade, graças à capacidade reversível de algumas centrais.

A figura seguinte ilustra a evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade em Portugal na última década, durante a qual se registou uma tcma de aproximadamente 25,9%. De 2021 para 2022 o consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade teve um aumento de cerca de 24,6%.

<sup>6</sup> Dados provisórios.

<sup>7</sup> Inclui perdas no transporte e distribuição e consumo na refinação.

Figura 6 – Evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade (GWh)

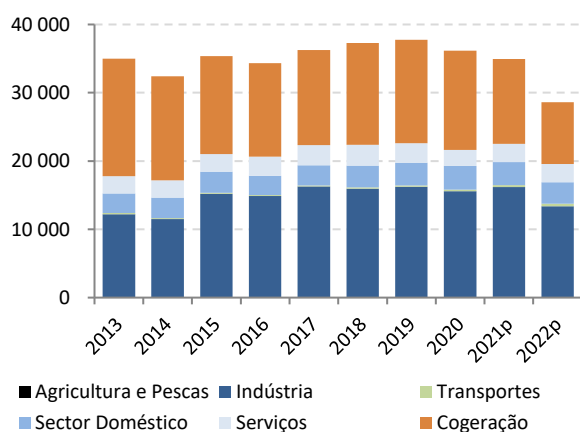


Fonte: DGEG

Relativamente ao consumo de gás natural no Mercado Convencional que, como referido anteriormente, corresponde ao consumo nos sectores da indústria, dos transportes, doméstico, da agricultura e pescas, dos serviços e da cogeração, registou-se, entre 2021 e 2022, uma evolução em sentido contrário ao do Mercado de Eletricidade, com uma diminuição de aproximadamente 18,2%, alterando a tendência de estabilidade verificada nos anteriores anos mais recentes. Na última década, 2013-2022, o consumo de gás natural no Mercado Convencional registou uma tcm de cerca de -2,2%.

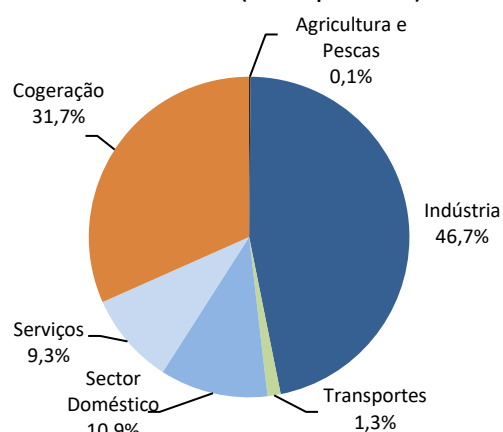
Em termos do consumo final por sector de atividade no Mercado Convencional, o sector da indústria<sup>8</sup> foi responsável em 2022 pela maior fatia do consumo, com 46,7%, seguido do sector da cogeração, com 31,7%, do sector doméstico, com 10,9% e do sector dos serviços, com 9,3%. As figuras seguintes ilustram a evolução do consumo de gás natural por sector de atividade em Portugal.

Figura 7 – Evolução do consumo de gás natural por sector de atividade (GWh)



Fonte: DGEG

Figura 8 – Repartição do consumo de gás natural por sector de atividade em 2022 (valores provisórios)

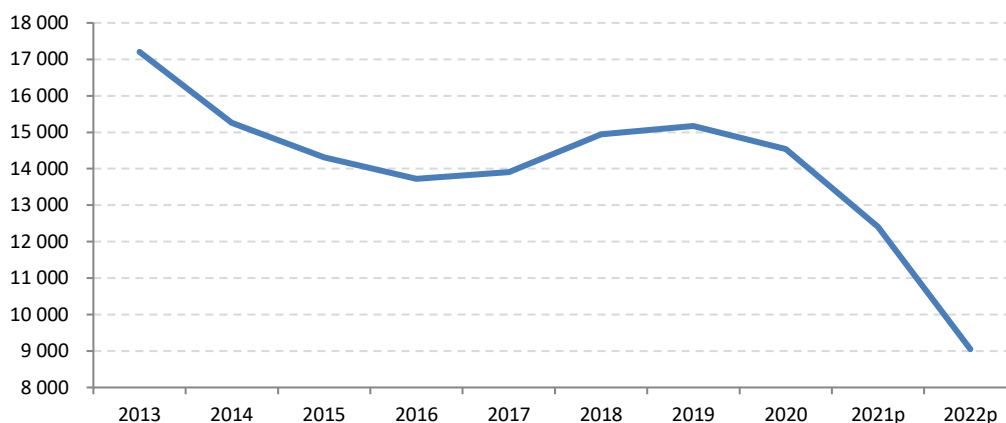


Fonte: DGEG

<sup>8</sup> Inclui o consumo da indústria extrativa, transformadora, construção e obras públicas e o consumo para produção de hidrogénio e para a petroquímica.

O consumo de gás natural para cogeração registou um crescimento considerável até 2013, em resultado do aumento do número de instalações de cogeração e por força da conversão dos sistemas alimentados a derivados de petróleo para gás natural. Este cenário alterou-se a partir desse ano, quer por força da conjuntura macroeconómica, que levou ao abrandamento da produção industrial, e mesmo ao encerramento de algumas unidades, e por consequência à diminuição das necessidades de energia por via da cogeração, quer por força de nova legislação que também conduziu ao encerramento de algumas instalações de cogeração. Em 2022 o consumo de gás natural no setor da cogeração registou uma diminuição de cerca de 27,1% relativamente a 2021. A figura seguinte ilustra a evolução do consumo de gás natural no setor da cogeração em Portugal.

Figura 9 – Evolução do consumo de gás natural no sector da Cogeração (GWh)



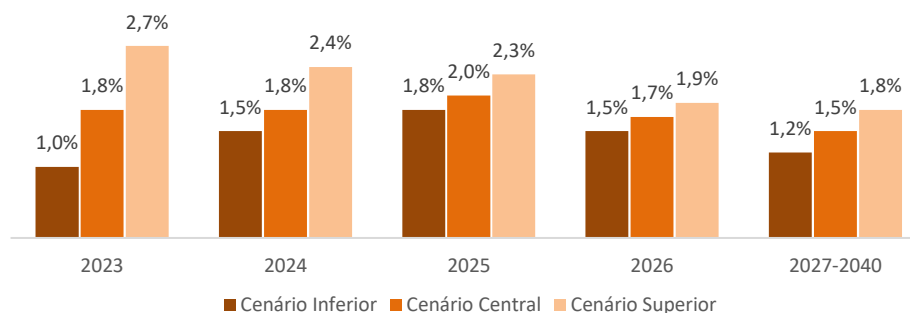
Fonte: DGEG

## 3. Pressupostos e Análises

### 3.1 Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos propostos para o período 2023-2040, que se traduzem em cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB), tiveram por base as previsões macroeconómicas mais recentes à data da elaboração dos pressupostos constantes no 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.

Figura 10 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB no período 2023-2040



Fonte: DGEG



No presente relatório foram tidos em conta **dois cenários de evolução da capacidade de oferta**, que têm por base a informação mais recente à data da elaboração dos pressupostos: (i) Evolução expectável e (ii) Teste de Stress.

O cenário de **evolução expectável** da capacidade de oferta considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrâneo do Carriço (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do TGNL).

**Tabela 2 - Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT**

	2022	2023	2025	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839	3 839	5 039	5 039	5 039
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>88</b>

Fonte: DGEG

**NOTAS:**

- 1) A evolução expectável da capacidade de oferta e do armazenamento está de acordo com a proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos para aprovação por parte do concedente.
- 2) Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada (para 321 GWh/d) após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado (sem data prevista no PDIRG 2023).
- 3) A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

O **Teste de Stress** considera a atual oferta proporcionada pela RNTIAT e assume que esta se mantém constante ao longo de todo o período em análise. Este é, portanto, o cenário que estuda o funcionamento do SNG sem qualquer aumento da capacidade de oferta.

Tabela 3 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT de acordo com o Teste de Stress

	2022	2023-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

Fonte: DGEG

**NOTAS:**

- 1) Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
- 2) A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

De referir que, em ambos os cenários, a capacidade de oferta poderá ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d, correspondendo a um incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente).

No que se refere à **oferta de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono**, vetor relevante para a transição energética do setor, importa destacar a publicação de diversos diplomas setoriais e instrumentos de política energética que introduziram alterações significativas na legislação nacional sobre a temática, com potenciais impactos ao nível da segurança de abastecimento do SNG, destacados anteriormente no ponto 1.2 do presente relatório.

No que respeita à injeção de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono na Rede Pública de Gás (RPG), tanto ao nível da RNTG como da RNDG, a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 3 de outubro de 2023, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em exploração do estabelecimento de produção e respetiva capacidade de injeção na RPG se encontram consideradas nos pressupostos que constam no Anexo 1.

Relativamente ao projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, atualmente designado projeto “CelZa”, o mesmo não foi considerado no presente estudo (conforme indicado no Anexo 1 deste relatório), uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde será inserido.

### Quanto à evolução da procura de gás, foram considerados quatro cenários:

- **Cenário Central Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 - ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Central Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Central, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Superior Ambição:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Superior, combinado com o cenário Ambição associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050), para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Cenário Inferior Conservador:** considera o consumo de gás decorrente do cenário macroeconómico Inferior, combinado com o cenário Conservador associado ao transporte rodoviário a gás (veículos pesados de passageiros e de mercadorias), ao transporte marítimo a gás e às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

Tendo em conta as interações entre o Sistema Elétrico Nacional e o SNG, bem como o peso que o consumo de gás de centros electroprodutores representa no consumo total deste recurso, o RMSA-G 2023 foi elaborado em estreita ligação com o RMSA-E 2023. Esta interação pressupõe que a análise do sistema seja efetuada de uma forma integrada, considerando-se o sistema energético como um todo e não como dois sistemas independentes, o sistema elétrico e o sistema de gás. A manutenção de um Sistema Elétrico Nacional fiável exige, por enquanto, a existência de centros electroprodutores a gás, que constituem uma salvaguarda do sistema, num período de transição. Assim, como referido nos cenários descritos anteriormente, o RMSA-G 2023 apresenta como pressupostos base, em matéria de sistema electroprodutor, as perspetivas de evolução da capacidade instalada traduzidas nos diferentes cenários da oferta do RMSA-E 2023, em particular a evolução do papel dos centros electroprodutores que utilizam gás como combustível.

Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2023 incorporou-se o impacto da mobilidade a gás natural na evolução da procura, decorrente da penetração deste combustível nos segmentos de veículos pesados de passageiros, veículos pesados de mercadorias e navios de transporte marítimo. Relativamente ao transporte marítimo a gás foi considerada a evolução da energia consumida

prevista no âmbito da modelação associada ao *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), tendo sido considerados os valores do cenário WEM do referido *draft* para o cenário Conservador e os do cenário WAM para o cenário Ambição.

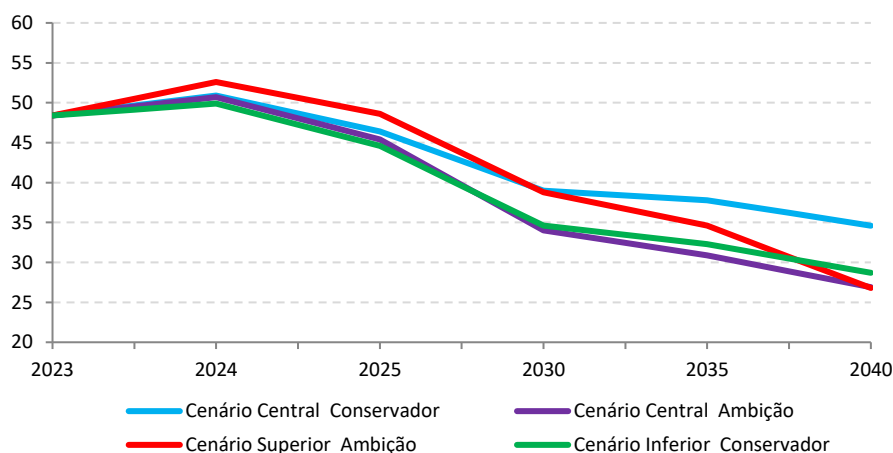
No âmbito do *draft* da revisão do PNEC 2030 foi já tido em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (TGNL), da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano (considera-se o calendário de execução proposto na proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos, para aprovação por parte do concedente).

Foi ainda considerada, nos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a ELPRE 2050, que 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 consideração desta estratégia permitiu obter informação relativa a poupanças nos consumos de gás nos setores atrás mencionados.

A previsão da evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás e da utilização de energia por navios de transporte marítimo a gás e a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário poderão ser consultadas no Anexo 1 do presente relatório.

Quanto à procura total de gás, as estimativas apontam para uma diminuição entre 2024 e 2040 em todos os cenários, mais pronunciada no cenário Superior Ambição, com uma taxa de crescimento médio anual (tcma) de -3,42%. Os restantes cenários da procura apresentam tcma entre -3,40% e -1,96%. A figura seguinte ilustra a evolução dos cenários da procura total de gás anteriormente descritos, cujo detalhe pode ser consultado na tabela 12 do Anexo 1 (Pressupostos). Destaca-se, da análise dessa figura, que o cenário Superior Ambição determina o limite superior da procura total de gás até 2030 e o cenário Central Conservador entre 2030 e 2040.

Figura 11 – Evolução da procura total de gás (TWh) <sup>9</sup>

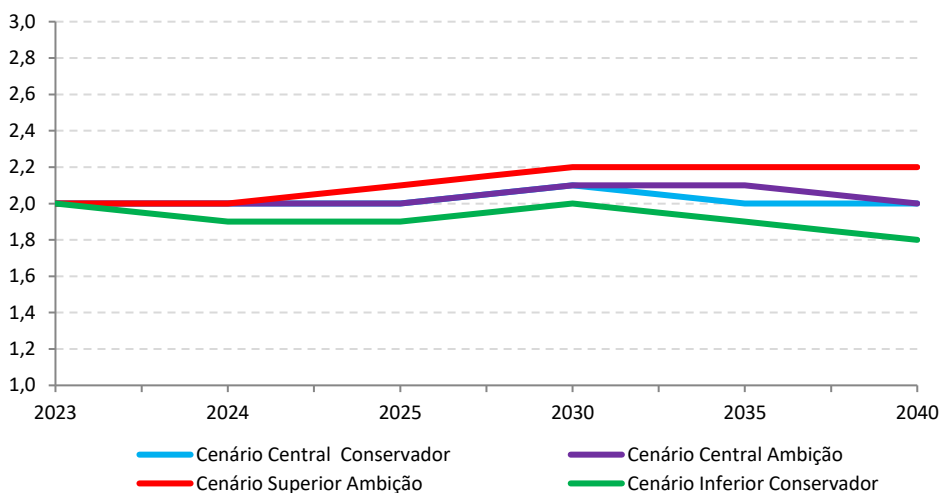


Fonte: REN

<sup>9</sup> Inclui o GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da procura de GNL, tipicamente para abastecimento das Unidades Autónomas de Gás (UAG), para o período 2023-2040, nos diferentes cenários considerados, detalhada na tabela 13 do Anexo 1. As estimativas apontam, em todos os cenários, para uma estabilização da procura de GNL, registando-se apenas um aumento pouco significativo no cenário Superior Ambição, com uma tcma de 0,56%, e uma ligeira diminuição no cenário Inferior Conservador, com uma tcma de -0,62%.

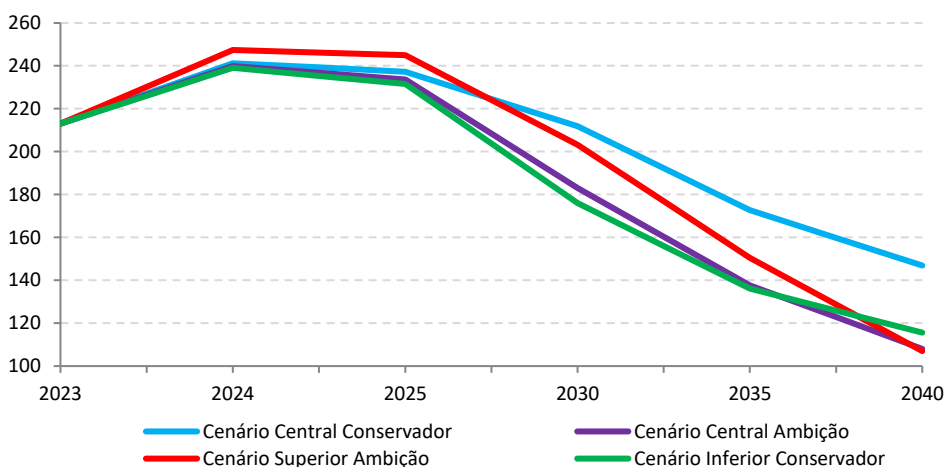
Figura 12 – Evolução da procura de GNL (TWh) <sup>10</sup>



Fonte: REN

No que respeita às pontas anuais diárias de consumo (provável e extrema), ilustra-se nas figuras seguintes a evolução expectável para o período 2023-2040. O detalhe dos cenários de ponta anual diária de consumo pode ser consultado nas tabelas 14 e 15 do Anexo 1.

Figura 13 – Evolução da ponta provável de consumo diário de gás<sup>11</sup> (GWh/d)

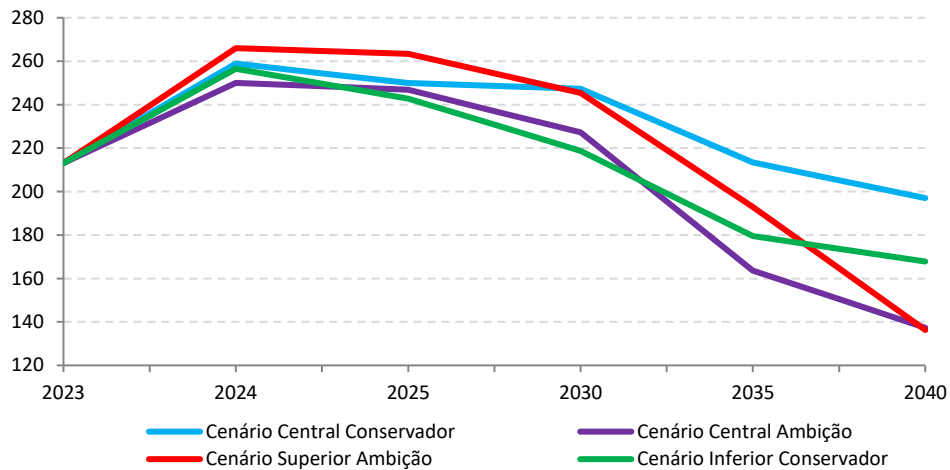


Fonte: REN

<sup>10</sup> Os cenários incluem a UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Não são incluídos os consumos de GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG, que são contabilizados na evolução da procura total de gás.

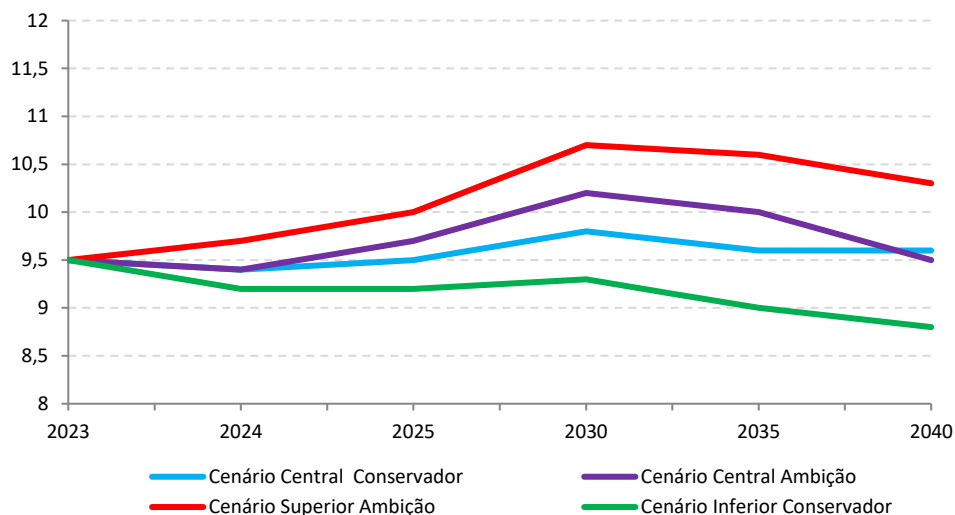
<sup>11</sup> Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade. No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2023 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido.

Figura 14 – Evolução da ponta extrema de consumo diário de gás<sup>12</sup> (GWh/d)



Fonte: REN

Figura 15 – Evolução da ponta provável de consumo diário de GNL<sup>13</sup> (GWh/d)

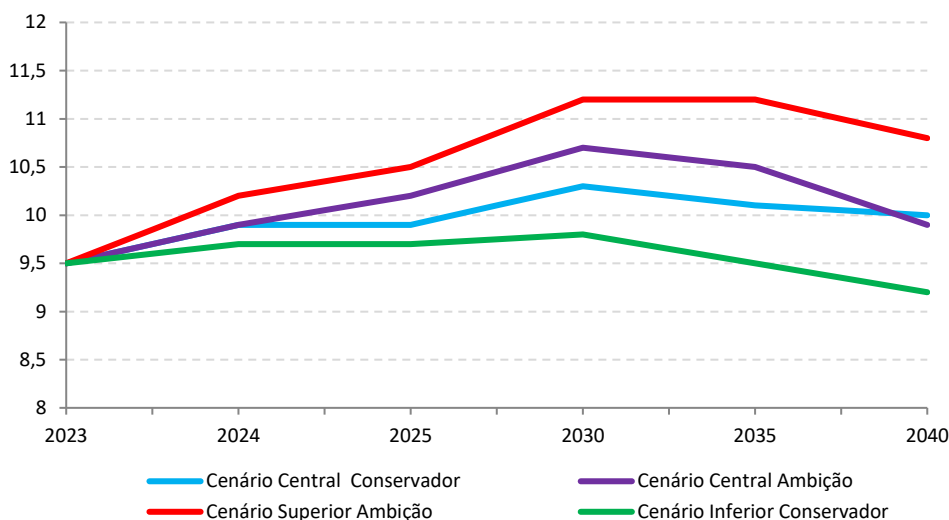


Fonte: REN

<sup>12</sup> Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade. No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2023 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido. Calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

<sup>13</sup> Os cenários incluem a UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines, com base numa média, para o período 2018-2023, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais graves da média móvel de 2 dias das cargas de cisternas no TGNL de Sines.

Figura 16 - Evolução da ponta extrema de consumo diário de GNL<sup>14</sup> (GWh/d)



Fonte: REN

## 3.2 Perspetivas analisadas

Tendo por base os dois cenários de evolução da capacidade de oferta e os quatro cenários de evolução da procura anteriormente descritos, **as análises sobre a evolução do SNG incidiram sobre as seguintes trajetórias:**

- **Trajectoria Conservadora** - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foi efetuada ainda para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considerou uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida;
- **Trajectoria Ambição** - assumindo a evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas ainda para esta trajetória duas análises de sensibilidade à procura: (i) assumindo o cenário Superior Ambição e (ii) assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais;
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura.

Foi, ainda, efetuada uma análise de sensibilidade considerando a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Central Conservador da procura.

<sup>14</sup> Os cenários incluem a UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

O RMSA-G 2023 inclui, também, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1.

A figura seguinte resume as análises efetuadas no âmbito do RMSA-G 2023:

Figura 17 - Análises efetuadas no RMSA-G 2023

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora <sup>c)</sup>	Trajectoria Ambição <sup>d)</sup>	Sensibilidades <sup>e)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.

b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) Análise de sensibilidade adicional à procura do ME, em 2025 e 2030, que considera uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, solar e de cogeração;

d) Análises de sensibilidade adicionais para determinação de potenciais impactos do *blending* de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG: 5% em 2025, 10% em 2030, 15% em 2035 e 20% em 2040 (valores em volume);

e) Análises de sensibilidade adicionais considerando: (i) o cenário Superior Ambição da procura; e (ii) para o ME, o cenário com 2GW de grandes consumidores industriais, em 2030.

Procedeu-se, ainda, a uma **análise complementar do impacto da prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro.**

Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade das centrais a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em regime de mercado. Na prática, entende-se que pode ser forçada a paragem do abastecimento de gás apenas em situação de emergência, não se tratando inequivocamente de uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Deste modo, ao não ser cumprida esta premissa de base, pode ser questionável a possibilidade de aplicação da interruptibilidade destas centrais para o cálculo do critério N-1 de acordo com o Regulamento (UE) 2017/1938. Não obstante, enquanto abordagem teórica à possibilidade de ativação dos contratos de interruptibilidade ao abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, na ocorrência de dias de procura excecionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, assumem-se duas hipóteses:

- a) Máxima interruptibilidade - Sem impactes no mercado elétrico, i.e., mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido nas centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares por combustível alternativo (gasóleo);



- b) Mínima interruptibilidade - Com impactes no mercado elétrico, i.e., reajustando a produção das restantes centrais de ciclo combinado a gás, de forma a substituir até aos limites da capacidade instalada a produção das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares<sup>15</sup>.

Foi também efetuada uma **análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carriço**. Pretendeu-se com esta análise avaliar os impactes das limitações técnicas nas instalações do AS sempre que se verifiquem volumes operacionais inferiores a 60% da capacidade de armazenamento.

Apesar de a capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no VIP Ibérico corresponder a 144 GWh/d (134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho), foi ainda efetuada uma **análise complementar considerando uma capacidade técnica de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho**.

A análise da garantia da segurança de abastecimento, que se traduz na capacidade do SNG para fazer face à procura, foi efetuada para as três trajetórias, bem como para as referidas análises de sensibilidade e complementares, sob duas perspetivas:

- **Capacidade de oferta:** cobertura, nos períodos de ponta anual, de situações críticas de operação do sistema;
- **Capacidade de armazenamento:** constituição e manutenção dos volumes de gás necessários para fazer face a eventuais situações críticas prolongadas no tempo.

No que se refere à **capacidade de oferta de gás**, consideraram-se os critérios previstos no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, que estipula que devem ser tomadas todas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás (fórmula N-1), as restantes infraestruturas possam garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em vinte anos. Desta forma, a capacidade de oferta da RNTIAT deve ser suficiente para garantir a cobertura, nos períodos de ponta anual de consumo, de situações particularmente críticas e muito excecionais, caracterizadas por uma ponta de consumos extrema (agravada face à ponta de consumos provável) com probabilidade de ocorrência de uma vez em vinte anos, em simultâneo com a falha do Terminal GNL de Sines (maior infraestrutura de oferta de gás).

No que diz respeito à **capacidade de oferta de GNL**, no presente RMSA-G foi seguida uma nova abordagem, mais alinhada com o conceito de segurança de abastecimento que a mera avaliação em função da evolução da procura, dado que a redução de capacidade por falha, avaria ou incidente pode ocorrer, e que a cobertura logística das UAG pode obrigar a muito maiores distâncias a serem cobertas na concretização do processo logístico junto de outros terminais ibéricos.

Por norma, o sistema gasista de alta-pressão tem redundância em todos os pontos de entrega por forma a garantir a continuidade de abastecimento, pelo que se considerou necessário passar a ter este critério também aplicável às baías de enchimento do TGNL, pois são únicas no país e responsáveis pelo

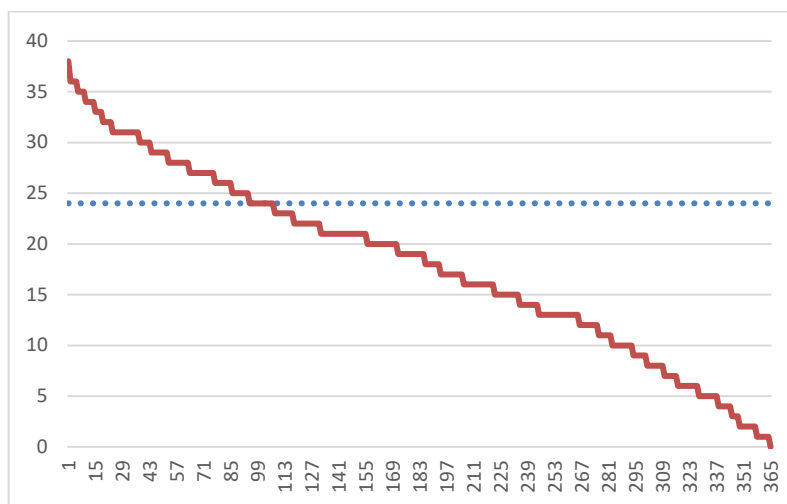
---

<sup>15</sup> Estima-se que os encargos variáveis de produção das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares utilizando gasóleo sejam substancialmente superiores aos correspondentes a gás natural porquanto, nestas condições, a ordem de mérito destas centrais posiciona-as como das menos competitivas a nível ibérico.

abastecimento de todas as UAG (126) entre as de rede e as privadas em território nacional (incluindo a UAG dos Socorridos, na Madeira).

O TGNL dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 36 cisternas diárias, equivalente a 10,4 GWh/d. No ano de 2023 foram realizadas no TGNL, em média, 18 cargas por dia. Como se demonstra na figura seguinte, esta procura não foi uniforme, verificando-se que durante 94 dias a procura esteve sempre acima de 24 cargas, a capacidade de duas baías de enchimento, e durante 24 dias acima da capacidade máxima de 36 cargas com as três baías de enchimento em funcionamento.

Figura 18 – Frequência de cargas diárias de cisternas no TGNL em 2023



Face ao exposto, aplicou-se o critério N-1 à infraestrutura de enchimento de cisternas, que equivale a considerar a indisponibilidade de uma das baías de enchimento, sendo que as duas remanescentes dispõem de uma capacidade total de 24 cisternas diárias (6,9 GWh/d).

Na vertente da **capacidade de armazenamento** consideraram-se os critérios previstos no artigo 6.º do referido Regulamento, que descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o fornecimento de gás a um conjunto de clientes considerados particularmente vulneráveis, denominados de “clientes protegidos”, em concreto: (i) Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos, (ii) Período de pelo menos 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos e (iii) Período de pelo menos 30 dias em caso de interrupção no funcionamento da maior infraestrutura de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias. De acordo com Regulamento (UE) 2017/1938, e conforme definido para Portugal, entende-se por “clientes protegidos” os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20% do consumo final total anual de gás.

Apesar de em 2022 se ter registado uma taxa de utilização média da capacidade de armazenamento do AS de 90%, em 2021 essa taxa situou-se nos 58%<sup>16</sup>, sendo, portanto, inferior a 60%, percentagem abaixo da qual se verificam desafios operacionais no que diz respeito à extração do gás natural. Face a esta situação, avaliou-

<sup>16</sup> De acordo com os dados apresentados na proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2023 da REN Gasodutos.

se, em sede do presente RMSA-G, quais as implicações de a capacidade de extração do AS estar limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional inferior a 60%<sup>17</sup>.

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

### 3.2.1 Trajetória Conservadora

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT, considerado na análise realizada para a trajetória Conservadora, tem em conta as infraestruturas existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, definidas nos pressupostos, conforme indicado na tabela 2 do presente relatório. De realçar que no período 2023-2040 se considera a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrâneo do Carriço (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do TGNL).

De referir que a capacidade de oferta poderá ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d).

#### 3.2.1.1 Perspetiva da Oferta

##### Perspetiva da oferta de gás

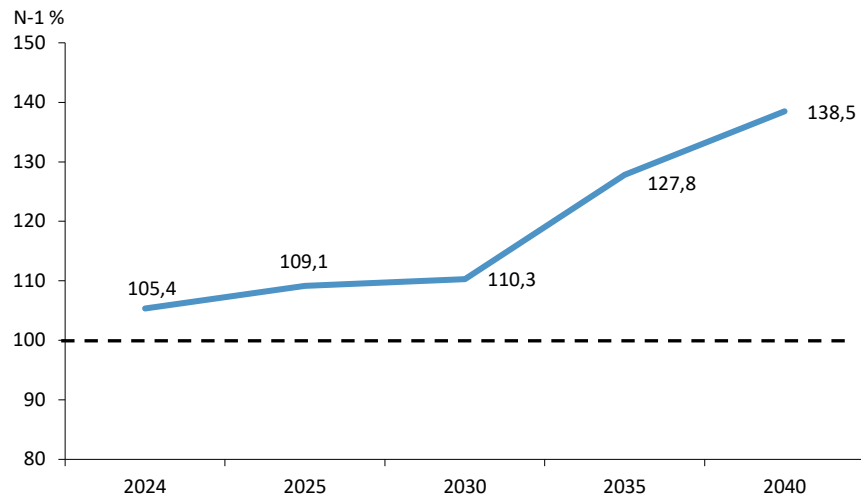
###### Cenário base

Da análise realizada à trajetória Conservadora constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 de 25 de outubro, relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, ou seja, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Nas condições da trajetória Conservadora a fórmula N-1 varia entre 105,4% em 2024 e 138,5% em 2040.

---

<sup>17</sup> A partir de 2030 essa capacidade aumenta para 88 GWh/d, em virtude da entrada em serviço das duas cavernas adicionais, de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022.

**Figura 19 – Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora (%)**

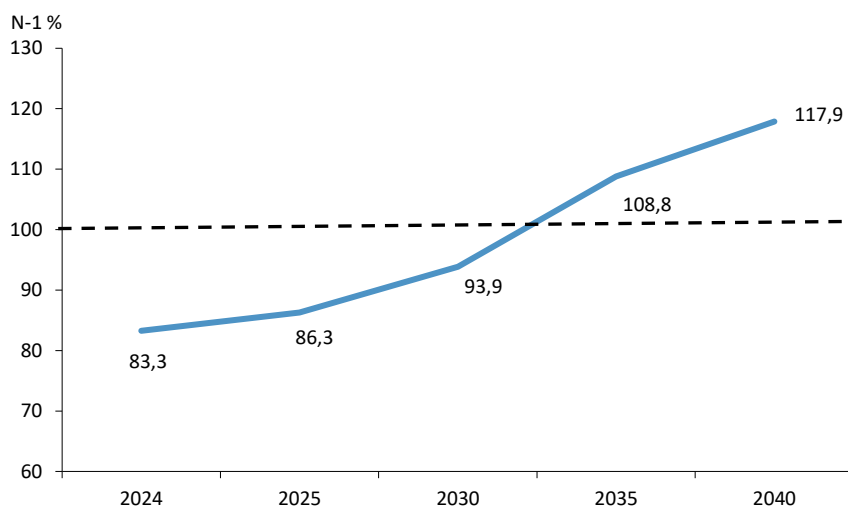


Fonte: REN

Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carricho:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas na trajetória Conservadora apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar valores de 108,8% nesse ano e 117,9% em 2040.

**Figura 20 – Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

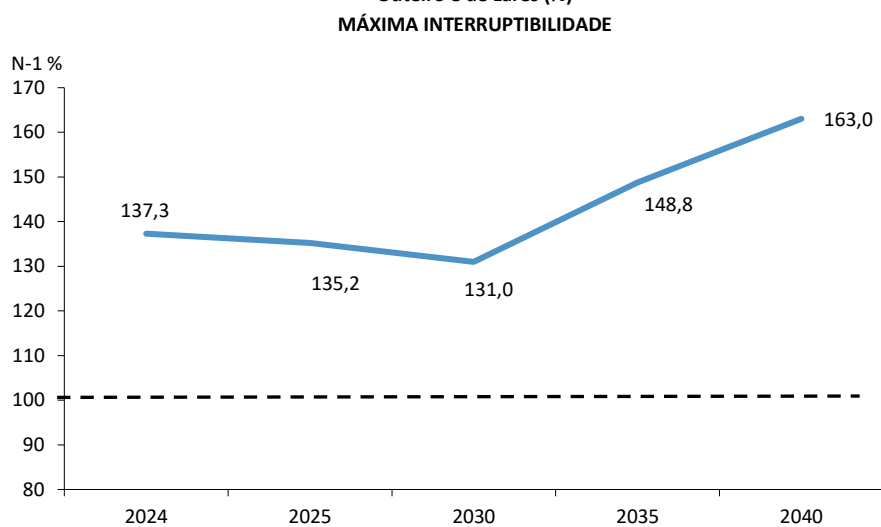


Fonte: REN

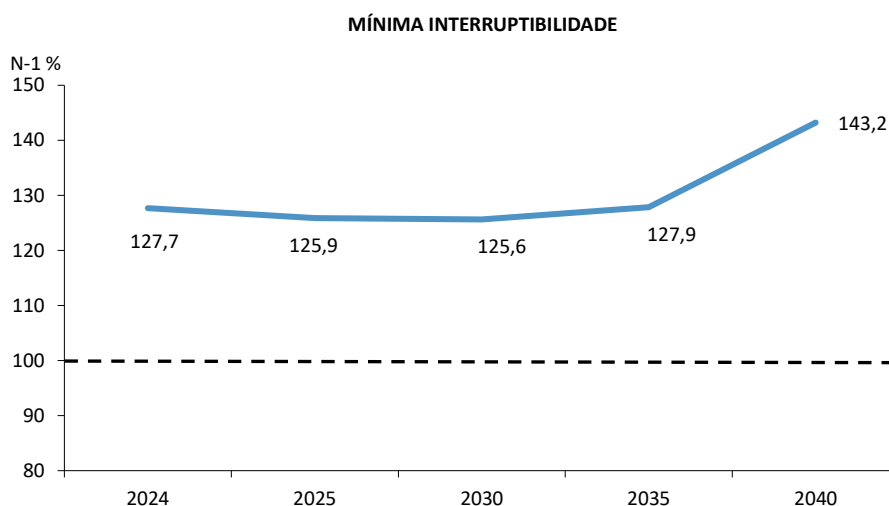
**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise realizada à trajetória Conservadora, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2030, com 131,0% na hipótese de máxima interruptibilidade e 125,6% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que, atualmente, a interrupção do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 21 - Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**



Fonte: REN

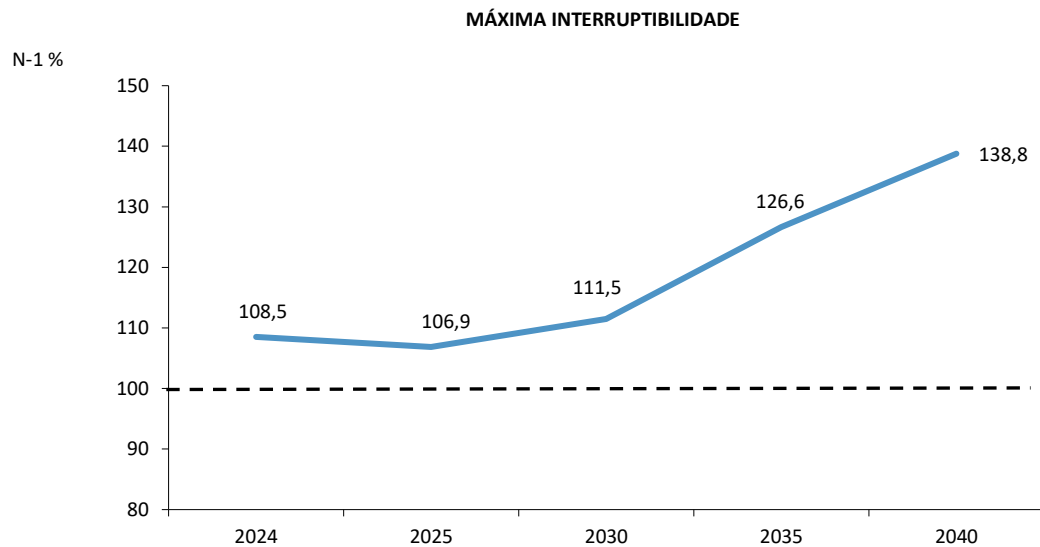


Fonte: REN

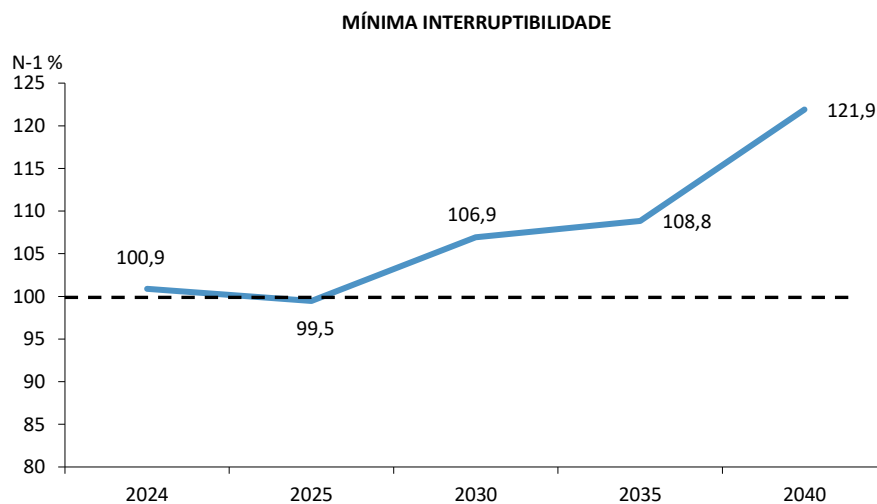
Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às

infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 106,9% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2025. A partir de 2030, considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a registar valores entre 106,9% nesse ano e 121,9% em 2040.

**Figura 22 - Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

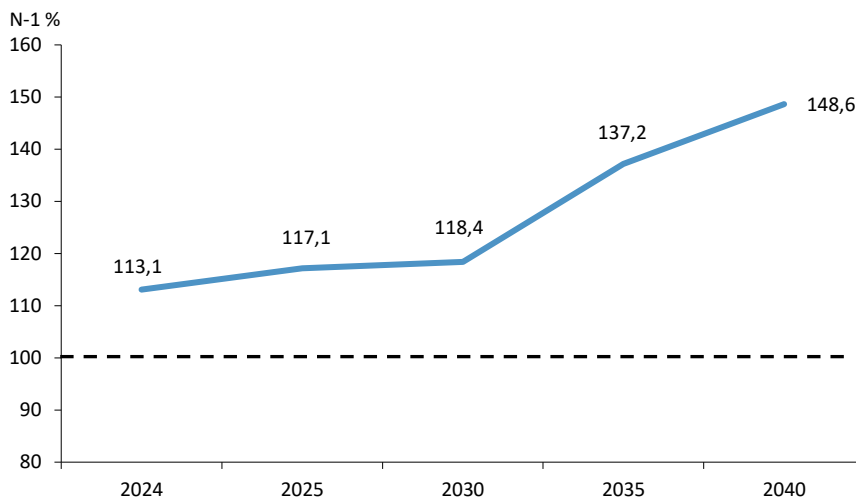


Fonte: REN

**Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que na trajetória Conservadora as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o horizonte de estudo sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, com a fórmula N-1 a registar o valor mínimo de 113,1% em 2024.

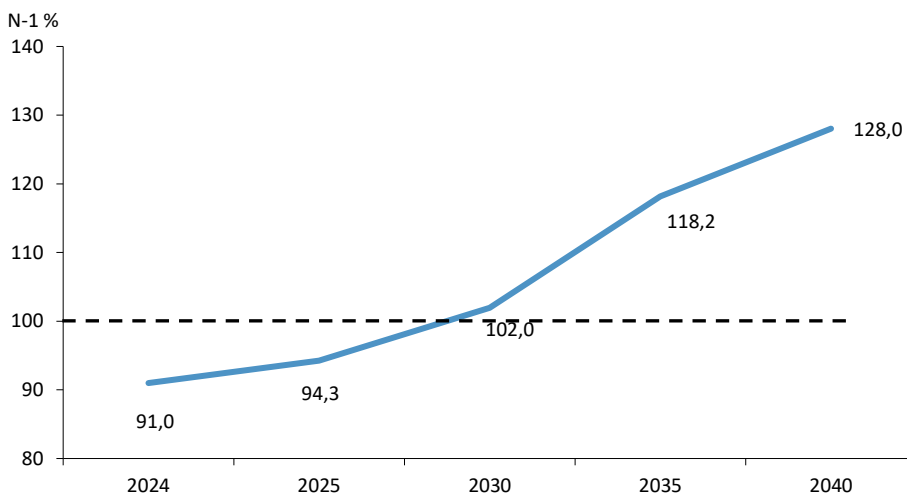
**Figura 23 - Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas na trajetória Conservadora apenas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar valores entre 102,0% nesse ano e 128,0% em 2040.

**Figura 24 – Fórmula N-1 para a trajetória Conservadora com Cenário Central da Procura, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



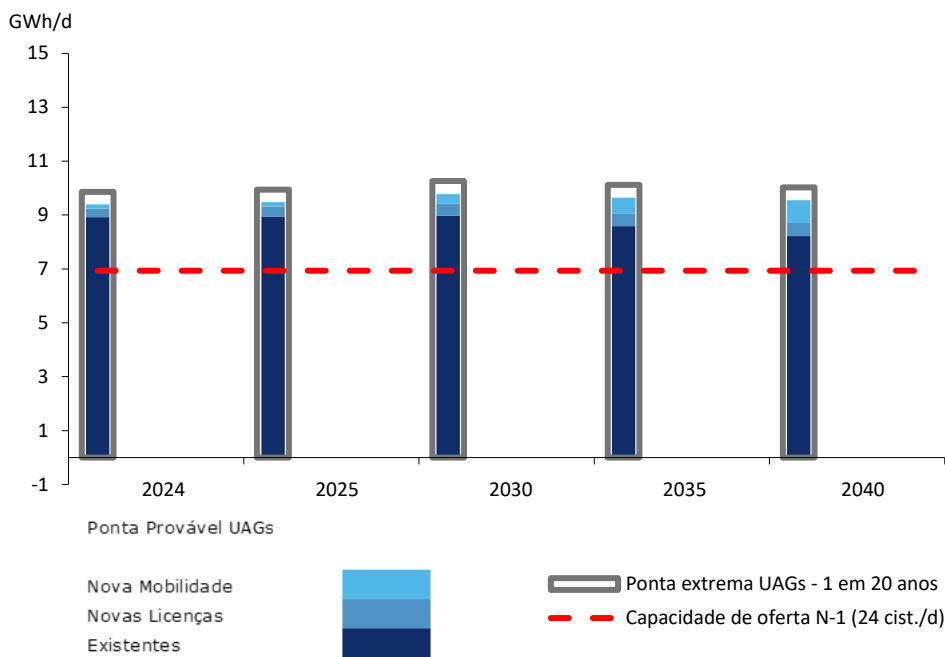
Fonte: REN

### **Perspetiva da oferta de GNL**

Relativamente à oferta de GNL do TGNL de Sines na trajetória Conservadora, prevê-se que na situação N-1 (24 cisternas diárias), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas do terminal não seja suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema), ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes (125), das UAG previstas no

âmbito das novas licenças atribuídas (28)<sup>18</sup>, a que deve ser adicionado o total de postos de abastecimento de gás veicular em operação, que serão na sua quase totalidade convertidos para GNL, num total de 29, o que implica um total de 182 UAG.

Figura 25 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Conservadora (GWh/d)



Fonte: REN

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. O reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional<sup>19</sup>, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica fortemente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### 3.2.1.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

A capacidade de armazenamento da RNTIAT deve assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de AS do Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Note-se, a esse propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022 determina o reforço da capacidade de armazenamento do AS do Carriço em, pelo menos, duas cavidades adicionais, a fim de obter um montante complementar de capacidade de armazenamento superior a 1,2 TWh e permitir acomodar nessa infraestrutura a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua

<sup>18</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

<sup>19</sup> O TGNL dispõe atualmente de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m<sup>3</sup>/h de GNL.



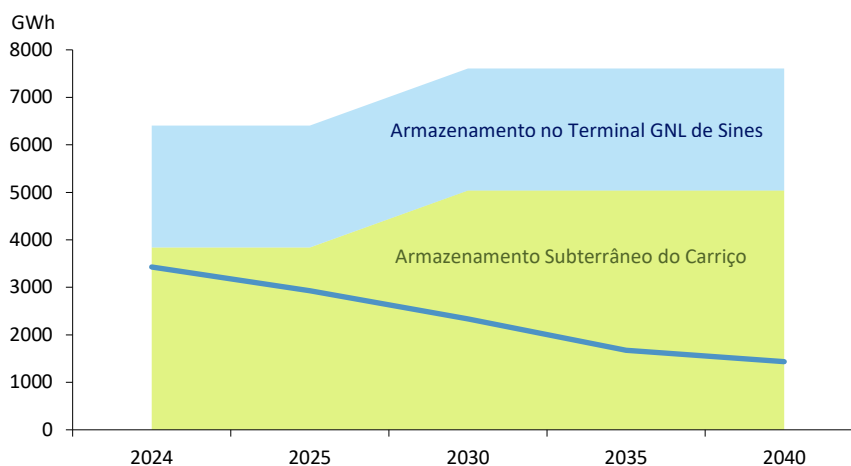
utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938.

As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos durante um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança de gás no RMSA-G 2023 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que, na trajetória Conservadora, a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 26 – Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Conservadora (GWh)**



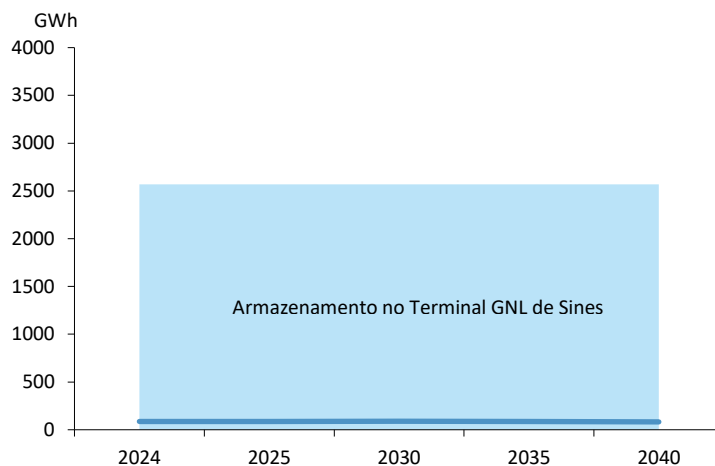
Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões-cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às UAG situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão. Da análise efetuada constata-se que na trajetória Conservadora a capacidade

dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>20</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 27 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na trajetória Conservadora (GWh)**



Fonte: REN

### 3.2.2 Trajetória Ambição

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT, considerado na análise realizada para a trajetória Ambição, tem em conta as infraestruturas existentes e a capacidade adicional esperada no horizonte em estudo, definidas nos pressupostos, sendo igual ao estabelecido para a trajetória Conservadora, estando, assim, ilustrado na tabela 2 do presente relatório.

De referir que a capacidade de oferta pode ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d).

#### 3.2.2.1 Perspetiva da Oferta

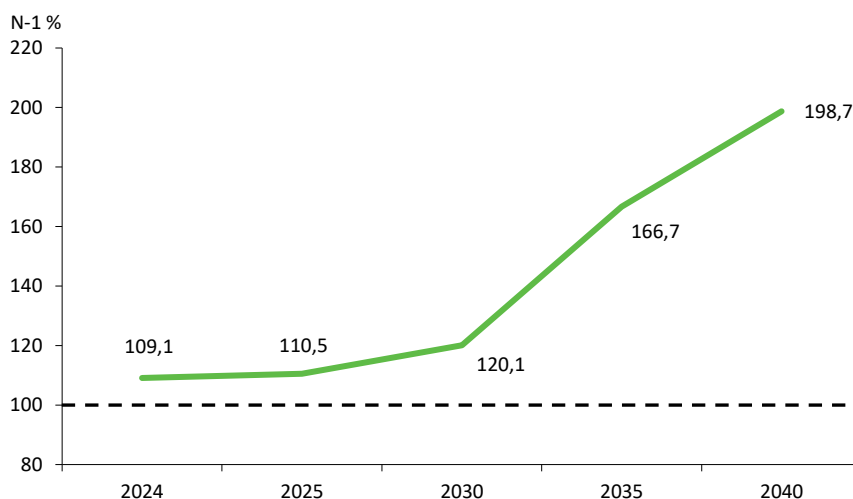
##### Perspetiva da oferta de gás

###### Cenário base

Da análise realizada à trajetória Ambição constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, ou seja, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Nas condições da trajetória Ambição a fórmula N-1 varia entre 109,1% em 2024 e 198,7% em 2040.

<sup>20</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

Figura 28 – Fórmula N-1 para a trajetória Ambição (%)

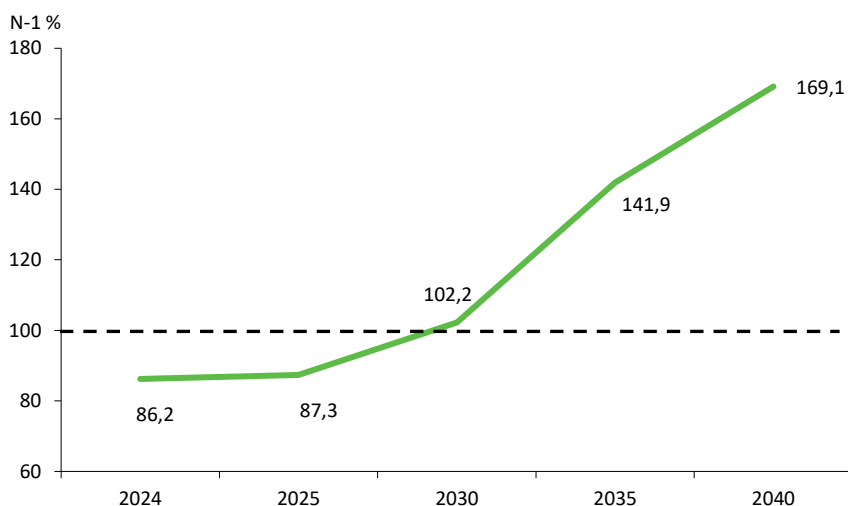


Fonte: REN

Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carrízo:

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica na trajetória Ambição, determinada segundo a fórmula N-1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 102,2% nesse ano e a aumentar até 169,1% em 2040.

Figura 29 – Fórmula N-1 para a trajetória Ambição, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)

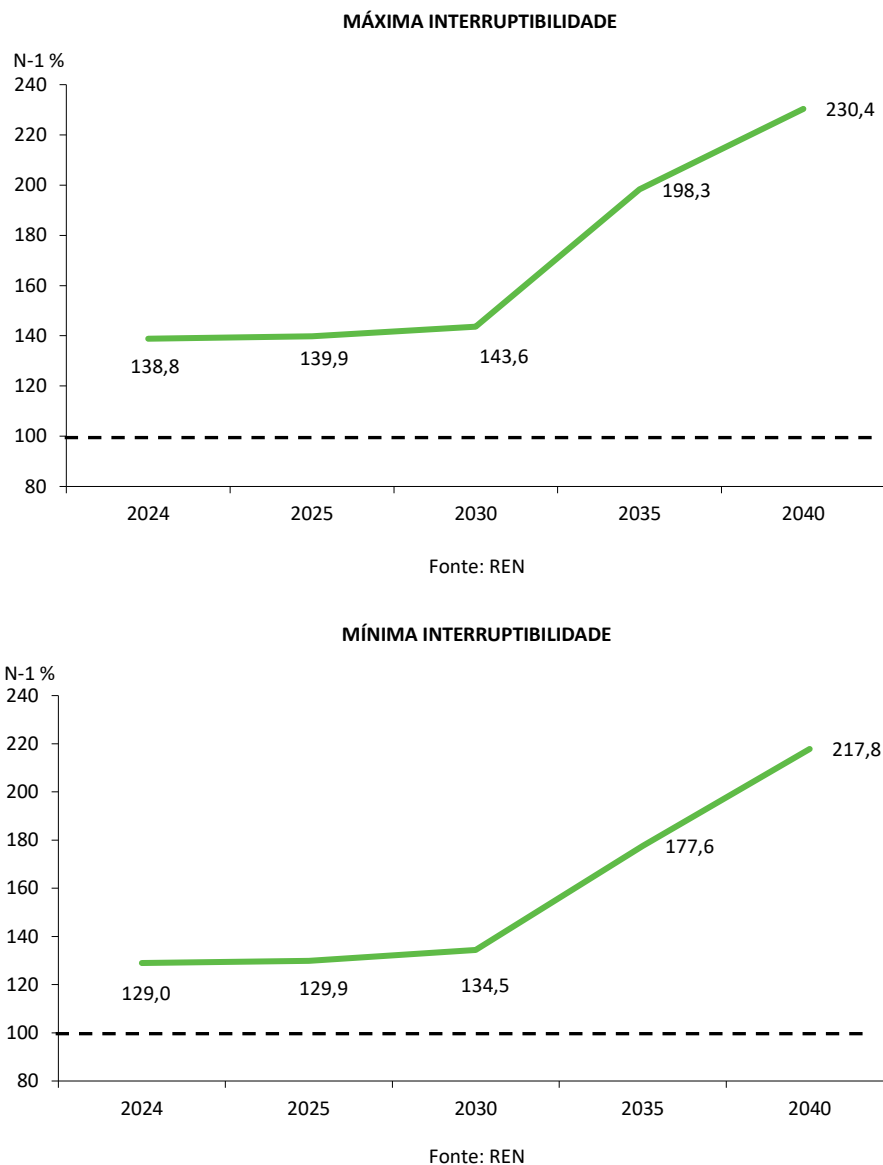


Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

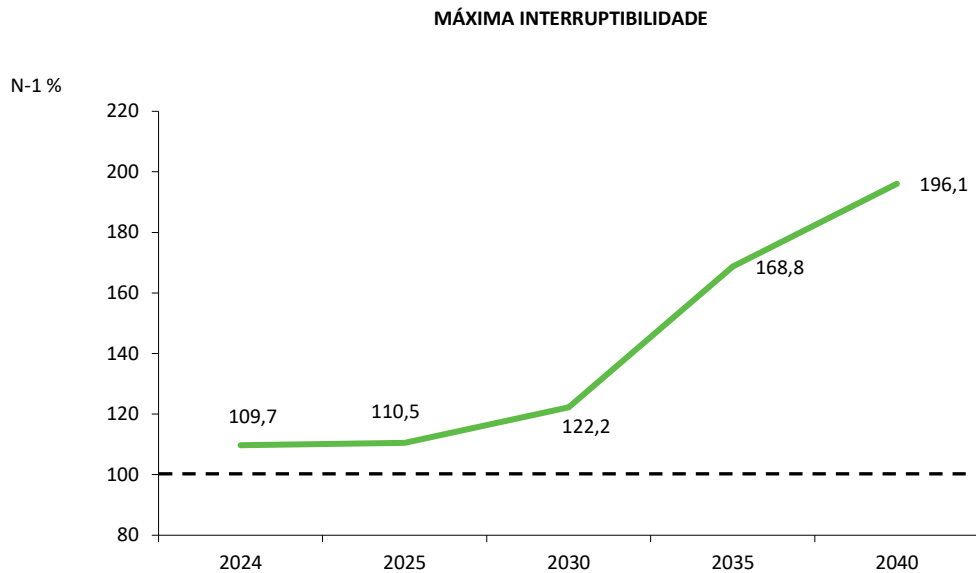
Da análise realizada à trajetória Ambição, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. Neste período a fórmula N-1 regista o mínimo em 2024, com 138,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 129,0% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 30 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**

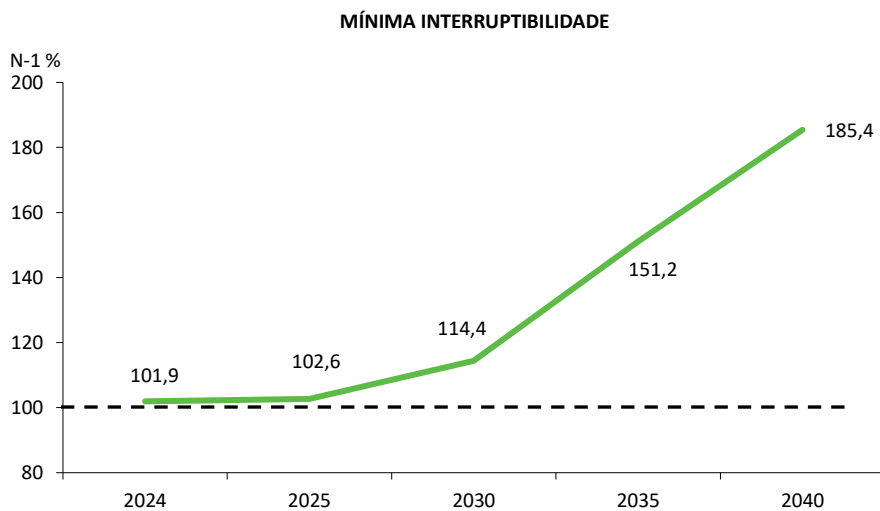


Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano também se verifica que ambas as hipóteses de interruptibilidade são suficientes para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 109,7% em 2024 na hipótese de máxima interruptibilidade e de 101,9% no mesmo ano na hipótese de mínima interruptibilidade.

**Figura 31 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

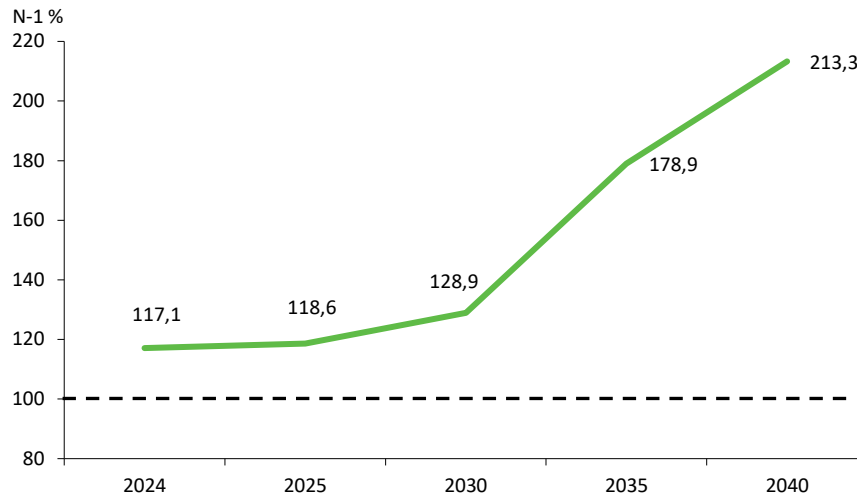


Fonte: REN

**Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que na trajetória Ambição as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período de estudo, registando a fórmula N-1 valores entre 117,1% em 2024 e 213,3% em 2040.

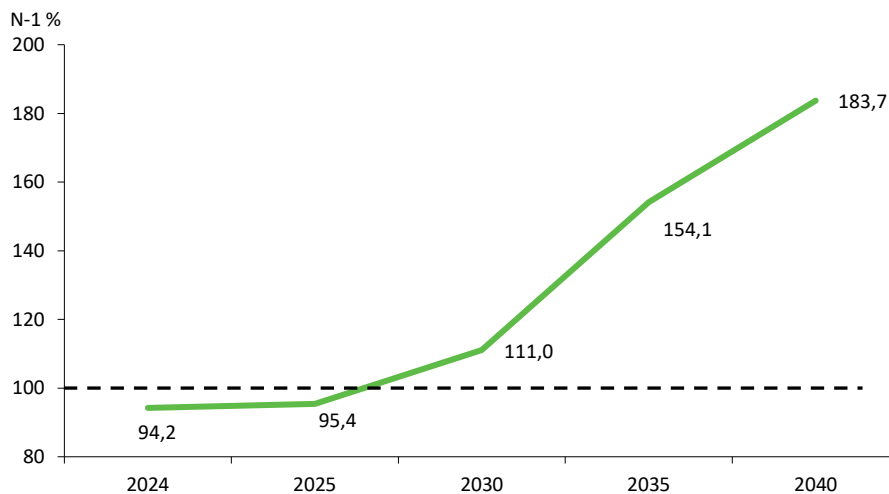
**Figura 32 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na trajetória Ambição as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 111,0% nesse ano e a aumentar até 183,7% em 2040.

**Figura 33 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

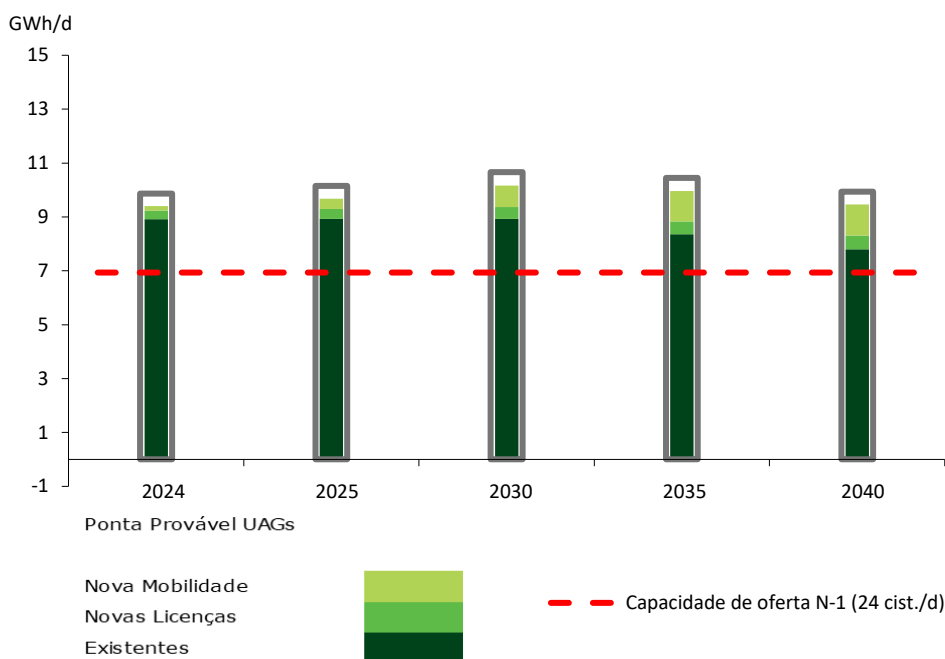


Fonte: REN

## Perspetiva da oferta de GNL

Relativamente à oferta de GNL do TGNL de Sines na trajetória Ambição, prevê-se que na situação N-1 (24 cisternas/dia), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas do terminal não seja suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema), ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes (125), das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas (28)<sup>21</sup>, a que deve ser adicionado o total de postos de abastecimento de gás veicular em operação, que serão na sua quase totalidade convertidos para GNL, num total de 29, o que implica um total de 182 UAG.

Figura 34 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Ambição (GWh/d)



Fonte: REN

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. O reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica fortemente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### 3.2.2.2 Perspetiva do Armazenamento

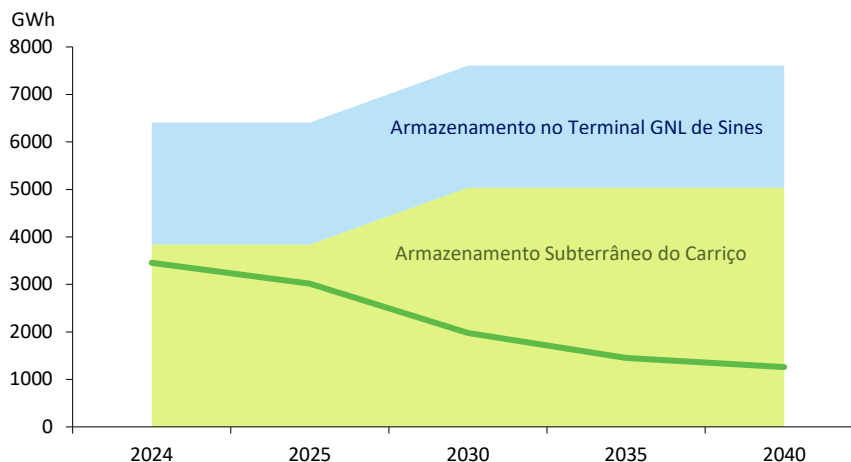
#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise efetuada constata-se que na trajetória Ambição a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo

<sup>21</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 35 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Ambição (GWh)**

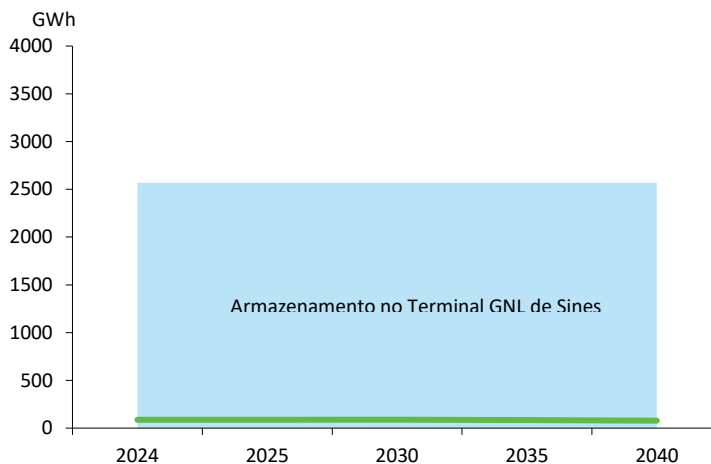


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que na trajetória Ambição a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>22</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 36 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na trajetória Ambição (GWh)**



Fonte: REN

<sup>22</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.



### 3.2.3 Teste de Stress

O objetivo do Teste de Stress passa por identificar o momento a partir do qual se prevê que o SNG deixe de ser adequado para responder à procura. Nesta análise considera-se a atual oferta proporcionada pela RNTIAT e assume-se que esta se mantém constante ao longo de todo o período 2024-2040. A evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada nesta análise é a definida na tabela 3 do presente relatório.

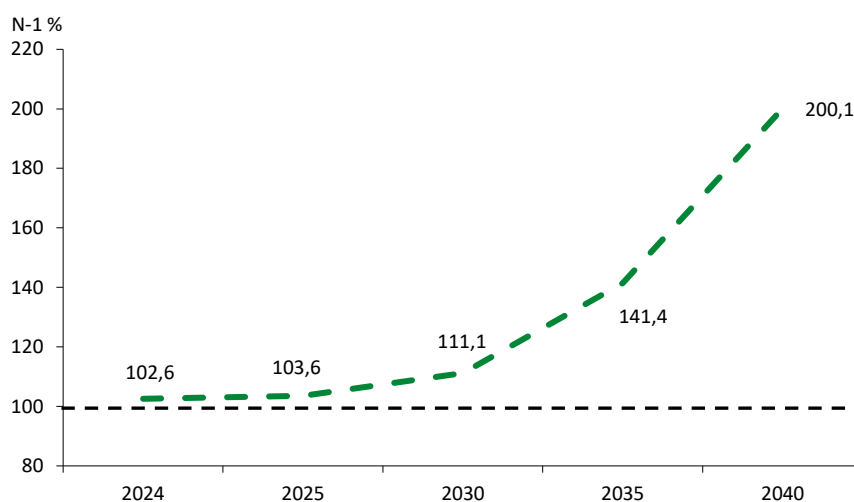
#### 3.2.3.1 Perspetiva da Oferta

##### Perspetiva da oferta de gás

##### Cenário base

No Teste de Stress o cumprimento das normas relativas às infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 verifica-se em todo o horizonte de estudo, com a fórmula N-1 a aumentar de 102,6% em 2024 para 200,1% em 2040.

Figura 37 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress (%)

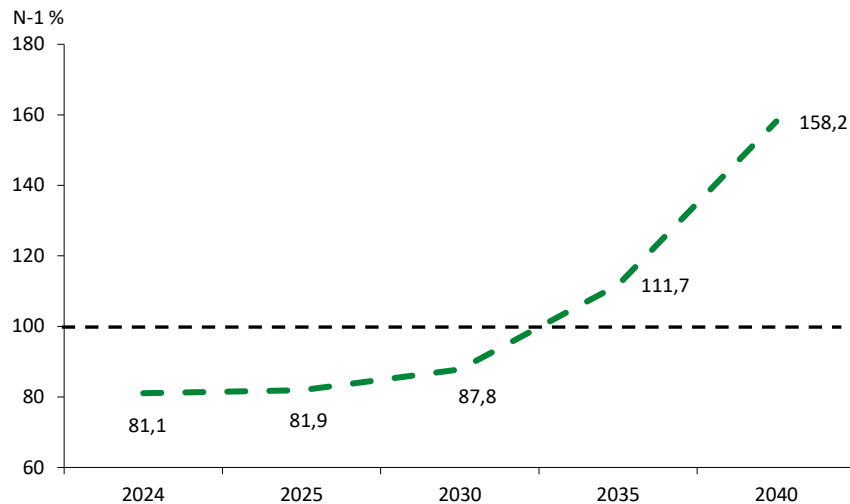


Fonte: REN

##### Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:

A situação descrita anteriormente agrava-se significativamente se for considerado que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, sendo as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 111,7% e em 2040 o valor de 158,2%.

Figura 38 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



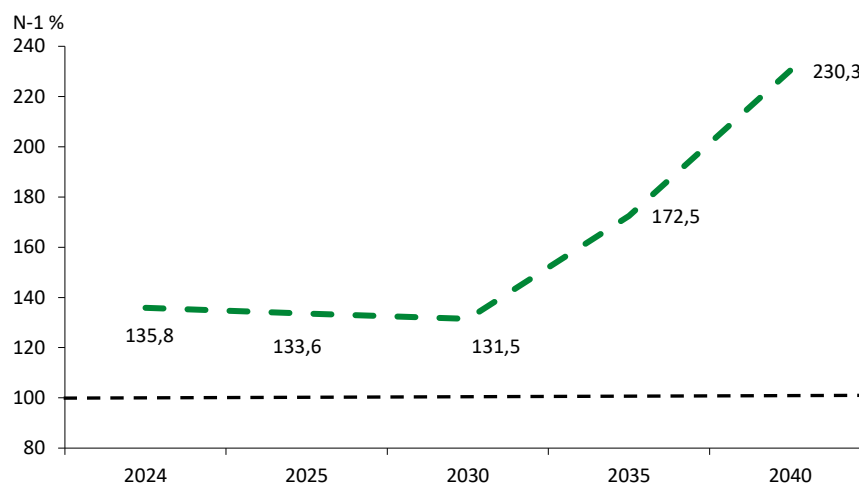
Fonte: REN

Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

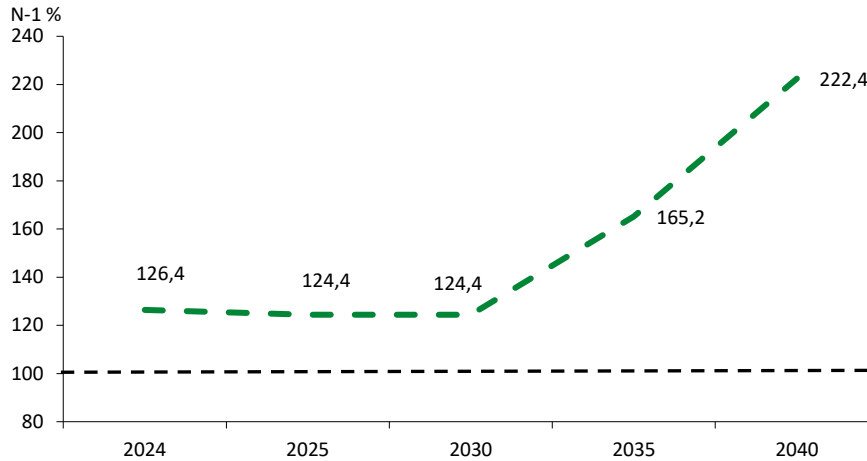
Da análise realizada no Teste de Stress constata-se que, considerando a interruptibilidade das centrais a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade. A fórmula N-1 regista o valor mínimo em 2030, com 131,5% na hipótese de máxima interruptibilidade e 124,4% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 39 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

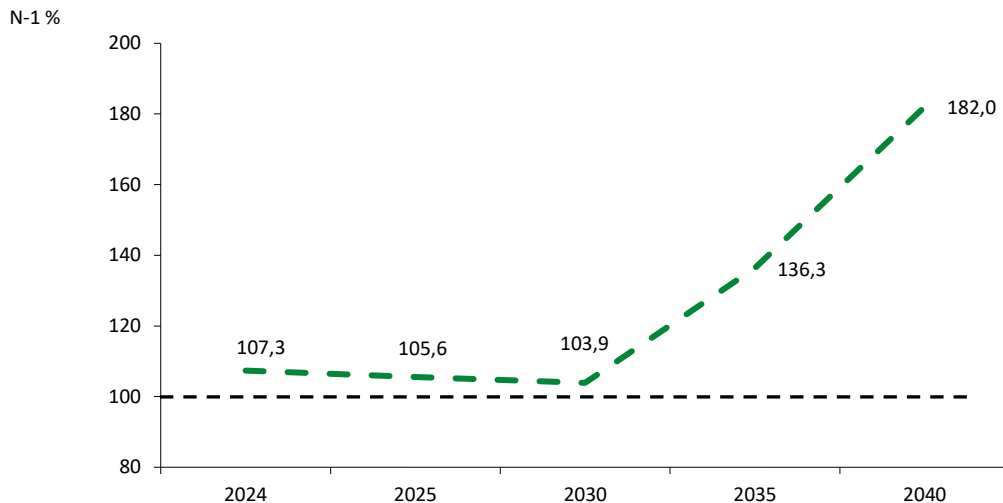


Fonte: REN

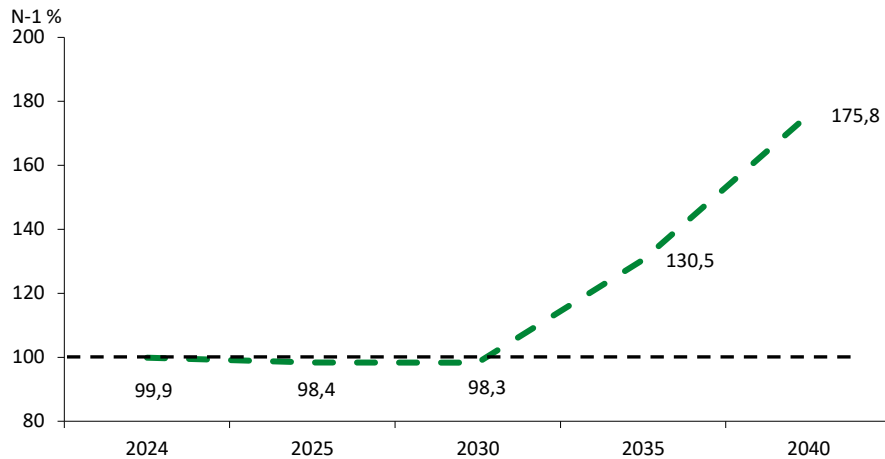
No caso de a capacidade de extração do AS ser limitada a 71,4 GWh/d, considerando a atual capacidade de oferta proporcionada pela RNTIAT, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com a fórmula N-1 a variar entre 103,9% (2030) e 182,0% (2040). Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035, registando a fórmula N-1 nesse ano 130,5% e em 2040 o valor de 175,8%.

**Figura 40 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE

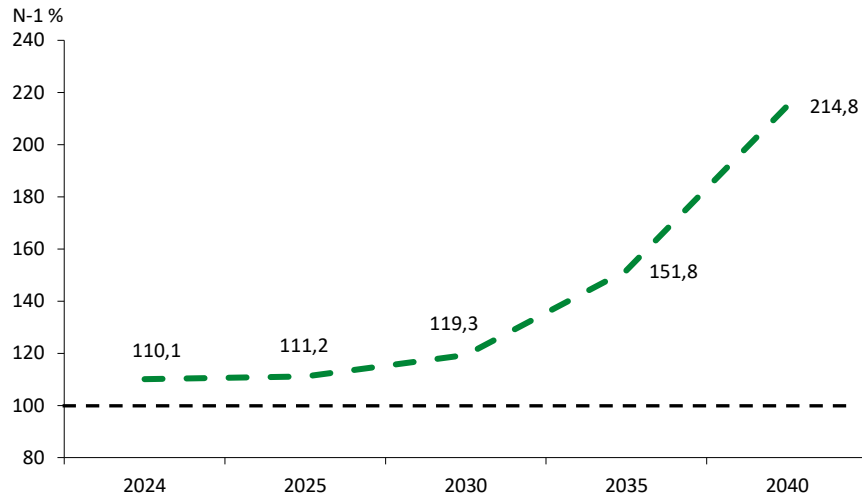


Fonte: REN

Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, verifica-se que no Teste de Stress as normas relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise, registando a fórmula N-1 o valor mínimo de 110,1% em 2024.

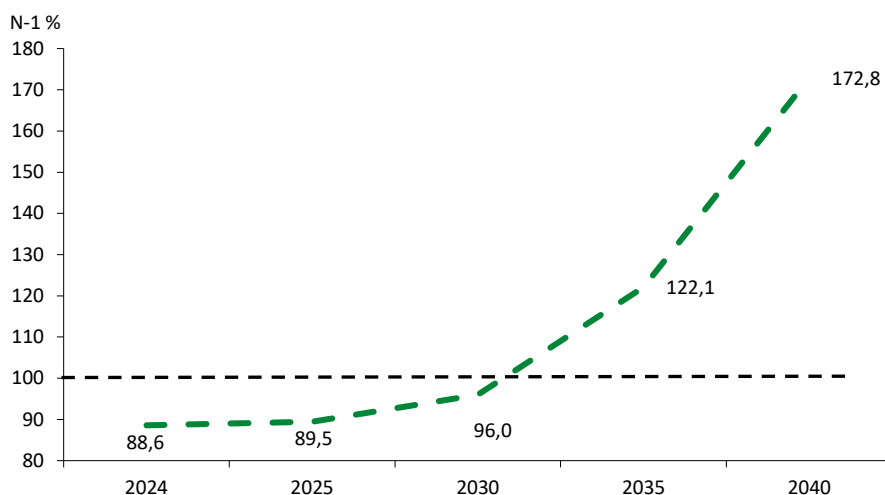
Figura 41 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



Fonte: REN

A situação agrava-se consideravelmente se for considerado que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%. Nesta condição, no Teste de Stress, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 122,1% e em 2040 o valor de 172,8%.

**Figura 42 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



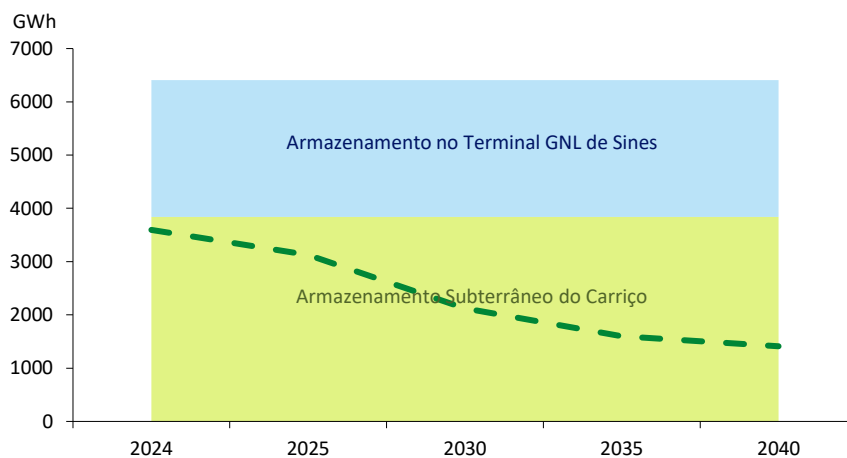
Fonte: REN

### 3.2.3.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise efetuada constata-se que, no Teste de Stress, a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 43 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis no Teste de Stress (GWh)**

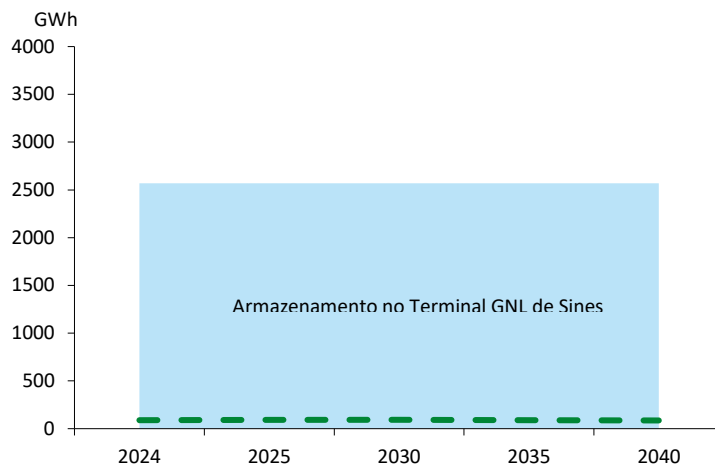


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que, no Teste de Stress, a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>23</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 44 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG no Teste de Stress (GWh)**



Fonte: REN

## **3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta**

### **3.2.4.1 Perspetiva da Oferta**

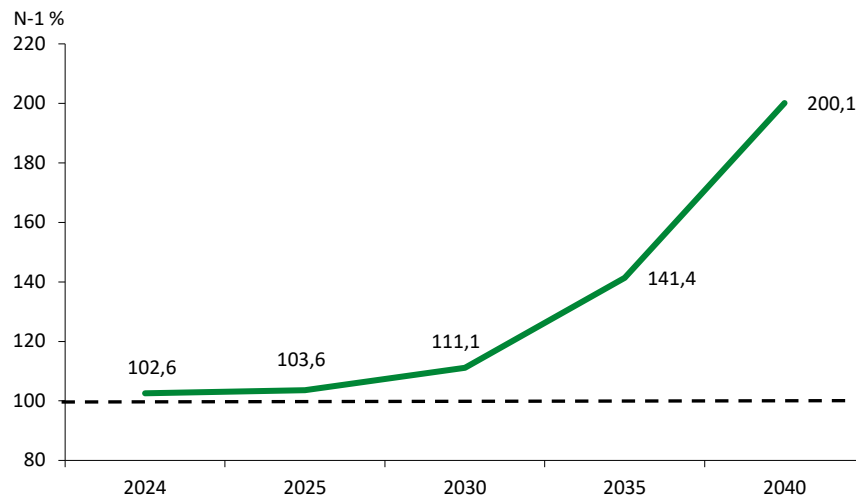
#### **Perspetiva da oferta de gás**

##### Cenário base

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, ou seja, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

<sup>23</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.

Figura 45 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (%)

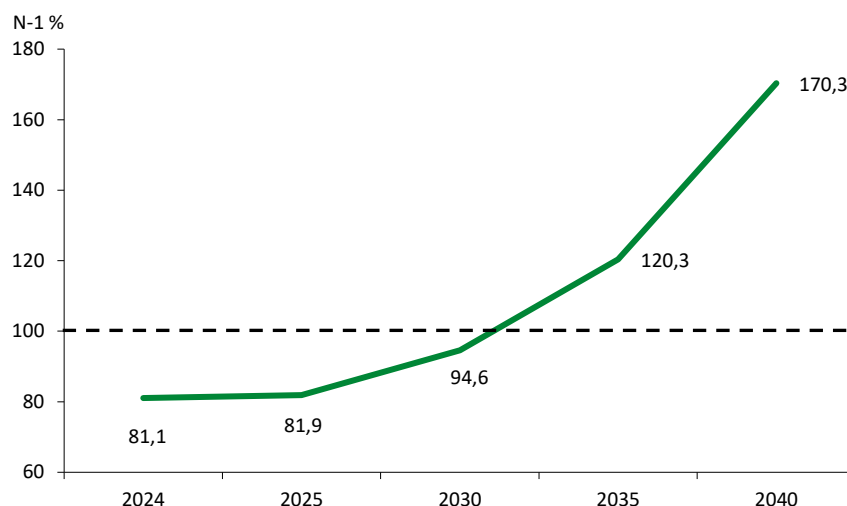


Fonte: REN

Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carricho:

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verifica-se que em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar o valor de 120,3% nesse ano e 170,3% em 2040.

Figura 46 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)

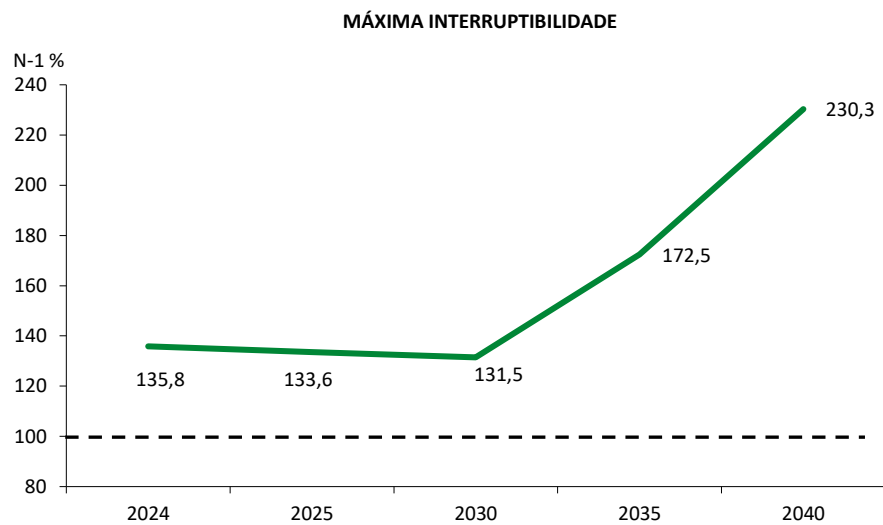


Fonte: REN

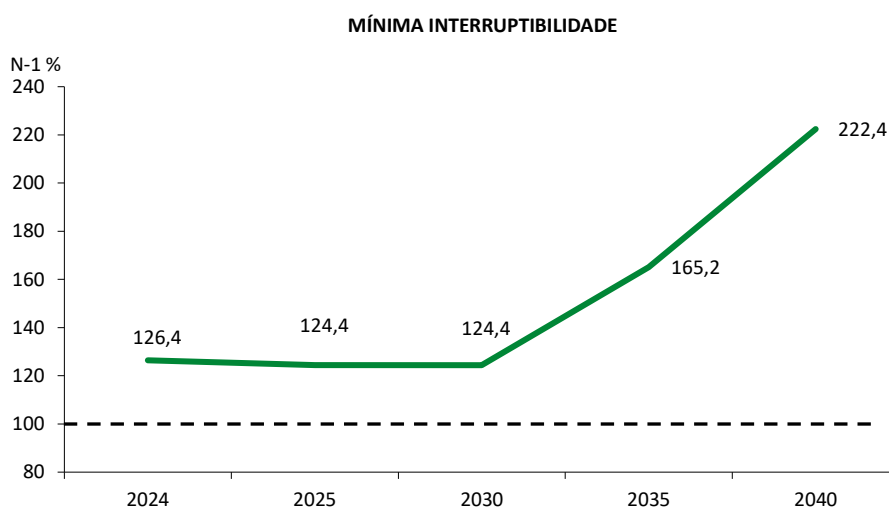
**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. No período em análise a fórmula N-1 regista o mínimo em 2030, com 131,5% na hipótese de máxima interruptibilidade e 124,4% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 47 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**



Fonte: REN



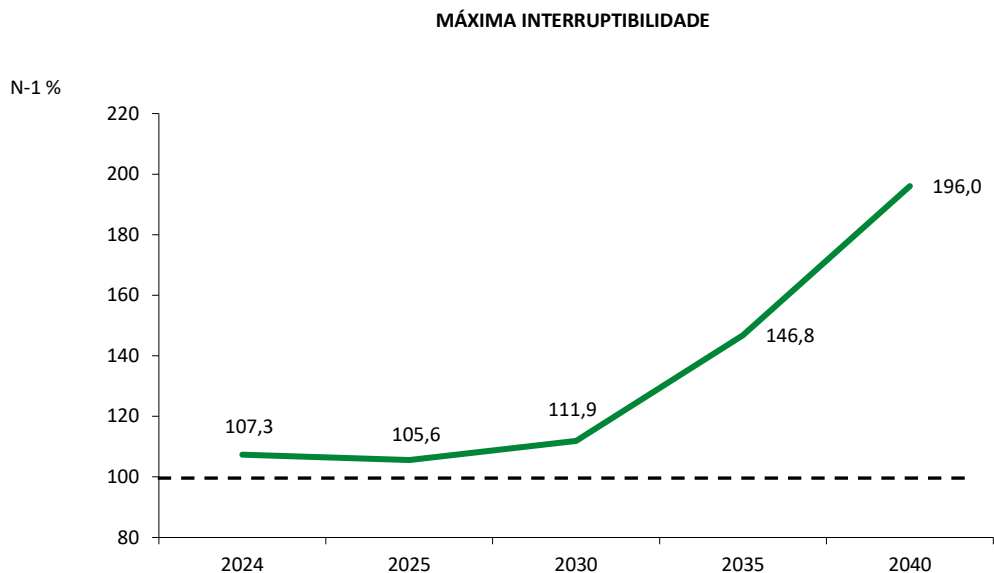
Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às

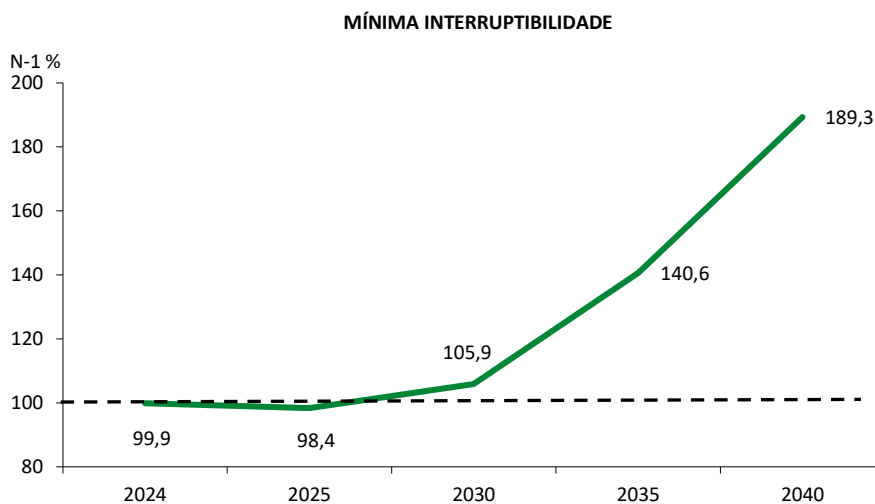


infraestruturas em todo o período em análise, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 105,6% (2025) e 196,0% (2040). Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar valores entre 105,9% nesse ano e o valor de 189,3% em 2040.

**Figura 48 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

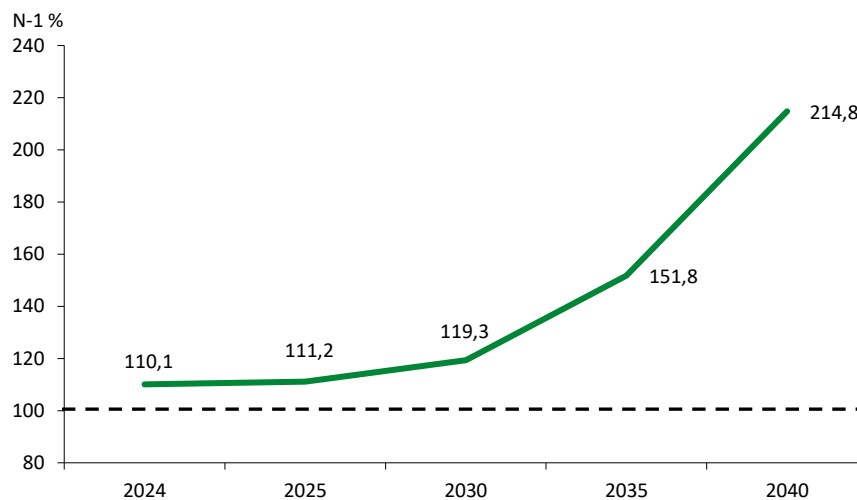


Fonte: REN

**Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que, considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período de estudo, registando a fórmula N-1 valores entre 110,1% em 2024 e 214,8% em 2040.

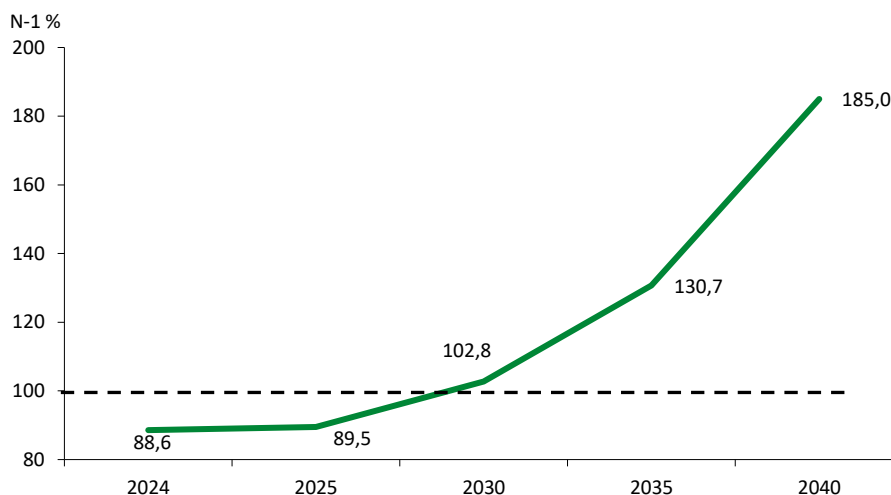
**Figura 49 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, constata-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, que a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 102,8% nesse ano e o valor de 185,0% em 2040.

**Figura 50 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

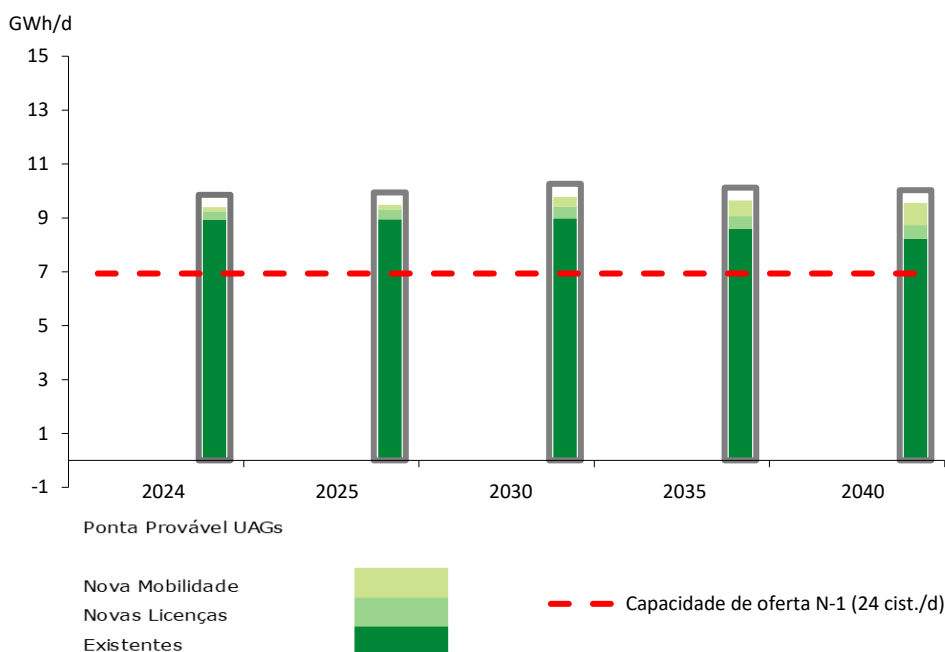


Fonte: REN

### **Perspetiva da oferta de GNL**

Relativamente à oferta de GNL do TGNL de Sines, considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que na situação N-1 (24 cisternas/dia), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas do terminal não seja suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema), ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes (125), das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas (28)<sup>24</sup>, a que deve ser adicionado o total de postos de abastecimento de gás veicular em operação, que serão na sua quase totalidade convertidos para GNL, num total de 29, o que implica um total de 182 UAG.

**Figura 51 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh/d)**



A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. O reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica fortemente dependente do aprovisionamento via Espanha.

### **3.2.4.2 Perspetiva do Armazenamento**

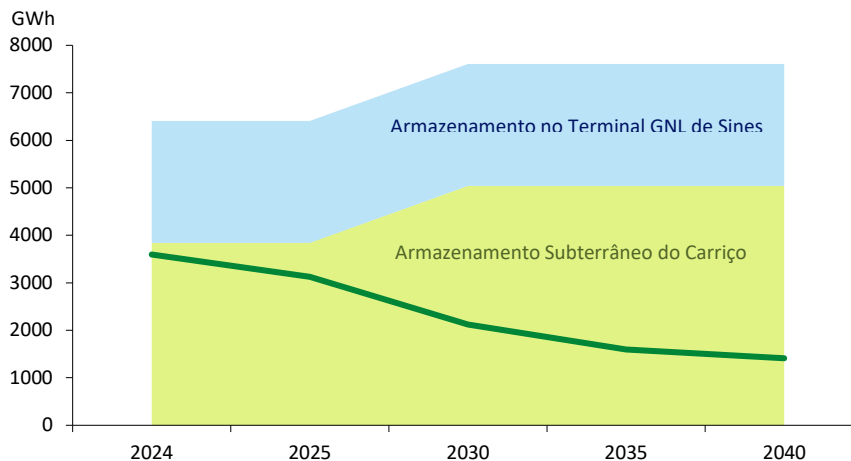
#### **Perspetiva do armazenamento de gás**

Da avaliação efetuada constata-se que, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes

<sup>24</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 52 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh)**

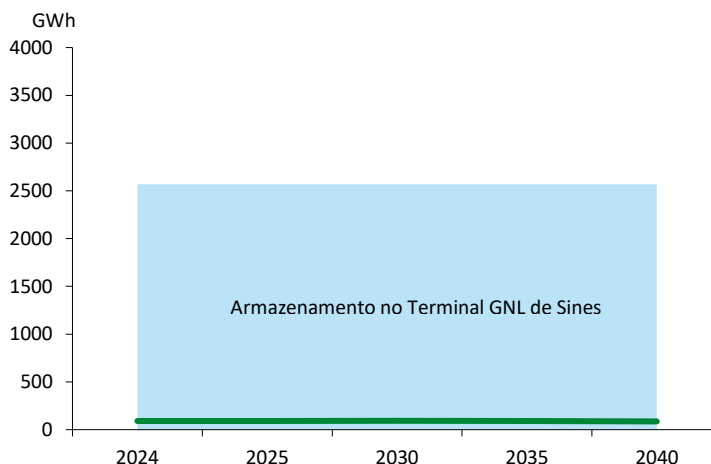


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise efetuada constata-se que, na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>25</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 53 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (GWh)**



Fonte: REN

<sup>25</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira.

## 3.2.5 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e sistema existente na oferta

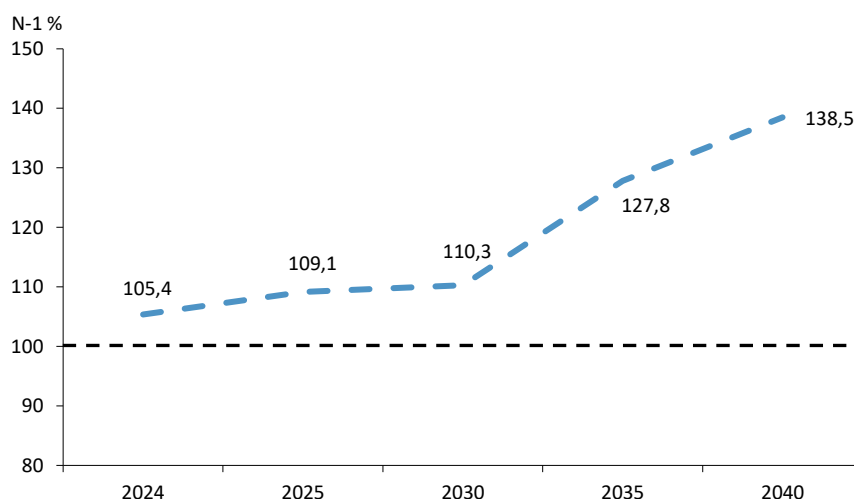
### 3.2.5.1 Perspetiva da Oferta

#### Perspetiva da oferta de gás

##### Cenário base

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 de 25 de outubro relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, ou seja, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

Figura 54 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (%)

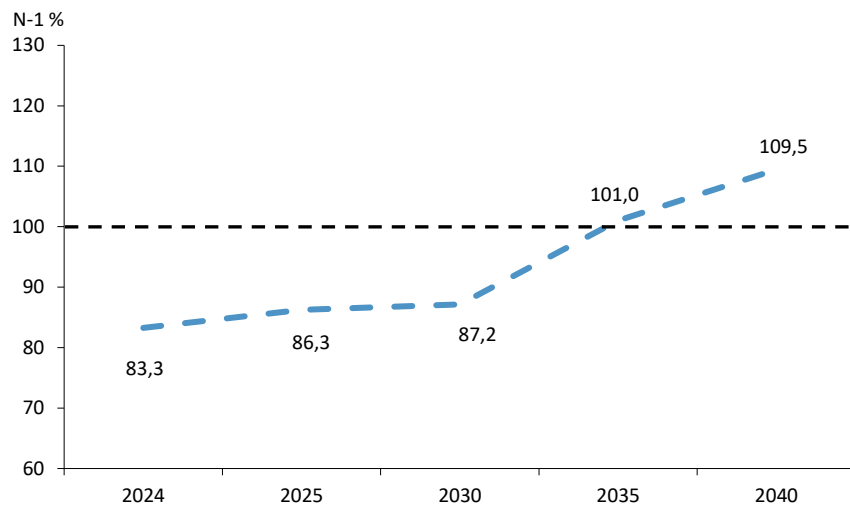


Fonte: REN

#### Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas apenas são cumpridas em 2035, com a fórmula N-1 a registar 101,0% nesse ano e 109,5% em 2040.

**Figura 55 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

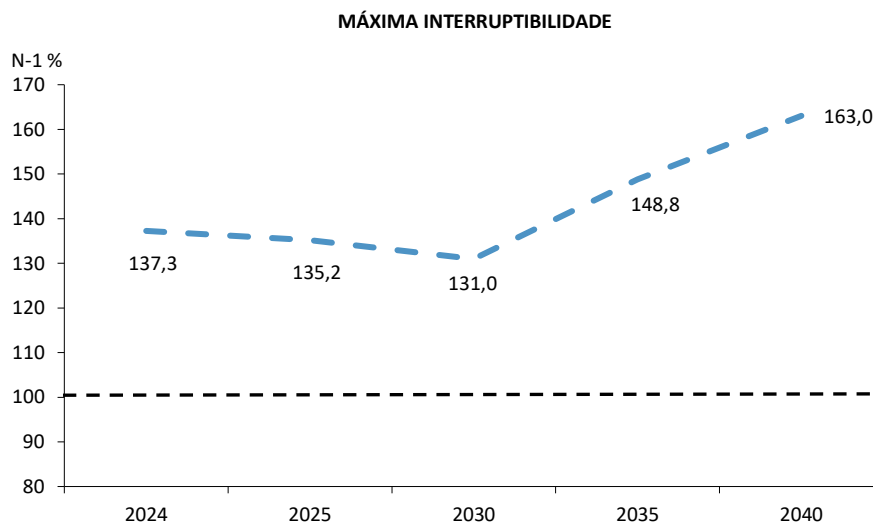


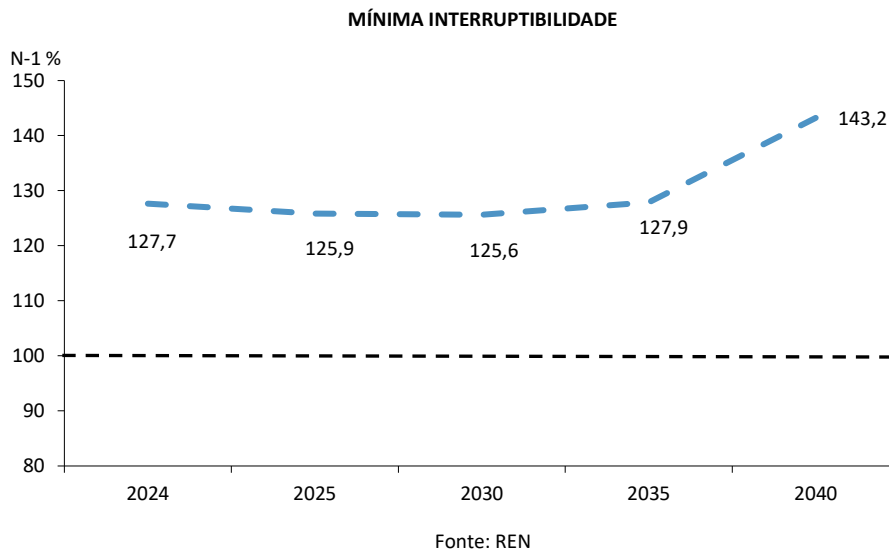
Fonte: REN

Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2030, com 131,0% na hipótese de máxima interruptibilidade e 125,6% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que, atualmente, a interrupção do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser concretizada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

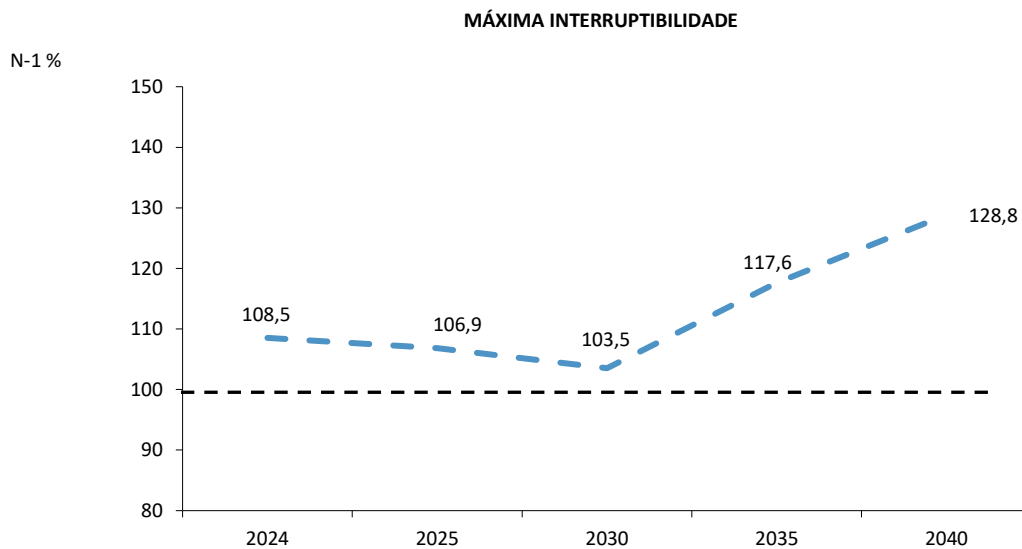
**Figura 56 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**

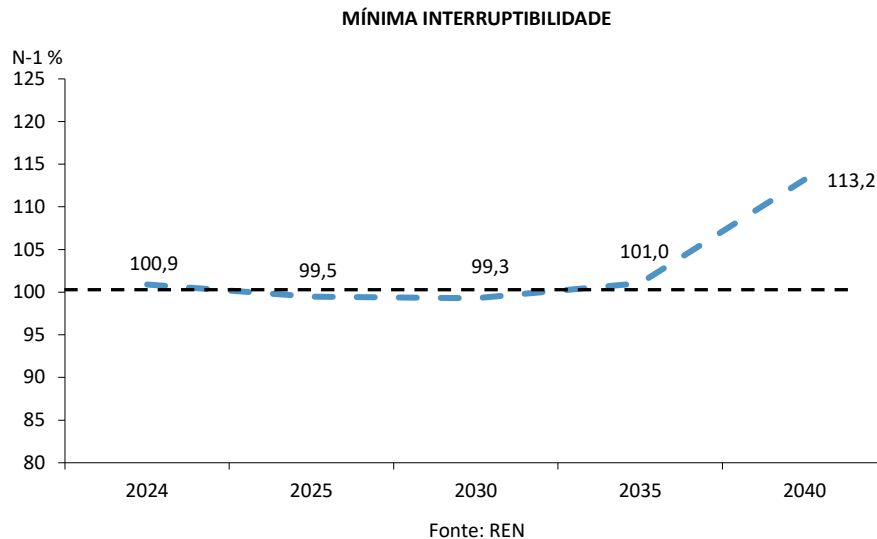




Considerando o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprir as normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, variando a fórmula N-1 entre 103,5% (2030) e 128,8% (2040). Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar o valor de 101,0% nesse ano e 113,2% em 2040.

**Figura 57 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

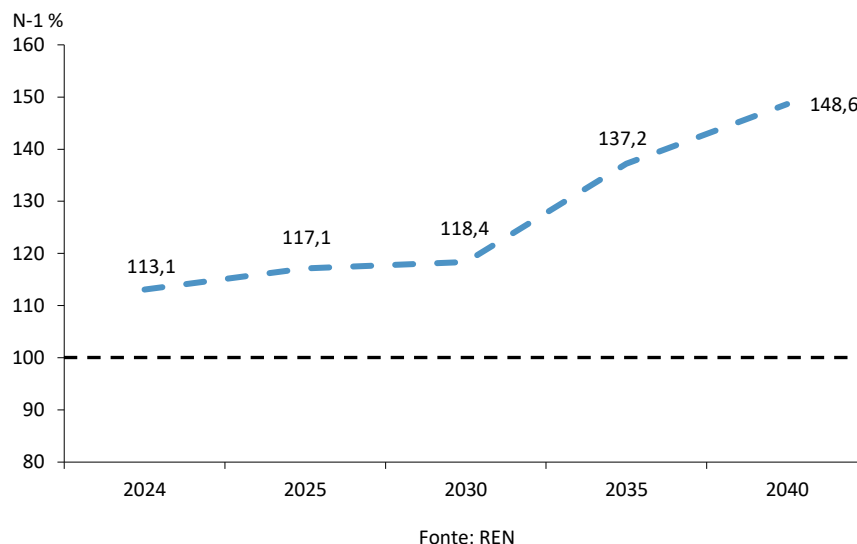




Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o horizonte de estudo, com a fórmula N-1 a registar o valor mínimo de 113,1% em 2024.

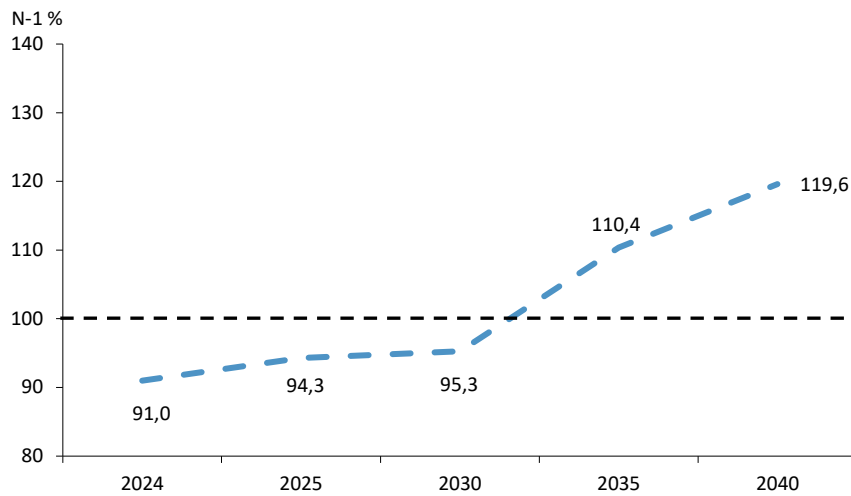
**Figura 58 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em conta, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar o valor de 110,4% nesse ano e 119,6% em 2040.



**Figura 59 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta com Cenário Central da Procura, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



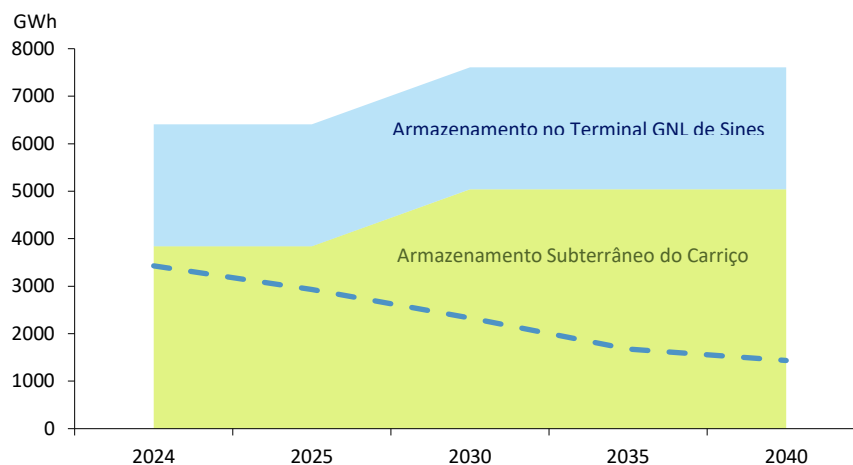
Fonte: REN

### 3.2.5.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, constata-se que a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 60 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (GWh)**

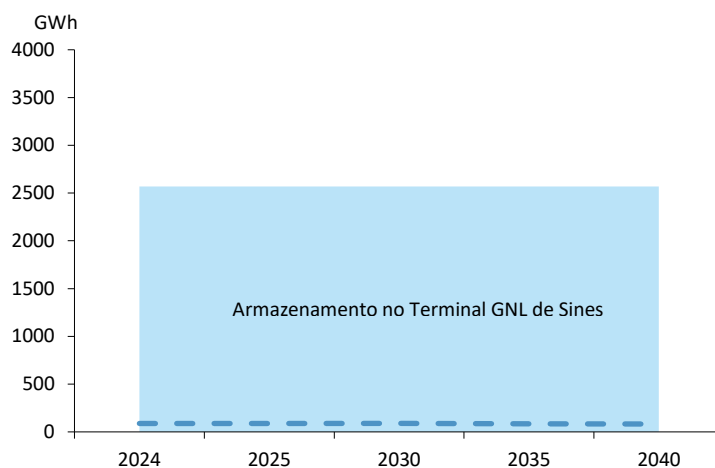


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>26</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 61 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta (GWh)**



Fonte: REN

## **3.2.6 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Ambição da procura e evolução expectável da oferta, considerando a injeção de H<sub>2</sub> na RPG**

### **3.2.6.1 Perspetiva da Oferta**

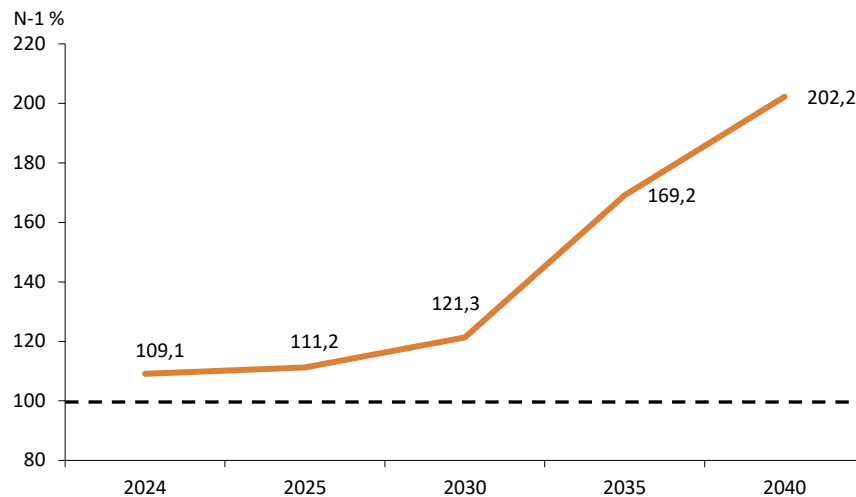
#### **Perspetiva da oferta de gás**

##### Cenário base

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG de acordo com as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1, constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 de 25 de outubro relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, ou seja, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

<sup>26</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

**Figura 62 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG (%)**

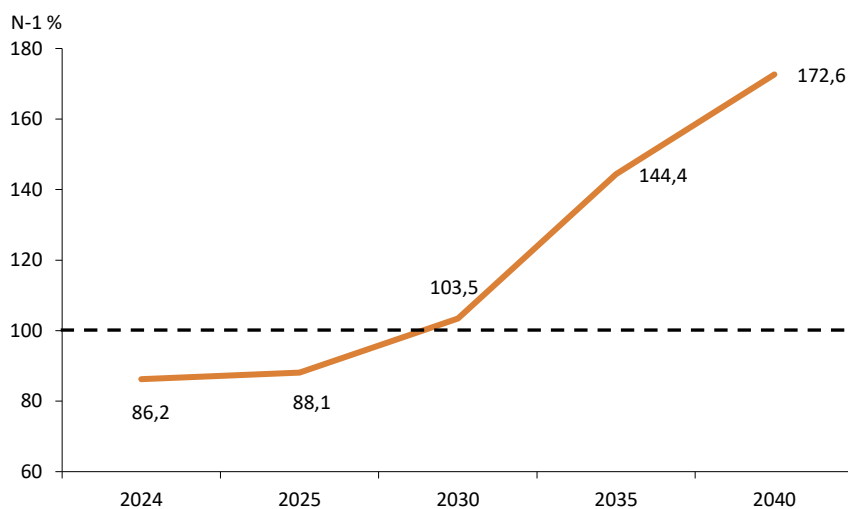


Fonte: REN

**Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:**

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, variando entre 103,5% nesse ano e 172,6% em 2040.

**Figura 63 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

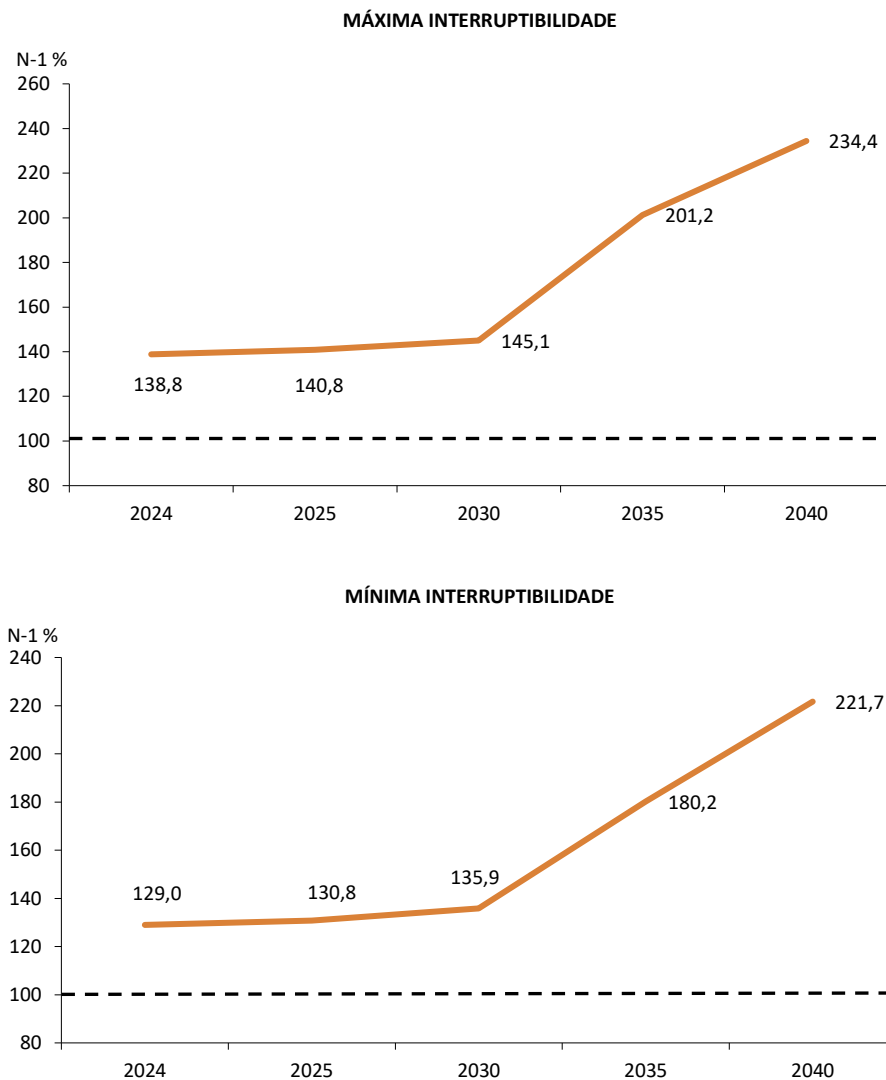


Fonte: REN

**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2024, com 138,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 129,0% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que, atualmente, a interrupção do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser concretizada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 64 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**

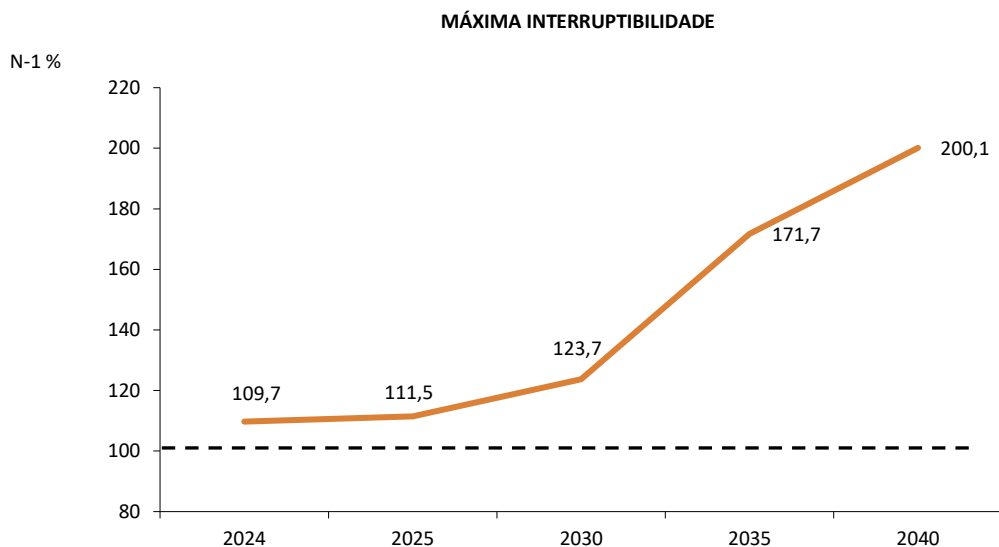


Fonte: REN

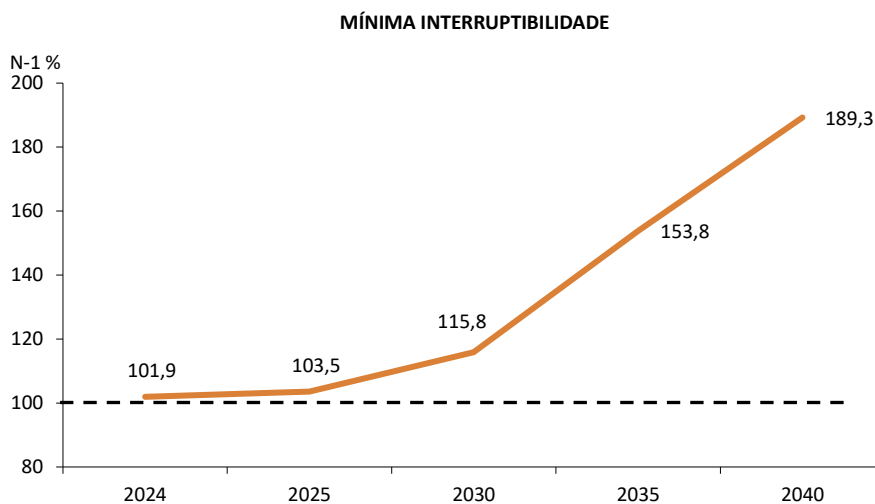
Considerando o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG de acordo com as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos, em caso

de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, ambas as hipóteses interruptibilidade são suficientes para cumprir as normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise. O valor mínimo da fórmula N-1 no período em análise regista-se em 2024, com 109,7% na hipótese de máxima interruptibilidade e 101,9% na hipótese de mínima interruptibilidade.

**Figura 65 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

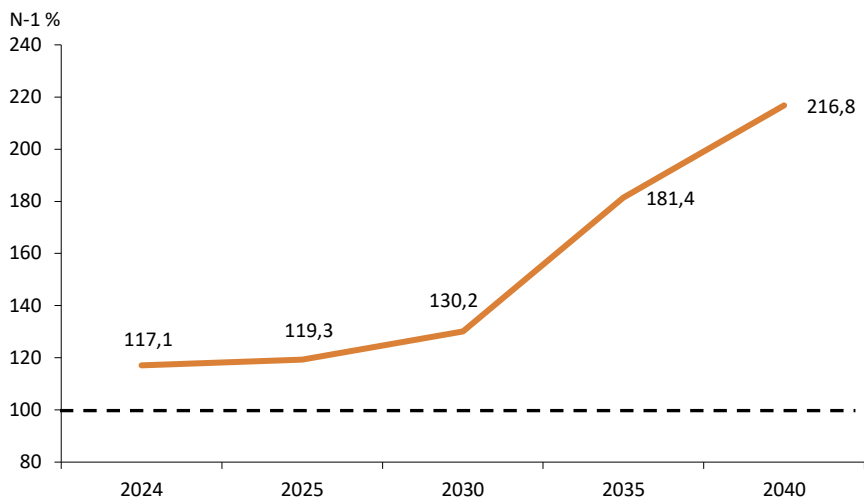


Fonte: REN

**Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:**

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG, que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o horizonte de estudo, com a fórmula N-1 a registar o valor mínimo de 117,1% em 2024.

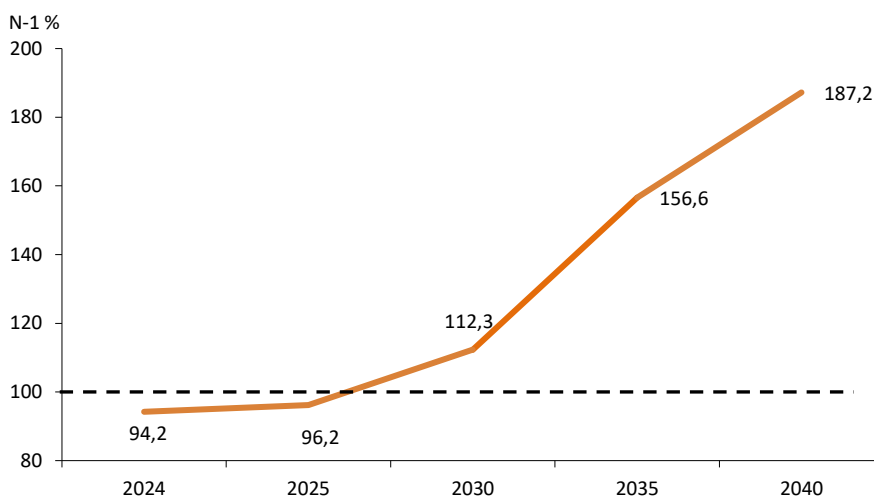
**Figura 66 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG, tendo em conta, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 112,3% nesse ano e 187,2% em 2040.

**Figura 67 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

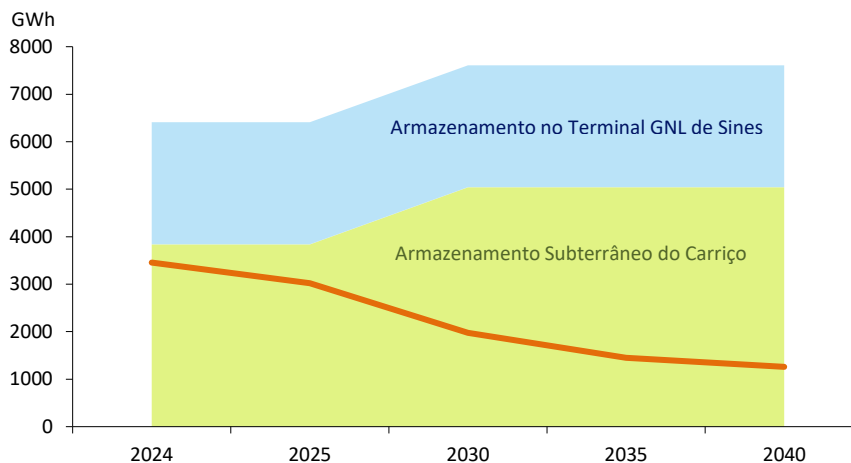
### 3.2.6.2 Perspetiva do Armazenamento

#### Perspetiva do armazenamento de gás

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H<sub>2</sub> na RPG, constata-se que a capacidade de armazenamento da RNTIAT é

suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

**Figura 68 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG (GWh)**

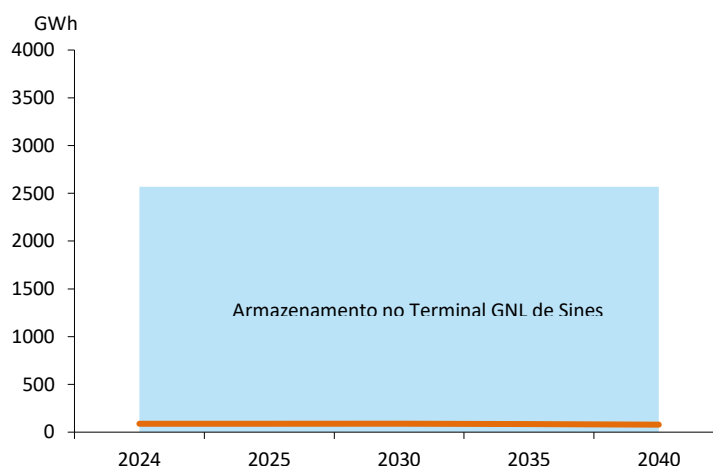


Fonte: REN

### **Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG**

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>27</sup> em todo o período 2024-2040.

**Figura 69 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H<sub>2</sub> na RPG (GWh)**



Fonte: REN

<sup>27</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

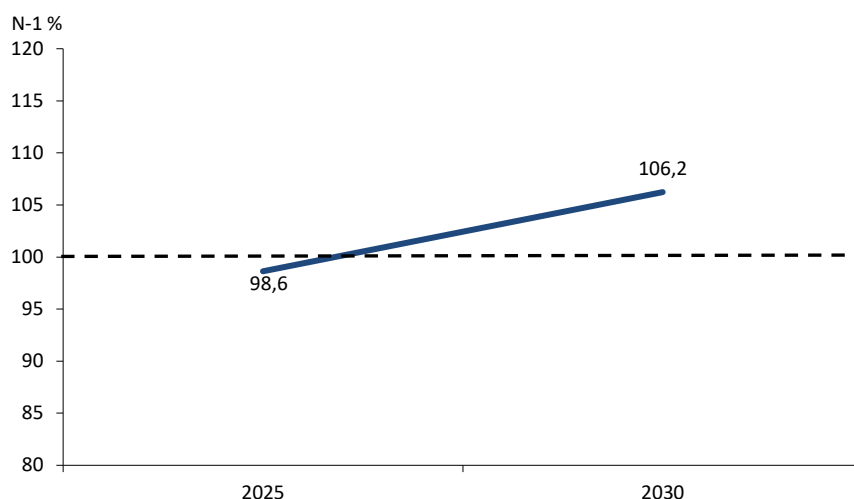
### 3.2.7 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030

#### Perspetiva da oferta de gás

##### Cenário base

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas apenas em 2030, registando a fórmula N-1 o valor de 106,2% nesse ano.

Figura 70 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030 (%)



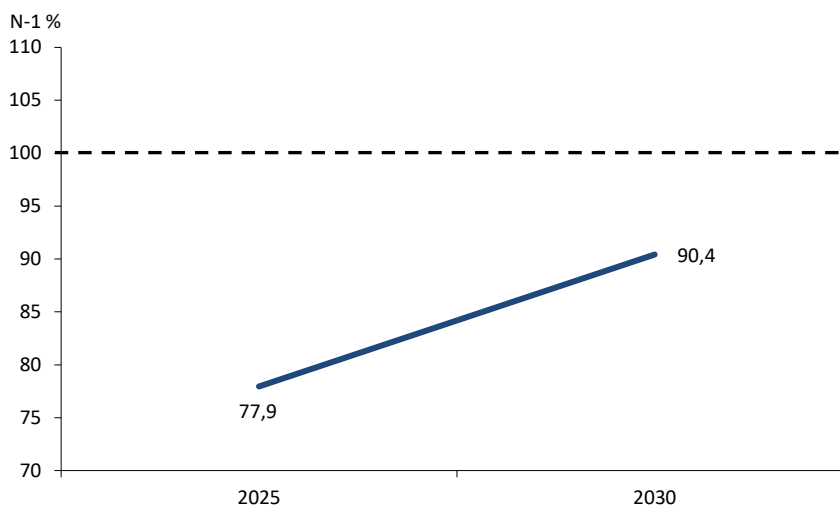
Fonte: REN

#### Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

Nesta análise verifica-se que em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d em 2025 e 88 GWh/d em 2030, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em nenhum dos dois anos.



**Figura 71 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**

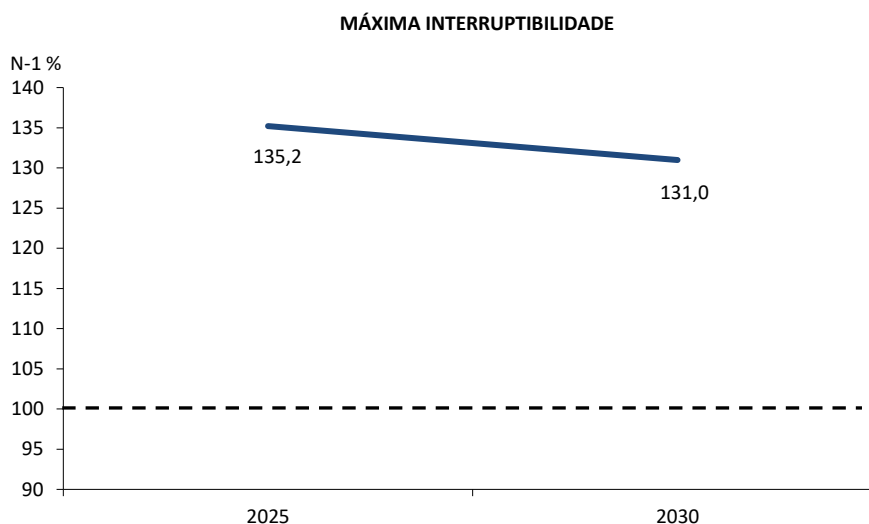


Fonte: REN

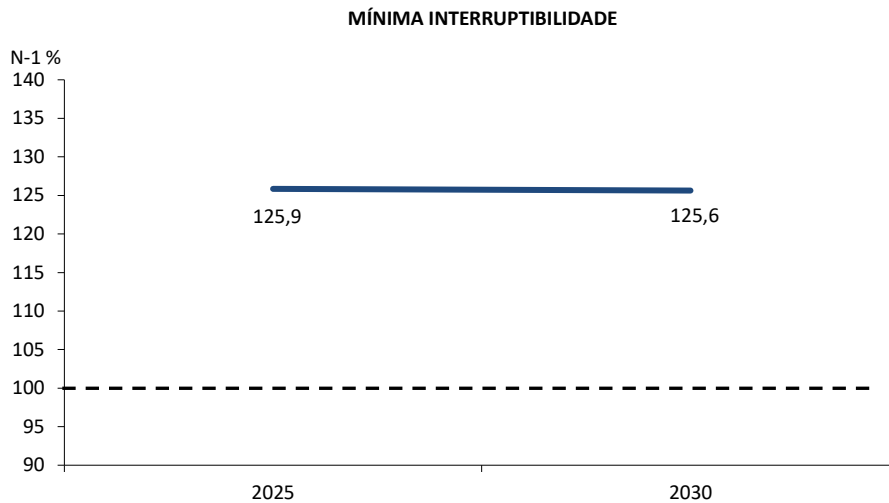
**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas nos dois anos. Nesse período, a fórmula N-1 regista o mínimo em 2030, com 131,0% na hipótese de máxima interruptibilidade e 125,6% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 72 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**



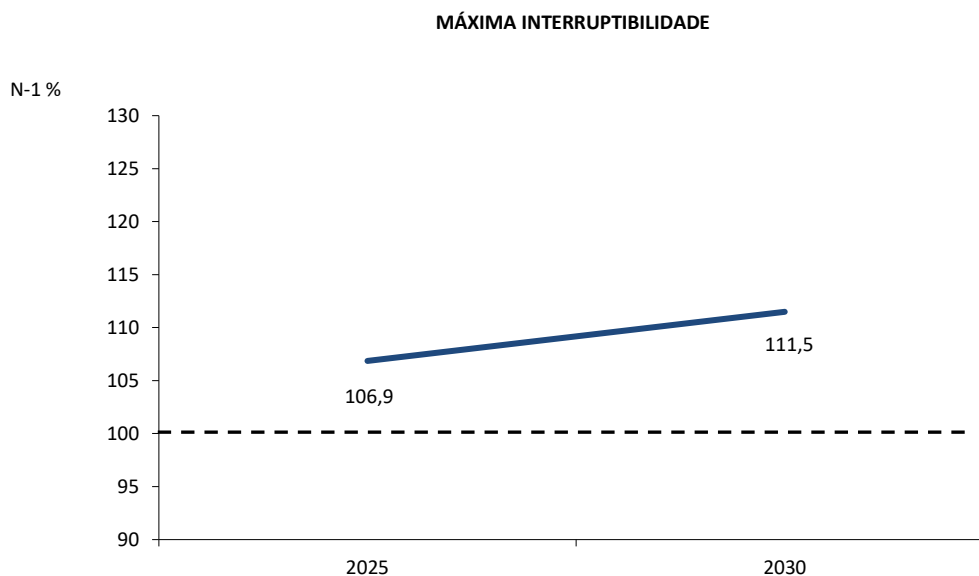
Fonte: REN



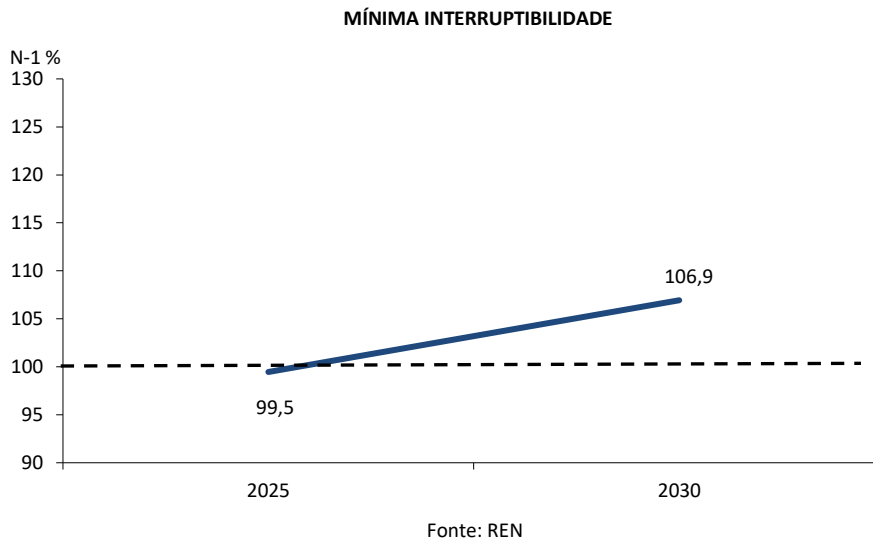
Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d em 2025 e 88 GWh/d em 2030, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas nos dois anos, com a fórmula N-1 a registar 106,9% e 111,5%, respetivamente. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d em 2025 e 88 GWh/d em 2030, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas em 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 106,9% nesse ano.

**Figura 73 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



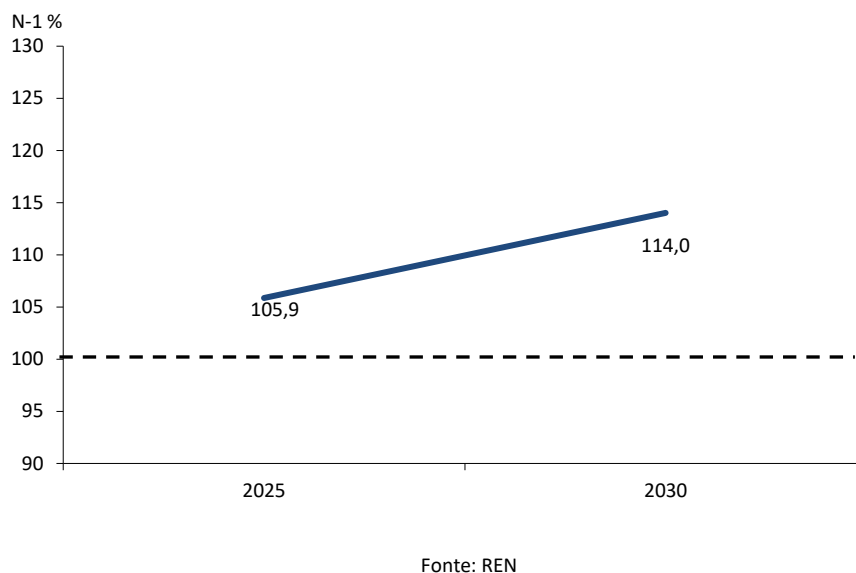
Fonte: REN



Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que, considerando o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas nos dois anos, registando a fórmula N-1 um mínimo de 105,9% em 2025.

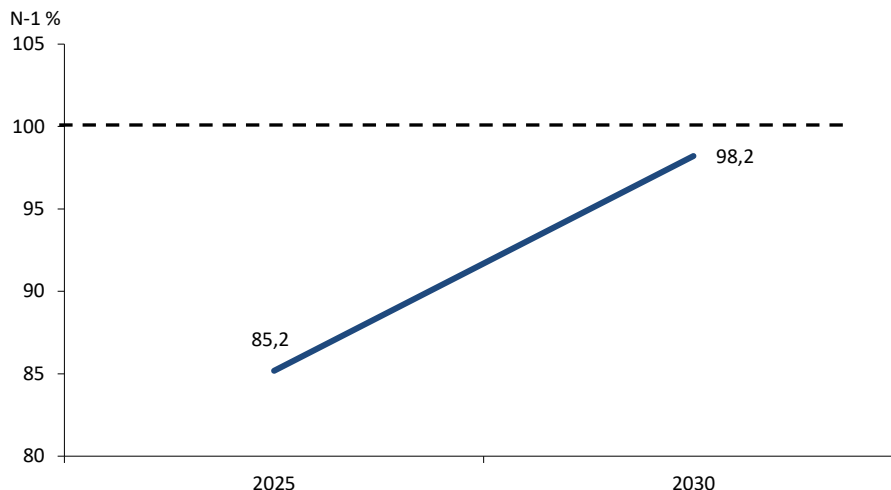
**Figura 74 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d em 2025 e 88 GWh/d em 2030, constata-se, na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e

2030, que a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em nenhum dos dois anos.

**Figura 75 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano (%)**



Fonte: REN

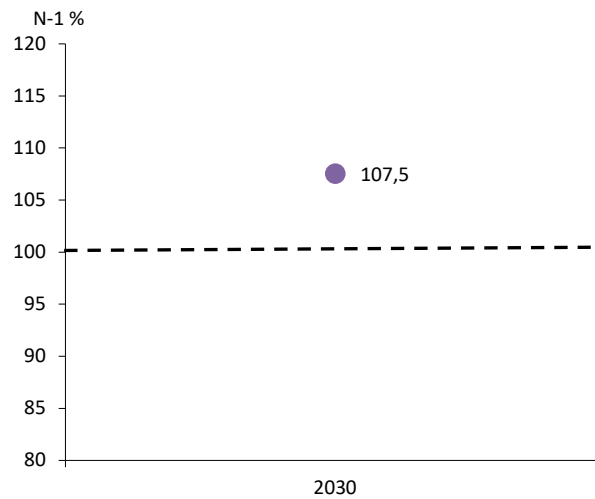
### **3.2.8 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030**

#### **Perspetiva da oferta de gás**

##### Cenário base

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas nesse ano, registando a fórmula N-1 o valor de 107,5%.

**Figura 76 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030 (%)**

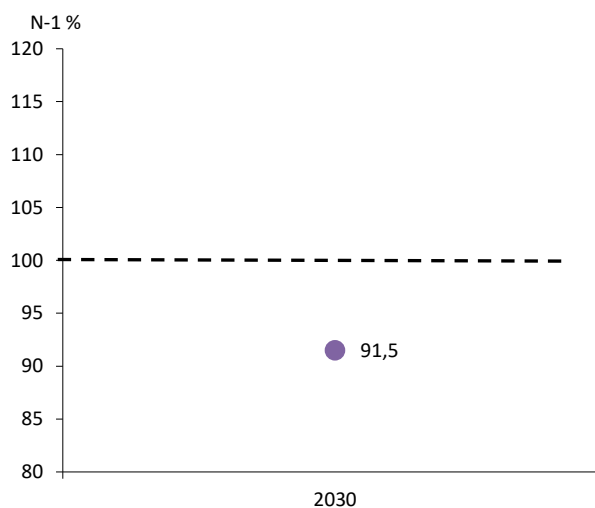


Fonte: REN

Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do CARRIÇO:

Nesta análise verifica-se que em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 88 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60% depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, a capacidade técnica, determinada segundo a fórmula N-1, sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2030.

**Figura 77 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 88 GWh/d (%)**

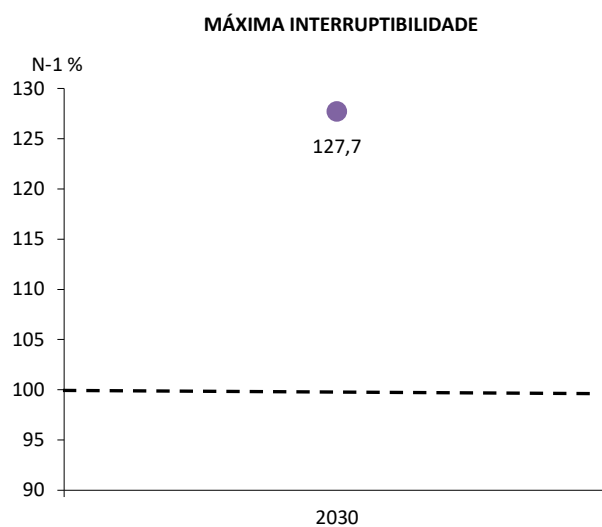


Fonte: REN

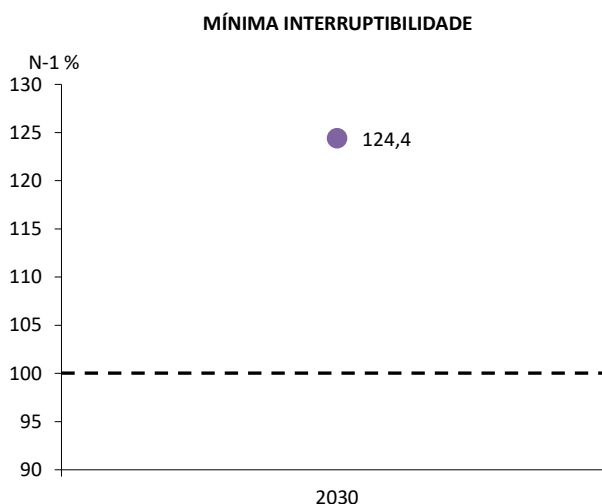
**Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:**

Nesta análise, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em 2030, com a fórmula N-1 a registar 127,7% na hipótese de máxima interruptibilidade e 124,4% na hipótese de mínima interruptibilidade. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

**Figura 78 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)**



Fonte: REN

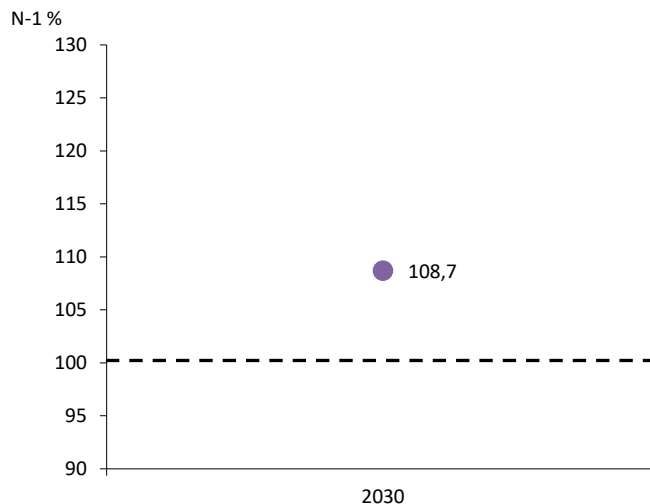


Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 88 GWh/d em 2030, ambas as hipóteses de interruptibilidade são suficientes para cumprimento das normas relativas às infraestruturas, com a fórmula N-1 a registar 108,7% e 105,9%, respetivamente nas hipóteses de máxima e mínima interruptibilidade.

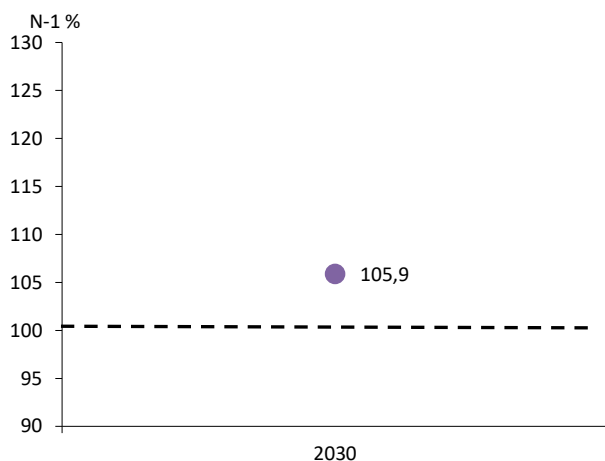
**Figura 79 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 88 GWh/d (%)**

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



Fonte: REN

**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

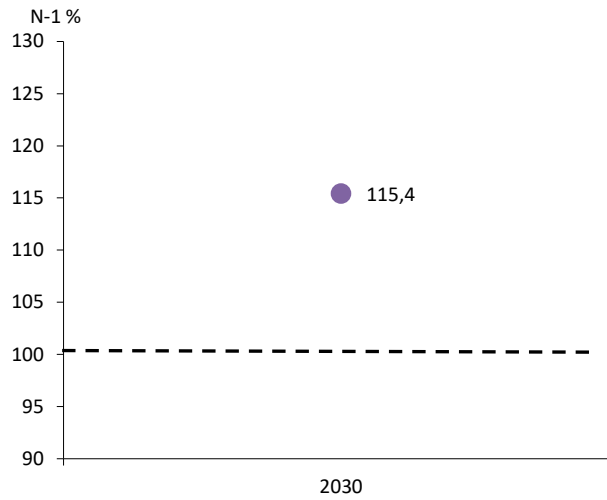


Fonte: REN

Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando uma capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d face aos valores atuais), verifica-se que, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em 2030, registando a fórmula N-1 o valor de 115,4%.

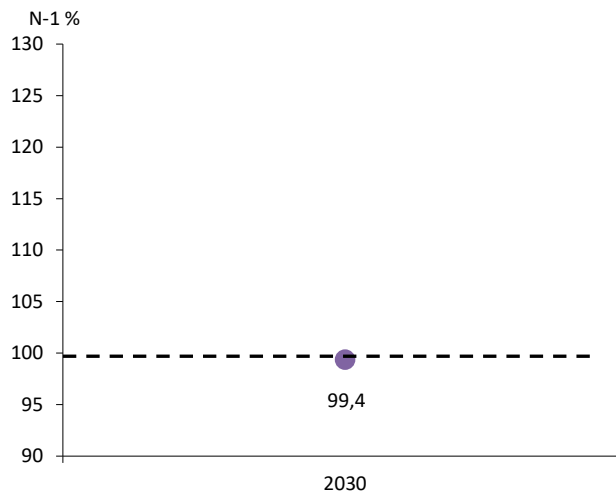
**Figura 80 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)**



Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 88 GWh/d em 2030, constata-se, que a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2030.

**Figura 81 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e limitação da capacidade de extração do AS a 88 GWh/d (%)**



Fonte: REN

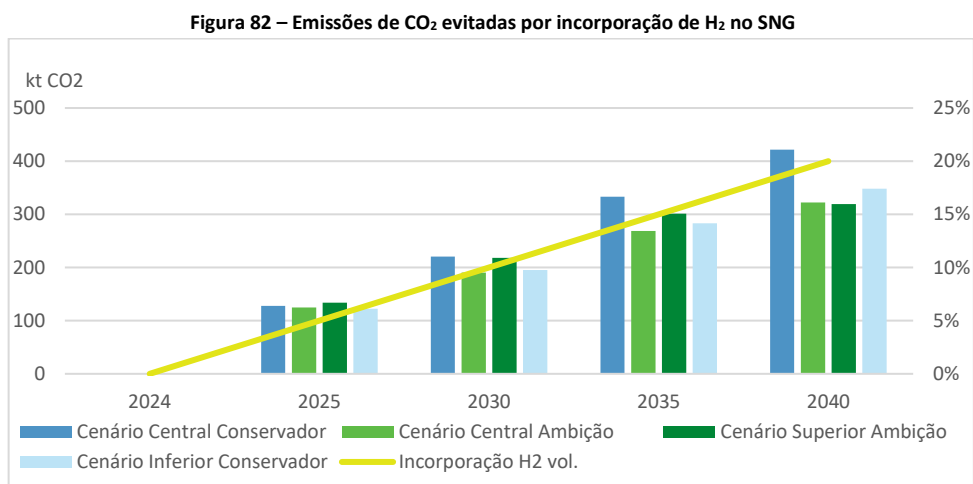


## 3.3 Ambiente e competitividade

### 3.3.1 Impacte da incorporação de H<sub>2</sub> na descarbonização do SNG

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H<sub>2</sub> de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H<sub>2</sub> na mistura de gás (em volume do total de gás consumido anualmente): 5% em 2025, 10% em 2030, 15% em 2035 e 20% em 2040.

Nestas condições, tendo em consideração que o poder calorífico do H<sub>2</sub> é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3), os contributos crescentes, em energia, do H<sub>2</sub> injetado, variam entre 1,0 e 1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,7 e 2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura considerado. Do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> de origem renovável contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.



Fonte: REN

### 3.3.2 Logística de aprovisionamento de GNL às UAG

Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, a atual conjuntura aponta para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo e para a necessidade de desenvolver infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. Note-se, a este propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, determina a promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a

assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano.

Complementarmente, um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, em bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitassem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de gás, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos, em caso de falha no TGNL. Se devidamente dimensionadas, estas novas infraestruturas poderiam, inclusivamente, permitir uma capacidade de oferta adicional que suprisse os défices previstos.

### 3.3.3 Capacidade de regaseificação do Terminal de GNL de Sines

O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás natural na RNTG via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). No período 2016-2022 a regaseificação média diária no TGNL aumentou cerca de 230%, de acordo com dados disponíveis no *Data Hub* da REN<sup>28</sup>.

A eventual construção da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d (incremento de 92 GWh/d), potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via *pipeline*, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

---

<sup>28</sup> <https://datahub.ren.pt/>

## 4. Qualidade de Serviço

O Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS) - Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio - tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial aplicáveis ao Sistema Elétrico Nacional e ao SNG. Determina o artigo 7.º do RQS que os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem colaborar e trocar entre si toda a informação necessária à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço.

Foi efetuada uma análise sucinta do “Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor do Gás – 2022”, publicado pela ERSE, com base em informação prestada pelas empresas do sector, e que dá corpo a uma obrigação imposta pelo RQS a essa entidade. O referido relatório analisa três vertentes da qualidade de serviço estabelecidas para o sector do gás no RQS, designadamente (i) continuidade de serviço, (ii) características do gás e (iii) pressão de fornecimento.

### (i) Continuidade de serviço

#### Terminal de GNL de Sines (TGNL)

A avaliação da continuidade do serviço prestado pelo operador do TGNL contempla os três processos seguintes, com os respetivos indicadores estabelecidos no RQS:

- Receção de GNL através de navios metaneiros: (i) Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros e (ii) Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (consideram-se atrasos sempre que a duração da descarga for superior a 24 horas);
- Carga de camiões-cisterna com GNL para abastecimento das UAG: (i) Tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e (ii) Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (consideram-se atrasos sempre que a duração do enchimento for igual ou superior a duas horas);
- Injeção de gás natural na rede de transporte: (i) Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural e (ii) Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural.

Tabela 4 – Indicadores de continuidade de serviço do TGNL

Indicador	Unid.	2021	2022
Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	19:30:52	19:06:00
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	0:57:43	0:48:40
Tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	1:27:59	1:23:33
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	0:27:19	0:27:33
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	%	100	100
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural	%	99,85	99,85

Fonte: ERSE

Em 2022 o TGNL recebeu 70 navios metaneiros que realizaram operações de descarga de GNL, o valor mais elevado de sempre, que representou um aumento de 9,4% face ao ano anterior. O valor total de energia descarregada correspondeu a aproximadamente 63,3 TWh. Não se registou, nesse ano, qualquer operação de carga nem de arrefecimento (*cooldown*) de navios metaneiros. Em 2022, tal como em 2021, registaram-

se situações de atraso na descarga de navios metaneiros, embora com uma diminuição do tempo médio de atraso. O tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros também diminuiu face a 2021.

Verificou-se, de 2021 para 2022, uma diminuição de 12,4% do número de enchimentos de camiões-cisterna, sendo que o tempo médio de atraso de enchimento registou uma diminuição de 5,3% e o tempo médio efetivo de enchimento uma diminuição de 0,4%. O número de enchimentos de camiões-cisterna com atraso, isto é, com tempo de enchimento superior a 2 horas, correspondeu, no ano 2022, a 10% do número total de enchimentos, tendo em 2021 esse valor sido de 13%.

Em relação às nomeações energéticas de injeção de gás natural para a rede de transporte em 2022, o cumprimento foi de 99,85%, como no ano anterior.

### Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

Os indicadores de continuidade de serviço para a RNTG avaliam o número e a duração das interrupções de fornecimento nos seus pontos de saída (ligações às redes de distribuição, aos grandes clientes, ao armazenamento subterrâneo e às interligações internacionais), sendo que uma interrupção se caracteriza pela ausência de fornecimento de gás à infraestrutura de rede ou à instalação do cliente. Para este efeito estão estabelecidos três indicadores:

- Número médio de interrupções por ponto de saída;
- Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída);
- Duração média de interrupção (min/interrupção).

Tabela 5 - Indicadores de continuidade de serviço da Rede Nacional de Transporte de Gás em 2021

Indicador	Interrupções controláveis		Interrupções não controláveis		Total
	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	
Número médio de interrupções por ponto de saída	0	0	0	0	0
Duração média das interrupções por ponto de saída (min/ponto de saída)	0	0	0	0	0
Duração média de interrupção (min/interrupção)	0	0	0	0	0

Fonte: ERSE

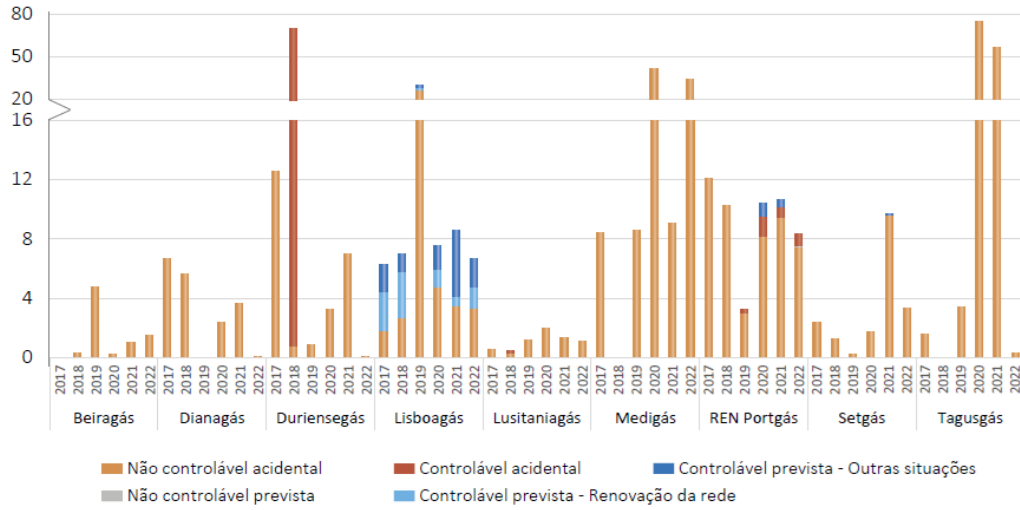
Durante o ano de 2022, tal como sucedeu em 2021, não se registaram interrupções de fornecimento nos pontos de saída da RNTG.

### Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG)

Os indicadores de continuidade de serviço para a RNDG avaliam o número e a duração das interrupções de fornecimento nos seus pontos de entrega (instalações de clientes), sendo que uma interrupção se caracteriza pela ausência de fornecimento de gás ao cliente. Para este efeito estão estabelecidos três indicadores gerais:

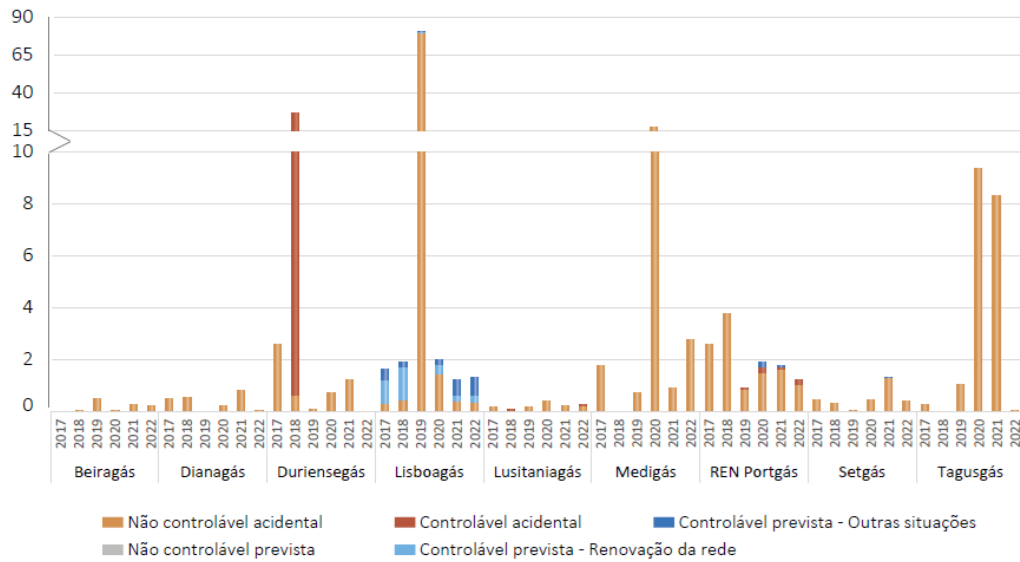
- Número médio de interrupções por 1 000 clientes *[a este indicador estão associados padrões, definidos por tipo de interrupção, que se aplicam apenas aos operadores com mais de 100 000 clientes];*
- Duração média das interrupções por cliente (min/cliente) *[a este indicador estão associados padrões, definidos por tipo de interrupção, que se aplicam apenas aos operadores com mais de 100 000 clientes];*
- Duração média das interrupções (min/interrupção).

**Figura 83 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes**



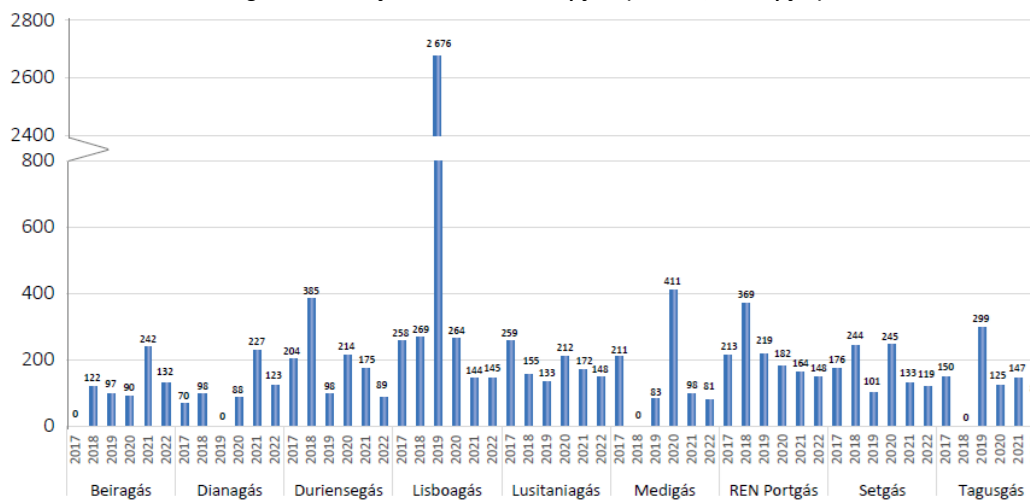
Fonte: ERSE

**Figura 84 – Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)**



Fonte: ERSE

**Figura 85 – Duração média das interrupções (minutos/interrupção)**



Fonte: ERSE

Em 2022 verificou-se um total de 8 919 interrupções na RNDG, que afetaram 0,6% do total de instalações de clientes em Portugal. Cerca de 74,3% das interrupções foram classificadas como interrupções não controláveis acidentais, tendo a totalidade dessas interrupções sido motivadas por casos fortuitos ou de força maior. As restantes interrupções com maior frequência foram do tipo controlável acidental e controlável prevista, correspondendo respetivamente a cerca de 5,6% e 19,9% do total das interrupções registadas. Estas interrupções foram motivadas por renovação da rede e outras situações.

Os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) Paxgás e Sonorgás não registaram, em 2022, interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás, a Lusitaniagás e a REN Portgás registaram interrupções controláveis, sendo que a Lusitaniagás e a REN Portgás foram os únicos ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2022 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Medigás, devido, essencialmente, à ocorrência de incidentes provocados por trabalhos de terceiros na proximidade da rede.

Os padrões gerais associados aos vários indicadores de continuidade de serviço foram todos cumpridos pelos ORD.

## **(ii) Características do gás**

O RQS estabelece as características do gás a monitorizar e os pontos das infraestruturas do SNG onde estas deverão ser monitorizadas.

A entidade concessionária da RNTG efetua a caracterização do gás, realizando para o efeito monitorizações com vista a avaliar o cumprimento dos limites estabelecidos no RQS, em particular para o Índice de *Wobbe* (IW) e para a densidade relativa do gás.

No TGNL são avaliados os pontos associados aos processos de descarga dos navios metaneiros e de enchimento dos camiões-cisterna. No caso da RNTG a monitorização é efetuada nos seguintes pontos:

- Entradas de gás na rede, nomeadamente as interligações com a rede espanhola, a ligação ao TGNL e a ligação ao armazenamento subterrâneo;
- Pontos específicos da RNTG tendo em vista a determinação de zonas de mistura de gás com proveniências distintas;
- Pontos de ligação a grandes consumidores.

### **Terminal de GNL de Sines (TGNL)**

Em 2022, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no RQS para as características do gás no TGNL.

### **Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)**

Em 2022, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no RQS para as características do gás na RNTG.

### **(iii) Pressão de fornecimento**

#### **Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG)**

Os ORD devem assegurar os níveis de pressão necessários ao contínuo funcionamento das respetivas redes, atendendo aos limites da pressão de funcionamento das redes e dos equipamentos dos clientes.

A monitorização da pressão é uma forma de caracterizar o sistema de gás, garantindo a sua estabilidade e segurança, permitindo também controlar as variações das necessidades de consumo da rede.

A verificação dos valores da pressão de fornecimento nas redes de distribuição é feita com base em pontos de monitorização permanente e em pontos de monitorização não permanente.

Em 2022, todos os ORD apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 467 pontos distintos das redes de distribuição.

## 5. Considerações Finais

1. Nos últimos anos Portugal tem vindo a desenvolver esforços no sentido de diversificar as suas fontes de abastecimento de gás natural. No entanto, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo Terminal de GNL de Sines, aproximadamente 85% das importações de gás natural em 2022 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, cerca de 1% acima da respetiva quota registada no ano anterior. Note-se que de 2015 a 2018 os dois principais países de origem do gás natural importado em Portugal foram a Nigéria e a Argélia, representando em 2018 aproximadamente 67% das importações. Devido à redução expressiva das importações de gás argelino, efetuadas maioritariamente através de gasoduto, verificou-se um decréscimo significativo das importações de gás natural por essa via, que em 2018 representavam aproximadamente 34% e em 2022 apenas 2%.

Prevê-se que a representatividade do gás argelino nas importações nacionais se mantenha em níveis baixos, ou mesmo nulos, como ocorreu em 2022, por força do menor volume anual de gás contratado pelo principal importador a atuar em Portugal (Galp) ao fornecedor de gás da Argélia (*Sonatrach*), no mais recente contrato de longo prazo assinado entre as duas empresas, que diminuiu de 2,4 bcm/ano para 1 bcm/ano.

Assim, a diversificação de fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento de gás deverá continuar tendo em conta, em particular, a instabilidade dos principais importadores históricos para o território nacional, nomeadamente ao nível das infraestruturas energéticas, como *pipelines*, com potenciais riscos para o abastecimento de gás a Portugal.

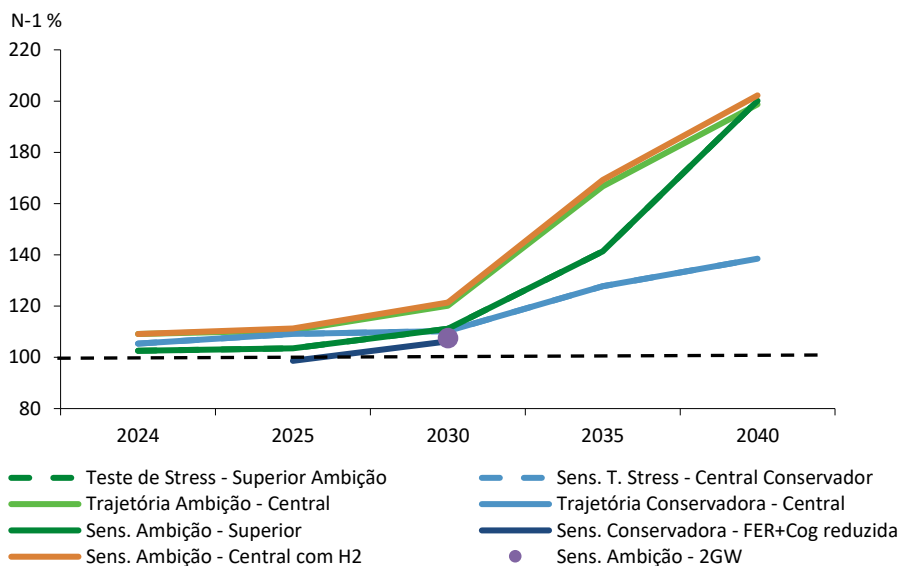
### 2. Perspetiva da oferta de gás

#### Cenário base:

Da análise realizada ao cenário base do RMSA-G 2023 constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, com exceção da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, na qual se constata o incumprimento das referidas normas no primeiro desses dois anos. Assim, salvo a referida exceção, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo, portanto, suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.



Figura 86 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas – Cenário Base - Fórmula N-1 (%)



#### Análise complementar à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

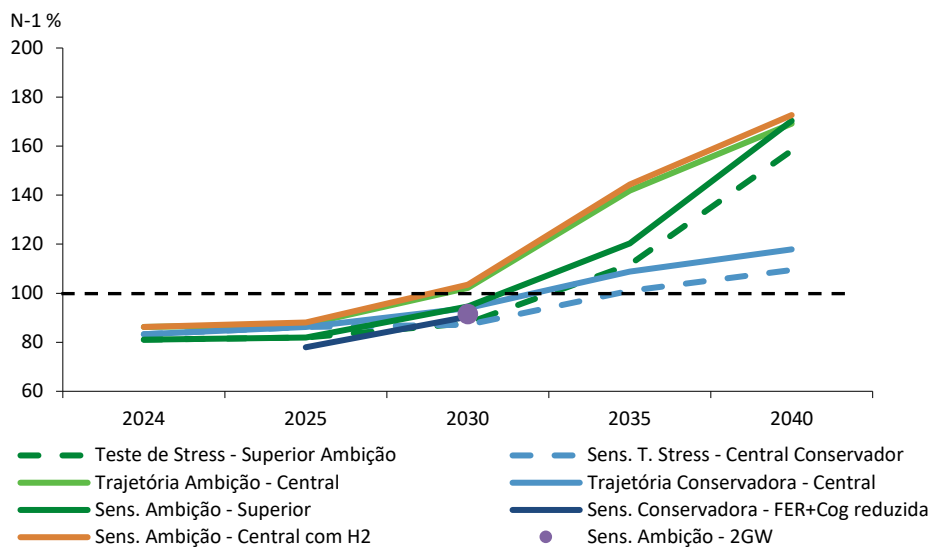
Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, correspondentes a volumes operacionais abaixo dos 60% antes e depois do aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS, respetivamente, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030, bem como na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em nenhum dos anos em estudo.

Na trajetória Ambição, bem como na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030.

Nas restantes trajetórias e análises de sensibilidade, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035.

**Figura 87 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano - Fórmula N-1 (%)**



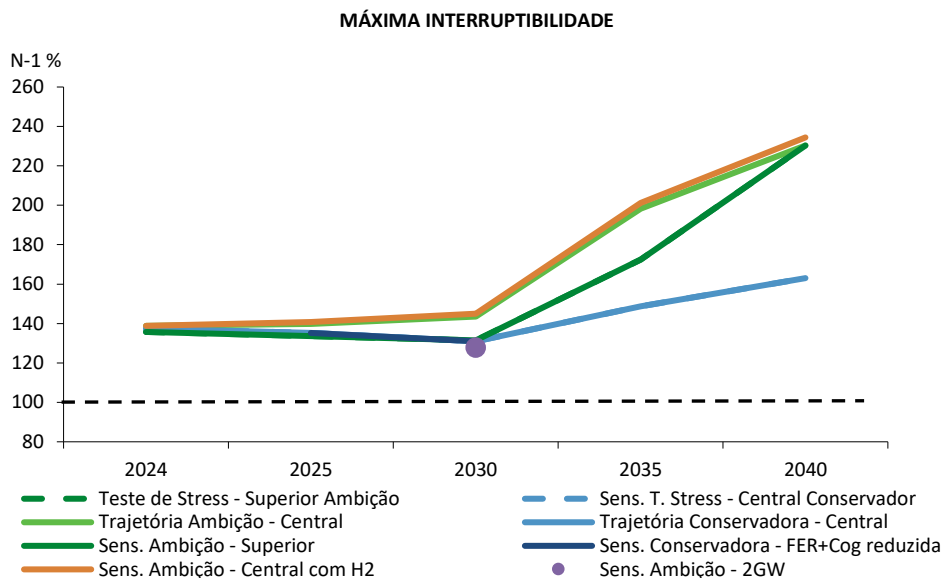
Fonte: REN

Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

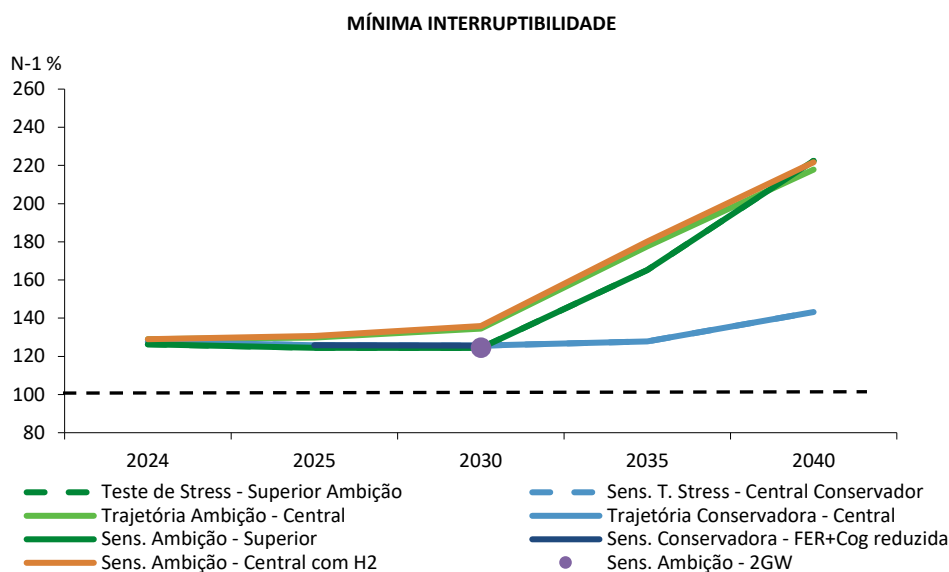
Apesar de atualmente não existir um quadro legal ou regulamentar que permita ativar os contratos de interruptibilidade do consumo de gás das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares em regime de mercado, foi analisado o impacto dessa ativação no cumprimento das normas relativas às infraestruturas, na ocorrência de dias de procura excecionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestruturas, assumindo-se duas hipóteses: máxima interruptibilidade e mínima interruptibilidade.

Da análise realizada a todas as trajetórias, bem como das várias análises de sensibilidade, constata-se que, quer na hipótese de máxima interruptibilidade, quer na de mínima interruptibilidade, as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todo o período em análise. No entanto, importa reforçar que atualmente a paragem do abastecimento de gás às centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares apenas poderá ser forçada em caso de emergência/força maior, pelo que se considera oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares que permitam a ativação da interruptibilidade em regime de mercado.

Figura 88 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN



Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o período em estudo.

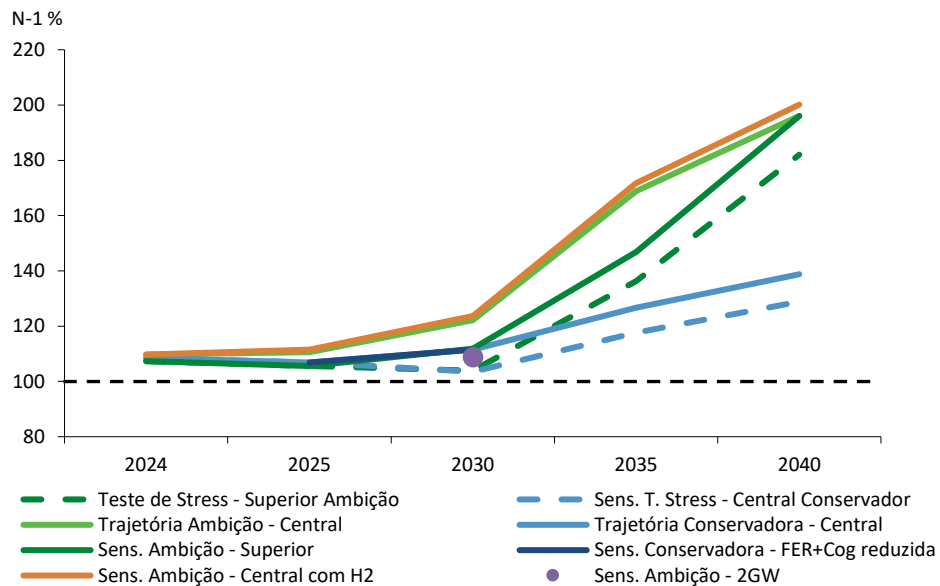
Na hipótese de mínima interruptibilidade, com limitação da capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas nos seguintes casos:

- Na trajetória Conservadora: em 2025;
- No Teste de Stress: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta: em 2024 e 2025;

- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta: em 2025 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030: em 2025.

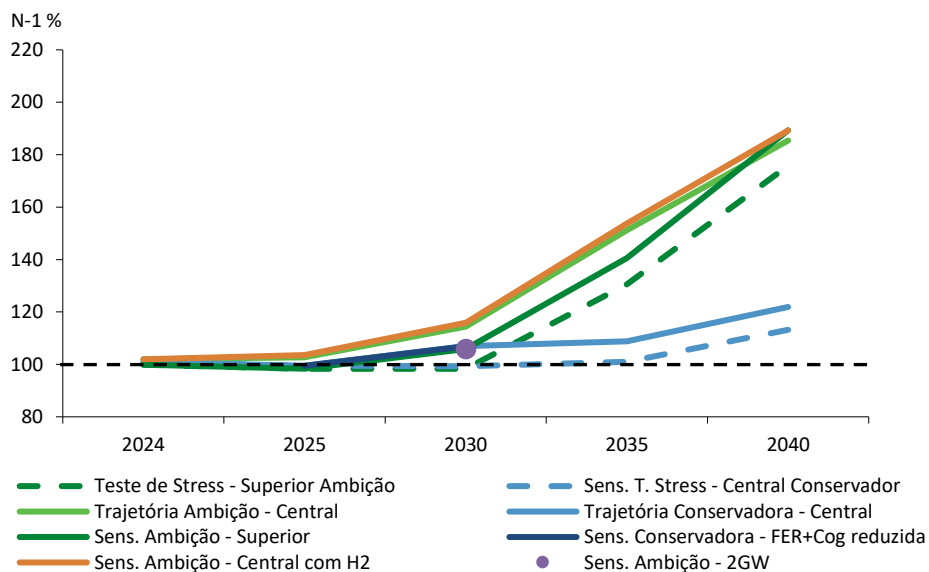
**Figura 89 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano - Fórmula N-1 (%)**

**MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE**



Fonte: REN

**MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE**

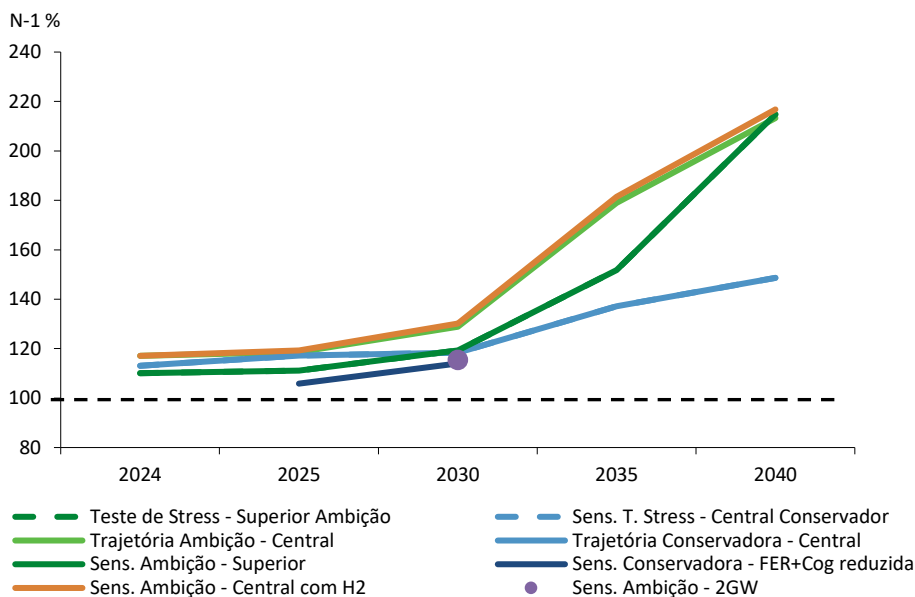


Fonte: REN

Análise complementar ao aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d:

Considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho (incremento de 20 GWh/d, face à capacidade utilizada atualmente), verifica-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas em todas as trajetórias e análises de sensibilidade, em todo o horizonte de estudo.

**Figura 90 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando o aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d - Fórmula N-1 (%)**



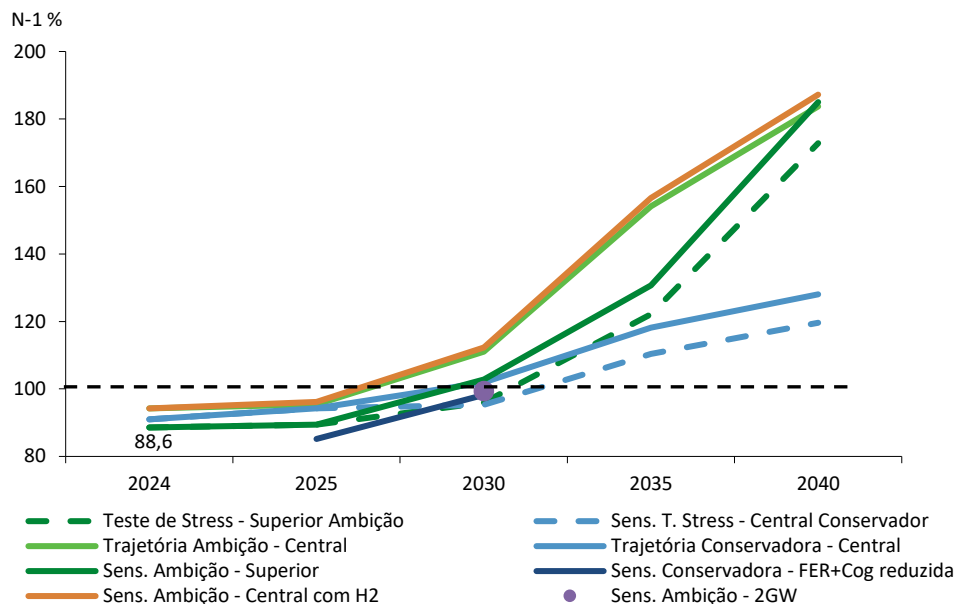
Fonte: REN

Tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, não sendo as normas relativas a infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 cumpridas nos seguintes casos:

- Na trajetória Conservadora: em 2024 e 2025;
- Na trajetória Ambição: em 2024 e 2025;
- No Teste de Stress: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta: em 2024 e 2025;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta: entre 2024 e 2030;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H2 na RPG: em 2024 e 2025;
- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e evolução expectável da oferta, com uma capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida em 2025 e 2030: em 2025 e 2030;

- Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta, com 2GW de grandes consumidores industriais no Mercado de Eletricidade em 2030: em 2030.

Figura 91 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando o aumento da capacidade de importação em Valença do Minho para 30 GWh/d e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d até 2030 e 88 GWh/d a partir desse ano - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN

### 3. Perspetiva da oferta de GNL

Relativamente à oferta de GNL do TGNL de Sines, na situação N-1 (24 cisternas/dia), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas do terminal não é suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema), em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo, considerando o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas<sup>29</sup>, bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. O reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação.

Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica fortemente dependente do aprovisionamento via Espanha.

<sup>29</sup> À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

#### 4. Perspetiva do armazenamento de gás

A capacidade de armazenamento da RNTIAT deve assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de AS do Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Note-se, a esse propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022 determina o reforço da capacidade de armazenamento do AS do Carriço em, pelo menos, duas cavidades adicionais, a fim de obter um montante complementar de capacidade de armazenamento superior a 1,2 TWh e permitir acomodar nessa infraestrutura a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG.

As quantidades mínimas de reservas de segurança de gás do SNG, calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista nas normas de aprovisionamento a que se refere o artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, deverão garantir o aprovisionamento aos clientes protegidos<sup>30</sup> durante um período de 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos. Para além das necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos, a análise efetuada às reservas de segurança no RMSA-G 2023 incluiu, ainda, o aprovisionamento às centrais electroprodutoras não interruptíveis.

Da análise efetuada constata-se que em todas as trajetórias e análises de sensibilidade a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, considerando as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo em todo o período analisado.

#### 5. Perspetiva do armazenamento de GNL para abastecimento das UAG

Da análise efetuada constata-se que a capacidade dos atuais tanques para armazenamento no TGNL de Sines é suficiente para garantir o aprovisionamento do GNL correspondente aos clientes protegidos das UAG<sup>31</sup> em todo o período 2024-2040, tanto nas trajetórias Conservadora, Ambição e Teste de Stress, como nas análises de sensibilidade realizadas.

---

<sup>30</sup> Entende-se por “clientes protegidos” os clientes domésticos ligados a uma rede de distribuição de gás, acrescidos das pequenas e médias empresas e serviços essenciais de carácter social, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20% do consumo final anual do gás.

<sup>31</sup> As necessidades de aprovisionamento de GNL incluem o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

## 6. Ambiente e Competitividade

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H<sub>2</sub> de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H<sub>2</sub> na mistura de gás (em volume do total de gás consumido anualmente): 5% em 2025, 10% em 2030, 15% em 2035 e 20% em 2040.

Nestas condições, os contributos crescentes, em energia, do H<sub>2</sub> injetado, variam entre 1,0 e 1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,7 e 2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura considerado. Do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> de origem renovável contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.

Atualmente, o aprovisionamento de GNL às UAG é realizado maioritariamente a partir do TGNL de Sines, utilizando camiões-cisterna, na sua maioria consumindo gasóleo e percorrendo frequentemente longas distâncias até ao norte e centro do país, o que acarreta, entre outros, impactes ambientais decorrentes das emissões de CO<sub>2</sub>. A atual conjuntura aponta, igualmente, para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo e para a necessidade de desenvolver infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. Note-se, a este propósito, que a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, determina a promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de GNL entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano.

Complementarmente, um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, em bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitassem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de gás, permitiriam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária, aumentar a competitividade do GNL com origem no TGNL, bem como reduzir a dependência de Espanha para abastecimento de consumos, em caso de falha no TGNL. Se devidamente dimensionadas, estas novas infraestruturas poderiam, inclusivamente, permitir uma capacidade de oferta adicional que suprisse os défices previstos.

O histórico da capacidade contratada em mercado da injeção de gás natural na RNTG via TGNL apresenta um crescimento sustentado desde 2016, tendo sido atingidos, recentemente, durante períodos significativos, valores próximos da capacidade máxima de regaseificação do TGNL (229 GWh/d). No período 2016-2023 a regaseificação média diária no TGNL aumentou cerca de 178%, de acordo com dados disponíveis no *Data Hub* da REN<sup>32</sup>. A eventual construção da Estação de Compressão do Carregado permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal a preços competitivos, reduzindo a dependência do gás importado via pipeline, incrementando a flexibilidade dos agentes de mercado e a redução de riscos associados a fenómenos geopolíticos.

---

<sup>32</sup> <https://datahub.ren.pt/>



## 7. Qualidade de serviço

Relativamente à avaliação da qualidade de serviço prestado no SNG em 2022, no que se refere a dados técnicos, destaca-se o seguinte:

- Na vertente da **continuidade de serviço**, verificou-se que no TGNL de Sines o tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros diminuiu cerca de 2% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros diminuiu aproximadamente 16%. Registou-se, ainda, uma diminuição de aproximadamente 5% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e um aumento de cerca de 1% no tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna. Quanto às nomeações energéticas de injeção de gás natural do TGNL para a RNTG, o cumprimento foi de 99,85%.

Na RNTG não se registaram em 2022 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 8 919 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,6% do total de instalações de clientes (das quais 74,3% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a LisboaGás, a Lusitaniagás e a REN Portgás registaram interrupções controláveis, sendo que a Lusitaniagás e a REN Portgás foram os únicos ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2022 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Medigás, devido à ocorrência de incidentes provocados por trabalhos de terceiros na proximidade da rede.

- Na vertente das **características do gás**, em 2022 foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço para as características do gás natural no TGNL de Sines e na RNTG.

## 8. Recomendações e medidas para a melhoria da segurança do abastecimento

O SNG enfrenta desafios crescentes, cujos efeitos na segurança do abastecimento, ainda que identificados, não são integralmente conhecidos. Assim, não obstante outras ações que possam vir a ser identificadas como necessárias em futuros exercícios, deverão ser já equacionadas, com vista ao reforço da segurança de abastecimento do SNG, as seguintes medidas:

- a criação das condições para ser efetivada a totalidade da capacidade de importação de gás na interligação Valença do Minho-Tui (passando para 30 GWh/d), aumentando assim a capacidade de importação associada ao VIP Ibérico (passando de 144 GWh/d para 166 GWh/d);
- a eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado que permitiria eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG (saturadas na capacidade máxima de 200 GWh/d) e aumentar a sua capacidade de oferta para os 321 GWh/d, potenciando o aprovisionamento de GNL a Portugal (com diversificação de origens);
- dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, de forma a garantir o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação e a mitigação de eventuais problemas decorrentes de eventuais paragens dessas baías;

- um eventual novo Terminal de GNL de pequenas dimensões, destinado, principalmente a bancas marítimas localizadas em portos existentes, conjugado com a constituição de entrepostos logísticos de GNL localizados em pontos estratégicos do país, que possibilitem a integração das várias soluções intermodais na cadeia de aprovisionamento de GNL, que permitam, a par do aumento dos níveis de segurança de abastecimento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da atual logística de aprovisionamento de GNL exclusivamente rodoviária;
- a criação de um regime que permita a implementação e a operacionalização do serviço de interruptibilidade de gás no SNG (nos estudos e análises do presente relatório considera-se a interruptibilidade das centrais a gás de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, através da redução voluntária dos consumos de gás);
- adaptação da RNTG e do AS do Carriço à operação com misturas de gás natural e H<sub>2</sub>, tendo por base os resultados dos estudos realizados no âmbito do Programa H2REN, estratégia implementada pelas concessionárias de serviço público associadas a essas infraestruturas, tal como previsto no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT de 2023 (período 2024 a 2033) da REN Gasodutos;
- realização de estudos aprofundados sobre eventuais medidas tendo em vista atenuar a limitação da capacidade de extração do AS do Carriço em caso de volumes operacionais abaixo dos 60%.

Relativamente ao projeto da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha, atualmente designado projeto “CelZa”, o mesmo não foi considerado neste estudo (conforme indicado no Anexo 1 deste relatório), uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde será inserido.

*[página em branco]*

## Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-G 2023

Anexo 2 – Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040”

*[página em branco]*

# Anexo 1

## Pressupostos do RMSA-G 2023

# RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2023, PERÍODO 2024-2040 (RMSA-G 2023)

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte e âmbito

O estudo tem o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, sendo relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, mas incorporando as necessidades estimadas de Gás Natural Liquefeito (GNL) para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo está articulado com o *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2, que se encontra em revisão), em particular no que respeita à evolução da capacidade instalada de centrais electroprodutoras a gás e às metas e trajetórias de incorporação de energia renovável no consumo de energia.

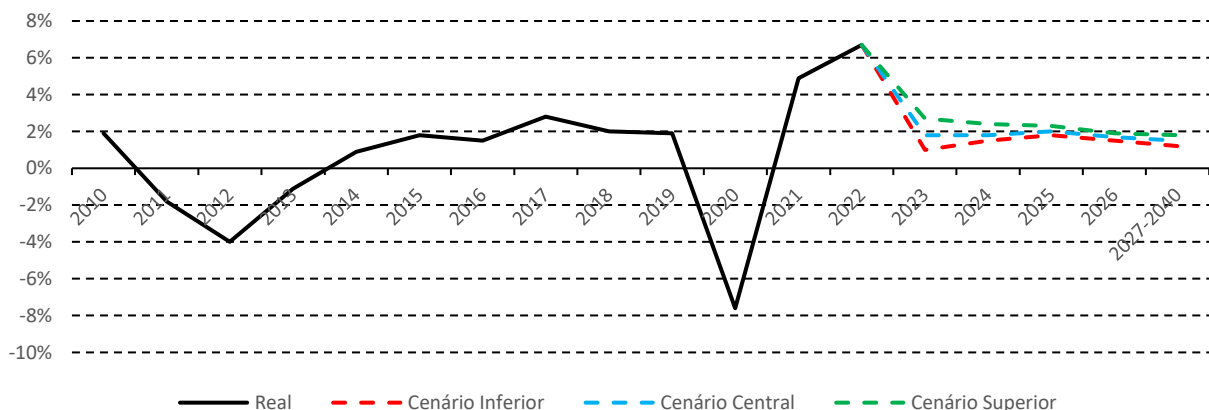
### 2. Cenários macroeconómicos

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

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

	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%

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



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com os considerados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal à data da elaboração dos respetivos pressupostos (agosto de 2023), provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

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

	2023	2024	2025	2026	2027
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2023)	2,7%	2,4%	2,3%		
Comissão Europeia ( <i>European Economic Forecast, Spring 2023</i> , maio 2023)	2,4%	1,8%			
OCDE ( <i>Economic Outlook- Volume 2023 Issue 1</i> , junho 2023)	2,5%	1,5%			
FMI ( <i>World Economic Outlook, April 2023</i> )	1,0%	1,7%	2,2%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2023-2027, março 2023)	1,2%	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2023, outubro 2022)	1,3%				
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2023-2027, abril 2023)	1,8%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no *draft* da revisão do PNEC 2030 e considerando os valores de 2022 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2022-2040:

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

	2022	2030	2035	2040
<b>Impostos</b>	14,0%	11,8%	11,8%	11,8%
<b>Agricultura, Silvicultura e Pescas</b>	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%
<b>Indústria</b>	15,4%	15,5%	15,5%	15,5%
<b>Construção e Obras Públicas</b>	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
<b>Serviços</b>	65,0%	66,6%	66,6%	66,6%



### 3. Cenários de evolução da oferta

No RMSA-G 2023 serão considerados os seguintes **cenários de evolução da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT)**:

- Evolução expectável, no qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrânea do Carriço (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de Sines).
- Teste de Stress, no qual se considera apenas o sistema existente.

Relativamente ao projeto da **3.ª interligação entre Portugal e Espanha (atualmente designado como projeto “CELZA”)**, o mesmo não foi considerado neste estudo uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde o mesmo será inserido.

O **projeto CELZA** obteve o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC) da União Europeia, ao abrigo do Regulamento (UE) 2022/869, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio, relativo às redes transeuropeias de energia (novo Regulamento TEN-E), estando inserido na 6.ª lista PIC publicada pela Comissão Europeia. Este projeto encontra-se coordenado com o projeto da nova interligação Espanha – França, ligando por traçado submarino Barcelona em Espanha com Marselha em França (atualmente designado como projeto “BARMAR”, que obteve igualmente o estatuto de PIC, na referida 6.ª lista), no âmbito do “*Green Energy Corridor*” a criar entre a Península Ibérica e o centro da Europa.

No que se refere à oferta de **gases renováveis**, importa destacar o seguinte:

- A EN-H2, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação para o hidrogénio 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.
- O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, materializa a figura do produtor de gases renováveis e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores de transporte e distribuição desenvolverem as suas infraestruturas e efetuarem os investimentos necessários à crescente incorporação dos referidos gases no SNG. Menciona ainda o contributo da produção e incorporação de outros gases para a segurança do abastecimento.
- A introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2023

refletirá, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento conducentes à materialização da EN-H2.

- No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), tanto ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) como da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 3 de outubro de 2023, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, ou de baixo teor de carbono nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em exploração do estabelecimento de produção e respetiva capacidade de injeção na RPG se encontram consideradas nas tabelas seguintes:

Tabela 4 – Capacidade anual prevista (não cumulativa) de injeção de gases renováveis na RNTG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2035	2040
Metano sintético	0	0	0	0	0,444	0	0	0
Hidrogénio verde	0	2,131	2,410	0,778	1,242	0	0	0

Fonte: DGEG

Tabela 5 – Capacidade anual prevista (não cumulativa) de injeção de gases renováveis na RNDG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,046	0	0,224	0	0	0	0	0
Hidrogénio verde	0,043	0,273	0,433	0,660	0	0	0	0

Fonte: DGEG

De realçar que o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, estabelece que durante a sua vigência (de 19 de abril de 2022 a 19 de abril de 2024) os comercializadores de gás cujo fornecimento seja superior a 2000 GWh/ano estão obrigados a incorporar no seu aprovisionamento uma percentagem não inferior a 1% de biometano ou hidrogénio por eletrólise a partir da água, em volume de gás natural fornecido.

Por sua vez, a Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, determinou a abertura de um procedimento concorrencial para aquisição, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista, de biometano e hidrogénio por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, para injeção na rede nacional de gás (150 GWh/ano de biometano e 120 GWh/ano de hidrogénio). As peças do referido procedimento concorrencial foram submetidas a consulta pública, entre 11 e 31 de julho de 2023, aguardando-se, à data da publicação dos presentes pressupostos, o lançamento do procedimento.

O cenário de **evolução expectável** da capacidade de oferta da RNTIAT, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:

Tabela 6 – Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT

	2022	2023	2025	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839	3 839	5 039	5 039	5 039
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>88</b>

**NOTAS:**

1. A evolução expectável da capacidade de oferta e do armazenamento está de acordo com a proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos para aprovação por parte do concedente.
2. Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada (para 321 GWh/d) após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado (sem data prevista no PDIRG 2023).
3. A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

A evolução relativa ao **Teste de Stress**, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela:

Tabela 7 – Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress

	2022	2023-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

1. Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
2. A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

## 4. Cenários de evolução da procura

Os cenários de evolução da procura de gás no SNG são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo nos sectores da indústria, cogeração, residencial e terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

Para o **Mercado Convencional** são considerados três cenários de evolução da procura de gás decorrentes dos cenários macroeconómicos assumidos – Superior, Central e Inferior – combinados com dois cenários de evolução da procura de gás associados aos veículos pesados (passageiros e mercadorias) e ao transporte marítimo – Ambição e Conservador.

Foi ainda considerada, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional (em particular para o setor residencial e terciário), a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), aprovada e publicada através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que 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. Em particular, a ELPRE 2050 prevê várias medidas com vista a melhoria do desempenho energético dos edifícios, que apresentam impactos ao nível do consumo de gás.

No caso do **Mercado de Eletricidade** são considerados os cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2023, alicerçadas em duas trajetórias:

- 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. São efetuadas, ainda, para esta trajetória, as seguintes análises de sensibilidade:
  - a) à procura em todos os horizontes, assumindo o cenário Inferior Conservador;
  - b) à oferta, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração, mais reduzida do que no cenário Conservador.
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário Central Ambição da procura e 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 todos os horizontes, assumindo o cenário superior Ambição;
  - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW do consumo adicional de grandes consumidores industriais.

Na definição dos cenários da procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede. De acordo com as propostas dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2023-2027, existem atualmente 61 UAG de rede ativas, uma das quais temporária<sup>1</sup>, e está prevista

---

<sup>1</sup> REN Portgás – Paredes de Coura

a construção de 28 novas UAG nesse horizonte. De referir igualmente a existência de 64 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 29 postos de enchimento de gás veicular em operação<sup>2</sup>.

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução da procura de gás:

- Cenário Central Conservador;
- Cenário Central Ambição;
- Cenário Superior Ambição;
- Cenário Inferior Conservador.

#### 4.1 Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças no consumo de gás nos edifícios (setores residencial e terciário), 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 gás corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição, evolução alinhada com o assumido para as poupanças de eletricidade no cenário Conservador do RMSA-E 2023.

As estimativas das poupanças no consumo de gás nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela seguinte:

**Tabela 8 - Estimativa das poupanças nos consumos de gás nos edifícios (GWh)**

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
797	3218	638	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela anterior entre residencial e terciário, de referir que se estima que o sector terciário represente 64% e 42% das poupanças nos consumos de gás nos edifícios, respetivamente nos períodos de 2023-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

Com a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, Portugal teve de adotar medidas com vista à redução do seu consumo de gás. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, aprovou o Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que define um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado. O Plano assume que todo o consumo de eletricidade evitado através das medidas de poupança nele estabelecidas tem origem em centrais termoelétricas a gás natural.

Estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com o objetivo definido no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para 2022 e 2023 e, quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

<sup>2</sup> 17 em regime público (3 GNC+1GNL+13GNL+GNC) e 12 em regime privativo (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 5 postos de GNV

Apresenta-se, na tabela seguinte, a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas prevista no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para cada um dos cenários considerados.

Tabela 9 - Estimativa das poupanças de gás em 2023 resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023 (GWh)

	Cenário Ambição	Cenário Conservador
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	803	642

NOTA: Assume-se, como aproximação, que as poupanças verificadas se referem apenas ao setor dos serviços.

## 4.2 Mobilidade a gás

No que diz respeito à mobilidade a gás, no transporte rodoviário foi tida em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e pesados de mercadorias a gás, tendo por base a evolução tecnológica e a incerteza das tecnologias futuras (H2 e/ou elétrico). Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução dos respetivos consumos despicientes quando comparados com o segmento dos veículos pesados.

Tabela 10 – Previsão de evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás natural/biometano em Portugal

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	736	736	425	425
2025	800	770	450	435
2030	880	800	500	450
2035	765	700	450	415
2040	650	600	400	380

Relativamente ao transporte marítimo a gás foi considerada a evolução da energia consumida prevista no âmbito da modelação associada ao *draft* da revisão do PNEC 2030. Da mesma forma, foram tidos em conta os valores do cenário WEM do *draft* da revisão do PNEC 2030 para o cenário Conservador e os do cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC 2030 para o cenário Ambição.

No âmbito do *draft* da revisão do PNEC 2030 foi já tido em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano (considera-se o calendário de execução proposto na proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos, para aprovação por parte do concedente).

Tabela 11 – Previsão de evolução de utilização de energia para navios a gás em Portugal

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	0,9	0,9
2025	32,3	0,0
2030	70,8	24,3
2035	137,2	69,1
2040	141,7	121,1

### 4.3 Evolução da procura

Uma parte significativa do consumo de gás destina-se ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução de instalação das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E 2023. Por este facto, o cenário Superior Ambição sofre efeitos contrários do ponto de vista do consumo de gás, prevendo-se, por um lado, no Mercado Convencional um incremento de consumo, devido à maior penetração do gás nos transportes e, por outro lado, a redução de consumo no Mercado de Eletricidade, com o forte incremento das FER para produção de eletricidade.

A tabela 12 apresenta a evolução da procura total de gás para o período 2023-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 12 – Cenários de evolução da procura total de gás

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>32,1</b>	<b>32,9</b>	<b>33,1</b>	<b>32,1</b>	<b>31,1</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,1	3,1	2,5	1,8
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,3	3,4	3,2	3,0
	Indústria	TWh	17,8	18,1	18,1	18,1	17,9	17,9
	Cogeração	TWh	7,8	7,7	8,5	8,5	8,5	8,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>18,8</b>	<b>13,5</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>3,5</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>50,9</b>	<b>46,4</b>	<b>39,0</b>	<b>37,8</b>	<b>34,6</b>
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>31,5</b>	<b>31,2</b>	<b>29,4</b>	<b>26,6</b>	<b>24,1</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,1	3,1	2,2	1,4
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,3	3,4	3,1	2,7
	Indústria	TWh	17,8	18,1	18,1	18,1	17,8	17,5
	Cogeração	TWh	7,8	7,2	6,8	4,9	3,5	2,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>19,2</b>	<b>14,2</b>	<b>4,6</b>	<b>4,3</b>	<b>2,8</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>50,7</b>	<b>45,4</b>	<b>34,0</b>	<b>30,9</b>	<b>26,9</b>
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>32,7</b>	<b>33,7</b>	<b>33,8</b>	<b>29,7</b>	<b>23,5</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,2	3,3	2,6	1,9
	Terciário	TWh	3,3	3,4	3,5	3,7	3,5	3,2
	Indústria	TWh	17,8	18,4	18,5	18,7	18,5	18,5
	Cogeração	TWh	7,8	7,8	8,6	8,2	5,1	0,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>19,9</b>	<b>15,0</b>	<b>4,9</b>	<b>4,8</b>	<b>3,2</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>52,6</b>	<b>48,6</b>	<b>38,8</b>	<b>34,6</b>	<b>26,8</b>
Cenário Inferior Conservador	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>31,5</b>	<b>31,5</b>	<b>30,3</b>	<b>28,2</b>	<b>26,3</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,0	2,9	2,8	2,1	1,3
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,2	3,2	2,9	2,6
	Indústria	TWh	17,8	17,9	17,8	17,6	17,2	17,0
	Cogeração	TWh	7,8	7,4	7,6	6,7	6,0	5,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>18,3</b>	<b>13,0</b>	<b>4,3</b>	<b>4,1</b>	<b>2,4</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>49,9</b>	<b>44,6</b>	<b>34,6</b>	<b>32,3</b>	<b>28,7</b>

Notas:

1. O consumo de gás associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector terciário.
2. A partir de 2030 (inclusive), dada a maior integração de FER e menor produção expectável das centrais termoeletricas a gás (CCGT), o consumo de gás no Mercado de Eletricidade foi determinado através de simulações com o modelo *Power System Model for Operational Reserves Adequacy (PS-MORA)*, na medida em que permite quantificar com maior resolução os consumos de gás pelas CCGT, comparativamente ao modelo VALORAGUA.



Na tabela 13 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2023-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 13 – Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito<sup>3</sup>

Cenário	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	TWh	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,0
Cenário Central Ambição	TWh	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,0
Cenário Superior Ambição	TWh	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2
Cenário Inferior Conservador	TWh	2,0	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8

Nas tabelas 14 e 15 apresentam-se os cenários de evolução da ponta anual diária de consumo para os diferentes cenários:

- Mercado Convencional sem GNL;
- Mercado de Eletricidade;
- Mercado de GNL (tipicamente UAG).

Tabela 14 – Cenários de consumo máximo diário<sup>4</sup> – ponta anual (Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>241,2</b>	<b>237,3</b>	<b>211,8</b>	<b>172,7</b>	<b>146,9</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	109,9	112,8	113,2	109,6	106,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	131,3	124,5	98,6	63,1	40,8
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>258,9</b>	<b>249,9</b>	<b>247,3</b>	<b>213,4</b>	<b>197,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	115,3	118,4	118,8	115,0	111,4
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	143,6	131,5	128,6	98,4	85,6
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>239,9</b>	<b>233,7</b>	<b>183,0</b>	<b>137,7</b>	<b>108,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	107,8	106,4	99,6	89,4	80,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	132,1	127,3	83,4	48,3	27,3
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>250,0</b>	<b>246,9</b>	<b>227,2</b>	<b>163,6</b>	<b>137,3</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	113,1	111,7	104,5	93,8	84,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	136,9	135,2	122,6	69,8	52,6
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>247,4</b>	<b>245,0</b>	<b>203,2</b>	<b>150,5</b>	<b>107,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	112,0	115,2	115,2	100,4	78,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	135,5	129,8	87,9	50,1	28,7
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>266,0</b>	<b>263,4</b>	<b>245,4</b>	<b>192,9</b>	<b>136,3</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	117,5	120,8	120,9	105,4	82,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	148,5	142,5	124,5	87,6	54,2
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>239,1</b>	<b>231,6</b>	<b>176,0</b>	<b>136,1</b>	<b>115,6</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	107,9	108,0	103,4	95,9	89,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	131,1	123,6	72,7	40,2	26,3
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>256,5</b>	<b>242,8</b>	<b>218,7</b>	<b>179,6</b>	<b>167,8</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	113,3	113,3	108,5	100,6	93,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	143,3	129,5	110,2	79,0	74,1

<sup>3</sup> Estes cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do Terminal de GNL de Sines.

<sup>4</sup> No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2023 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido.

Tabela 15 – Cenários de consumo máximo diário – ponta anual do mercado de GNL

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,4	9,5	9,8	9,6	9,6
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,9	9,9	10,3	10,1	10,0
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,4	9,7	10,2	10,0	9,5
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,9	10,2	10,7	10,5	9,9
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,7	10,0	10,7	10,6	10,3
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	10,2	10,5	11,2	11,2	10,8
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,2	9,2	9,3	9,0	8,8
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,7	9,7	9,8	9,5	9,2

## 5. Indicadores na análise da garantia de segurança de abastecimento

A análise da garantia de segurança de abastecimento do SNG deverá ser feita sob a perspetiva da evolução da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, em condições de procura normal e em condições extremas. Adicionalmente deverá ser feita uma análise para determinar os limites da adequação do sistema, na sua atual configuração, para garantir o abastecimento de gás (Teste de Stress).

Ao nível da capacidade de oferta, deverão ser tidas em conta as normas previstas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro (normas relativas às infraestruturas), que estipulam que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

A avaliação da adequada capacidade de armazenamento para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo deverá ser feita à luz das normas definidas no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938 (normas de aprovisionamento de gás), que estabelecem que deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás aos “clientes protegidos” (clientes domésticos, PME e serviços essenciais de carácter social, sendo que as duas últimas categorias não deverão ultrapassar 20% do consumo final anual de gás), nas seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

## 6. Análises a realizar

Está prevista a análise de três trajetórias, em linha com os estudos desenvolvidos no âmbito do RMSA-E 2023:

- Trajetória Conservadora - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; é efetuada ainda para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considerou uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida.
- Trajetória Ambição - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória duas análises de sensibilidade à procura: (i) assumindo o cenário Superior Ambição e (ii) assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais.
- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo, corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

O RMSA-G 2023 incluirá, ainda, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando as seguintes percentagens de mistura (*blending*):

- 5% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2040.

As análises/trajetórias a realizar estão descritas na seguinte tabela:

Tabela 16 – Análises a realizar no RMSA-G 2023

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajetoária Conservadora	Trajetoária Ambição	Sensibilidades <sup>c)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

- a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.
- b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- c) As análises de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura e assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais.

No contexto do RMSA-G 2023 deverão também ser analisadas: (i) as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT e (ii) o cumprimento do critério N-1 de acordo com o artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, para garantir a segurança do aprovisionamento de gás, incluindo o GNL (UAG).

Serão, ainda, efetuadas análises complementares considerando: (i) prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro, (ii) redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e (iii) capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho.

*[página em branco]*

## Anexo 2

Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040”

REN 

# RMSA-G 2023

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

2024-2040

Março 2024



## ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO	5
2. METODOLOGIAS	8
3. GASES RENOVÁVEIS	10
4. ESTUDOS REALIZADOS	18
4.1 PROCURA	19
4.2 PONTAS DA PROCURA DIÁRIA	27
4.3 OFERTA	30
4.4 TRAJETÓRIAS AVALIADAS	31
5. RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	34
5.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE PONTA	35
5.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	39
5.3 AMBIENTE	40
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	41

### ANEXOS:

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS PARA O PERÍODO DO RMSA-G 2023

ANEXO III – PRINCIPAIS RESULTADOS (em formato apresentação sintética)



## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: INTERLIGAÇÃO CELZA E <i>BACKBONE</i> NACIONAL .....	14
FIGURA 2: PLANO DE AÇÃO PARA O BIOMETANO COM HORIZONTE 2040 .....	16
FIGURA 3: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA .....	19
FIGURA 4: CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS.....	20
FIGURA 5: EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS ACUMULADAS .....	21
FIGURA 6: EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS .....	22
FIGURA 7: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS PARA A MOBILIDADE TERRESTRE .....	22
FIGURA 8: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GNL ASSOCIADA AO TRANSPORTE MARÍTIMO .....	23
FIGURA 9: EVOLUÇÃO PREVISTA DA POTÊNCIA INSTALADA NO SETOR DA COGERAÇÃO .....	23
FIGURA 10: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL.....	24
FIGURA 11: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE.....	25
FIGURA 12 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL AGREGADA DE GÁS .....	25
FIGURA 13: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GNL (COM MADEIRA) .....	26
FIGURA 14: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (SEM GNL) .....	29
FIGURA 15: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GNL.....	29
FIGURA 16: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DA CAPACIDADE NA PONTA DA RNTIAT.....	30
FIGURA 17: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DO ARMAZENAMENTO DA RNTIAT .....	31
FIGURA 18: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS.....	32
FIGURA 19: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG).....	35
FIGURA 20: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS DE LARES E TAPADA DO OUTEIRO.....	36
FIGURA 21: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE, COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS .....	37
FIGURA 22: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS .....	37
FIGURA 23: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), CONSIDERANDO UMA CAPACIDADE DE IMPORTAÇÃO DE 30 GWH/D EM VALENÇA DO MINHO .....	38
FIGURA 24: CAPACIDADE DO TGNL DE SINES PARA ABASTECIMENTO DE GNL ÀS UAG (ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA) .....	39
FIGURA 25: CAPACIDADE DA RNTIAT PARA APROVISIONAMENTO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA DO SNG .....	40
FIGURA 26: EMISSÕES DE CO2 EVITADAS POR INCORPORAÇÃO DE H <sub>2</sub> NO SNG .....	40

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB.....	20
--	----

## SIGLAS E ACRÓNIMOS

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AS	Armazenamento Subterrâneo
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado a gás
CEF	<i>Connecting Europe Facility</i>
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ELPRE	Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios
EN-H <sub>2</sub>	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
FER	Fontes de Energia Renovável
G	Gás
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
PAB	Plano de Ação para o Biometano
PDIRG	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
PIC	Projeto de Interesse Comum
PME	Pequenas e Médias Empresas
PNEC	Plano Nacional integrado de Energia e Clima
REN	Redes Energéticas Nacionais
RMSA-E	Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento de Eletricidade
RMSA-G	Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento de Gás
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais GNL
RPG	Rede Pública de Gás
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNG	Sistema Nacional de Gás
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia
VIP	Virtual Interconnection Point



1

# ENQUADRAMENTO

REN 

O Decreto-Lei (DL) n.º 62/2020, de 28 de agosto, procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H<sub>2</sub>, renomeando o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) como Sistema Nacional de Gás (SNG) e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respetivo regime jurídico, visando a incorporação de gases renováveis e prevendo a promoção de uma progressiva integração dos SNG e SEN. Neste contexto, é identificada a necessidade de os operadores desenvolverem as suas concessões e os investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável, e é ainda mencionado o contributo da produção e incorporação desses gases para a segurança de abastecimento.

De acordo com a legislação em vigor (Artigo 31.º e Artigo 95.º do DL n.º 62/2020), compete ao operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) colaborar com a DGEG na preparação de uma proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento de Gás (RMSA-G), a submeter anualmente ao membro do Governo responsável pela área da energia, conforme previsto no Artigo 93.º do DL n.º 62/2020.

O RMSA-G deve avaliar a segurança do abastecimento do SNG e indicar uma proposta de adoção de medidas adequadas à sua garantia no período em análise, bem como analisar o nível de utilização da capacidade de armazenamento e a sua suficiência para garantir o cumprimento das reservas de segurança. A introdução dos gases renováveis no SNG estabelece novas necessidades no âmbito do RMSA-G, que deverá passar a incluir nomeadamente a avaliação do contributo atualizado da produção e a incorporação destes gases para a segurança do abastecimento, e os quadros regulamentares destinados a incentivar de forma adequada quer novos investimentos nas infraestruturas de gás, quer novos investimentos de produção de gás. Este documento deve ainda ter em conta o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SEN (RMSA-E).

Assim sendo, enquanto contributo para o RMSA-G, este documento preparado pela REN dá cumprimento, entre outros, ao estipulado no Artigo 93.º do DL n.º 62/2020 e encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **Enquadramento**
- **Metodologias**
- **Gases Renováveis**
- **Estudos Realizados**
  - Previsão da procura
  - Pontas de procura
  - Caracterização da oferta
  - Caracterização das trajetórias avaliadas
- **Principais Resultados**
  - Segurança de abastecimento – perspetiva da capacidade de ponta
  - Segurança de abastecimento – perspetiva da capacidade de armazenamento
  - Ambiente – impactes da injeção de H<sub>2</sub> na rede
- **Considerações finais**

As análises desenvolvidas pela REN têm por base a evolução do SNG, os cenários de previsão de evolução do consumo de gás e os restantes elementos prospetivos no período 2024 a 2040, compilados no documento com os Pressupostos Gerais, incluídos no Anexo I, conforme definido pela DGEG.

Este estudo tem como referência, para a generalidade dos pressupostos, o *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)<sup>1</sup> e os resultados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento da Eletricidade (RMSA-E) 2023, não tendo sido considerados dados sobre alterações climáticas.

---

<sup>1</sup> Para efeitos da elaboração do presente RMSA-G, foi tido em conta o *draft* da revisão do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia a 30 de junho de 2023.



2

# METODOLOGIAS

REN 

A análise de segurança de abastecimento ao nível da configuração futura da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais GNL (RNTIAT) é desenvolvida sob as perspetivas da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, dando cumprimento às normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938, de 25 de outubro, nomeadamente as aplicáveis às infraestruturas (Artigo 5.º) e às capacidades mínimas de reserva de segurança (Artigo 6.º).

#### Capacidade de oferta

Ao nível da capacidade de oferta, o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, estipula que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Os estudos do RMSA-G avaliam a suficiência da RNTIAT na perspetiva da oferta de capacidade para assegurar o abastecimento dos consumos previstos do SNG, sendo realizados balanços de capacidade para a ponta anual de consumo e daí resultando a reserva de capacidade disponível no sistema em condições normais de operação e nas situações críticas referidas no regulamento europeu.

#### Capacidade de armazenamento

Ao nível da capacidade de armazenamento, que respeita à necessidade de assegurar a constituição de volume de gás suficiente para garantir o abastecimento do consumo, o Regulamento estabelece que, para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo, deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás aos Clientes Protegidos, atentas as seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições invernais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

Os referidos Clientes Protegidos são todos os clientes domésticos, PME (Pequenas e Médias Empresas) e serviços essenciais de carácter social ligados à rede de distribuição de gás, sendo que estes dois últimos não poderão representar, em conjunto, mais de 20 % do consumo final total anual de gás.

Como obrigação adicional, resultante da avaliação de riscos do aprovisionamento do SNG, e tendo em consideração o disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos de gás não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário, ou seja, dos centros eletroprodutores que não dispõem de combustível alternativo.

Para a constituição e manutenção das reservas mínimas de segurança do SNG, consideram-se as atuais e futuras cavernas do armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço e os tanques do Terminal GNL de Sines. No caso particular das UAG, a avaliação do aprovisionamento de GNL conta apenas com o Terminal GNL de Sines para suprir as necessidades de gás correspondente aos Clientes Protegidos das UAG em território nacional, adicionadas de um volume correspondente a 30 dias de consumo médio da UAG da ilha da Madeira que também é aprovisionado a partir de Sines.



3

## GASES RENOVÁVEIS

REN 



O plano *REPowerEU* estabeleceu metas claras para alcançar a independência energética da Europa, substituindo as importações de energia e concentrando-se na diversificação das fontes. De igual forma, elevou o hidrogénio a um papel de relevo no processo de transição energética que se espera estar concluído até 2050.

A política pública nacional, no quadro da sua estratégia para a descarbonização da economia, estabeleceu um conjunto de objetivos com vista a potenciar a produção endógena de gases de origem renovável, nomeadamente de hidrogénio, com a publicação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio e diplomas subsequentes. Dos principais pacotes legislativos, quer nacionais, quer europeus, que enquadram a aposta nos gases renováveis, destacam-se: o **Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050)**, o **Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030, com revisão em curso<sup>2</sup>)**, a **Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>)**, o **DL n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis**, e ainda o **Plano de Ação para o Biometano (PAB)** e o **Pacote Europeu dos Mercados do Hidrogénio e do Gás descarbonizado**, que aguardam publicação oficial.

A publicação destes documentos e a política pública determinaram um conjunto de ações e implicações que importa destacar neste RMSA-G, quer ao nível da incorporação de gases de origem renovável ou de baixo carbono no SNG, quer ao nível do desenvolvimento do mercado de gases de origem renovável:

- a) Necessidade de adequação das infraestruturas de armazenamento, transporte e distribuição para acomodarem injeções de hidrogénio e respetiva evolução da percentagem de mistura de gases renováveis no sistema de gás, situação que carece de investimento e cuja execução está condicionada à aprovação dos PDIRG e PDIRDs;
- b) Planeamento e gestão de capacidades de injeção de hidrogénio na RNTG;
- c) Desenvolvimento da 3ª interligação entre Portugal e Espanha (CelZa<sup>3</sup> e respetivos *backbones* nacionais, para viabilizar o compromisso estabelecido entre os Governos Português, Espanhol e Francês para exportação de hidrogénio verde para o centro da Europa, em particular para a Alemanha;
- d) Plano de Ação para o Biometano, recentemente aprovado após consulta pública;
- e) Pacote Europeu dos Mercados do Hidrogénio e do Gás descarbonizado aprovado em tríplice europeu e cuja formalização se perspetiva para o 1º semestre de 2024.

**a) Adequação das infraestruturas de armazenamento, transporte e distribuição para viabilizar a veiculação de misturas de GN com H<sub>2</sub>**

Em complemento da publicação da EN-H<sub>2</sub> e do DL n.º 62/2020, o Governo Português reviu em 2022 o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (Despacho n.º 806-C/2022), o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (Despacho n.º 806-B/2022) e o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais (Despacho n.º 1112/2022), considerando “obrigatória a adaptação destas infraestruturas existentes a novas misturas de gás que incluam a incorporação de gases renováveis [...] precedida de estudos de viabilidade técnica e análises de impactes das soluções, devendo ainda os eventuais investimentos ser tratados no âmbito do respetivo plano de desenvolvimento”.

Neste contexto, as diversas concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas de transporte, distribuição e armazenamento devem avaliar as necessidades de adaptação e investimento destas infraestruturas para colocação à aprovação do Concedente em sede de PDIRG

<sup>2</sup> Nesta última versão *draft*, o papel dos gases de origem renovável no SNG foi enfatizado, nomeadamente o papel do biometano e de outros gases de origem renovável, intermutáveis com o gás natural, na descarbonização sustentável do setor doméstico.

<sup>3</sup> Projeto integrado no corredor de hidrogénio verde H2Med (<https://h2medproject.com/>).

ou PDIRD. A REN, enquanto concessionária da RNTG e do AS Carriço, identificou na sua proposta do PDIRG 2024-2033 as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de hidrogénio, dispondo para este efeito da emissão por Terceira Parte independente de certificação para a RNTG, perspetivando a emissão de certificação idêntica para o AS Carriço durante o 1º semestre de 2024. Estes estudos técnicos englobaram um vasto conjunto de atividades, em particular:

- Avaliar e validar a adequação das infraestruturas para a operação com hidrogénio;
- Identificar e calendarizar as modificações necessárias nas infraestruturas para a incorporação de hidrogénio;
- Realizar projetos para as novas unidades processuais de injeção e mistura de gases;
- Redefinir processos de operação e especificações de engenharia;
- Atualizar modelos de simulação de rede e *gas tracking*;
- Certificar as infraestruturas, via entidade terceira, para a receção de hidrogénio na rede até 10% em volume.

No quadro da descarbonização das infraestruturas de gás, a REN prevê ainda a avaliação e identificação de um *roadmap* para a conversão dos ativos concessionados para operação com 100% de hidrogénio.

Como principal conclusão, os estudos realizados comprovam que estes ativos existentes de gás permitem veicular misturas de hidrogénio com gás<sup>4</sup>, desde que seja implementado um conjunto de adaptações dos processos operacionais e de modificação de equipamentos na infraestrutura que garantam a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto.

Em termos práticos, no que respeita às infraestruturas de transporte e distribuição, os estudos determinam a necessidade de substituição de alguns equipamentos pontuais, mas sobretudo a necessidade de rever procedimentos de inspeção, operação e manutenção para acomodar misturas até 10% de hidrogénio com gás natural no transporte e até 20% na distribuição. Já no que diz respeito ao Armazenamento Subterrâneo, a adaptação para acomodar até 10% de hidrogénio misturado com gás natural exige a substituição da cabeça dos furos, situação que exige uma adaptação de fundo nesta infraestrutura.

A aprovação destas adaptações e investimentos associados por parte do Concedente em sede de PDIRG e PDIRD é, pois, condição essencial para assegurar o cumprimento do disposto na Lei de Bases do Setor e viabilizar a injeção de hidrogénio verde no SNG, bem como assegurar que as subvenções do estado Português direcionadas para a produção de hidrogénio em sede de PRR e outros mecanismos, que ascendem a 200 M€, possam ser executados.

Neste contexto, a consideração de injeção de hidrogénio no SNG carece de aprovação do PDIRG 2024-2033 e dos PDIRDs submetidos em 2022, com maior detalhe nos documentos a submeter pelas concessionárias das redes de distribuição em abril de 2024, situação que acarreta incerteza sobre o calendário e volumes de incorporação de H<sub>2</sub> no SNG e que conduziu a que os estudos realizados de segurança de abastecimento do presente RMSA-G não considerassem este tipo de produção endógena.

---

<sup>4</sup> Até 10% na RNTG e AS do Carriço e até 20% na RNDG.

#### b) Planeamento e gestão de capacidades de injeção de hidrogénio na RNTG

A capacidade de injeção de hidrogénio, face às propriedades que o distinguem do gás natural, encontra-se fisicamente limitada pelo efeito cumulativo da concentração de H<sub>2</sub> no gás, pelo que a mesma está condicionada à aprovação de uma metodologia de alocação que especifique capacidades nas distintas zonas da rede. Com efeito, a capacidade de injeção de hidrogénio varia ao longo da rede e resulta das saídas de gás que se verificarem.

Globalmente, as injeções de hidrogénio verde na RNTG e nas RNDG não deverão exceder os limites de concentração de H<sub>2</sub> na mistura. O governo Português lançou no segundo semestre de 2023 uma consulta pública para o processo concursal de leilões de aquisição de gases de origem renovável, onde foram definidas metodologias de atribuição de capacidade de injeção em contexto de *blending* de hidrogénio, nomeadamente com a alocação de zonas com capacidades distintas, de forma a nivelar a igualdade de acesso ao longo da RNTG, condicionada à evolução do consumo do país e das condições de operação.

À data, foram já submetidos junto da DGEG pedidos de registo de capacidade de injeção de hidrogénio na RNTG e nas RNDG (como indicado no Anexo I) que, dependendo dos perfis de injeção que vierem a ser adotados, poderão não ser compatíveis com os limites de concentração de hidrogénio estabelecidos.

Neste contexto, de acordo com os atuais pedidos de registo submetidos para injeção de H<sub>2</sub> na rede e tendo em consideração as previsões da procura de gás, a utilização e o fator de carga anual dessas injeções poderá estar limitado, de forma que não se exceda as concentrações de H<sub>2</sub> previstas em cada horizonte temporal.

Assim, o cálculo e a injeção de hidrogénio no SNG carecem da necessária definição e publicação de uma metodologia de cálculo e alocação de títulos de reserva e utilização de capacidades, que permita aos operadores determinar e gerir os pedidos de injeção de H<sub>2</sub> no SNG.

#### c) Interligação CelZa para transporte de H<sub>2</sub>

O projeto CelZa surge no seguimento do acordo anunciado no dia 20 de outubro de 2022, em Bruxelas, pelos Governos de Portugal, Espanha e França, sobre o desenvolvimento de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, denominado H2Med, com vista à sua exportação para o centro da Europa. Para além desta interligação, o projeto H2Med prevê uma interligação adicional por via marítima entre Espanha e França (Barcelona-Marselha) e os *Backbones* 100% H<sub>2</sub> em cada um dos países, sendo que as infraestruturas em Portugal se apresentam na Figura 1. No dia 9 de dezembro de 2022, em Alicante, os mesmos líderes confirmaram o lançamento deste corredor na presença da Presidente da Comissão Europeia, Ursula Von der Leyen, que demonstrou o seu apoio à iniciativa.

O projeto CelZa potencia o desenvolvimento de um dos principais corredores de hidrogénio via Mediterrâneo do plano *REPowerEU* através da construção de uma interligação de transporte de 100% de hidrogénio com 248 km, incluindo 162 km do troço português compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d bidirecional. Além da interligação CelZa, o projeto global inclui um *Backbone* nacional constituído por uma nova linha Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carriço) - Cantanhede, bem como a reconversão para 100% H<sub>2</sub> dos gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte, a compatibilizar e coordenar com as necessárias intervenções ao nível das redes de distribuição e instalações de consumo que atualmente são servidas por aquelas linhas da RNTG (Figura 1).



FIGURA 1: INTERLIGAÇÃO CELZA E *BACKBONE* NACIONAL

A implementação conjugada dos projetos CelZa e *Backbone* nacional permitirá a descarbonização sustentada e mais rápida dos consumos atuais de gás, ao mesmo tempo que disponibiliza meios para exportar hidrogénio verde para a Europa, produzido a partir de fontes de energia renovável endógena.

Registe-se que os projetos de Portugal, Espanha e França associados ao H2Med foram submetidos, pelos respetivos operadores de rede de transporte envolvidos, ao estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC), em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no Regulamento TEN-E: “Gasodutos para o transporte de hidrogénio, sobretudo de alta pressão, incluindo infraestruturas de gás natural reconvertidas, dando acesso a múltiplos utilizadores da rede de uma forma transparente e não discriminatória (Anexo II.3 do Regulamento (UE) 2022/869)”.

A aplicação da metodologia de análise custo-benefício para a avaliação dos projetos candidatos PIC/PIM, desenvolvida pela Comissão Europeia, determinou que os projetos CelZa e *Backbone* nacional fossem incluídos na lista de PIC/PIM adotada pela Comissão Europeia, conforme publicação de 28 de novembro de 2023, sujeita a aprovação pelo Conselho e pelo Parlamento Europeu nos dois meses subsequentes e cuja publicação final se perspetiva para março/abril de 2024. A inclusão dos projetos na lista de PIC/PIM torna-os elegíveis a apoio financeiro da União Europeia através do *Connecting Europe Facility* (CEF).

#### d) *Draft* de Plano de Ação para o Biometano (PAB)

O Plano de Ação para o Biometano (PAB) colocado em consulta pública, em 25 de janeiro de 2024, e recentemente aprovado<sup>5</sup> pelo governo Português, tem em vista a criação de uma estratégia integrada para o desenvolvimento da cadeia de valor do biometano em Portugal.

<sup>5</sup> Apesar de aprovado no Conselho de Ministros de 22 de fevereiro de 2024, à data, ainda não foi publicada a versão definitiva do Plano de Ação para o Biometano

No quadro de diminuição da utilização de gás natural estabelecida no âmbito do Pacto Ecológico Europeu e de reforço da independência energética europeia, o biometano surge como um gás de origem renovável com elevado potencial de substituição do gás natural fóssil consumido na UE até 2030 (até 10%)<sup>6</sup>. A nível nacional, o PAB assume o objetivo de dinamizar a promoção do mercado de biometano como forma sustentável de reduzir as emissões de GEE, descarbonizar a economia e reduzir as importações do gás natural utilizado nos setores industrial, doméstico e de mobilidade.

O PAB prevê duas fases de desenvolvimento, com horizontes temporais distintos, e um eixo complementar, que é transversal ao aproveitamento de gás a nível nacional:

- Fase 1 (2024-2026): Criação de um mercado para o biometano em Portugal, capacitando setores estratégicos para o aproveitamento do potencial deste derivado do biogás;
- Fase 2 (2026-2040): Reforço e consolidação do mercado de biometano em Portugal enquanto vetor estratégico de descarbonização e da bioeconomia;
- Eixo transversal (2024-2040): Garantir a sustentabilidade social e ambiental.

Nesta lógica, o Plano de Ação contempla 7 prioridades:

- *Fase 1 (2024-2026)*
  - *Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção de biometano;*
  - *Prioridade 2: Criar um quadro regulatório adequado.*
- *Fase 2 (2026-2040)*
  - *Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal;*
  - *Prioridade 4: Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional;*
  - *Prioridade 5: Reforçar e promover a investigação e a inovação.*
- *Eixo transversal (2024-2040)*
  - *Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano;*
  - *Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor*

E 20 linhas de ação, que podem ser consultadas na figura abaixo.

---

<sup>6</sup> De acordo com o *REPowerEU*.

Fase 1 (2024-2026)	Fase 2 (2026-2040)	Eixo transversal (2024-2040)
<b>Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção de biometano</b>	<b>Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal</b>	<b>Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano</b>
L1. Prosseguir um quadro de apoios à produção de biometano	L9. Incentivar as entidades gestoras do setor das águas residuais a utilizar e maximizar a digestão anaeróbia de lamas	L18. Garantir uma utilização sustentável do potencial de biometano em Portugal
L2. Efetivar a recolha de biorresíduos e capacitar os SGRU a maximizar a valorização orgânica por digestão anaeróbia	L10. Promover a valorização orgânica de efluentes pecuários e agroindustriais no processo de produção de biometano	<b>Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor</b>
L3. Fomentar a reconversão de unidades de biogás já existentes para biometano	L11. Diversificar a base tecnológica de produção de biometano além da digestão anaeróbia	L19. Aumentar a consciencialização e capacitar a indústria nacional para o aproveitamento do potencial do biometano nos principais setores de interesse
L4. Estabelecer metas de incorporação de biometano na RPGN	<b>Prioridade 4: Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional</b>	L20. Integrar a sociedade civil no desenvolvimento do setor e promover um envolvimento participativo de todos os atores na cadeia de valor
L5. Explorar oportunidades para o biometano no setor dos transportes	L12. Promover a co-digestão de matérias-primas complementares, sem comprometer benefícios ambientais	
L6. Avaliar necessidades de novas ligações à infraestrutura atual para a injeção de biometano	L13. Estimular a criação de comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais para a produção de biometano e sua injeção na rede de gás	
<b>Prioridade 2: Criar um quadro regulatório adequado</b>	L14. Criar soluções de recolha centralizadas a nível regional para garantir acesso estável a matérias-primas de qualidade	
L7. Promover a injeção de biometano na RPGN	L15. Promover o dígerido enquanto matéria fertilizante e estudar cadeias de valor alternativas	
L8. Simplificar e agilizar os processos de licenciamento	<b>Prioridade 5: Reforçar e promover a investigação e a inovação</b>	
	L16. Promover a inovação em tecnologias alternativas de produção de biometano em diferentes setores de atividade	
	L17. Promover a realização de estudos prospetivos e de viabilidade em regiões ou indústrias com elevado potencial para a produção de biometano	

FIGURA 2: PLANO DE AÇÃO PARA O BIOMETANO COM HORIZONTE 2040

O PAB é um instrumento crucial para a política pública do setor da energia, pois o potencial do biometano em Portugal (5,6 TWh até 2040), identificado no âmbito do documento, encerra uma oportunidade muito relevante de contribuição para descarbonizar o setor e minimizar a dependência energética. No entanto, a rarefação dos projetos potenciais com maturidade de mercado implica que muitos dos locais de produção, ora não possuam escala suficiente para um upgrade da matéria prima eficaz, ora estejam distantes das infraestruturas para assegurar um *offtaker*.

É, pois, ainda incerto quais os volumes de biometano a considerar neste exercício de RMSA-G, considerando-se ainda necessário reequacionar algumas dimensões com vista à minimização de barreiras ao desenvolvimento do mercado de biometano, nomeadamente ao nível de incentivos, partilha de custos com infraestruturas, soluções de ligação às Redes Públicas de Gás, entre outras. Esta situação levou a que os estudos de segurança de abastecimento que suportam este estudo não considerassem ainda esta produção de gás origem renovável, recomendando-se a consolidação e publicação final do PAB.

**e) Pacote Europeu dos Mercados do Hidrogénio e do Gás descarbonizado<sup>7</sup>**

Em dezembro de 2023, o Conselho Europeu e o Parlamento Europeu alcançaram um acordo provisório relativamente à revisão da Diretiva (UE) 2009/73 e do Regulamento (UE) 715/2009, referentes ao setor do gás. Este novo pacote legislativo, aprovado em tríplice europeu, mas que à data carece ainda de publicação formal, designa-se Pacote Europeu dos Mercados do Hidrogénio e do Gás descarbonizado e faz parte do pacote mais abrangente *Fit for 55*, para redução de GEE à escala da União Europeia.

O processo de revisão incidiu sobre a materialização da intenção de descarbonizar o setor do gás, promovendo a transição de gás de origem fóssil para gás de origem renovável (hidrogénio e biometano, sobretudo) na sua utilização a nível europeu. Os principais eixos dessa transição são a criação de um mercado para o hidrogénio, a integração de gases renováveis e/ou baixo teor de carbono na rede de gás existente, a proteção dos consumidores, o planeamento integrado e o reforço da segurança de abastecimento. A nível de propostas concretas, destaca-se:

- A criação de uma nova entidade europeia para os Operadores de Redes de H<sub>2</sub> (*European Network of Network Operators for Hydrogen - ENNOH*), que será independente das atuais congéneres para o gás natural (ENTSOG) e para a eletricidade (ENTSO-E), mas explorando as sinergias da cooperação entre os três setores;
- A separação de atividades entre o setor do gás e do hidrogénio, bem como *unbundling* vertical em ambos os setores;
- A autonomia de cada regulador nacional para estabelecer as suas próprias tarifas de rede, com consulta aos reguladores dos países vizinhos e apresentação da proposta à *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*;
- A aplicação de descontos às tarifas de acesso aplicáveis ao biometano e a criação de um regime de separação de atividades intra e inter setoriais com derrogações que permitem criar condições de *build-up* e eficiência ao mercado do H<sub>2</sub>;
- A determinação que misturas de hidrogénio com gás natural nas interligações com países vizinhos superiores a 2% carecem de acordos entre Estados Membros.

Tendo em consideração a atual incerteza associada ao impacto que a aplicação da revisão da Diretiva (UE) 2009/73 e do Regulamento (UE) 715/2009 terá, quer na capacidade de receção do SNG para acomodar misturas de hidrogénio, quer no desenvolvimento dos projetos 100% H<sub>2</sub> como o Celza e nos relatórios de monitorização de segurança de abastecimento futuros, para efeitos deste RMSA-G não foi considerada produção endógena de H<sub>2</sub>.

---

<sup>7</sup> Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package



4

**ESTUDOS  
REALIZADOS**

**REN** 



## 4.1 PROCURA

O exercício de previsão da procura de médio e longo prazo de gás 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 a gás (transporte rodoviário e marítimo);
- Evolução do setor da Cogeração; e
- Consumo de gás para produção de eletricidade.

Neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento, consideram-se cenários alternativos de evolução da procura de gás em Portugal Continental, no período 2023-2040, desagregados pelos seguintes mercados:

- **Mercado Convencional (MC)**, que inclui a procura de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Este mercado é ainda decomposto pelo Mercado Convencional sem GNL e Mercado GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- **Mercado de Eletricidade (ME)**, que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade (CCGT).

As metodologias e os modelos de previsão da procura de gás considerados são detalhadamente descritos no Anexo II deste documento, sintetizando-se nos parágrafos seguintes os diferentes pressupostos assumidos para ambos os mercados.

### Mercado Convencional

A construção dos diferentes cenários suporta-se em dois eixos fundamentais, conforme ilustrado na Figura 3, “Transição para uma menor intensidade carbónica” e “Crescimento Económico”.

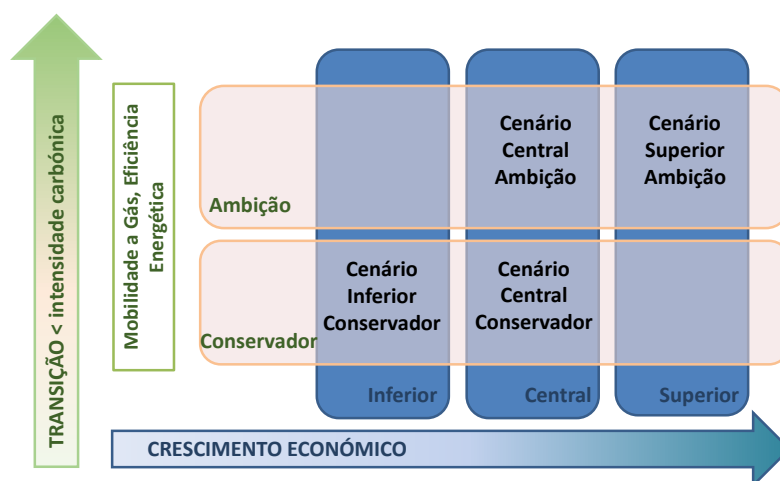


FIGURA 3: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA

Em termos gerais, o processo de construção dos cenários de evolução de médio e longo prazo da procura de gás incorpora a combinação com diferentes níveis de evolução da atividade económica, associados a diferentes perspetivas de desenvolvimento da mobilidade a gás e da eficiência energética. A Figura 4 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução assumidas na construção de cada cenário, tendo por base os dois eixos anteriormente referidos.

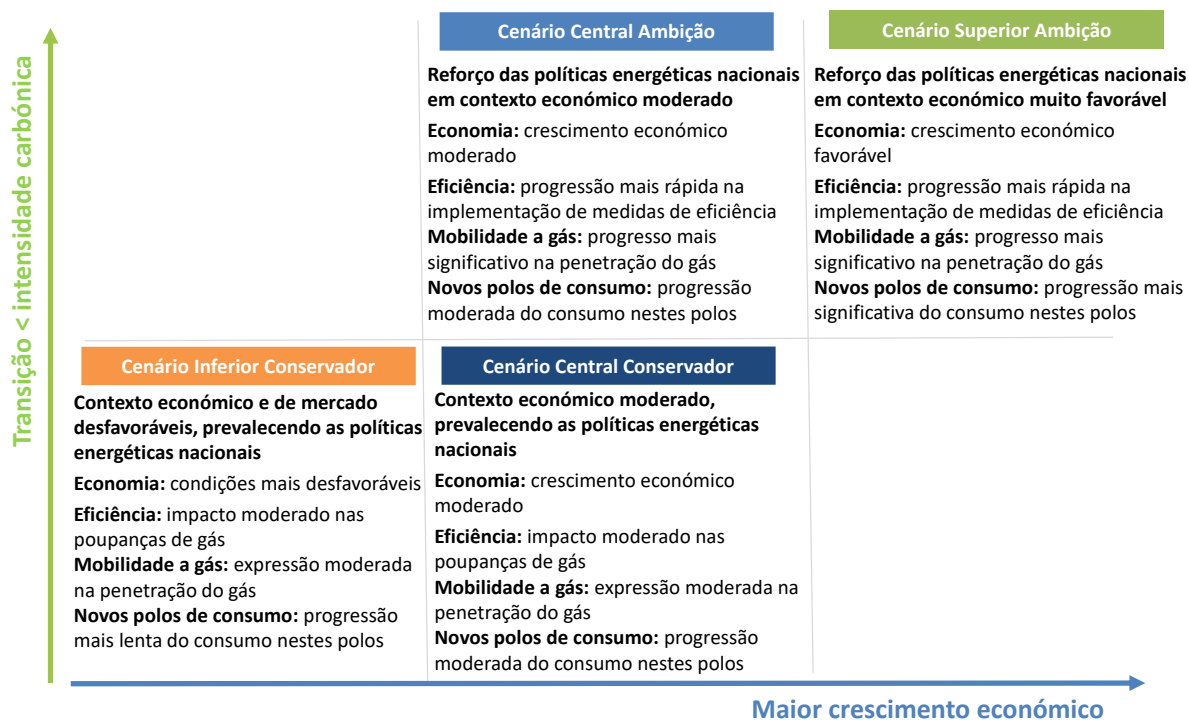


FIGURA 4: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS

### Cenários de evolução macroeconómicos

Relativamente à evolução macroeconómica, a qual é impactante na previsão da evolução dos consumos no período em estudo, foram considerados os 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	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%

### Eficiência Energética

O presente exercício de análise de segurança de abastecimento do SNG considera os impactos sobre a procura de gás da implementação de novas medidas de eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e Terciário, tendo por base a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que aprova 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.

Para além disso, com a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, Portugal teve de adotar medidas com vista à redução do seu consumo de gás. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, aprovou o Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que define um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado. À data de elaboração deste relatório o ano de 2023 já se encontra fechado.

Em concreto, a consideração do disposto na ELPRE em termos de eficiência energética impacta no consumo do MC, nomeadamente nos setores Residencial e dos Serviços. Em termos práticos, consideraram-se dois cenários distintos, sendo que o cenário Ambição se encontra alinhado com os objetivos definidos pela ELPRE para os horizontes de 2030 e 2040, e o cenário Conservador considera 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição. Na Figura 5, apresenta-se a evolução das poupanças de energia ao nível do consumo de gás no período 2024-2040, para o setor Residencial e Serviços.

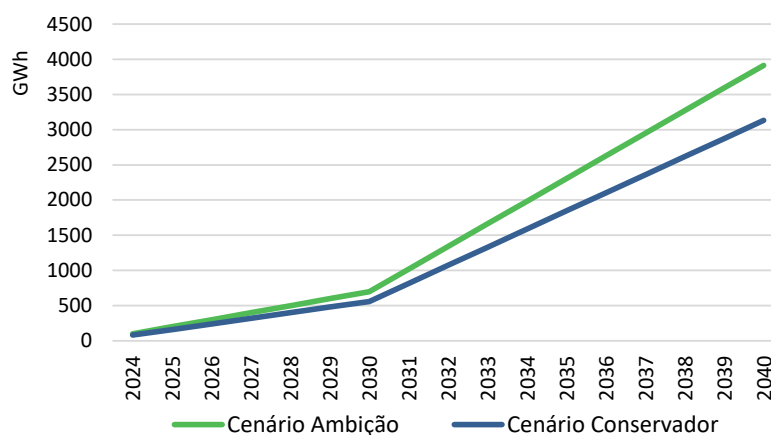


FIGURA 5: EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS ACUMULADAS

### Mobilidade a Gás

Foram estudados os impactos sobre a procura de gás decorrente da penetração deste combustível no segmento rodoviário de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias, e no segmento do transporte marítimo, não tendo sido ponderado para este efeito o segmento de veículos ligeiros, uma vez que se considera uma evolução da procura neste domínio despiciente quando comparada com os segmentos dos veículos pesados.

A evolução prevista do número de veículos pesados a gás até 2040 foi considerada em dois cenários distintos, conforme consta do documento de pressupostos gerais da DGEG, os quais se apresentam na Figura 6, sendo que o cenário Conservador prevê uma menor penetração de veículos a gás, comparativamente com o cenário Ambição. Em relação ao exercício anterior de RMSA-G, prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás, resultante do desenvolvimento continuado e que se perspectiva que continue de outras soluções tecnológicas que competem com as soluções a gás.

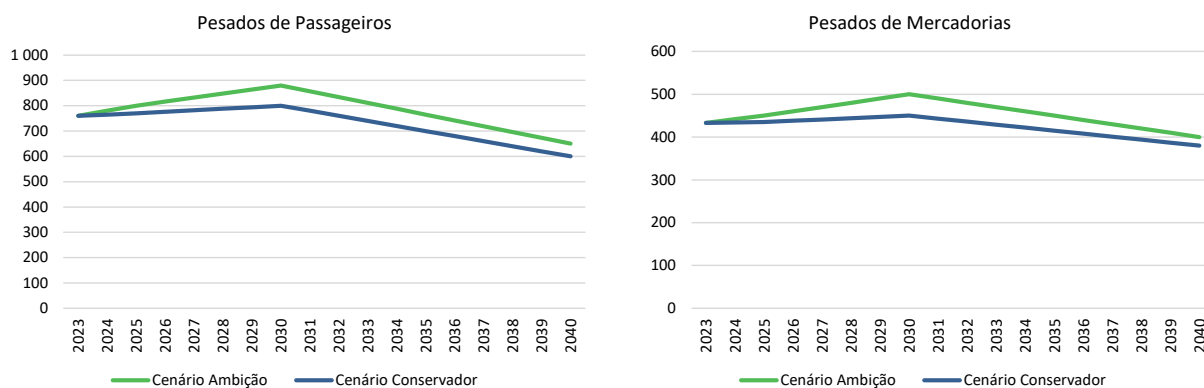


FIGURA 6: EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 7 para os cenários desenvolvidos.

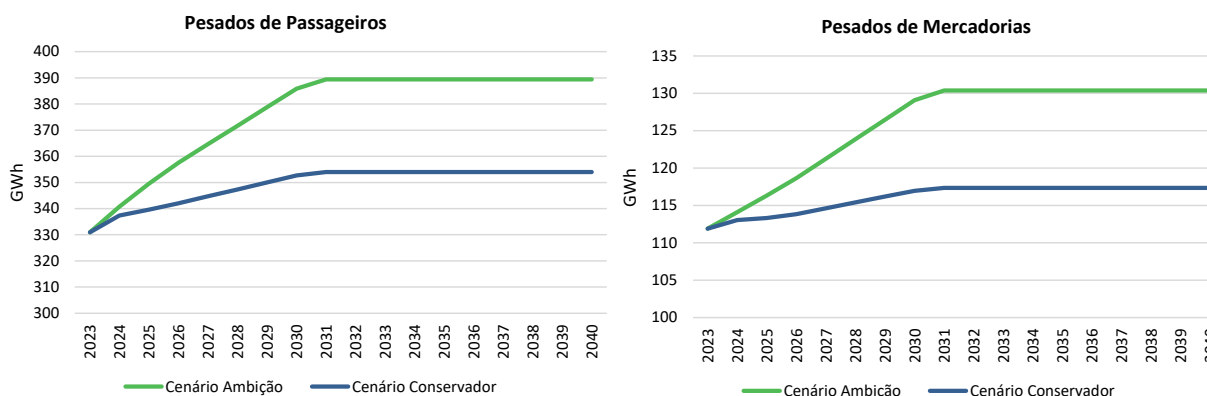


FIGURA 7: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS PARA A MOBILIDADE TERRESTRE

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, o número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL perspectivadas a nível mundial é expressivo (estima-se entre 139, em 2022, e 400, em 2026, de acordo com a GASNAM<sup>8</sup>), tendo o mesmo sido potenciado por regras cada vez mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional<sup>9</sup>. O GNL é o combustível que melhor responde no imediato a estas condições, existindo um relativo consenso de que é uma solução a prazo, dada a inexistência de alternativas que possam corresponder ao perfil e à escala de utilização internacional.

Para efeitos de estudos de segurança de abastecimento, consideram-se dois cenários de evolução da procura de GNL pelo transporte marítimo, conforme os pressupostos gerais da DGEG e tendo em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias para trasfega deste combustível entre navios, em Sines e *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente. Na Figura 8, apresentam-se as perspetivas de evolução da procura de GNL estudadas.

<sup>8</sup> Associação Ibérica para a mobilidade a gás.

<sup>9</sup> A partir de 1 de janeiro de 2020, decretou a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%.

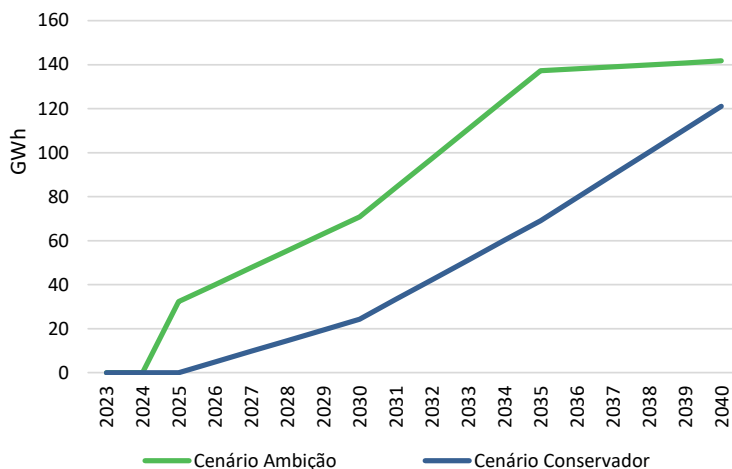


FIGURA 8: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GNL ASSOCIADA AO TRANSPORTE MARÍTIMO

### Cogeração

As perspetivas de evolução do consumo de gás no setor da cogeração incorporam os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável considerados no RMSA-E 2023 e mostram tendências distintas entre cenários, com o cenário Conservador a apresentar uma evolução estável e o cenário Ambição a decrescer significativamente, decorrente da desclassificação de toda a potência instalada até 2040, sendo, portanto, perspetivadas evoluções bastante distintas do RMSA-E 2022. Relativamente à potência instalada prevista, o diferencial entre os dois estudos atinge valores entre +312 e +349 MW em 2030 e entre +415 e -332 MW em 2040.

Na Figura 9, ilustram-se duas perspetivas de evolução da potência instalada neste setor, uma para o cenário Ambição, outra para o cenário Conservador.

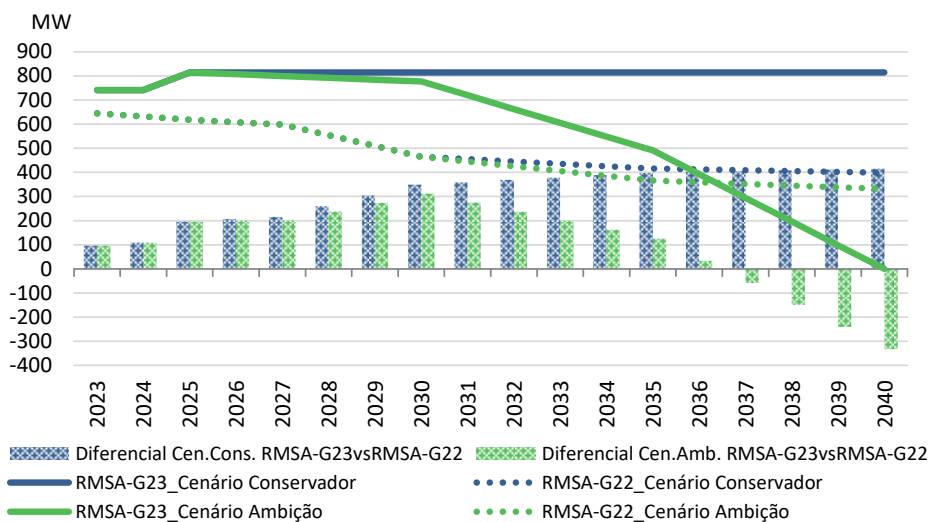


FIGURA 9: EVOLUÇÃO PREVISTA DA POTÊNCIA INSTALADA NO SETOR DA COGERAÇÃO

### Mercado convencional

A Figura 10 apresenta a evolução prevista da procura de gás no mercado convencional que resulta da conjugação das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de evolução do consumo de gás dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da mobilidade a gás no setor rodoviário e marítimo e da evolução da potência disponível no setor da cogeração.

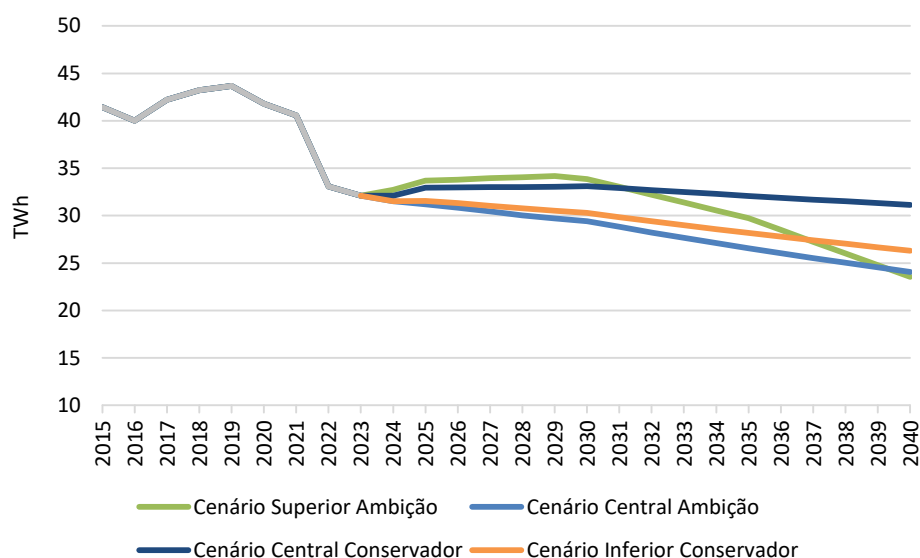


FIGURA 10: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL

As previsões indicam para 2030 uma procura anual de gás entre 29 TWh e 34 TWh e para 2040 entre 24 TWh e 31 TWh. A análise à tendência de evolução de longo prazo permite concluir que estes cenários apontam para um pendor decrescente, embora com ritmos distintos. A redução dos consumos de gás no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040).

### Mercado de electricidade

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade (CCGT) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto do RMSA-E 2023<sup>10</sup>. Para este efeito, foram consideradas duas trajetórias estabelecidas pela DGEG: a **Trajectoria Conservadora** e a **Trajectoria Ambição**

Na Figura 11, ilustra-se a evolução prevista da procura de gás no mercado de eletricidade decorrente das taxas de utilização prevista para os grupos a gás em ciclo combinado, para cada cenário estudado.

<sup>10</sup> Este exercício tem por base a evolução do SEN, os cenários de evolução da procura de eletricidade e os restantes elementos prospetivos indicados pela DGEG e foi efetuado para o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 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 de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

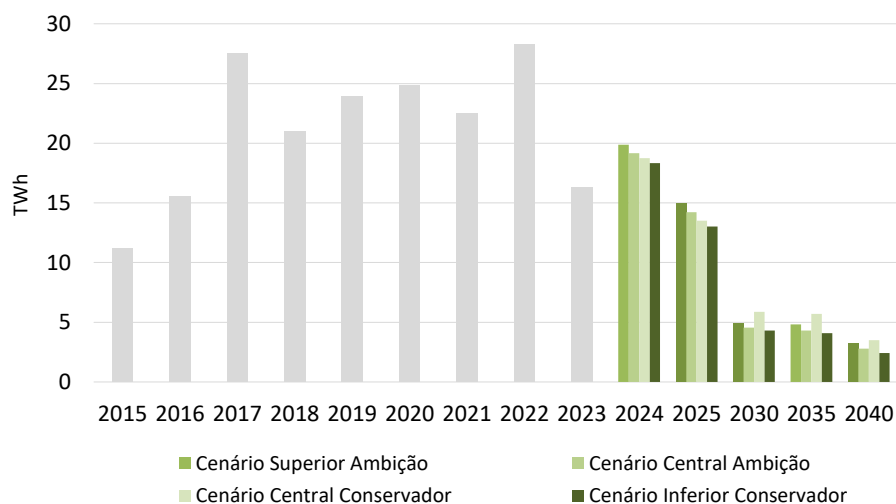


FIGURA 11: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

As perspetivas de evolução do consumo de gás neste mercado são fortemente impactadas pela evolução considerável da instalação de FER prevista no RMSA-E 2023, nomeadamente a energia eólica e a energia solar, bem como pelas medidas de eficiência energética e aumento do autoconsumo que conduzem a uma redução do consumo de eletricidade abastecido pela rede pública. Esta situação induz uma tendência de redução na utilização das centrais de ciclo combinado no horizonte em análise. Para o horizonte 2030, as previsões indicam uma procura de gás bastante inferior à dos últimos anos, variando entre 4,3 TWh e 5,9 TWh, sendo que para 2040 o nível da banda prevista ainda se reduz mais, variando entre 2,4 TWh e 3,5 TWh.

#### Perspetivas de evolução da procura agregada de gás

As previsões agregadas da procura de gás resultam do somatório das previsões obtidas para os mercados convencional e de eletricidade. Na Figura 12 apresenta-se a evolução expectável da procura anual de gás agregada (sem GNL) para os quatro cenários desenvolvidos.

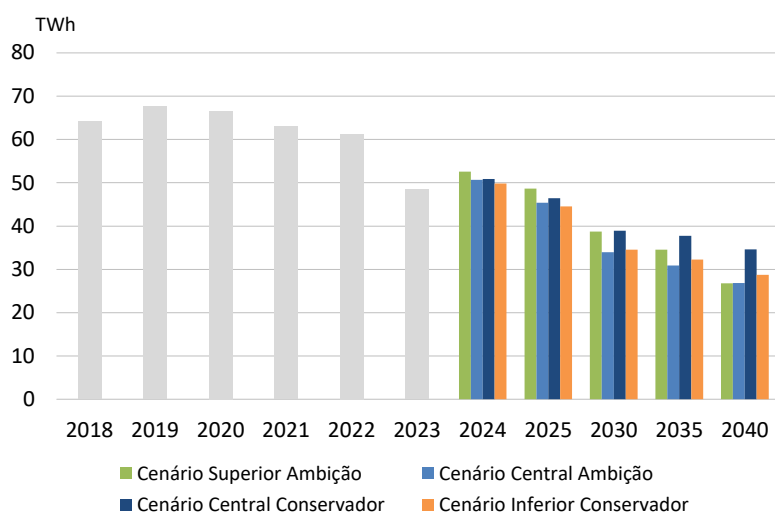


FIGURA 12 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL AGREGADA DE GÁS

Na perspetiva da procura de gás, a progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e de Eletricidade alcança considerável relevância, uma vez que atualmente uma parte expectável dessa procura destina-se ao mercado de eletricidade, tal como evidenciado no RMSA-E para o período de análise. Quanto ao mercado convencional, o impacte da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE, a penetração do gás nos transportes e as diferentes perspetivas de evolução da potência disponível no setor da cogeração, conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.

**Função dos cenários, prevê-se que a procura de gás varie entre 34 TWh e 39 TWh em 2030 e entre 27 TWh e 35 TWh em 2040.** As previsões indicam que o mercado convencional continuará a manter a predominância ao nível da procura. A redução da ponta no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040).

No que respeita às previsões de evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG para redes de distribuição, clientes individuais, mobilidade e consumos da Madeira), estas apresentam-se na Figura 13.

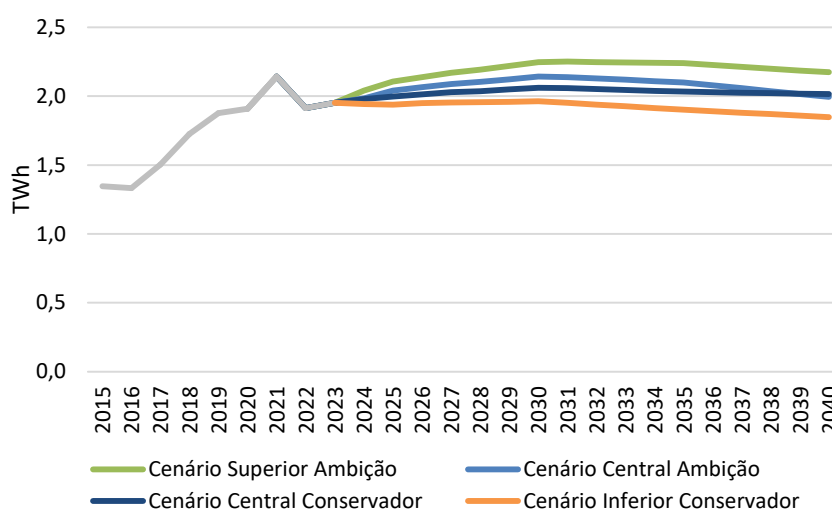


FIGURA 13: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GNL (COM MADEIRA)

A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 283 GWh em 2030 e 325 GWh em 2040. A mobilidade, terrestre e marítima, representa um peso no mercado de GNL entre 4% e 8% em 2030 e entre 9% e 12% no horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 4% e 5% em 2030 e entre 4% e 6% no horizonte 2040. De notar, ainda, que a procura dos novos polos verificada em 2023 representa apenas cerca de 12% do consumo potencial deste ano apresentado pela Sonorgás no concurso de atribuição de licenças.



## 4.2 PONTAS DA PROCURA DIÁRIA

As pontas da procura de gás apresentadas neste relatório correspondem à procura diária máxima que poderá ocorrer num determinado ano, considerando, com base na experiência operacional obtida ao longo dos anos, que a capacidade de armazenamento da RNTG é suficiente para acomodar as variações intradiárias da procura, i.e., permite, com segurança e numa ótica de análise de capacidade de longo prazo, prescindir da procura máxima horária e utilizar a procura máxima diária<sup>11</sup>.

### Mercado Convencional

Para efeitos da análise de adequação das infraestruturas a efetuar no âmbito do relatório de monitorização da segurança de abastecimento, desagregam-se as pontas diárias máximas do mercado convencional em mercado convencional sem GNL e mercado de GNL, sendo o GNL transportado tipicamente por camiões-cisternas para abastecimento das UAG. Assim, para cada segmento, e para cada cenário de evolução da procura anual, foram desenvolvidos os seguintes cenários de evolução das pontas:

- **Mercado convencional sem GNL: Ponta Provável e Ponta Extrema.**

Ponta Provável: suporta-se num modelo de redes neuronais que calcula a procura diária ajustada com base nas temperaturas médias históricas de cada um dos dias do ano. O objetivo é expurgar as variações da procura do efeito de temperatura e assim calcular a relação entre os dias de maior procura e a procura anual que seja válido numa previsão em que se assume a ocorrência de temperaturas médias. Para tal estimou-se um modelo de redes neuronais que utiliza as temperaturas médias e variáveis de calendário para explicar a série da procura (expurgada de tendência). Comparando o ajustamento das pontas anuais destes modelos – considerando condições médias de temperatura - com a procura anual (histórica) calcularam-se os pesos que as pontas ajustadas têm em relação à procura anual verificada. Observa-se que essa relação é relativamente estável sendo, em condições normais de temperatura, de 0,36%.

Ponta Extrema: calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência é uma vez em vinte anos.

- **Mercado de GNL (tipicamente UAG): Ponta Provável; Ponta Extrema**

Ponta Provável: a determinação da Ponta Provável para o mercado de GNL é calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines e não na ótica do consumo. Assim, as pontas previstas para este segmento são calculadas com base numa média, para o período 2018-2023, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias (média entre o próprio dia e o dia anterior) das cargas de cisternas no TGNL de Sines.

Ponta Extrema: calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência é uma vez em vinte anos. Neste caso, mantém-se

<sup>11</sup> Metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.

a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

#### **Mercado de Eletricidade: Ponta Provável; Ponta Extrema**

Para o curto prazo (estádios 2024 e 2025), utilizou-se o modelo VALORAGUA com os seguintes critérios:

- Ponta Provável: correspondente ao dia de maior procura de gás com probabilidade de ser excedido de 5%;
- Ponta Extrema: considerou-se a procura de gás máxima horária resultante em cada estágio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga da procura de gás das CCGT representativo dos dias de ponta anual históricos verificados (85%). Não obstante, face à evolução do sistema elétrico nacional, aplicou-se um fator de carga de 100% sempre que a procura de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.

A partir de 2030 (inclusive), dada a maior integração de Fontes de Energias Renováveis (FER) e menor produção expectável das centrais termoelétricas a gás (CCGT), recorreu-se ao modelo probabilístico PS-MORA, capaz de quantificar com maior resolução os consumos de gás pelas CCGT, assumindo os seguintes critérios:

- Ponta Provável: correspondente ao dia de maior procura de gás, na média das condições climáticas (hidrologia, eólica e solar), assumindo um contributo mais reduzido da capacidade disponível nas interligações elétricas para trocas comerciais (NTC) igual a 10% da NTC;
- Ponta Extrema: correspondente ao dia de maior procura de gás, na ocorrência de um regime hidrológico seco, combinado com produção eólica reduzida, assumindo igualmente um contributo de 10% da NTC.

#### **Pontas agregadas de gás (SNG) e pontas de GNL (UAG)**

Para determinação das pontas da procura agregadas na ótica do aprovisionamento através da RNTG, soma-se a procura máxima diária de gás prevista para o mercado convencional sem GNL com a procura máxima diária prevista para o mercado da eletricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um. Para efeitos da determinação das pontas no mercado de GNL, ótica das UAG, procede-se conforme referido anteriormente. Neste sentido, na Figura 14, apresentam-se as pontas agregadas da procura de gás (sem GNL) previstas para o período 2024-2040.

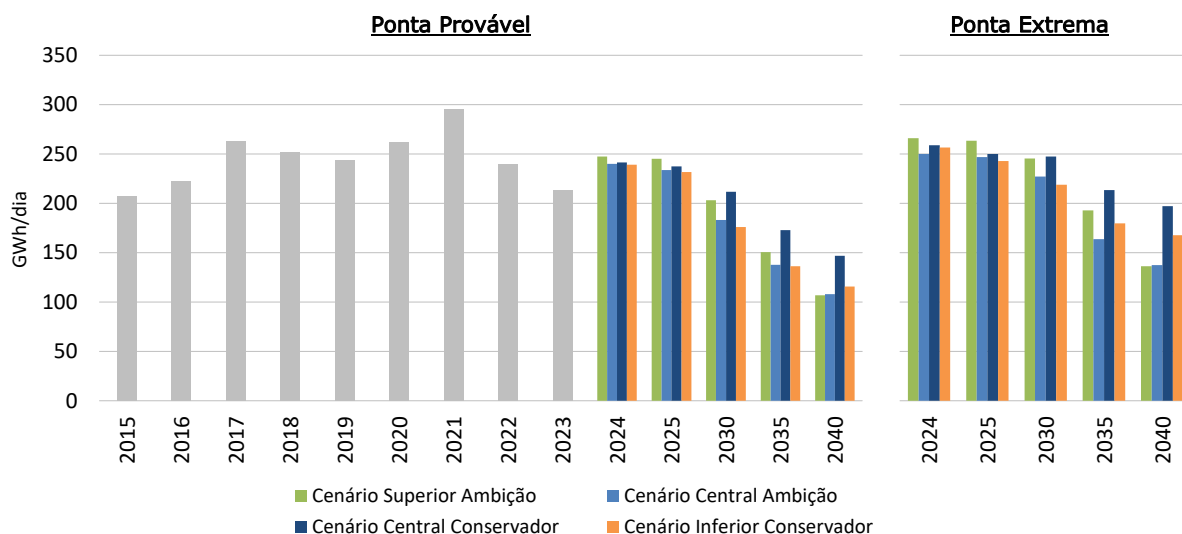


FIGURA 14: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (SEM GNL)

Função dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis oscilem entre 176 e 212 GWh/dia, em 2030, e entre 107 e 147 GWh/dia, em 2040. As pontas extremas variam entre 219 e 247 GWh/dia, em 2030, e entre 136 e 197 GWh/dia, em 2040. A redução das pontas no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040).

Quanto ao mercado de GNL, ilustra-se na Figura 15 a evolução prevista das pontas diárias de consumo.

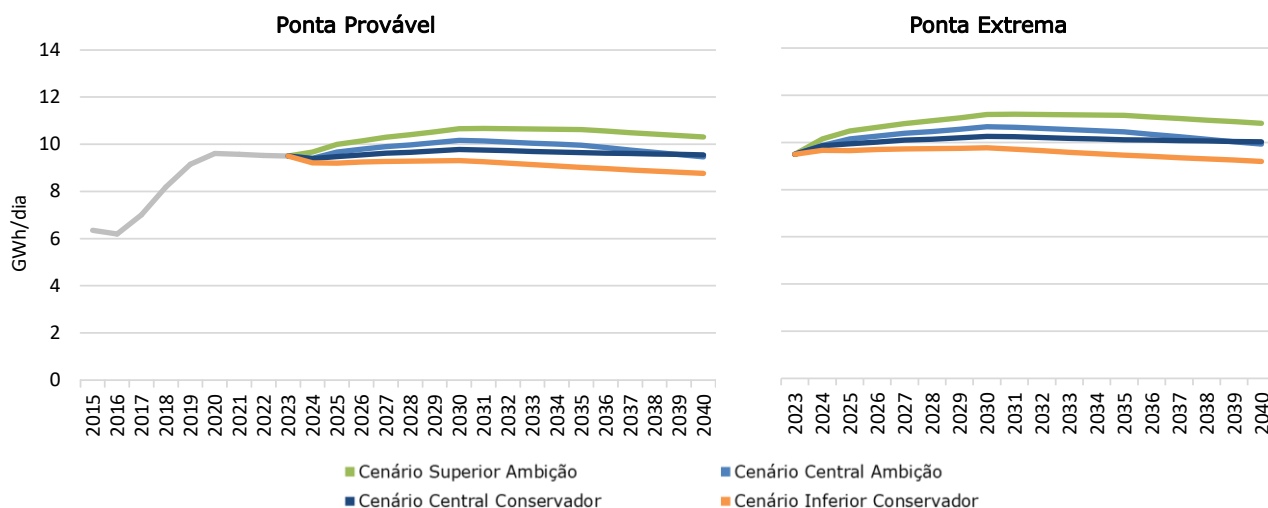


FIGURA 15: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GNL

### 4.3 OFERTA

O presente exercício do RMSA-G considera os seguintes cenários de evolução da capacidade de oferta na RNTIAT, conforme o estabelecido nos Pressupostos Gerais da DGEG:

- **Evolução Expectável**, na qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrânea do Carrigo (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022).
- **Teste de Stress**, no qual se considera o sistema existente.

O projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha analisado em anteriores exercícios não foi considerado neste estudo, uma vez que irá ser desenvolvido para transporte exclusivo de hidrogénio renovável. O agora designado projeto "CELZA" (CELorico da Beira-ZAmora) resulta do acordo estabelecido entre os Governos de Portugal, Espanha e França, e será integrado no futuro "Green Energy Corridor".

O cenário de evolução expectável da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), do ponto de vista da capacidade de ponta e do armazenamento, é ilustrado na Figura 16 e na Figura 17, respetivamente. No que respeita ao Teste de Stress, considera-se a manutenção da atual capacidade de oferta proporcionada pela RNTIAT no sistema existente, uma vez que não existe nova capacidade em construção.

Considerando a capacidade de extração do AS do Carrigo de 128,6 GWh/d (volume operacional acima de 60%)

Considerando a capacidade de extração do AS do Carrigo limitada a 71,4 GWh/d e depois 88 GWh/d (volume operacional abaixo de 60%)

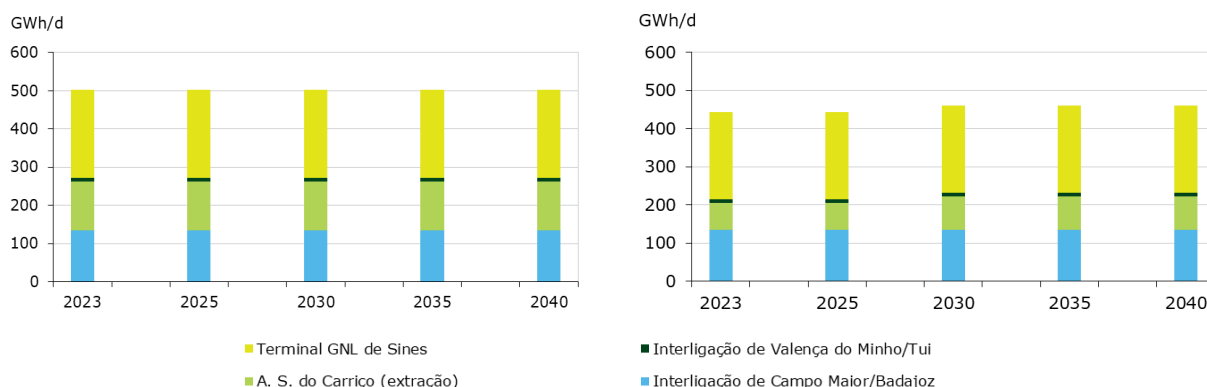


FIGURA 16: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DA CAPACIDADE NA PONTA DA RNTIAT

Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG está limitada a 229 GWh/d pelo sistema de transporte em alta pressão.

Relativamente às interligações entre Portugal e Espanha, não obstante a capacidade técnica máxima seja de 164,2 GWh/d, é indicada a capacidade de 144,0 GWh/d anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior adicionado de 10,0 GWh/d em Valença do Minho.

A capacidade de extração no Armazenamento Subterrâneo do Carrigo é de 129 GWh/d, passível de ser utilizada em situações críticas e corresponde à sua disponibilidade para um volume operacional

superior a 60%. No caso de volumes operacionais inferiores, esta capacidade reduz-se e é limitada a 71 GWh/d (88 GWh/d após a entrada em serviço das duas novas cavernas de Armazenamento Subterrâneo no Carrigo).

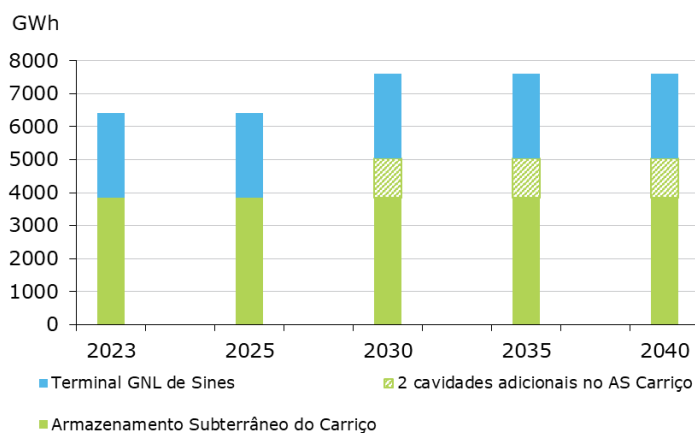


FIGURA 17: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DO ARMAZENAMENTO DA RNTIAT

Quanto ao armazenamento, até ao final de 2029 está prevista a entrada em serviço de duas novas cavernas de Armazenamento Subterrâneo no Carrigo com uma capacidade total de 1 200 GWh a somar às atuais 6 cavernas do Armazenamento Subterrâneo no Carrigo (3 839 GWh) e aos 3 tanques do Terminal GNL em Sines (2 569 GWh).

De notar que os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objectivo primário atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTGN que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que deverão ser utilizados para a constituição de reservas operacionais e apenas no caso de insuficiência de capacidade de armazenamento no complexo do Carrigo.

## 4.4 TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Os estudos de segurança de abastecimento do SNG no período 2024-2040 incidem sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG e alinhadas com as análises desenvolvidas no âmbito do RMSA-E 2023:

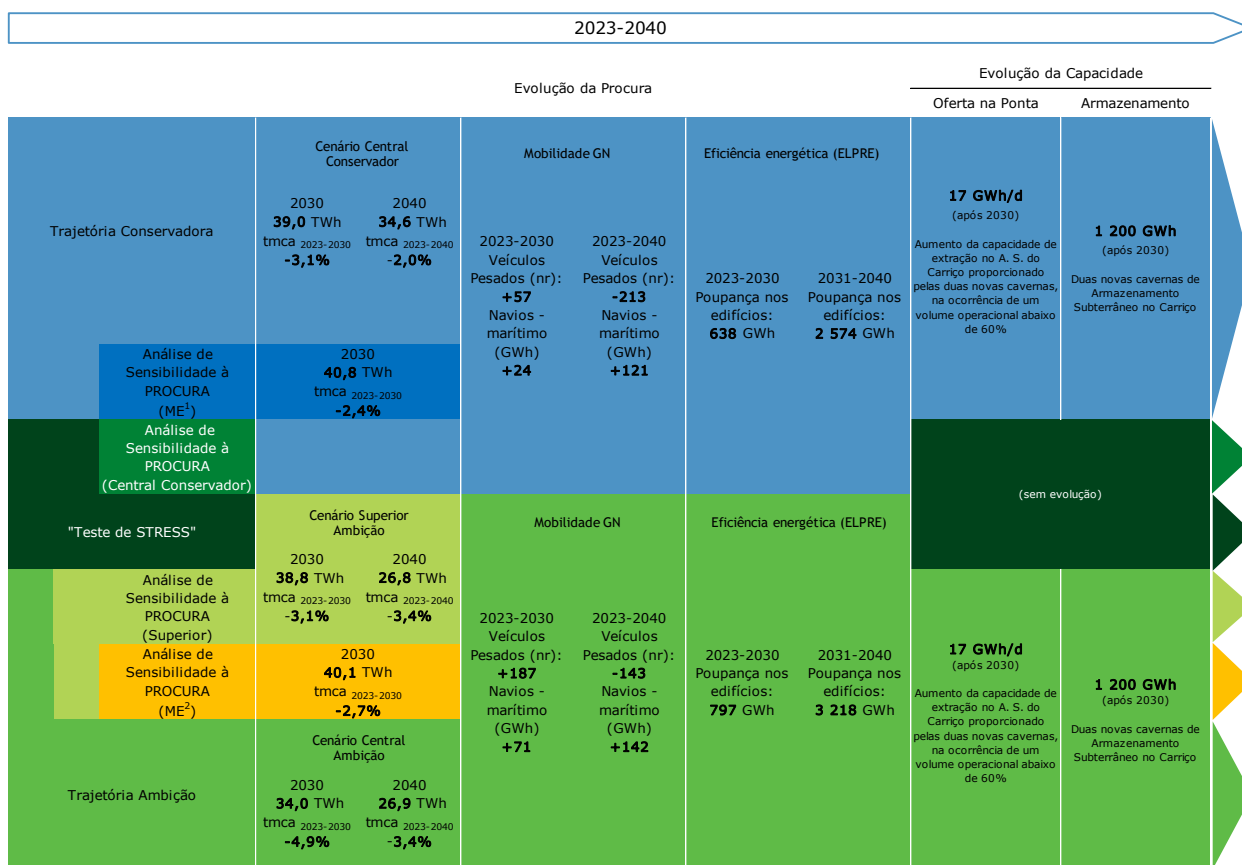
- **Trajectoria Conservadora**, assume a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Adicionalmente, é efetuada para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considera uma evolução da capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida;
- **Trajectoria Ambição**, assume a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda duas análises de sensibilidade à procura: (i) assumindo o cenário Superior Ambição e ii) assumindo, para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais;

- **Teste de Stress**, assume a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo, corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento. Sobre o Teste de Stress é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Central Conservador.

Para as trajetórias Conservadora e Ambição, procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento nas formas de gás (aprovisionado através da RNTG) e de GNL (aprovisionado através das UAG), tendo em vista o cumprimento do critério N-1 e a suficiência da capacidade de armazenamento na RNTIAT de acordo com os artigos 5.º e 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, respetivamente.

O Teste de Stress tem por objetivo identificar os limites da adequação do sistema de gás existente para abastecimento dos consumos, não considerando qualquer reforço de capacidade adicional e incidindo sobre os cenários de evolução de consumos mais exigentes.

A Figura 18 resume a evolução do SNG para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.



1) análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considerou uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida  
2) análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2030, que considerou 2 GW de grandes consumidores industriais

FIGURA 18: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS

O RMSA-G 2023 inclui ainda análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H<sub>2</sub> na rede, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando as seguintes percentagens de mistura (*blending*):

- 5% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2040.

Complementarmente, são realizadas as seguintes análises:

- 1) prioridade à Interruptibilidade das centrais termoelétricas de Lares e da Tapada do Outeiro, que dispõem de combustível alternativo;
- 2) redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, face a um volume operacional abaixo de 60% do armazenamento;
- 3) a consideração de uma capacidade de importação de 30 GWh/d em Valença do Minho, ao invés dos 10 GWh/d indicados no capítulo anterior.



5

**RESUMO DOS  
PRINCIPAIS  
RESULTADOS**

**REN** 



No presente capítulo apresentam-se os principais resultados dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento de gás. O Anexo III – *Principais Resultados* deste documento sintetiza os resultados descritos nos pontos seguintes em formato de apresentação.

## 5.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE PONTA

### Aprovisionamento de Consumos via RNTG

Genericamente, a fórmula N-1 (falha do Terminal GNL Sines, correspondente a 46% capacidade total da RNTIAT, e ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas) é cumprida em todos os cenários base analisados. Contudo, no curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta poderão não dar cumprimento ao padrão de segurança de abastecimento, caso se verifique uma redução na capacidade de produção de eletricidade renovável (e cogeração), como perspetivado na análise de sensibilidade à Trajetória Conservadora para 2025. Esta situação altera-se a prazo, pelo que se verifica o cumprimento da fórmula N-1, a partir de 2025, em função do decréscimo de consumo de gás pela cogeração, das medidas de eficiência energética e do Mercado da Eletricidade, fortemente influenciada pela evolução considerável das Fontes de Energia Renovável no SEN.

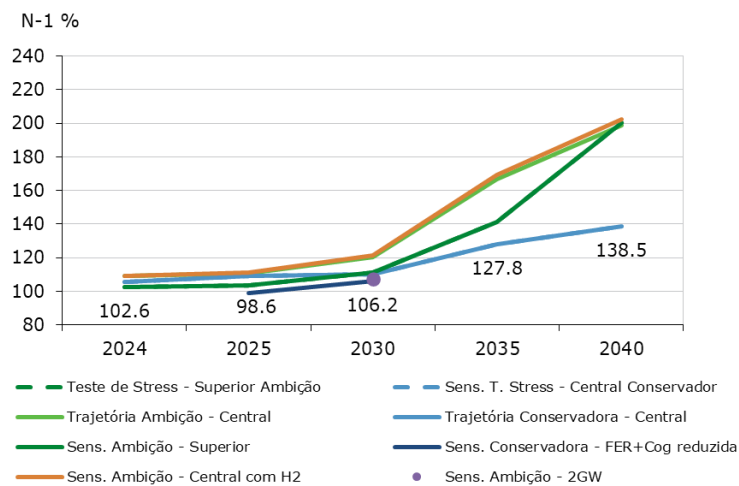


FIGURA 19: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG)

Da sensibilidade à Trajetória Ambição (Central) que considera, para efeitos de segurança de abastecimento, a progressiva incorporação de H<sub>2</sub><sup>12</sup> no SNG, o contributo da oferta proporcionada pela injeção de H<sub>2</sub> no indicador N-1 é de +1 pp em 2030 e +1.3 pp em 2040.

Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade das centrais de ciclo combinado de Lares e da Tapada do Outeiro em regime de mercado. Na prática, entende-se que pode ser forçada a paragem do abastecimento de gás apenas em regime de emergência, não se tratando inequivocamente de uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Não obstante, enquanto abordagem teórica, avalia-se esta possibilidade perante a ocorrência de dias de procura excepcionalmente elevada conjugada com a falha da maior infraestrutura, considerando duas hipóteses:

<sup>12</sup> Para efeito da cobertura da ponta, assumiu-se que o contributo das injeções de H<sub>2</sub> na RNTG (GWh/d) corresponde à média diária da energia anual incorporada, tendo em consideração as concentrações de H<sub>2</sub> em volume de gás acordadas: 5% em 2025; 10% em 2030; 15% em 2035 e 20% em 2040

- a) Máxima interruptibilidade: sem impactes no mercado elétrico, i.e., mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido nas centrais de Lares e da Tapada do Outeiro por combustível alternativo (gasóleo);
- b) Mínima interruptibilidade: com impactes no mercado elétrico, i.e., reajustando as ordens de mérito e produção das restantes centrais de ciclo combinado a gás instaladas em Portugal, de forma a substituir até aos limites da capacidade instalada a produção das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro<sup>13</sup>.

Nas duas hipóteses analisadas, caso seja dada prioridade ao funcionamento das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro consumindo combustível de *backup* alternativo, é possível respeitar o critério de segurança de abastecimento (resultado da aplicação da fórmula N-1 superior a 100%) em qualquer das trajetórias analisadas.

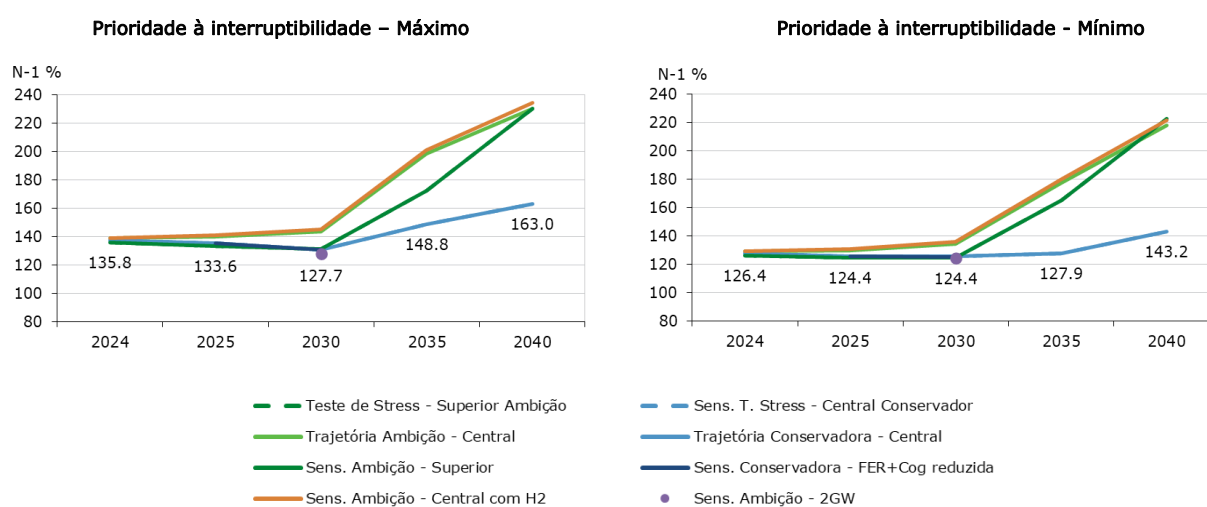


FIGURA 20: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS DE LARES E TAPADA DO OUTEIRO

No entanto, caso se verifiquem restrições na capacidade de extração no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, limitada a 71,4 GWh/d (quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), afigura-se que na situação menos vantajosa (sensibilidade Ambição – Superior e interruptibilidade mínima), só após a entrada em serviço das 2 novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo no Carriço, seja possível o SNG cumprir com o critério N-1, devido à capacidade adicional de extração proporcionada na ocorrência de um volume operacional abaixo de 60% (88 GWh/d em vez de 71,4 GWh/d).

<sup>13</sup> Estima-se que os encargos variáveis de produção das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro utilizando gasóleo sejam substancialmente superiores aos correspondentes à utilização de gás porquanto, nestas condições, a ordem de mérito destas centrais posiciona-as como das menos competitivas a nível Ibérico.

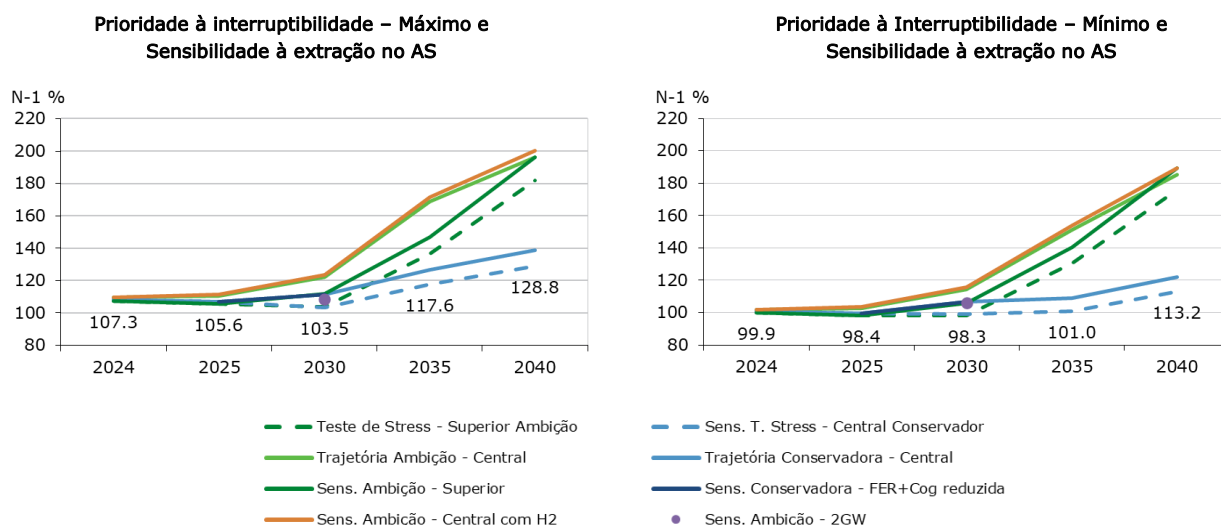


FIGURA 21: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE, COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

Na Figura 22, constata-se que, com as atuais infraestruturas de oferta e sem a possibilidade de ativação da interruptibilidade das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro, na eventual limitação da capacidade de extração de gás no AS do Carriço, a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. O reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carriço e a correspondente capacidade de extração superior em condições de volume operacional abaixo de 60% permite mitigar o défice de capacidade do SNG a partir de 2030.

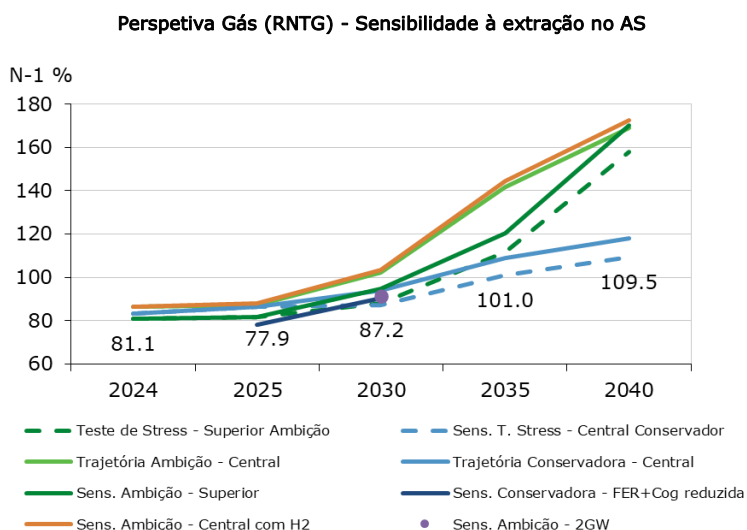


FIGURA 22: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

A capacidade comercial total de importação atualmente anunciada na *Virtual Interconnection Point* (VIP) Ibérico, assumida nos estudos desenvolvidos, corresponde a 144 GWh/d, considerando as diversas maturidades dos produtos de capacidade disponibilizados ao mercado. Sobre este ponto é importante notar que a maximização da correspondente capacidade técnica no sentido Espanha-Portugal depende de condições operacionais que são avaliadas permanentemente pelos

Operadores das Redes de Transporte (ORT) de ambos os sistemas, face a restrições que se podem colocar quando as quantidades transportadas ultrapassam 134 GWh/dia, considerando a contribuição de cada interligação física para a capacidade do VIP.

Dado que a capacidade de importação através de Valença do Minho considerada até 2013 se cifrava em 30 GWh/d, foi efetuada uma simulação adicional, a título de análise de sensibilidade das Normas Relativas às Infraestruturas (N-1), com uma capacidade de importação do VIP correspondente a um valor de 164 GWh/d (resultado do somatório de 134 GWh/d em Campo Maior e 30 GWh/d em Valença do Minho), independentemente de ser conhecido que tal valor não é firme e que apenas poderá ser atingido pontualmente, em circunstâncias excecionais. Esta situação encontra-se formalmente identificada pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) de Portugal e Espanha, bem como pelos Reguladores de ambos os países.

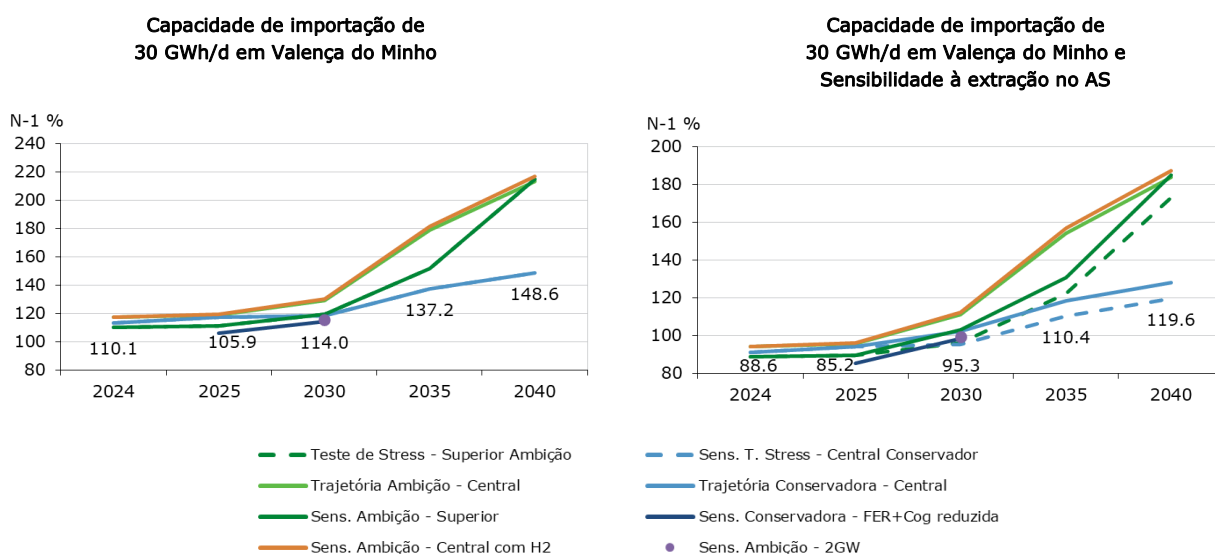


FIGURA 23: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), CONSIDERANDO UMA CAPACIDADE DE IMPORTAÇÃO DE 30 GWh/d EM VALENÇA DO MINHO

Da análise efetuada, caso exista a possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho (Figura 23, do lado esquerdo), a fórmula N-1 é sempre cumprida. No entanto, a existência de eventuais limitações na extração do AS impactam negativamente na capacidade do SNG (Figura 23, do lado direito), pelo que apesar do acréscimo de capacidade de 20 GWh/d assumido por Valença do Minho, o cumprimento da fórmula N-1 só é assegurado com o contributo das 2 cavernas adicionais no Carriço, a partir de 2030.

#### Aprovisionamento de Consumos via UAG

O aprovisionamento de GNL às UAG em território nacional (incluindo Madeira<sup>14</sup>) é realizado a partir do Terminal GNL de Sines através do carregamento de camiões cisterna (contentores ISO no caso da Madeira), para o que dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 10,4 GWh/d (36 cisternas diárias). É de registar que, em caso de paragem prolongada do Terminal GNL

<sup>14</sup> O gás natural consumido na Madeira é proveniente do Terminal de GNL de Sines, onde é carregado em contentores especiais até ao Terminal Marítimo em Lisboa, de onde partem, para a ilha da Madeira. Na ilha, são depois transportados por via rodoviária até à UAG-Socorridos para que o gás natural seja regaseificado e, posteriormente, fornecido à Central Termoelétrica da Vitória.

de Sines, os consumos em território nacional ficam totalmente dependentes do aprovisionamento via Espanha.

Considerando as perspetivas de evolução da procura de GNL, na situação N-1 (24 cisternas diárias), a atual capacidade de carregamento de cisternas no Terminal GNL de Sines não é suficiente para cobrir a Ponta Extrema, em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo. É, portanto, necessário dotar o TGNL de redundância e maior resiliência nas suas operações. Com efeito, o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação.

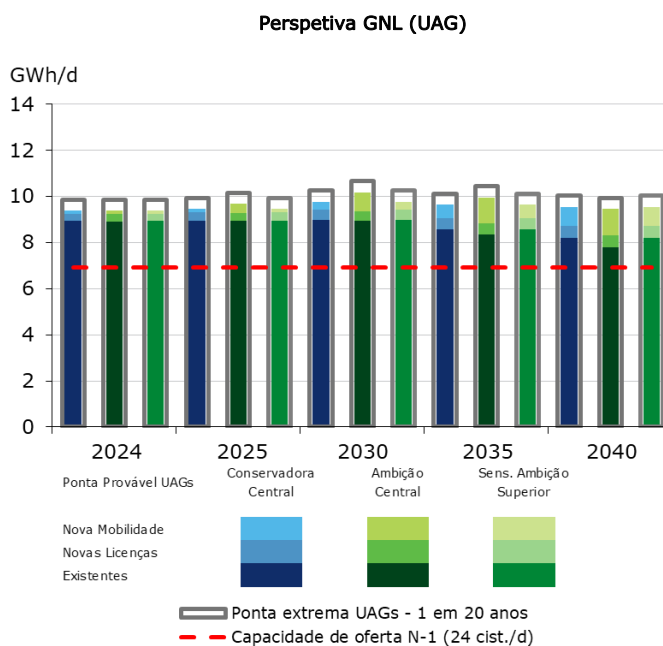


FIGURA 24: CAPACIDADE DO TGNL DE SINES PARA ABASTECIMENTO DE GNL ÀS UAG (ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA)

## 5.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

Para efeito do aprovisionamento das quantidades mínimas de reservas de segurança do SNG calculadas de acordo com a situação mais exigente prevista no Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, o gás que abastece os consumos através da RNTG pode ser armazenado nas cavernas de AS no Carrigo e nos tanques do Terminal GNL de Sines. Por sua vez, o GNL que tem como destino as UAG só pode ser armazenado em grandes quantidades no Terminal GNL de Sines. Neste caso, além das necessidades das UAG localizadas em Portugal Continental, é também incluído o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da totalidade da UAG da Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é feito a partir de Sines.

Da análise à suficiência das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, constata-se que a capacidade atual é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, independentemente da trajetória. Do ponto de vista do gás aprovisionado através da RNTG, o armazenamento subterrâneo do complexo do Carrigo é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo. Relativamente ao GNL para aprovisionamento das UAG

(incluindo a ilha da Madeira), as necessidades de armazenamento não excedem 3.6% da capacidade disponibilizada pelos atuais tanques do Terminal GNL de Sines.

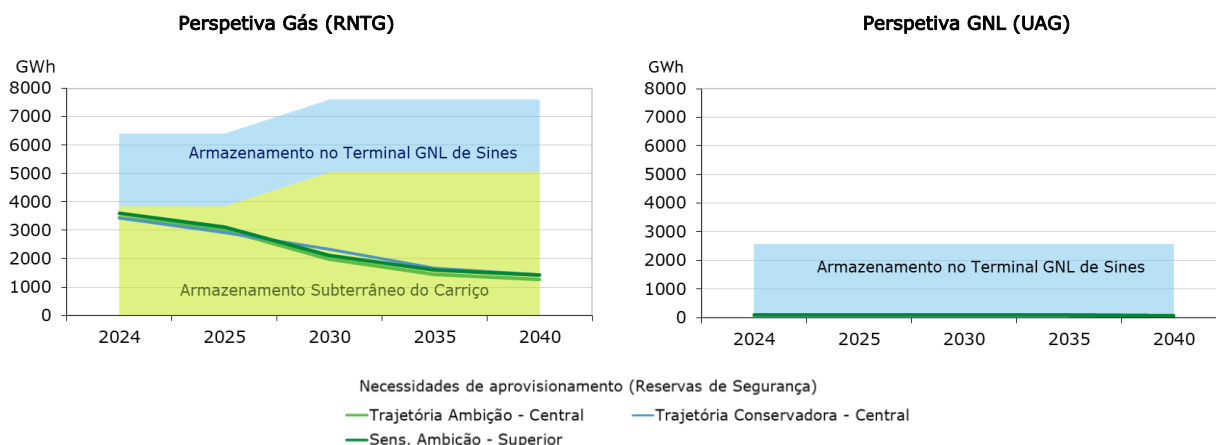


FIGURA 25: CAPACIDADE DA RNTIAT PARA APROVISIONAMENTO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA DO SNG

### 5.3 AMBIENTE

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H<sub>2</sub> de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração (em volume do total de gás consumido anualmente): 5% em 2025; 10% em 2030; 15% em 2035 e 20% em 2040.

Nestas condições, tendo em consideração que o poder calorífico do H<sub>2</sub> é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3), os contributos crescentes, em energia, do H<sub>2</sub> injetado, ascendem a valores entre 1,0-1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,7-2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura.

Do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.

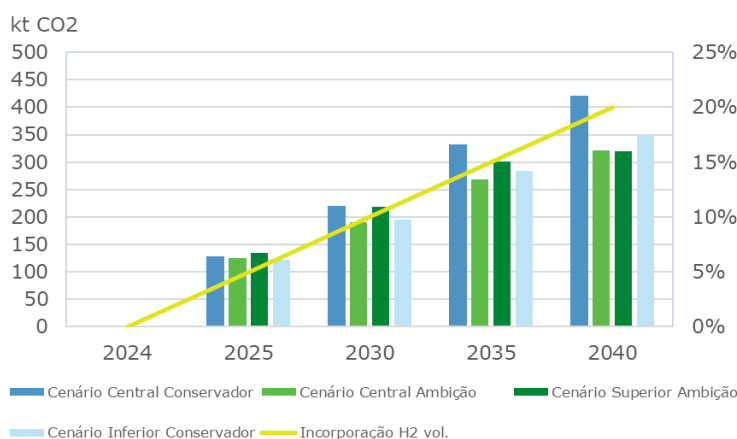


FIGURA 26: EMISSÕES DE CO<sub>2</sub> EVITADAS POR INCORPORAÇÃO DE H<sub>2</sub> NO SNG



6

# CONSIDERAÇÕES FINAIS

REN 

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SNG para o período 2024-2040, destacam-se as seguintes:

- A atual legislação e a política pública têm impulsionado ações importantes no âmbito do desenvolvimento do mercado de gases renováveis e da sua incorporação no SNG. A aprovação das adaptações e dos investimentos que garantam a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto, por parte do Concedente, em sede de PDIRG e PDIRD, é condição essencial para assegurar o cumprimento do disposto na Lei de Bases do Setor e viabilizar a injeção de hidrogénio verde no SNG.
- Por sua vez, o cálculo e a injeção de hidrogénio no SNG carecem da necessária definição e publicação de uma metodologia de cálculo e alocação de títulos de reserva e utilização de capacidades, que permita aos operadores determinar e gerir os pedidos de injeção de H<sub>2</sub> no SNG.
- A implementação conjugada dos projetos CelZa e *Backbone* nacional permitirá a descarbonização sustentada e mais rápida dos consumos atuais de gás, ao mesmo tempo que disponibilizará meios para exportar hidrogénio verde para a Europa. Não obstante, dada a atual incerteza associada ao impacto que a aplicação da revisão da Diretiva (UE) 2009/73 e do Regulamento (UE) 715/2009 terá, quer na capacidade de receção do SNG para acomodar misturas de hidrogénio, quer no desenvolvimento dos projetos 100% H<sub>2</sub> como o Celza, para efeitos deste RMSA-G não foi considerada a produção endógena de H<sub>2</sub>.
- Quanto ao biometano, o Plano de Ação para o Biometano recentemente aprovado é um instrumento crucial para a política pública do setor da energia, encerrando uma oportunidade muito relevante de contribuição para descarbonizar o setor e minimizar a dependência energética. Para um efetivo desenvolvimento da cadeia de valor do biometano em Portugal será necessário reequacionar algumas dimensões com vista à minimização de barreiras ao desenvolvimento do mercado de biometano, nomeadamente ao nível de incentivos, partilha de custos com infraestruturas, soluções de ligação às Redes Públicas de Gás, entre outras.
- Apesar das perspetivas de decréscimo de consumo de gás devido à cogeração, às medidas de eficiência energética e à redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade (resultado da evolução considerável das FER no SEN), em 2040, o consumo é ainda significativo, entre 27-35 TWh. Para garantir que este gás seja completamente descarbonizado, para além do contributo do biometano (5,6 TWh estimado no Plano de Ação para o Biometano) e da incorporação de H<sub>2</sub> (1,7-2,3 TWh), será necessário dispor de outras formas de aprovisionamento de gases renováveis.
- Dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento de gás, no caso da falha do Terminal de GNL de Sines (fórmula N-1), que corresponde a 46% da capacidade da RNTIAT, e na ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas, as atuais infraestruturas de oferta permitem dar cumprimento ao critério de segurança de abastecimento em todos os cenários base analisados. A exceção ocorre em 2025, caso se verifique uma redução na capacidade de produção de eletricidade renovável eólica e solar (e cogeração), como perspetivado na análise de sensibilidade à Trajetória Conservadora. Esta situação altera-se a prazo, com este incumprimento ultrapassado devido ao decréscimo de consumo de gás.



- A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares permite cumprir com a fórmula N-1 em todo o horizonte de estudo. No entanto, não existe atualmente um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade em regime de mercado, pelo que é oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares para garantir o cumprimento da fórmula N-1 no período em análise.
- Caso se encontre limitada a extração de gás no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carrigo a 71,4 GWh/d (quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, afigurando-se que, na situação menos vantajosa (sensibilidade Ambição – Superior e interruptibilidade mínima), permaneça inferior a 100% até 2030, mesmo com ativação da interruptibilidade. Nessa data, o reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carrigo e a correspondente capacidade de extração superior nestas condições (88 GWh/d) contribuiu para mitigar o défice de capacidade do SNG.
- As duas novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo do Carrigo, a promover pelo operador de armazenamento subterrâneo de gás, em resposta ao disposto na RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro, serão desenvolvidas também numa perspetiva de compatibilidade de 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, criando assim, no âmbito do futuro backbone de hidrogénio, uma infraestrutura estratégica importante, quer na substituição gradual do gás natural pelo hidrogénio, quer beneficiando de sinergias com os projetos da RNTG com o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC) a desenvolver no âmbito do Corredor Verde de hidrogénio (H<sub>2</sub>Med) acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França.
- Na possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho, ainda que só em circunstâncias excecionais, a fórmula N-1 é cumprida em todo o horizonte do estudo, desde que não ocorram limitações na extração do AS do Carrigo.
- Na perspetiva dos consumos de gás que são aprovacionados às UAGs a partir de GNL transportado desde o TGNL de Sines, na situação N-1, a atual capacidade de carregamento de camiões-cisterna no TGNL não permite cobrir a Ponta Extrema, em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo. É necessário o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, para obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação.
- Registe-se que, caso ocorra uma paragem do Terminal de Sines, o abastecimento dos consumos de GNL a UAG em Portugal fica totalmente dependente do aprovisionamento a partir dos portos espanhóis.
- Assumindo a incorporação de H<sub>2</sub> na RNTG em concentrações crescentes (em volume) que atingem 10%, em 2030, e 20%, em 2040, os contributos em energia do H<sub>2</sub> injetado ascendem a valores entre 1,0-1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030, e entre 1,7- 2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura. Do ponto de vista ambiental, esta substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.

Por fim, sublinha-se que apesar de se perspetivar uma redução de consumo de gás natural ao longo dos próximos anos, nomeadamente decorrente do decréscimo de consumo de gás pela cogeração,

das medidas de eficiência energética e da redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade, o sistema elétrico nacional irá evoluir cada vez mais para uma dependência de capacidade produtora não despachável (eólica e solar). Neste sentido, em situações de estrangulamentos dos recursos primários, como sejam, o vento, o sol e a água, a capacidade firme do SEN fica apenas suportada, numa situação extrema, nas centrais de ciclo combinado a gás natural e nas centrais hídricas com bombagem. Desta forma, as centrais de ciclo combinado a gás natural, como é o caso da Tapada do Outeiro, têm um papel relevante na segurança de abastecimento do SEN durante todo o processo de transição energética em Portugal, tendo o SNG que assegurar sempre que necessário, o abastecimento dos consumos destas centrais.

# CONTACTOS

---

**REN – Gasodutos, S.A.**

Estrada Nacional 116,  
2674-505 Bucelas – Portugal

Telefone: (+351) 219 688 200

[www.ren.pt](http://www.ren.pt)





# ANEXOS

---

ANEXO I

PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

REN 

# RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2023, PERÍODO 2024-2040 (RMSA-G 2023)

## CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

### 1. Horizonte e âmbito

O estudo tem o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, sendo relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, mas incorporando as necessidades estimadas de Gás Natural Liquefeito (GNL) para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo está articulado com o *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2, que se encontra em revisão), em particular no que respeita à evolução da capacidade instalada de centrais electroprodutoras a gás e às metas e trajetórias de incorporação de energia renovável no consumo de energia.

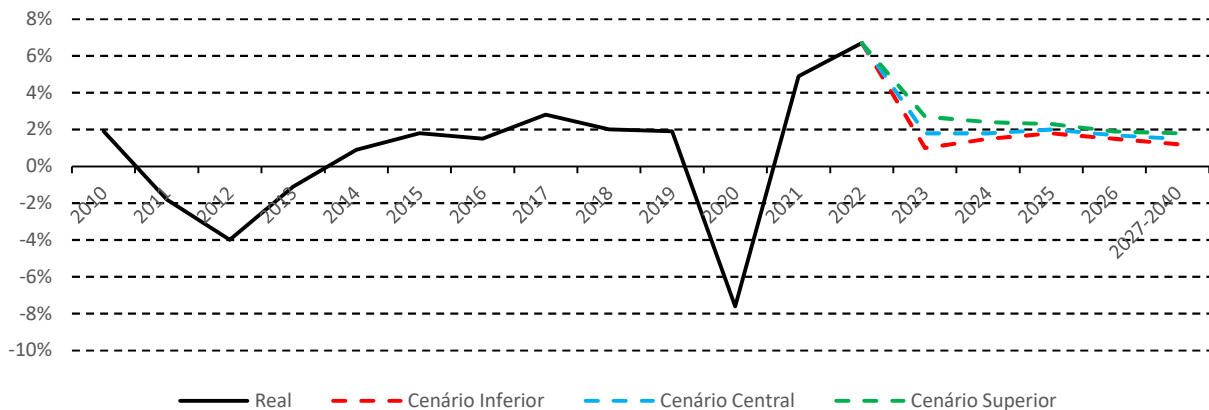
### 2. Cenários macroeconómicos

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

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

	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%

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



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com os considerados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal à data da elaboração dos respetivos pressupostos (agosto de 2023), provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

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

	2023	2024	2025	2026	2027
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2023)	2,7%	2,4%	2,3%		
Comissão Europeia ( <i>European Economic Forecast, Spring 2023</i> , maio 2023)	2,4%	1,8%			
OCDE ( <i>Economic Outlook- Volume 2023 Issue 1</i> , junho 2023)	2,5%	1,5%			
FMI ( <i>World Economic Outlook, April 2023</i> )	1,0%	1,7%	2,2%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2023-2027, março 2023)	1,2%	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2023, outubro 2022)	1,3%				
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2023-2027, abril 2023)	1,8%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no *draft* da revisão do PNEC 2030 e considerando os valores de 2022 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2022-2040:

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

	2022	2030	2035	2040
<b>Impostos</b>	14,0%	11,8%	11,8%	11,8%
<b>Agricultura, Silvicultura e Pescas</b>	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%
<b>Indústria</b>	15,4%	15,5%	15,5%	15,5%
<b>Construção e Obras Públicas</b>	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
<b>Serviços</b>	65,0%	66,6%	66,6%	66,6%

### 3. Cenários de evolução da oferta

No RMSA-G 2023 serão considerados os seguintes **cenários de evolução da capacidade de oferta da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT)**:

- Evolução expectável, no qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrânea do Carriço (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da Estação de Compressão do Carregado (que permitiria aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de Sines).
- Teste de Stress, no qual se considera apenas o sistema existente.

Relativamente ao projeto da **3.ª interligação entre Portugal e Espanha (atualmente designado como projeto “CELZA”)**, o mesmo não foi considerado neste estudo uma vez que está a ser desenvolvido num propósito de utilização para transporte exclusivo de hidrogénio renovável, considerando os objetivos associados ao futuro “*Green Energy Corridor*” acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França, onde o mesmo será inserido.

O **projeto CELZA** obteve o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC) da União Europeia, ao abrigo do Regulamento (UE) 2022/869, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio, relativo às redes transeuropeias de energia (novo Regulamento TEN-E), estando inserido na 6.ª lista PIC publicada pela Comissão Europeia. Este projeto encontra-se coordenado com o projeto da nova interligação Espanha – França, ligando por traçado submarino Barcelona em Espanha com Marselha em França (atualmente designado como projeto “BARMAR”, que obteve igualmente o estatuto de PIC, na referida 6.ª lista), no âmbito do “*Green Energy Corridor*” a criar entre a Península Ibérica e o centro da Europa.

No que se refere à oferta de **gases renováveis**, importa destacar o seguinte:

- A EN-H2, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação para o hidrogénio 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.
- O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, materializa a figura do produtor de gases renováveis e de gases de baixo teor de carbono e a necessidade de os operadores de transporte e distribuição desenvolverem as suas infraestruturas e efetuarem os investimentos necessários à crescente incorporação dos referidos gases no SNG. Menciona ainda o contributo da produção e incorporação de outros gases para a segurança do abastecimento.
- A introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, a partir de unidades de produção ou de conversão gasosa, obriga ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação. Face à evolução do setor, do mercado, e da tecnologia, o estudo a realizar no âmbito do RMSA-G 2023

refletirá, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento conducentes à materialização da EN-H2.

- No que respeita à injeção de gases renováveis na Rede Pública de Gás (RPG), tanto ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) como da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), a sua evolução teve em conta a informação mais recente disponível, a 3 de outubro de 2023, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, ou de baixo teor de carbono nos termos do artigo 69.º (e seguintes) do Decreto-Lei n.º 62/2020, e cuja previsão de entrada em exploração do estabelecimento de produção e respetiva capacidade de injeção na RPG se encontram consideradas nas tabelas seguintes:

Tabela 4 – Capacidade anual prevista (não cumulativa) de injeção de gases renováveis na RNTG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2035	2040
Metano sintético	0	0	0	0	0,444	0	0	0
Hidrogénio verde	0	2,131	2,410	0,778	1,242	0	0	0

Fonte: DGEG

Tabela 5 – Capacidade anual prevista (não cumulativa) de injeção de gases renováveis na RNDG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,046	0	0,224	0	0	0	0	0
Hidrogénio verde	0,043	0,273	0,433	0,660	0	0	0	0

Fonte: DGEG

De realçar que o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, estabelece que durante a sua vigência (de 19 de abril de 2022 a 19 de abril de 2024) os comercializadores de gás cujo fornecimento seja superior a 2000 GWh/ano estão obrigados a incorporar no seu aprovisionamento uma percentagem não inferior a 1% de biometano ou hidrogénio por eletrólise a partir da água, em volume de gás natural fornecido.

Por sua vez, a Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, determinou a abertura de um procedimento concorrencial para aquisição, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista, de biometano e hidrogénio por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, para injeção na rede nacional de gás (150 GWh/ano de biometano e 120 GWh/ano de hidrogénio). As peças do referido procedimento concorrencial foram submetidas a consulta pública, entre 11 e 31 de julho de 2023, aguardando-se, à data da publicação dos presentes pressupostos, o lançamento do procedimento.

O cenário de **evolução expectável** da capacidade de oferta da RNTIAT, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela seguinte:



Tabela 6 – Evolução expectável da capacidade de oferta da RNTIAT

	2022	2023	2025	2030	2035	2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>	<b>7 608</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839	3 839	5 039	5 039	5 039
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>88</b>

**NOTAS:**

1. A evolução expectável da capacidade de oferta e do armazenamento está de acordo com a proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos para aprovação por parte do concedente.
2. Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão, sendo esta restrição eliminada e potenciada (para 321 GWh/d) após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado (sem data prevista no PDIRG 2023).
3. A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

A evolução relativa ao **Teste de Stress**, a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o que consta na tabela:

Tabela 7 – Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress

	2022	2023-2040
<b>Capacidade de Oferta (GWh/d)</b>	<b>373</b>	<b>373</b>
Terminal de GNL de Sines	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10
<b>Capacidade de Armazenamento (GWh)</b>	<b>6 408</b>	<b>6 408</b>
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)</b>	<b>129</b>	<b>129</b>
<b>Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)</b>	<b>71</b>	<b>71</b>

**NOTAS:**

1. Os valores apresentados representam capacidades técnicas máximas. No caso particular do Terminal de GNL de Sines, a sua capacidade de regaseificação para a RNTG estará limitada pelo sistema de transporte em alta pressão.
2. A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d, correspondentes a 134,0 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Assume-se este valor, sendo, contudo, objeto de confirmação anual, já que depende da capacidade disponibilizada pela rede interligada de Espanha.

Fonte: DGEG

## 4. Cenários de evolução da procura

Os cenários de evolução da procura de gás no SNG são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo nos sectores da indústria, cogeração, residencial e terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

Para o **Mercado Convencional** são considerados três cenários de evolução da procura de gás decorrentes dos cenários macroeconómicos assumidos – Superior, Central e Inferior – combinados com dois cenários de evolução da procura de gás associados aos veículos pesados (passageiros e mercadorias) e ao transporte marítimo – Ambição e Conservador.

Foi ainda considerada, para efeitos dos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional (em particular para o setor residencial e terciário), a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), aprovada e publicada através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, que 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. Em particular, a ELPRE 2050 prevê várias medidas com vista a melhoria do desempenho energético dos edifícios, que apresentam impactos ao nível do consumo de gás.

No caso do **Mercado de Eletricidade** são considerados os cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2023, alicerçadas em duas trajetórias:

- 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. São efetuadas, ainda, para esta trajetória, as seguintes análises de sensibilidade:
  - a) à procura em todos os horizontes, assumindo o cenário Inferior Conservador;
  - b) à oferta, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração, mais reduzida do que no cenário Conservador.
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário Central Ambição da procura e 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 todos os horizontes, assumindo o cenário superior Ambição;
  - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW do consumo adicional de grandes consumidores industriais.

Na definição dos cenários da procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede. De acordo com as propostas dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2023-2027, existem atualmente 61 UAG de rede ativas, uma das quais temporária<sup>1</sup>, e está prevista

---

<sup>1</sup> REN Portgás – Paredes de Coura

a construção de 28 novas UAG nesse horizonte. De referir igualmente a existência de 64 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 29 postos de enchimento de gás veicular em operação<sup>2</sup>.

Foram, então, considerados quatro cenários de evolução da procura de gás:

- Cenário Central Conservador;
- Cenário Central Ambição;
- Cenário Superior Ambição;
- Cenário Inferior Conservador.

#### 4.1 Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças no consumo de gás nos edifícios (setores residencial e terciário), 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 gás corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição, evolução alinhada com o assumido para as poupanças de eletricidade no cenário Conservador do RMSA-E 2023.

As estimativas das poupanças no consumo de gás nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela seguinte:

**Tabela 8 - Estimativa das poupanças nos consumos de gás nos edifícios (GWh)**

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
797	3218	638	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela anterior entre residencial e terciário, de referir que se estima que o sector terciário represente 64% e 42% das poupanças nos consumos de gás nos edifícios, respetivamente nos períodos de 2023-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

Com a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, Portugal teve de adotar medidas com vista à redução do seu consumo de gás. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, aprovou o Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que define um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado. O Plano assume que todo o consumo de eletricidade evitado através das medidas de poupança nele estabelecidas tem origem em centrais termoelétricas a gás natural.

Estabeleceu-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com o objetivo definido no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para 2022 e 2023 e, quanto ao cenário Conservador, assumiu-se que a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

<sup>2</sup> 17 em regime público (3 GNC+1GNL+13GNL+GNC) e 12 em regime privativo (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 5 postos de GNV

Apresenta-se, na tabela seguinte, a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas prevista no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para cada um dos cenários considerados.

**Tabela 9 - Estimativa das poupanças de gás em 2023 resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023 (GWh)**

	Cenário Ambição	Cenário Conservador
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	803	642

NOTA: Assume-se, como aproximação, que as poupanças verificadas se referem apenas ao setor dos serviços.

## 4.2 Mobilidade a gás

No que diz respeito à mobilidade a gás, no transporte rodoviário foi tida em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e pesados de mercadorias a gás, tendo por base a evolução tecnológica e a incerteza das tecnologias futuras (H2 e/ou elétrico). Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução dos respetivos consumos despicientes quando comparados com o segmento dos veículos pesados.

**Tabela 10 – Previsão de evolução do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás natural/biometano em Portugal**

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
<b>2022</b>	736	736	425	425
<b>2025</b>	800	770	450	435
<b>2030</b>	880	800	500	450
<b>2035</b>	765	700	450	415
<b>2040</b>	650	600	400	380

Relativamente ao transporte marítimo a gás foi considerada a evolução da energia consumida prevista no âmbito da modelação associada ao *draft* da revisão do PNEC 2030. Da mesma forma, foram tidos em conta os valores do cenário WEM do *draft* da revisão do PNEC 2030 para o cenário Conservador e os do cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC 2030 para o cenário Ambição.

No âmbito do *draft* da revisão do PNEC 2030 foi já tido em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano (considera-se o calendário de execução proposto na proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos, para aprovação por parte do concedente).

Tabela 11 – Previsão de evolução de utilização de energia para navios a gás em Portugal

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	0,9	0,9
2025	32,3	0,0
2030	70,8	24,3
2035	137,2	69,1
2040	141,7	121,1

### 4.3 Evolução da procura

Uma parte significativa do consumo de gás destina-se ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução de instalação das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E 2023. Por este facto, o cenário Superior Ambição sofre efeitos contrários do ponto de vista do consumo de gás, prevendo-se, por um lado, no Mercado Convencional um incremento de consumo, devido à maior penetração do gás nos transportes e, por outro lado, a redução de consumo no Mercado de Eletricidade, com o forte incremento das FER para produção de eletricidade.

A Tabela 12 apresenta a evolução da procura total de gás para o período 2023-2040 para os diferentes cenários.

**Tabela 12 – Cenários de evolução da procura total de gás**

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
<b>Cenário Central Conservador</b>	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>32,1</b>	<b>32,9</b>	<b>33,1</b>	<b>32,1</b>	<b>31,1</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,1	3,1	2,5	1,8
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,3	3,4	3,2	3,0
	Indústria	TWh	17,8	18,1	18,1	18,1	17,9	17,9
	Cogeração	TWh	7,8	7,7	8,5	8,5	8,5	8,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>18,8</b>	<b>13,5</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>3,5</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>50,9</b>	<b>46,4</b>	<b>39,0</b>	<b>37,8</b>	<b>34,6</b>
<b>Cenário Central Ambição</b>	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>31,5</b>	<b>31,2</b>	<b>29,4</b>	<b>26,6</b>	<b>24,1</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,1	3,1	2,2	1,4
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,3	3,4	3,1	2,7
	Indústria	TWh	17,8	18,1	18,1	18,1	17,8	17,5
	Cogeração	TWh	7,8	7,2	6,8	4,9	3,5	2,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>19,2</b>	<b>14,2</b>	<b>4,6</b>	<b>4,3</b>	<b>2,8</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>50,7</b>	<b>45,4</b>	<b>34,0</b>	<b>30,9</b>	<b>26,9</b>
<b>Cenário Superior Ambição</b>	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>32,7</b>	<b>33,7</b>	<b>33,8</b>	<b>29,7</b>	<b>23,5</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,1	3,2	3,3	2,6	1,9
	Terciário	TWh	3,3	3,4	3,5	3,7	3,5	3,2
	Indústria	TWh	17,8	18,4	18,5	18,7	18,5	18,5
	Cogeração	TWh	7,8	7,8	8,6	8,2	5,1	0,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>19,9</b>	<b>15,0</b>	<b>4,9</b>	<b>4,8</b>	<b>3,2</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>52,6</b>	<b>48,6</b>	<b>38,8</b>	<b>34,6</b>	<b>26,8</b>
<b>Cenário Inferior Conservador</b>	Mercado Convencional	TWh	<b>32,1</b>	<b>31,5</b>	<b>31,5</b>	<b>30,3</b>	<b>28,2</b>	<b>26,3</b>
	Residencial	TWh	3,2	3,0	2,9	2,8	2,1	1,3
	Terciário	TWh	3,3	3,2	3,2	3,2	2,9	2,6
	Indústria	TWh	17,8	17,9	17,8	17,6	17,2	17,0
	Cogeração	TWh	7,8	7,4	7,6	6,7	6,0	5,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	<b>16,3</b>	<b>18,3</b>	<b>13,0</b>	<b>4,3</b>	<b>4,1</b>	<b>2,4</b>
	Consumo Total de GN	TWh	<b>48,4</b>	<b>49,9</b>	<b>44,6</b>	<b>34,6</b>	<b>32,3</b>	<b>28,7</b>

Notas:

1. O consumo de gás associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector terciário.
2. A partir de 2030 (inclusive), dada a maior integração de FER e menor produção expectável das centrais termoeletricas a gás (CCGT), o consumo de gás no Mercado de Eletricidade foi determinado através de simulações com o modelo *Power System Model for Operational Reserves Adequacy (PS-MORA)*, na medida em que permite quantificar com maior resolução os consumos de gás pelas CCGT, comparativamente ao modelo VALORAGUA.

Na Tabela 13 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2023-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 13 – Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito<sup>3</sup>

Cenário	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
<b>Cenário Central Conservador</b>	TWh	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,0
<b>Cenário Central Ambição</b>	TWh	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,0
<b>Cenário Superior Ambição</b>	TWh	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2
<b>Cenário Inferior Conservador</b>	TWh	2,0	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8

Nas tabelas Tabela 14 e Tabela 15, apresentam-se os cenários de evolução da ponta anual diária de consumo para os diferentes cenários:

- Mercado Convencional sem GNL;
- Mercado de Eletricidade;
- Mercado de GNL (tipicamente UAG).

Tabela 14 – Cenários de consumo máximo diário<sup>4</sup> – ponta anual (Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
<b>Cenário Central Conservador</b>	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>241,2</b>	<b>237,3</b>	<b>211,8</b>	<b>172,7</b>	<b>146,9</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	109,9	112,8	113,2	109,6	106,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	131,3	124,5	98,6	63,1	40,8
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>258,9</b>	<b>249,9</b>	<b>247,3</b>	<b>213,4</b>	<b>197,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	115,3	118,4	118,8	115,0	111,4
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	143,6	131,5	128,6	98,4	85,6
<b>Cenário Central Ambição</b>	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>239,9</b>	<b>233,7</b>	<b>183,0</b>	<b>137,7</b>	<b>108,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	107,8	106,4	99,6	89,4	80,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	132,1	127,3	83,4	48,3	27,3
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>250,0</b>	<b>246,9</b>	<b>227,2</b>	<b>163,6</b>	<b>137,3</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	113,1	111,7	104,5	93,8	84,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	136,9	135,2	122,6	69,8	52,6
<b>Cenário Superior Ambição</b>	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>247,4</b>	<b>245,0</b>	<b>203,2</b>	<b>150,5</b>	<b>107,0</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	112,0	115,2	115,2	100,4	78,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	135,5	129,8	87,9	50,1	28,7
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>266,0</b>	<b>263,4</b>	<b>245,4</b>	<b>192,9</b>	<b>136,3</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	117,5	120,8	120,9	105,4	82,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	148,5	142,5	124,5	87,6	54,2
<b>Cenário Inferior Conservador</b>	Ponta Provável	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>239,1</b>	<b>231,6</b>	<b>176,0</b>	<b>136,1</b>	<b>115,6</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	107,9	108,0	103,4	95,9	89,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	131,1	123,6	72,7	40,2	26,3
	Ponta Extrema	GWh/d	<b>213,1</b>	<b>256,5</b>	<b>242,8</b>	<b>218,7</b>	<b>179,6</b>	<b>167,8</b>
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,6	113,3	113,3	108,5	100,6	93,7
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	122,4	143,3	129,5	110,2	79,0	74,1

<sup>3</sup> Estes cenários incluem a UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do Terminal de GNL de Sines.

<sup>4</sup> No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2023 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido.

Tabela 15 – Cenários de consumo máximo diário – ponta anual do mercado de GNL

Cenário	Setor	Unid.	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,4	9,5	9,8	9,6	9,6
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,9	9,9	10,3	10,1	10,0
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,4	9,7	10,2	10,0	9,5
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,9	10,2	10,7	10,5	9,9
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,7	10,0	10,7	10,6	10,3
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	10,2	10,5	11,2	11,2	10,8
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	9,5	9,2	9,2	9,3	9,0	8,8
	Ponta Extrema	GWh/d	9,5	9,7	9,7	9,8	9,5	9,2

## 5. Indicadores na análise da garantia de segurança de abastecimento

A análise da garantia de segurança de abastecimento do SNG deverá ser feita sob a perspetiva da evolução da capacidade de oferta e da capacidade de armazenamento, em condições de procura normal e em condições extremas. Adicionalmente deverá ser feita uma análise para determinar os limites da adequação do sistema, na sua atual configuração, para garantir o abastecimento de gás (Teste de Stress).

Ao nível da capacidade de oferta, deverão ser tidas em conta as normas previstas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro (normas relativas às infraestruturas), que estipulam que devem ser tomadas as medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura nacional de gás, as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

A avaliação da adequada capacidade de armazenamento para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo deverá ser feita à luz das normas definidas no artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938 (normas de aprovisionamento de gás), que estabelecem que deve ser salvaguardado o aprovisionamento de gás aos “clientes protegidos” (clientes domésticos, PME e serviços essenciais de carácter social, sendo que as duas últimas categorias não deverão ultrapassar 20% do consumo final anual de gás), nas seguintes condições:

- Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;
- Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;
- Procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.



## 6. Análises a realizar

Está prevista a análise de três trajetórias, em linha com os estudos desenvolvidos no âmbito do RMSA-E 2023:

- Trajetória Conservadora - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Conservador da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; é efetuada ainda para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura do Mercado de Eletricidade, em 2025 e 2030, que considerou uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida.
- Trajetória Ambição - assumindo a evolução expetável da capacidade de oferta da RNTIAT e o cenário Central Ambição da procura que, no caso do Mercado de Eletricidade, corresponde à trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória duas análises de sensibilidade à procura: (i) assumindo o cenário Superior Ambição e (ii) assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais.
- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo, corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

O RMSA-G 2023 incluirá, ainda, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando as seguintes percentagens de mistura (*blending*):

- 5% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H<sub>2</sub> em volume do total de gás consumido em 2040.

As análises/trajetórias a realizar estão descritas na seguinte tabela:

Tabela 16 – Análises a realizar no RMSA-G 2023

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajetoória Conservadora	Trajetoória Ambição	Sensibilidades <sup>c)</sup>
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

- a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029.
- b) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- c) As análises de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura e assumindo para o Mercado de Eletricidade, em 2030, o cenário com 2 GW de grandes consumidores industriais.

No contexto do RMSA-G 2023 deverão também ser analisadas: (i) as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT e (ii) o cumprimento do critério N-1 de acordo com o artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, para garantir a segurança do aprovisionamento de gás, incluindo o GNL (UAG).

Serão, ainda, efetuadas análises complementares considerando: (i) prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro, (ii) redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e (iii) capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho.



# ANEXOS

ANEXO 2

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE  
GÁS PARA O RMSA-G 2023

REN 

Índice

1.	Introdução e Objetivo.....	7
2.	Mercado Convencional.....	11
2.1	Análise da Procura Anual.....	11
2.2	Cenarização e Vetores de Mudança.....	17
2.3	Metodologia de Previsão.....	22
2.3.1	Modelos estimados.....	23
2.3.2	Cogeração.....	27
3.	Cenários Macroeconómicos.....	28
4.	Previsão da Procura Anual.....	31
4.1	Mercado Convencional.....	31
4.1.1	Mobilidade a gás.....	35
4.1.2	Eficiência energética.....	40
4.1.3	Indicadores económico-energéticos.....	43
4.1.4	Mercado de GNL.....	45
4.2	Mercado de Eletricidade.....	47
4.3	Mercado Agregado (Mercado Convencional e Mercado de Eletricidade).....	49
4.4	Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2022.....	51
5.	Previsão das Pontas da Procura Diária.....	57
5.1	Mercado Convencional.....	57
5.2	Mercado de Eletricidade.....	60
5.3	Mercado Agregado (Mercado Convencional, sem GNL, e Mercado de Eletricidade) 61	
5.4	Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2022.....	63
6.	Procura para Aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938.....	66
6.1	Normas do Aprovisionamento.....	66
6.2	Norma das Infraestruturas.....	76

## Índice de Figuras

Figura 1 - Procura de gás natural por sector de consumo. Período 1997-2022 .....	11
Figura 2 - Peso sectorial da procura de gás natural no Mercado Convencional. Período 2000-2022 .....	13
Figura 3 - Taxas de crescimento anual da procura de gás natural no MC e do PIB em volume. Período 2000-2022 .....	14
Figura 4 - Evolução anual da intensidade da procura de gás natural do Mercado Convencional no PIB. Período 2000-2022 .....	15
Figura 5 - Evolução anual do número de pontos de abastecimento. Período 2010-2022 .....	15
Figura 6 - Evolução anual da procura de gás natural do Mercado Convencional por ponto de abastecimento. Período 2010-2022 .....	16
Figura 7 - Procura de gás natural no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2002-2022 .....	16
Figura 8 - Procura de gás natural por ponto de abastecimento no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2010-2022 .....	17
Figura 9 - Intensidade da procura de gás natural no PIB (corrigido da PPC) no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2000-2022 .....	17
Figura 10 - Caracterização dos diferentes cenários .....	21
Figura 11 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário. Período 2024-2040 ..	22
Figura 12 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de gás no sector da Indústria e Agricultura .....	25
Figura 13 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de gás no sector Residencial .....	26
Figura 14 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de gás no sector Terciário .....	27
Figura 15 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2023-2040 .....	30
Figura 16 - Evolução prevista para o RDBF - com base nos Cenários do PIB DGEG 2023-2040 .....	30
Figura 17 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - com base nos Cenários do PIB da DGEG 2023-2040 .....	30
Figura 18 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - com base nos Cenários do PIB da DGEG 2023-2040 .....	31
Figura 19 - Cenários de evolução da procura anual de gás no Mercado Convencional ...	32

Figura 20 - Evolução sectorial prevista da procura anual de gás no Mercado Convencional .....	32
Figura 21 - Evolução do parque de veículos a GNC e GNL em Portugal. Período 2016-2022 .....	36
Figura 22 - Evolução prevista do número de veículos pesados a gás - Cenários DGEG .	37
Figura 23 - Evolução prevista da procura de gás associado à mobilidade terrestre.....	37
Figura 24 - Navios operados a GNL no Mundo .....	38
Figura 25 - Evolução prevista da procura de gás associado ao transporte marítimo .....	39
Figura 26 - Impacte da mobilidade na procura prevista de gás.....	39
Figura 27 - Evolução prevista das poupanças de gás anuais acumuladas para o período de previsão .....	41
Figura 28 - Impacto das poupanças de gás na procura prevista .....	42
Figura 29 - Evolução anual prevista da intensidade da procura de gás no PIB no Mercado Convencional .....	43
Figura 30 - Evolução anual prevista da procura de gás <i>per capita</i> no Mercado Convencional .....	44
Figura 31 - Evolução da procura anual no mercado de GNL (tipicamente UAG) no período 2014-2022.....	45
Figura 32 - Cenários de evolução da procura anual no mercado de GNL (tipicamente UAG) .....	46
Figura 33 - Caracterização resumida das diferentes trajetórias avaliadas .....	47
Figura 34 - Cenários de evolução da procura anual de gás no Mercado de Eletricidade .	48
Figura 35 - Evolução prevista da procura anual de gás (Mercado Convencional e Mercado Eletricidade) .....	49
Figura 36 - Comparação dos cenários de evolução da procura anual de gás, por mercados. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022 .....	51
Figura 37 - Comparação entre o número de veículos a gás no RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022.....	55
Figura 38 - Comparação entre a potência disponível da cogeração no RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022.....	56
Figura 39 - Cenários de evolução do PIB. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022 .....	56
Figura 40 - Evolução prevista da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no Mercado Convencional sem GNL.....	58

Figura 41 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado Convencional sem GNL .....	59
Figura 42 – Evolução prevista da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no Mercado de GNL.....	59
Figura 43 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado de GNL	60
Figura 44 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado de Eletricidade.....	61
Figura 45 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás agregadas (MC sem GNL + ME) .....	62
Figura 46 – Cenários de evolução prevista das pontas da procura diária, por mercados. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022 .....	64
Figura 47 – Evolução prevista da procura anual associada aos clientes protegidos .....	68
Figura 48 – Resposta estimada para a procura em função de uma variação nos valores da temperatura.....	70
Figura 49 – Peso anual dos 7 dias de maior procura na simulação de condições extremas .....	72
Figura 50 - Peso anual dos 30 dias de maior procura dos clientes protegidos .....	73
Figura 51 – Evolução da procura de gás para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento do regulamento (EU) 2017/1938 .....	74
Figura 52 – Evolução da procura de gás no Mercado de Eletricidade para definição das obrigações adicionais de aprovisionamento .....	76
Figura 53 - Peso anual da procura do Mercado Convencional na simulação de condições extremas de temperatura no período de 7 dias.....	77

## Índice de Tabelas

Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual da procura de gás natural no Mercado Convencional .....	12
Tabela 2 - Taxas médias de crescimento anual implícitas nos cenários de evolução da procura de gás no Mercado Convencional .....	34
Tabela 3 - Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura de gás no PIB no Mercado Convencional .....	43
Tabela 4 - Taxas médias de crescimento anual previstas da procura de gás <i>per capita</i> no Mercado Convencional.....	44
Tabela 5 - Taxas médias de crescimento anual da procura no Mercado de GNL .....	45
Tabela 6 - Taxas médias de crescimento anual implícitas na procura prevista de gás (Mercado Convencional e Mercado Eletricidade).....	51
Tabela 7 - Estatísticas relativas às temperaturas médias anuais nos meses de Inverno	73
Tabela 8 - Pesos da procura anual obtidos para os diferentes períodos e condições de temperatura, a aplicar aos clientes protegidos.....	74

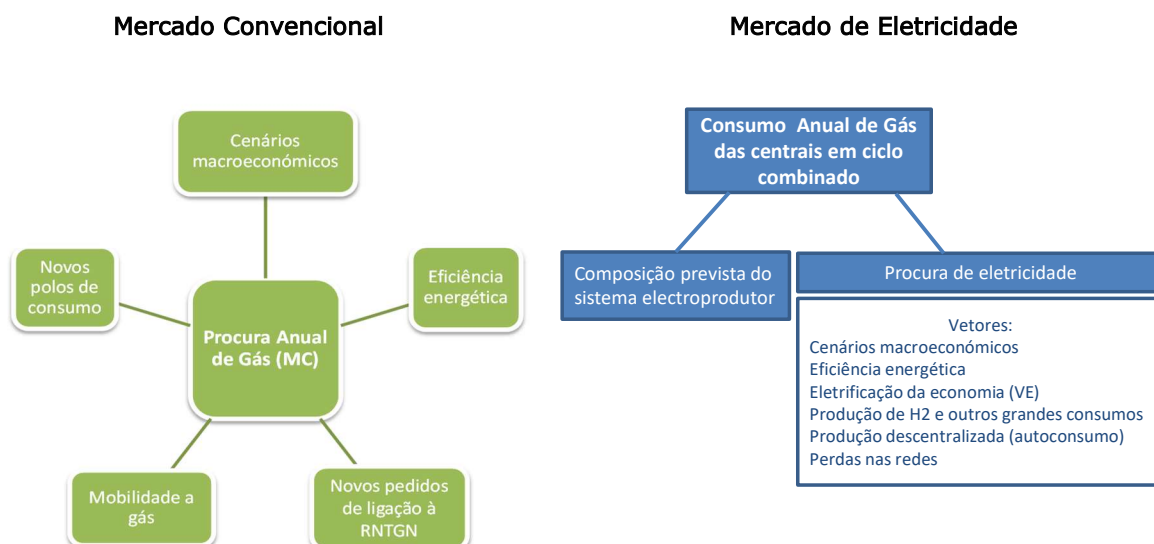


## 1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de evolução da procura de gás para o período 2023-2040, tendo por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- Mercado Convencional (MC), que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário; este mercado é ainda desagregado por Mercado Convencional sem GNL e Mercado de GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- Mercado de Eletricidade (ME), que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade (CCGT, combined cycle gas turbines).

Os vetores principais que estão na base das previsões da procura de gás estão sintetizados nos esquemas seguintes para ambos os mercados, sendo de realçar que os cenários assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução destes vetores.



O exercício de cenarização da procura revela-se uma tarefa de extrema complexidade devido à incerteza da evolução dos variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios. Assim, neste exercício de cenarização pretende-se enquadrar os diferentes desafios e enfrentar o processo de transição energética para uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia, assumindo que o gás terá um papel crucial nesta fase, nomeadamente ao nível da mobilidade.

Por conseguinte, considera-se que os cenários de evolução da procura de gás deverão ser suficientemente contrastantes, ter um âmbito alargado e incorporar medidas que promovam essa transição, rumo à descarbonização total da economia. Em particular, assume-se que o gás terá um papel fundamental conducente à materialização dos desafios e mudanças necessárias para se atingir esse objetivo no muito longo prazo. De realçar que, à semelhança do exercício anterior, considera-se no mercado convencional o impacto da mobilidade a gás nos cenários de previsão da procura.

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 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, responde à necessidade identificada no PNEC<sup>1</sup> de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado. As medidas constantes desta reforma, 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.

Além disso, com a entrada em vigor do Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, Portugal teve de adotar medidas com vista à redução do seu consumo de gás. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, aprovou o Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que define um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado. Contudo, à data de elaboração deste relatório o ano de 2023 já se encontra fechado.

No contexto da adoção de medidas que visam combater os efeitos na economia do aumento dos custos das empresas e famílias com a energia, o Decreto-Lei nº79-A/2023 de 4 de setembro, altera diversos regimes excecionais ou temporários no âmbito da mitigação do aumento dos preços de produtos energéticos, entre os quais se distingue:

*"Ainda no contexto da adoção de medidas que visam combater os efeitos na economia do aumento dos custos das empresas com a energia, através do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 23/2023, de 5 de abril, o Governo procedeu a uma alocação de uma verba de 1000 milhões de euros para o Sistema Nacional de Gás, o que permitiu a criação de um regime transitório de estabilização de preço, reforçando, deste modo, o apoio aos clientes não abrangidos pela possibilidade da transição para o mercado regulado e contribuindo para melhorar a resiliência e competitividade das empresas consumidoras de gás." (...)*

*c) Segunda alteração ao Decreto -Lei n.º 84 -D/2022, de 9 de dezembro, alterado pelo Decreto- -Lei n.º 23/2023, de 5 de abril, que aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m3 ;*

Sendo o preço do gás um fator determinante do consumo, a adoção destas medidas no setor impactam no consumo de gás quer das famílias, quer das empresas.

Finalmente, e em relação aos cenários desenvolvidos, relativamente ao mercado convencional são construídos quatro cenários de evolução da procura de gás que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores acima descritos. À semelhança dos cenários de previsão da procura de eletricidade, como ponto de partida estas previsões configuram três hipóteses de evolução da atividade económica:

---

<sup>1</sup> 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 *draft* | Portugal, junho de 2023

- ✓ 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

No que respeita à mobilidade a gás, são considerados os segmentos rodoviários de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e o segmento do transporte marítimo. Neste âmbito, são, então, assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Conservador – aposta mais moderada no gás no período de transição
- ✓ Cenário Ambição – mais ambicioso nas metas a alcançar, com uma aposta mais forte no gás enquanto combustível de transição.

Quanto à eficiência energética, também são assumidos dois cenários – cenário Ambição e cenários Conservador - com diferente alcance nas poupanças de gás decorrentes da implementação prevista de medidas de eficiência.

Adicionalmente, também se considera a evolução prevista da procura de gás relativa aos novos polos de consumo cujas licenças foram atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças).

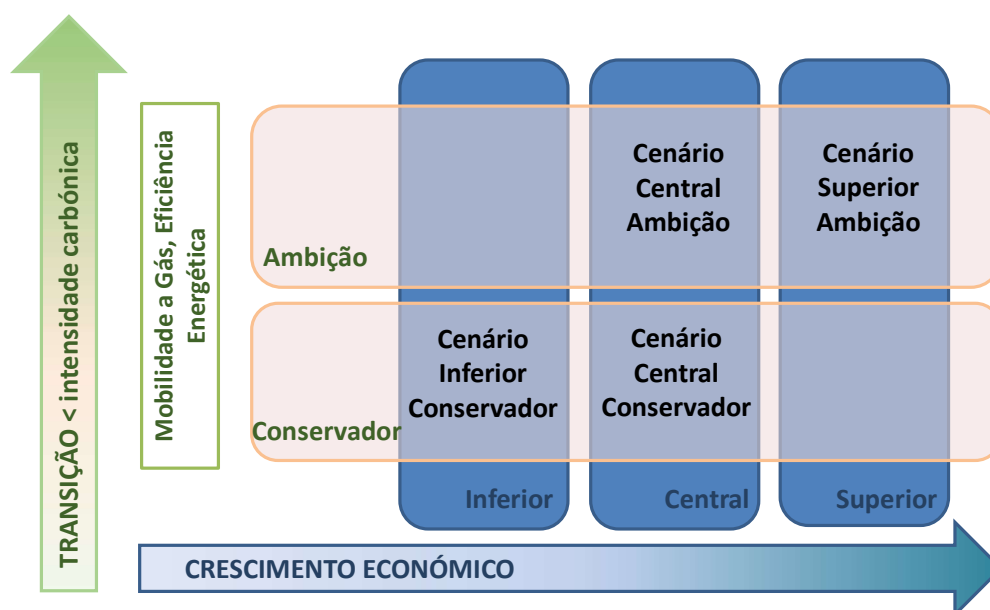
De referir que relativamente aos cenários das pontas diárias da procura e à aplicação do Regulamento (EU) 2017/1938, no que respeita às normas de aprovisionamento e às normas das infraestruturas o mercado convencional é desagregado em dois segmentos: mercado convencional sem GNL e mercado de GNL (tipicamente Unidades Autónomas de Gás (UAG)). Esta opção prende-se com os estudos de segurança de abastecimento e de adequação das redes no médio/longo prazo, pois estes segmentos utilizam infraestruturas totalmente distintas.

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade (pelas centrais de ciclo combinado a gás natural) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto da “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2024-2040” (RMSA-E 2023), e estão alicerçados em 2 trajetórias:

- ✓ 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 da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda sensibilidades à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Inferior Conservador e à oferta, em 2025 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 da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda sensibilidades à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Superior Ambição e à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW no consumo de grandes consumidores industriais.

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

- **Cenário Central Conservador:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Central com o cenário Conservador da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Conservadora;
- **Cenário Central Ambição:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Central com o cenário Ambição da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Ambição;
- **Cenário Superior Ambição:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Superior com o cenário Ambição da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Ambição sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;
- **Cenário Inferior Conservador:** no Mercado Convencional - combinação do cenário macroeconómico Inferior com o cenário Conservador da penetração de gás nos transportes rodoviário e marítimo e de evolução das poupanças de gás; no Mercado da Eletricidade - Trajetória Conservadora sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador.



Os cenários apresentados são elaborados com base na seguinte informação da responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG):

- ❖ Cenários macroeconómicos
- ❖ Cenário de evolução das poupanças de gás associadas a medidas de eficiência energética nos setores Residencial e dos Serviços
- ❖ Cenário de evolução do número de veículos a gás (pesados de passageiros e pesados de mercadorias)
- ❖ Cenário de evolução da procura de gás no transporte marítimo

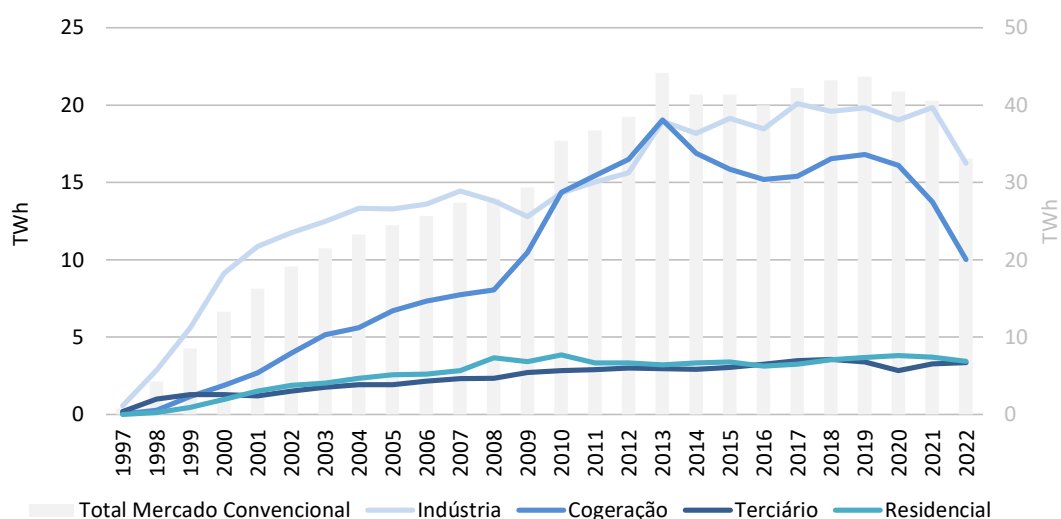
## 2. Mercado Convencional

### 2.1 Análise da Procura Anual

Nesta secção analisa-se a evolução passada da procura de gás natural no mercado convencional desagregada pelos sectores de consumo que o constituem: Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário.

Da análise da Figura 1 verifica-se que a procura de gás natural no mercado convencional cresceu significativamente desde a sua introdução em 1997.

FIGURA 1 - PROCURA DE GÁS NATURAL POR SECTOR DE CONSUMO . PERÍODO 1997-2022



Fonte: DGEG (balanços energéticos)

O sector da Indústria (sem Cogeração) é o sector com o nível de procura mais elevado, seguido da Cogeração. Com valores muito semelhantes entre si seguem os setores Terciário e Residencial.

A evolução da procura de gás natural no mercado convencional caracterizou-se por taxas de crescimento muito elevadas nos primeiros anos, principalmente nos sectores da Indústria e da Cogeração, revelador de uma adesão rápida destes segmentos no mercado português.

Os incrementos na procura de gás natural no sector da Indústria foram relativamente estáveis entre 1998 e 2001, seguindo-se um período de redução substancial nos acréscimos anuais. A evolução da procura neste sector descreveu, assim, uma curva que estabilizou sensivelmente até 2007. Em 2008 e 2009 a procura de gás natural neste sector diminuiu, resultado da crise económica e financeira que afetou Portugal. Esta crise conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia, levando ao crescimento de sectores com uma maior vertente exportadora que conduziram, tendencialmente, ao aumento da procura de gás natural neste sector nos anos seguintes.

No sector da Cogeração também estão evidenciados períodos de elevado crescimento, pese embora após 2013 se tenha verificado uma desaceleração clara no ritmo de crescimento da procura neste sector devido, fundamentalmente, a alterações legislativas com grande impacto no regime de remuneração da produção de eletricidade destas instalações e, conseqüentemente, nas estratégias de investimento dos promotores. Nos anos de 2018 e 2019 é de destacar alguma recuperação na procura de gás natural neste setor, mas esta tendência não se manteve nos anos seguintes, sendo que o ano de 2021 ficou marcado pelo encerramento da refinaria de Matosinhos e respetiva instalação de cogeração (sem consumos a partir de outubro).

A procura de gás natural nos sectores Residencial e Terciário também foi caracterizada por elevadas taxas de crescimento na primeira década. No entanto, destaca-se o facto do sector Residencial ter sido o mais penalizado pela crise de 2008, em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos.

Destaque, ainda, para o ano de 2020 caracterizado por um decréscimo bastante pronunciado na procura dos sectores da Indústria, Cogeração e, principalmente, Terciário fruto da crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19. Em sentido oposto a procura do sector Residencial aumentou, a que não será alheio a obrigatoriedade do confinamento.

No ano de 2022 a escalada dos preços da energia, e concretamente do gás, para máximos históricos teve consequências graves em todos os sectores e apesar da adoção pelas autoridades de medidas económico/financeiras na tentativa de contenção dos danos causados em todos os sectores de atividade, a crise energética teve impacto nos consumos de gás, principalmente nos sectores da Indústria e da Cogeração.

A Tabela 1 mostra as taxas médias de crescimento anual da procura de gás natural em diversos períodos desde 2002.

**TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL**

Período	Indústria	Cogeração	Terciário	Residencial	<b>Mercado Convencional</b>
2002-2022	1,6%	4,7%	4,1%	3,0%	<b>2,8%</b>
2002-2012	2,9%	15,3%	7,2%	5,8%	<b>7,2%</b>
2012-2022	0,4%	-4,9%	1,1%	0,4%	<b>-1,5%</b>
2012-2017	5,2%	-1,4%	2,9%	-0,6%	<b>1,9%</b>
2017-2022	-4,2%	-8,2%	-0,7%	1,3%	<b>-4,8%</b>

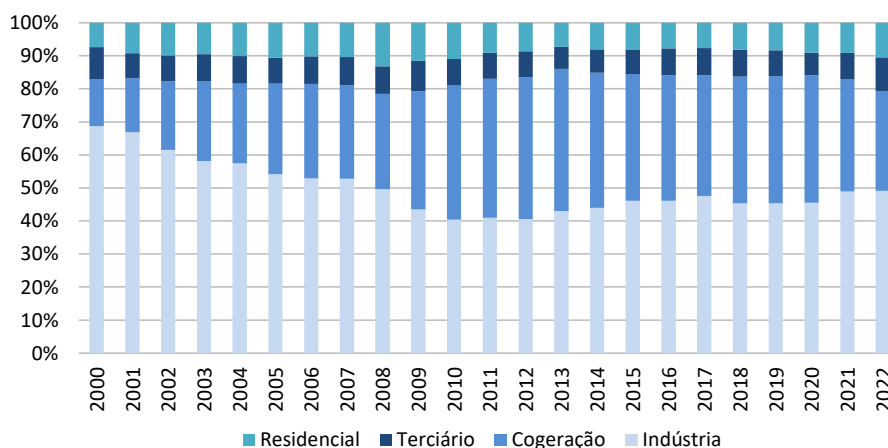
Como seria expectável num mercado em desenvolvimento, a penetração do gás natural a nível nacional traduziu-se em taxas de crescimento anuais significativas entre 2002 e 2012. Também na última década todos os sectores, exceto a Cogeração, evidenciaram taxas de crescimento positivas, embora bastante inferiores às da década anterior, e apesar do efeito da pandemia. O sector Residencial, pelas razões já expostas, passou por um ajustamento que se traduziu, em média, por taxas de evolução negativas na primeira metade dessa década, pese embora no último quinquénio seja notória uma recuperação significativa. Relativamente ao sector Terciário, o último quinquénio ficou marcado por uma taxa de evolução anual, em média, negativa, devido ao efeito do ano atípico de 2020 que afetou muito particularmente este sector.

Com a extensão da cobertura territorial do gás natural decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças) e com os investimentos de expansão previstos nas redes de infraestruturas é de esperar que a procura de gás possa incrementar, pese embora, em 2022 a procura decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 e 2019 tenha sido de apenas cerca de 46 GWh, estando longe dos valores apresentados em contexto dos planos previstos para estas licenças.

Adicionalmente, admite-se que, a médio prazo, o panorama mais provável seja a continuação do progressivo amadurecimento deste mercado, que se traduzirá na natural redução das taxas de crescimento, também pressionada pela implementação da ELPRE e pelo aparecimento de novos equipamentos mais eficientes e soluções tecnológicas que competirão com o gás.

A evolução do peso de cada sector na procura total do mercado convencional está ilustrada na Figura 2.

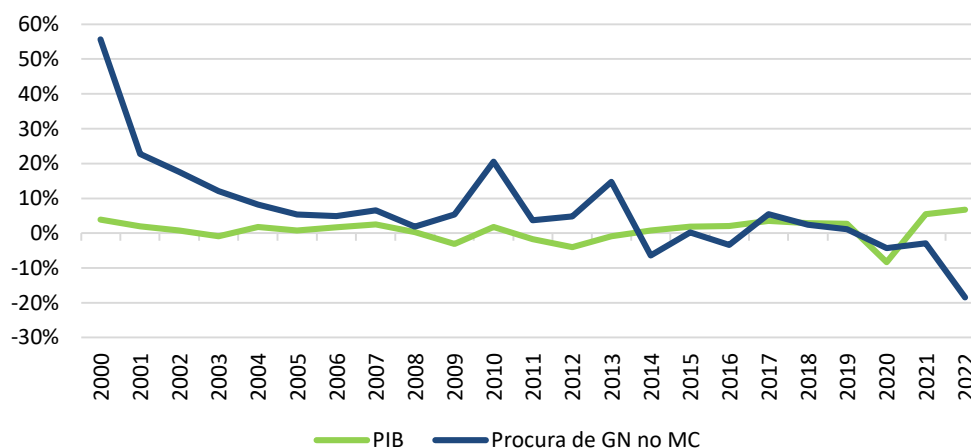
FIGURA 2 - PESO SECTORIAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL. PERÍODO 2000-2022



A Indústria teve um peso predominante na procura de gás natural até 2009, ano a partir do qual o seu peso foi ultrapassado pelo sector da Cogeração. A procura de gás natural para fins de cogeração foi o que mais contribuiu para o crescimento da procura desde 2002, sendo, no entanto, de salientar o menor peso deste sector a partir de 2013 pelas razões já mencionadas. Os sectores Terciário e Residencial têm mantido um peso relativamente estável, embora em 2022 seja visível um aumento do seu peso em virtude da redução significativa do consumo de gás nos sectores da Indústria e da Cogeração devido à crise energética.

A Figura 3 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de gás natural no mercado convencional e do Produto Interno Bruto (PIB) desde 2000.

FIGURA 3 – TAXAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MC E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2022



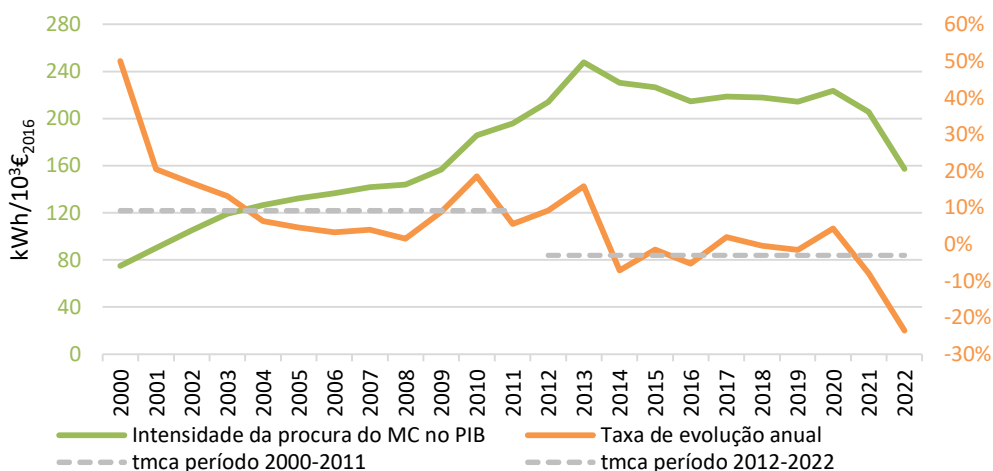
Até 2013 o crescimento da procura de gás natural foi sempre superior ao crescimento do PIB, sendo que as elevadas taxas no início do período representado estão em consonância com o rápido crescimento do gás natural em Portugal após a sua introdução. No período 2000-2013, o PIB, em média, manteve-se estagnado (cerca de 0,0% ao ano), resultado da sequência de vários anos com fraco desempenho económico, sendo que para o mesmo período a procura de gás natural no mercado convencional atingiu, em termos médios, um crescimento de 9,7% ao ano.

Entre 2014 e 2022, contudo, o crescimento do PIB foi, em média, superior ao da procura de gás natural (2,0% ao ano vs. -2,7% ao ano), traduzindo uma redução da elasticidade da procura de gás natural em relação ao PIB, o que poderá indiciar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética e a substituição do gás por outras formas de energia, passaram a ter um impacto significativo na procura de gás natural. De notar, ainda, que os ajustamentos ocorridos no sector da Cogeração após 2013 são responsáveis por uma parte substancial dessa redução, para além da crise de saúde pública e da crise energética dos últimos anos.

A Figura 4 mostra a evolução da intensidade da procura de gás natural no PIB e as respetivas taxas de evolução anual no período 2000-2022. Da sua análise conclui-se que a partir de 2013 a intensidade da procura de gás natural por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento, em virtude da procura de gás natural nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.



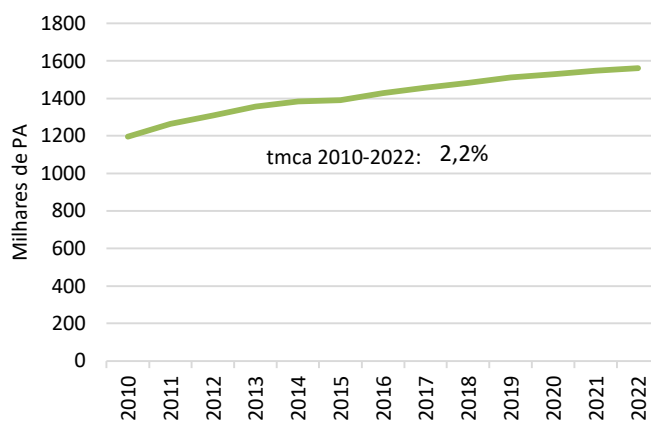
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL NO PIB. PERÍODO 2000-2022



No período 2000-2011 a intensidade da procura de gás natural no PIB apresentou um ritmo de crescimento bastante expressivo e em linha com o facto de se tratar de um mercado emergente, expresso numa taxa média de crescimento anual (tmca) de 9,1% em contraste com uma taxa média anual de -3,0% no período 2012-2022, caracterizado por uma procura de gás natural inferior à do período anterior. Esta tendência é reforçada no último quinquénio com o abrandamento claro do ritmo de evolução deste indicador para uma taxa média de evolução anual de cerca de -6,4%.

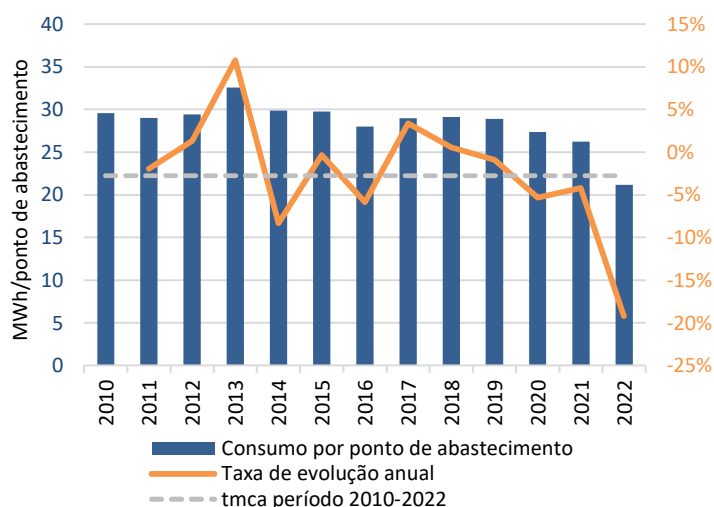
Relativamente aos pontos de abastecimento (pa), a Figura 5 evidencia a sua evolução entre 2010 e 2022, sendo de assinalar uma taxa de crescimento média anual de cerca de 2,2% ao ano.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO ANUAL DO NÚMERO DE PONTOS DE ABASTECIMENTO . PERÍODO 2010-2022



No mesmo período, a procura de gás natural por ponto de abastecimento caracterizou-se por alguma estabilidade, sendo, contudo, de assinalar o decréscimo que se verifica desde 2020, e para o qual contribuiu a crise de saúde pública e a crise energética. No período representado verificou-se um decréscimo de cerca de 2,8% ao ano, em média.

FIGURA 6 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2022

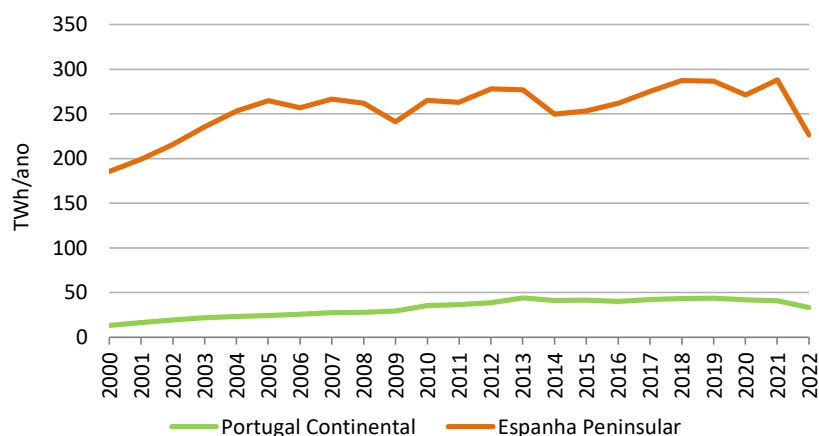


No período em análise, o valor máximo ocorreu em 2013, fundamentalmente, por influência da procura dos sectores da Indústria e da Cogeração que cresceram 18,3%, face a um decréscimo da procura dos sectores Residencial e Terciário de 3,0%, e apesar do crescimento de 3,6% no número de pontos de abastecimento. De salientar que este indicador tem implícito o efeito do ajustamento ocorrido no sector da Cogeração após 2013 e o efeito do encerramento da refinaria de Matosinhos durante o ano de 2021 que afeta os sectores da Indústria e da Cogeração. Em 2022 o impacte da crise energética está bem visível na redução do consumo para 21,2 MWh/pa.

### Comparação com Espanha

A procura de gás natural no mercado convencional em Portugal é significativamente inferior à de Espanha.

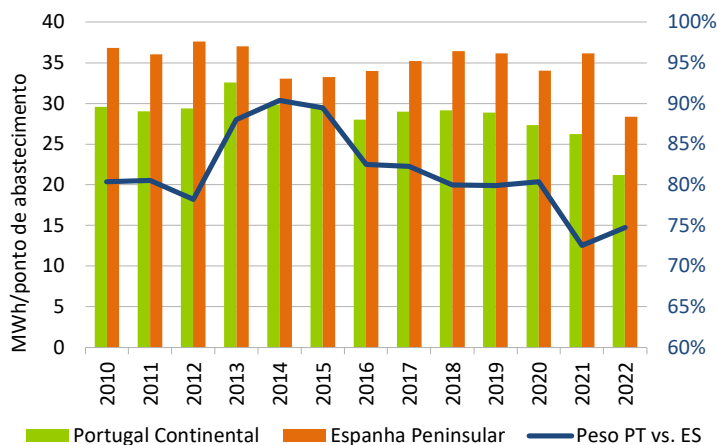
FIGURA 7 – PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2002-2022



Em 2022 a procura de gás natural no mercado convencional em Portugal representou 14,6% da procura de gás natural em Espanha. O valor mais elevado foi atingido em 2014 com 16,6%.

A Figura 8 compara a evolução da procura de gás natural por ponto de abastecimento no período 2010-2022.

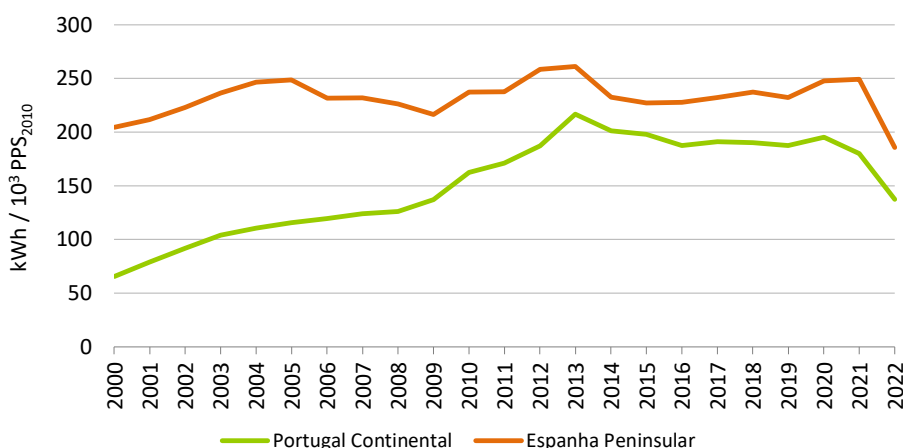
FIGURA 8 – PROCURA DE GÁS NATURAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2010-2022



Como se pode observar, a procura por ponto de abastecimento em Portugal tem sido sempre inferior à de Espanha, com um peso que variou entre 73% e 90% da de Espanha, sendo que em 2022 correspondeu a 75% da procura em Espanha.

A intensidade da procura de gás natural no PIB em Portugal tem sido sempre inferior à de Espanha, embora seja evidente, ao longo do tempo, um estreitamento da diferença que estabilizou a partir de 2013 e voltou a aumentar em 2021.

FIGURA 9 – INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO PIB (CORRIGIDO DA PPC) NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2000-2022



## 2.2 Cenarização e Vetores de Mudança

Tal como para a eletricidade, também a integração de diferentes vertentes económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários de evolução da procura de gás

suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o seu futuro.

A prossecução de um modelo energético assente, gradualmente, numa menor intensidade carbónica até à total descarbonização da economia, passa, inevitavelmente, por um período de transição energética em que o gás desempenhará um papel fundamental, nomeadamente ao nível da mobilidade dos pesados, de passageiros e mercadorias, e marítimo no cumprimento das metas de emissões impostas.

Neste exercício de cenarização pretende-se enquadrar os diferentes desafios e enfrentar esse processo de transição para um crescimento económico sustentável em termos ambientais, tendo, contudo, consciência de que a incerteza é um fator expressivo quando se analisam macrotendências de futuro sejam económicas, sociais e demográficas, tecnológicas ou de política ambiental e energética. Estas macrotendências, não sendo independentes entre si, podem ter impactos significativos na procura energética, e, neste caso em concreto, na procura de gás.

Cabe ainda sublinhar que a atual conjuntura de instabilidade mundial, poderá levar ao adiamento das decisões de investimento, contribuindo para a estagnação económica e conseqüente redução nos consumos de gás. O efeito na atividade económica resultante da crise energética, bem como a sua duração são uma incerteza e, portanto, os próximos anos representam um grande desafio, quer em termos energéticos, quer em termos económicos. Por conseguinte, todo este contexto vem adicionar ainda mais complexidade ao exercício de previsão da procura de gás.

No longo prazo revestem-se de significativa importância para a procura de gás os seguintes fatores, entre outros:

- Base de clientes - o número de clientes efetivamente ligados à rede de gás tem uma grande preponderância na expansão da rede de gás, sendo um indutor do fator de crescimento. Como fatores preponderantes que poderão influenciar a base de clientes temos o acesso à rede, a população, sendo particularmente relevante no caso de Portugal em que as redes não abrangem a totalidade do nosso território, e a atividade económica. A extensão da cobertura territorial do gás decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças) e os investimentos de expansão previstos para as redes dos demais operadores poderão contribuir para o aumento da base de clientes, mas o grau de incerteza é muito elevado. A não obrigatoriedade da instalação de infraestruturas de gás nos novos edifícios, o maior interesse em tecnologias que contribuem quer para o aquecimento, quer para o arrefecimento e as questões ambientais associadas aos combustíveis fósseis são fatores que irão contribuir para a redução da base de clientes no médio prazo.

- Crescimento económico: os indicadores económicos, globais e sectoriais, poderão ajudar a explicar a trajetória da procura de gás, uma vez que uma atividade económica mais intensa potencia o aparecimento de mais empresas (que poderão constituir novos clientes a gás) e/ou o aumento da produção das empresas já existentes. Numa fase de maturidade, quando a expansão das redes (lado da oferta) deixar de acontecer de forma significativa, a base de clientes passará a ser influenciada quase exclusivamente pela atividade económica e pela população. Nesse contexto, assume-se que a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia têm um impacto significativo na procura de gás. O ritmo de redução da intensidade da procura de gás por unidade de PIB dependerá do desempenho da economia, muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e da eficiência energética.
- Mobilidade a gás: a utilização do gás como combustível no segmento rodoviário dos pesados de passageiros e de mercadorias de longo curso é uma realidade na Europa, com uma penetração expressiva em países como Espanha, Itália e Alemanha. Em 2018 a Itália era o sétimo país do mundo com a maior frota de veículos a gás natural (+ de 1 milhão, incluindo todos os segmentos) representando uma quota de cerca de 2% sobre o parque total. Em Portugal, e apesar da menor dimensão na penetração deste tipo de veículos, existe algum potencial de crescimento no médio prazo. Apesar do maior valor de aquisição, o preço competitivo do combustível e os maiores intervalos de manutenção garantem uma vantagem competitiva dos veículos a gás face a veículos semelhantes a diesel, sendo possível obter um *payback* do investimento de cerca de 3 anos a 4 anos, em média, para veículos cujo período de vida útil é bastante longo. Além disso, o menor ruído e a redução de emissões de CO<sub>2</sub> (até 25%), bem como a redução expressiva das emissões de partículas sólidas (96%), NOx (85%) e SO<sub>2</sub> (100%), são fatores a ter em consideração num sector com elevada intensidade na emissão de gases nocivos ao ambiente e à saúde das populações.

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, as bancas a gás para abastecimento de navios de cruzeiro e de mercadorias têm um grande potencial de crescimento no médio/longo prazo, estando, contudo, dependentes das opções de investimento e perspetivas de desenvolvimento futuro plasmadas nos planos estratégicos dos principais armadores mundiais e dos Portos Nacionais. O número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL já é expressivo, sendo potenciado por regras mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional a partir de 1 de janeiro de 2020 com a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%. O GNL é o combustível que melhor se adapta a estas condições e, por isso, foram já elaborados vários códigos e regulamentação em torno do GNL (ex: International Code for Gas Filled Ships). Existe, portanto, algum consenso de que o GNL é uma boa solução, pelo menos no médio prazo, pois neste momento não há soluções alternativas seguras que possam corresponder ao perfil e à escala de utilização internacional.

- Preços do gás e energias concorrentes: o preço é um fator decisivo para a tomada de decisão, por parte dos agentes, de qual a fonte de energia a utilizar e em que quantidades. Assim, o preço do gás considerado *per se*, pode induzir ou inibir a procura de gás (efeito de rendimento) ou, quando considerado face às alternativas concorrentes, ser decisivo para a mudança de fonte de energia a utilizar (efeito de substituição).

- **Eficiência energética:** a otimização dos sistemas existentes de aquecimento e/ou produção de água quente sanitária ou da sua substituição por sistemas de elevada eficiência poderão conduzir, no longo prazo, a ritmos de evolução da procura de gás inferiores aos atuais (mais visível no sector Residencial e Terciário). Por outro lado, o reforço progressivo e a aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes também terá um papel muito relevante no consumo energético. A esse respeito, o conjunto de reformas apresentadas no PRR constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta na eficiência energética. A ELPRE responde à necessidade 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, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

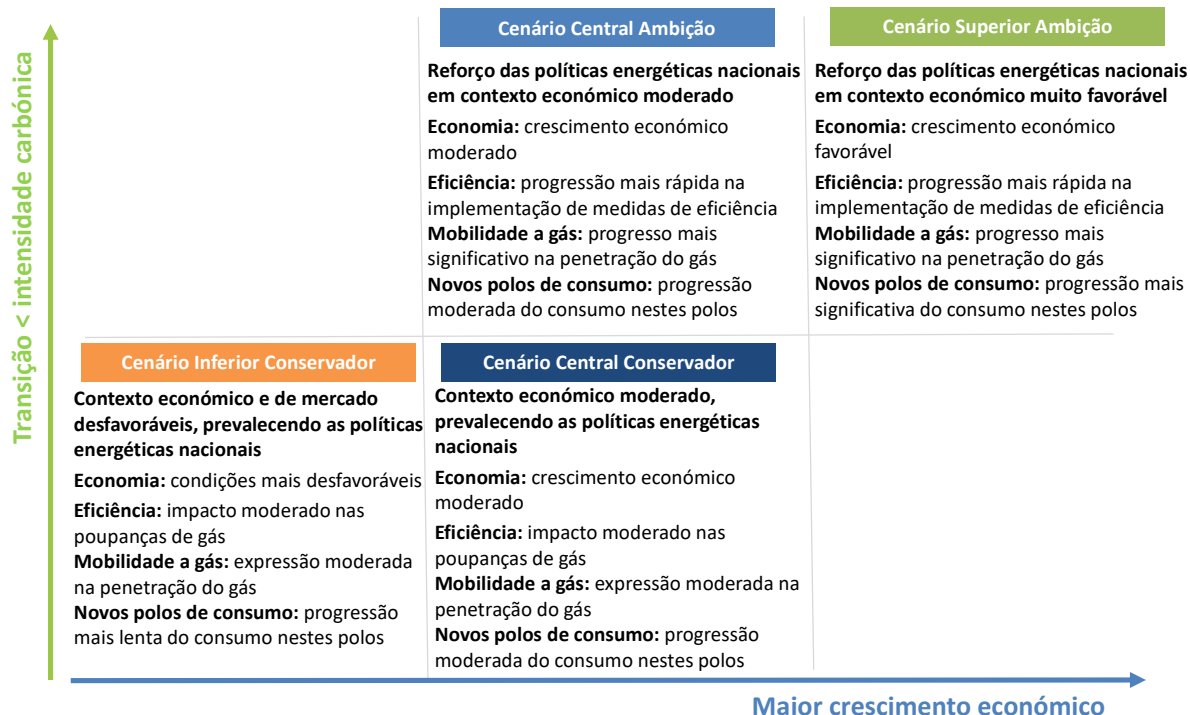
Ao mesmo tempo, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, 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.

De referir, igualmente, que se tem vindo a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas ou por razões ambientais. Contribui certamente para isso a crescente digitalização ao fomentar a conectividade e, conseqüentemente, alterações comportamentais. No sector industrial será, ainda, de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores e, conseqüente, impacte na competitividade.

A conjugação destes fatores, em combinação com diferentes níveis de evolução da atividade económica, associados a diferentes perspetivas de desenvolvimento, nomeadamente ao nível da mobilidade a gás e da eficiência energética, têm implicações nos cenários de evolução da procura de gás no futuro. Com as previsões resultantes pretende-se apresentar um intervalo de evolução plausível da procura de gás no médio/longo prazo, suficientemente contrastante, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 10 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: “Transição para uma menor intensidade carbónica” (eixo do y) e “Crescimento Económico” (eixo do x).

FIGURA 10 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



Foram, então, assumidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes, enquadrados em dois eixos:

- 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. 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 “**Transição para uma Menor Intensidade Carbónica**” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, nomeadamente com as emissões de CO<sub>2</sub>. Na fase de transição energética para a neutralidade carbónica da economia no muito longo prazo, o gás terá um papel fundamental, promovendo a utilização de tecnologias no sector dos transportes, terrestre e marítimo, que induzem a uma redução na emissão de CO<sub>2</sub> e outros gases nocivos, conduzindo a uma menor intensidade carbónica na economia. A velocidade a que essa transição irá decorrer no futuro depende não apenas das vertentes tecnológica e económica, mas também de instrumentos de política energética e fiscal facilitadores desta estratégia.

Nos últimos anos as instituições europeias e nacionais têm tido um papel cada vez mais interventivo nas questões ambientais. A questão premente é se as atuais políticas energéticas se irão manter ou ser reforçadas através da fixação de objetivos mais ambiciosos, materializados pela implementação de medidas de ação concretas, com impactos quantificáveis, e se isso acontecerá num forte ou fraco contexto de crescimento económico.

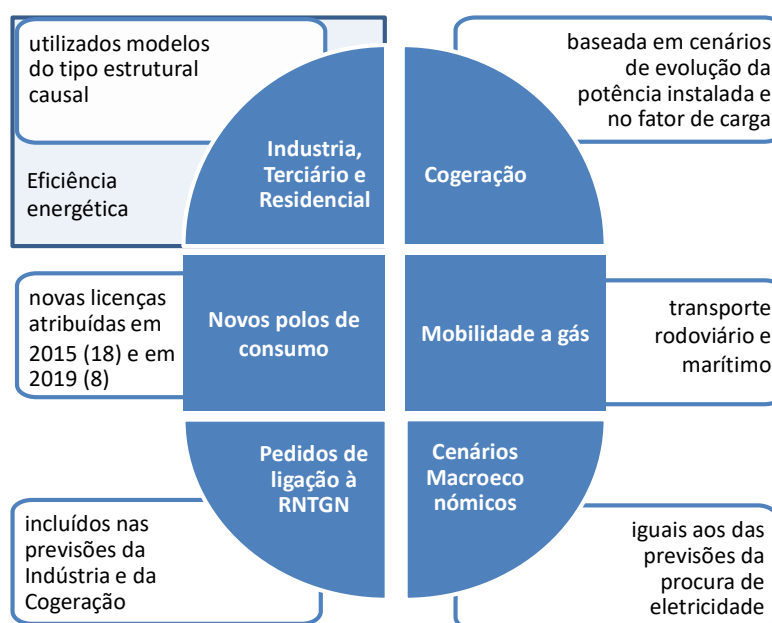
Acresce mencionar que a movimentação dos cenários de procura de gás no mercado convencional num outro eixo para além do “Crescimento Económico”, induz ao desenvolvimento de cenários

também com diferentes dinâmicas e trajetórias nas vertentes da mobilidade a gás e da eficiência energética.

## 2.3 Metodologia de Previsão

No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução da procura de gás baseia-se na modelização do seu comportamento em quatro grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário, sector Residencial e sector da Cogeração. As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo encontram-se sistematizadas na Figura 11.

FIGURA 11 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO. PERÍODO 2024-2040



A previsão dos sectores da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial, assenta em modelos econométricos, tendo por base cenários de evolução macroeconómica em conformidade com a caracterização de cada cenário construído. Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão.

O impacto da implementação de medidas de eficiência energética considerada nos cenários de previsão da procura de gás nos setores Residencial e dos Serviços está materializado através de metas concretas de poupanças nos dois cenários assumidos. No que respeita ao setor da Indústria, a eficiência energética está implicitamente assumida nos modelos econométricos utilizados na estimação da respetiva procura.

Para o sector da Cogeração, e por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o RMSA-E 2023, as previsões da procura de gás têm por base os cenários de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade, combinados com diferentes fatores de utilização dessa capacidade.

Para todo o período de previsão, são, então, incluídos os efeitos previstos sobre a procura de gás



- ✓ da mobilidade a gás nos segmentos de pesados de passageiros, pesados de mercadorias e transporte marítimo, também com base nas diferentes perspetivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido (procura posteriormente incluída no sector Terciário), tendo em consideração o número de veículos e os consumos específicos descritos mais à frente,
- ✓ da implementação de medidas de eficiência energética nos setores Residencial e dos Serviços decorrentes da ELPRE,
- ✓ da incorporação de informação relativa ao arranque previsto de novos projetos industriais ou de Cogeração decorrente de pedidos de ligação à RNTG, com entrada em serviço industrial no curto/médio prazo, e
- ✓ dos novos polos de consumo (licenças atribuídas em 2015 (18) e 2019 (8)) por sectores, abastecidos por UAG, tendo por base as previsões apresentadas pela Sonorgás no PDIRD 2021-2025 e no concurso de atribuição das licenças.

Para o ano de 2023 as taxas de crescimento projetadas para todos os sectores resultam de estimativas com base nos valores observados para o consumo entre janeiro e dezembro.

De seguida apresenta-se uma descrição mais detalhada dos modelos utilizados.

### 2.3.1 Modelos estimados

Apesar do sector do gás natural ter iniciado a sua atividade em Portugal em 1997, o número de observações anuais é ainda relativamente reduzido para que se obtenham resultados com a robustez desejável. Os mais de 20 anos de histórico estão marcados pelo período inicial de penetração do gás natural no nosso país, com taxas de crescimento extremamente elevadas e que nos últimos anos sofreram um forte decréscimo, não só devido às crises económica, de saúde pública e energética como também ao amadurecimento do sector. O peso do período de penetração na amostra torna-a pouco representativa da evolução futura e, portanto, a incerteza associada a previsões feitas com base nela torna-se muito grande se feitas com base em modelos econométricos clássicos.

Para a previsão da procura de gás em Portugal Continental nos sectores da Indústria (exceto cogeração), Residencial e Terciário foram utilizados modelos do tipo estrutural causal. Estes modelos partem do pressuposto de que determinada variável pode ser explicada por fatores endógenos e exógenos à própria série. Como fatores exógenos, entende-se o efeito de causalidade ou correlação entre a variável que se pretende prever e outras variáveis. Como fatores endógenos entende-se toda a informação contida no histórico da série a prever capaz de acrescentar capacidade preditiva adicional à trazida pelas variáveis exógenas, nomeadamente, caracterização da natureza estocástica das componentes nível, tendência, sazonalidade e ciclo da série estimada.

Os **modelos estruturais para séries temporais** consistem na estimação das principais componentes das séries cronológicas: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. A série pode ser especificada de modo analítico como

$$y_t = \mu_t + \gamma_t + \psi_t + \varepsilon_t \quad ,$$

em que  $y_t$  representa o valor da série no momento  $t$ ,  $\mu_t$  representa a tendência da série,  $\gamma_t$  representa a componente sazonal da série,  $\psi_t$  representa a componente ciclo e  $\varepsilon_t$  a parcela residual. Para efeitos do presente estudo apenas interessa desenvolver a definição da tendência da série. Esta é descrita como:

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\eta^2)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t, \quad \xi_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\xi^2)$$

em que  $\beta_t$  representa o declive da tendência  $\mu_t$ . Consoante a presença ou não de  $\beta_t$  na especificação do modelo e das características dos desvios padrão das componentes aleatórias, é possível definir diferentes tipos de séries cronológicas.

A estimação deste tipo de modelos é feita recorrendo ao filtro de Kalman, método de estimação recursivo que se encontra implementado no software STAMP. Este método tem a vantagem de ser completamente flexível no que respeita à estimação dos parâmetros. As previsões são realizadas com base nas últimas estimativas para os parâmetros, ou seja, com base na informação mais recente possível de ser retirada da série. Este método é muito conveniente em séries que demonstrem algum dinamismo e em que o seu comportamento em períodos mais recentes seja mais representativo do comportamento futuro do que as observações mais antigas.

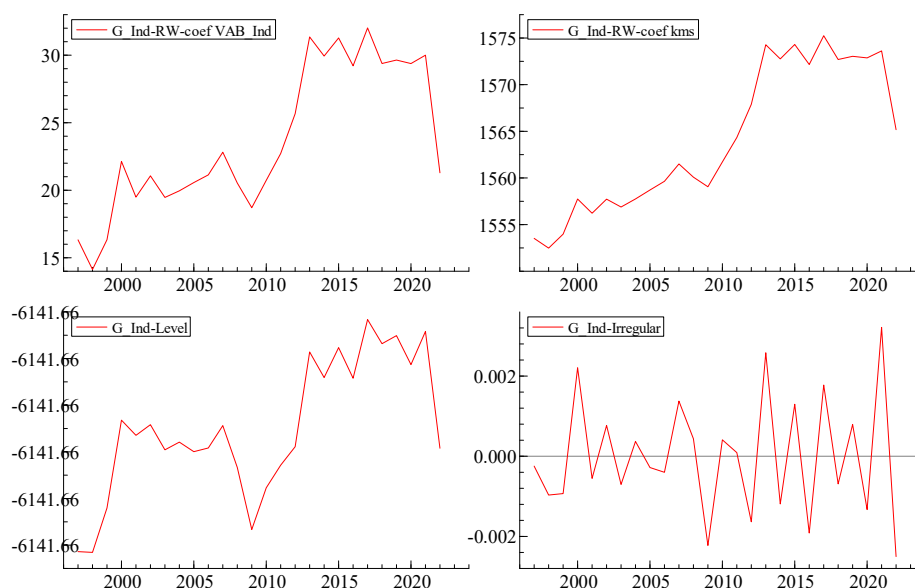
É possível acrescentar a esta especificação, variáveis explicativas exógenas que se entendam necessárias e se provem relevantes. O processo de estimação dos modelos estruturais (filtro de Kalman) permite que os coeficientes associados a cada uma das variáveis sejam do tipo variável (aleatório) ou fixo sendo essa escolha dependente da trajetória observada e da qualidade das previsões obtidas. Esta nuance permite evitar a restrição de linearidade dos parâmetros a que a regressão clássica obriga e não força a imposição de especificações não lineares a priori como acontece nos mínimos quadrados não lineares.

### Indústria

Na modelação da evolução da procura de gás no sector da Indústria, exploraram-se várias combinações de variáveis. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados para este sector foi o modelo de análise estrutural causal cujas variáveis explicativas são o VAB da Indústria e o número de quilómetros da rede de transporte de gás em Portugal. A evolução desta última variável ajuda a explicar taxas de crescimento da procura que são, independentemente da evolução do VAB, muito altas nos primeiros anos e progressivamente mais baixas em anos mais recentes. A longo prazo, o peso da extensão da rede será menor dando lugar a uma maior influência da variável VAB à medida que o mercado vai amadurecendo o que contribui para a estabilização da elasticidade procura-VAB.

Na Figura 12 ilustram-se as evoluções dos parâmetros associados aos diversos parâmetros incorporados no modelo, nomeadamente o coeficiente associado à variável económica, o coeficiente associado aos km's de rede de transporte de gás, a componente nível, a componente tendência e finalmente os resíduos de estimação.

FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



Os resultados deste modelo permitiram obter previsões da procura de gás para este sector associadas a diferentes cenários de evolução do VAB da Indústria. Para efeitos de previsão, os parâmetros estimados consideram-se fixos, assumindo o valor estimado para 2022, com exceção do coeficiente associado ao VAB, o qual refletirá o pressuposto em termos de aumentos anuais de eficiência na procura. Em termos previsionais assumiu-se uma ligeira descida do coeficiente associado ao VAB que corresponde a um aumento de eficiência no consumo (por unidade de VAB) em torno de 0,5% ao ano em termos médios.

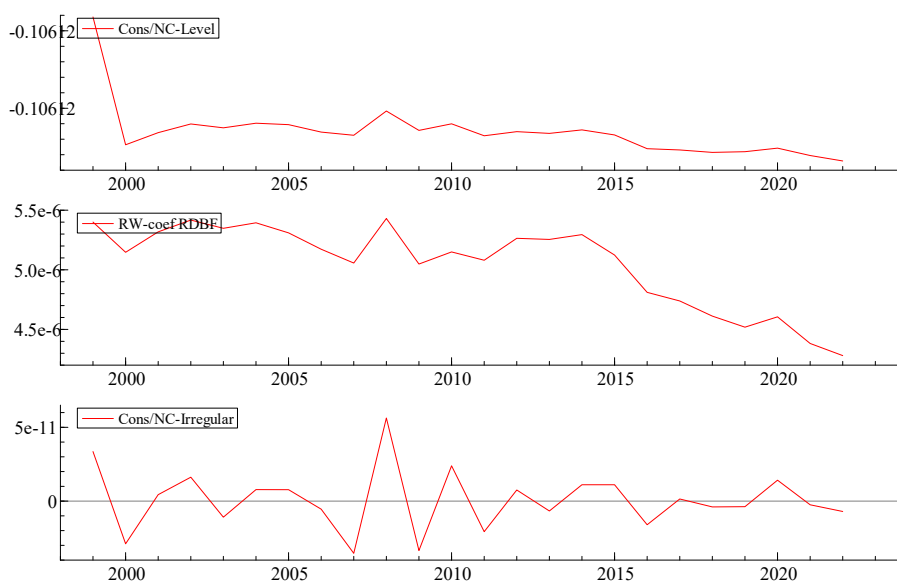
Quanto a novos pedidos de ligação à rede para projetos industriais com significativo impacto na procura de gás, consideraram-se os pedidos de proposta de reforço de capacidade das GRMS de Castanheira do Ribatejo, Setúbal e Sines. Ao mesmo tempo, assumiu-se a substituição gradual do consumo de gás natural por H<sub>2</sub> verde na refinaria de Sines para a produção de H<sub>2</sub>.

### Residencial

Para o sector residencial foram exploradas múltiplas hipóteses no que se refere a variáveis explicativas e especificações matemáticas. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados foi o modelo de análise estrutural que relaciona a procura de gás do sector por consumidor com o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). O número de consumidores domésticos representa mais de 90% do número total de clientes de gás natural pelo que a utilização do número total de consumidores (uma vez que não foi possível recolher uma série de número de consumidores residenciais consistente para todo o histórico) como variável explicativa é adequado para modelar o consumo deste sector. O modelo obedece a uma especificação com uma componente de nível do tipo estocástico.

A evolução dos parâmetros associados ao modelo está ilustrada na Figura 13.

FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR RESIDENCIAL



Os cenários construídos a partir deste modelo assumem uma progressiva redução da elasticidade entre a procura e o seu indutor à medida que o tempo avança, ou melhor, à medida que o mercado de gás vai amadurecendo. Relativamente à evolução do número de consumidores, foram construídos três cenários: no cenário mais elevado assumiu-se uma extrapolação com base nas taxas de crescimento observadas para este parâmetro entre 2007 e 2022; o cenário intermédio assume 75% das taxas projetadas no cenário mais elevado e o cenário inferior 50%.

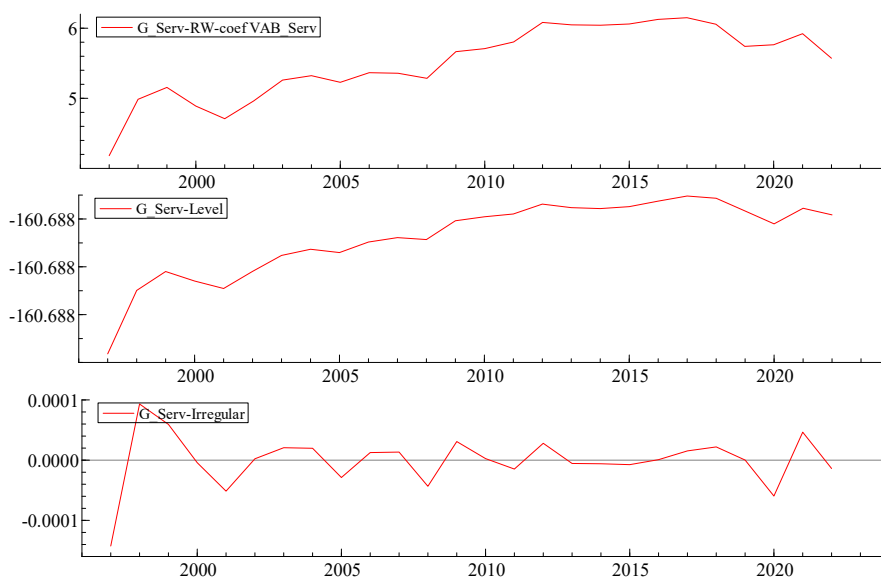
Devido à crise energética e consequente incerteza relativamente ao impacto nos consumos no curto prazo, as taxas de crescimento assumidas para os primeiros anos não resultam diretamente das projeções geradas pelos modelos pois estes revelaram-se bastante reativos aos choques assumidos nos cenários macroeconómicos. Assim, foi necessário proceder a ajustamentos nas taxas até 2024 de forma a que a procura convirja suavemente para a tendência de longo prazo estimada pelos modelos.

### Terciário

Para o sector terciário, e após a exploração de diversas variáveis e especificações matemáticas optou-se por um modelo estrutural causal que relaciona a procura de gás no sector com o VAB sectorial. Este obedece a uma especificação que tem uma componente de nível do tipo determinístico e um coeficiente associado à variável explicativa do tipo estocástica. O modelo apresenta um bom ajustamento e assumiu-se uma progressiva redução da elasticidade procura-VAB no horizonte de previsão que pretende captar o amadurecimento do sector.

A evolução dos parâmetros associados ao modelo está ilustrada na Figura 14.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE GÁS NO SECTOR TERCIÁRIO



À semelhança do sector Residencial, as taxas de crescimento assumidas para os primeiros anos não resultam diretamente das projeções geradas pelos modelos pois estes revelaram-se bastante reativos aos choques assumidos nos cenários macroeconómicos. Assim, foi necessário proceder a ajustamentos nas taxas até 2024 de forma a que a procura convirja suavemente para a tendência de longo prazo estimada pelos modelos.

### 2.3.2 Cogeração

As previsões da procura de gás no setor das Cogerações têm por base inicial os cenários de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade constantes dos pressupostos do RMSA-E 2023, elaborados pela DGEG.

Deste modo, de forma a considerar um maior espectro de previsões dos consumos de gás pelas centrais de Cogeração, dado o impacto dos preços de gás natural nestas centrais a partir de 2021 e, conseqüente, menor utilização, foram assumidos os quatro seguintes cenários para as instalações de Cogeração:

- Cenário Central Conservador: de acordo com os valores das entregas de eletricidade à rede e do autoconsumo das centrais de Cogeração a gás consideradas na Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023;
- Cenário Central Ambição: até final de 2027 de acordo com os valores das entregas de eletricidade à rede e do autoconsumo das centrais de Cogeração a gás consideradas no teste de Stress do RMSA-E 2023. Após 2028, foi considerada uma redução dos consumos de gás de acordo com a redução média verificada no período compreendido entre 2023 e 2028;
- Cenário Inferior Conservador: de acordo com o valor médio dos anteriores cenários Central Conservador e Ambição;

- Cenário Superior Ambição: de acordo com os valores das entregas de eletricidade à rede e do autoconsumo das centrais de cogeração a gás consideradas na Trajetória Ambição do RMSA-E 2023;

De realçar que, os pressupostos assumidos para o cenário Conservador, Ambição e Teste de Stress do RMSA-E 2023 relativos às instalações de Cogeração, foram os seguintes:

- Cenário Conservador: no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização de 3 400 hpc, valor este referente ao ano 2023 (perspetiva conservadora face à contínua tendência de redução das entregas à rede por esta tecnologia). Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada a utilização média dos últimos 3 anos, que corresponde a um valor de 700 hpc;
- 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 até julho de 2023. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada uma utilização um pouco mais otimista correspondendo à média dos últimos 4 anos no valor de 750 hpc.

Por fim, assumiu-se para todos os cenários um consumo específico médio de 0,26 m<sup>3</sup>N/kWhe (média dos últimos 5 anos).

Não estão previstos novos pedidos de ligação à rede para projetos de Cogeração com significativo impacto na procura de gás.

### 3. 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-G 2023, sendo iguais aos do RMSA-E 2023.

A crise de saúde pública gerada pela Covid-19, pela sua dimensão e alcance, teve um impacto socioeconómico muito expressivo, afetando todos os sectores de atividade, com implicações em todo o tecido produtivo, no emprego e nos rendimentos, mas igualmente nas áreas sociais. Para ajudar à recuperação da recessão económica causada pela pandemia, os dirigentes da UE concordaram em elaborar um plano de recuperação para a Europa que estará em vigor até 2027.

O maior pacote de medidas de estímulo alguma vez financiado pelo orçamento da UE, que combina o Quadro Financeiro Plurianual (QFP) e o instrumento Next Generation EU (NGEU), ajudará a recuperar da pandemia da Covid-19, permitindo que as economias dos países da UE se tornem mais sustentáveis e resilientes.

O novo QFP está dividido em sete rúbricas: mercado único, inovação e digitalização; coesão, resiliência e valores; recursos naturais e ambiente; migração e gestão das fronteiras; segurança e defesa; países vizinhos e resto do mundo; e administração pública europeia. Além disso, em fevereiro de 2021 o Conselho adotou o regulamento que cria o Mecanismo de Recuperação e Resiliência, que está no centro do instrumento de recuperação Next Generation EU, que incide sobre seis domínios

de intervenção: transição ecológica; transformação digital; crescimento e emprego inteligentes, sustentáveis e inclusivos; coesão social e territorial; saúde e resiliência; políticas para a próxima geração, incluindo em matéria de educação e competências.

Adicionalmente, os Estados-membros da UE vão continuar a estar dispensados do cumprimento das regras do Pacto de Estabilidade e Crescimento que obrigam à prudência na elaboração dos orçamentos e que impõem a disciplina nas contas públicas, com tetos máximos para o défice e a dívida pública, devendo voltar a vigorar durante o ano de 2023, embora muito provavelmente em moldes diferentes.

Também a atual crise energética, com os preços da energia a baterem máximos históricos, e a guerra na Europa levou a Comissão Europeia (CE) a adotar medidas de contingência sobre o reforço da solidariedade através de uma melhor coordenação das compras de gás, intercâmbios de gás além-fronteiras e preços de referência fiáveis. Por conseguinte, os países da UE adotaram um regulamento de emergência destinado a fazer face aos elevados preços da energia e a apoiar as empresas e os cidadãos mais afetados pela crise energética. Em Portugal, os preços estão a subir ao ritmo mais elevado das últimas décadas, influenciados pela componente de energia. Por outro lado, as previsíveis dificuldades de fornecimento de matérias-primas, equipamentos e materiais levarão ao adiamento das decisões de investimento, contribuindo para a estagnação económica.

A atual conjuntura é, portanto, bastante desafiante e o ambiente de incerteza que se vive vai ter impactos duradouros na velocidade de recuperação da economia. Pese embora toda esta envolvente preocupante, várias entidades publicaram cenários de evolução da economia para os próximos anos. Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, tiveram em conta as previsões macroeconómicas 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 0,82 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-G 2023.

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

FIGURA 15 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2023-2040

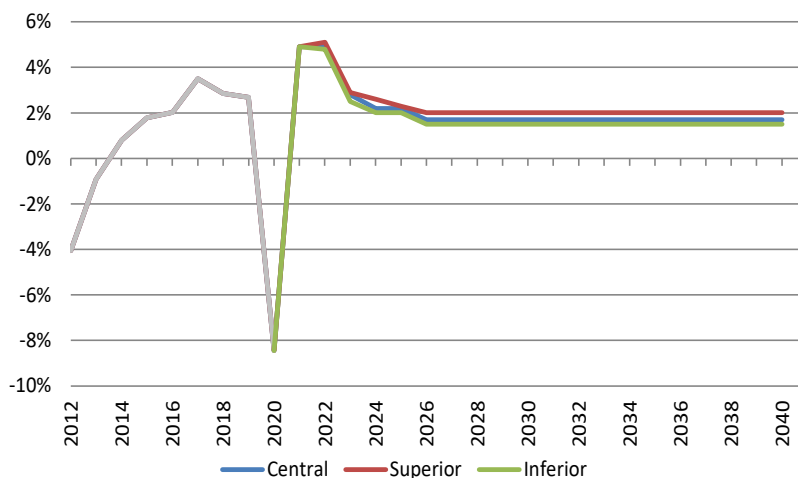


FIGURA 16 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2023-2040

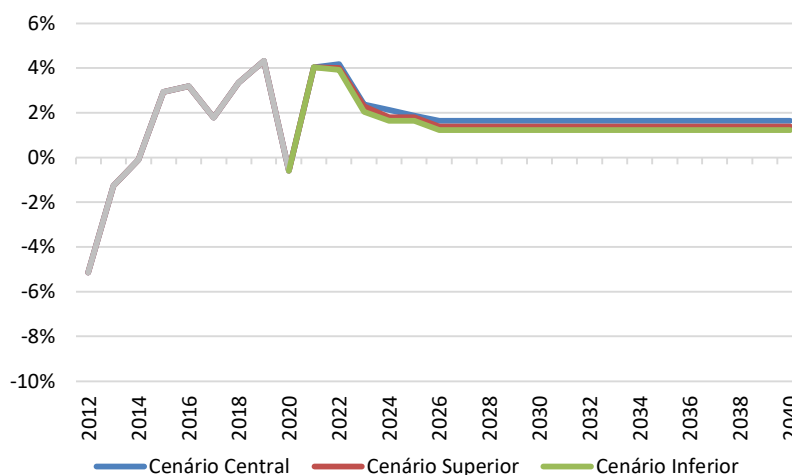


FIGURA 17 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040

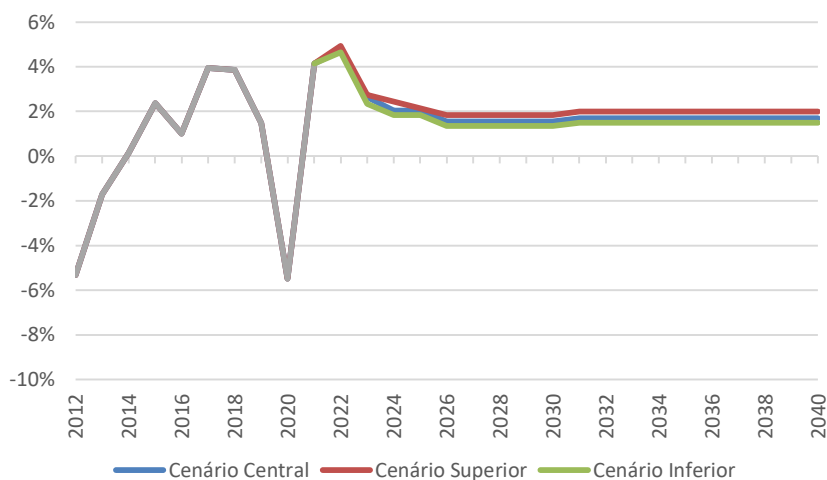
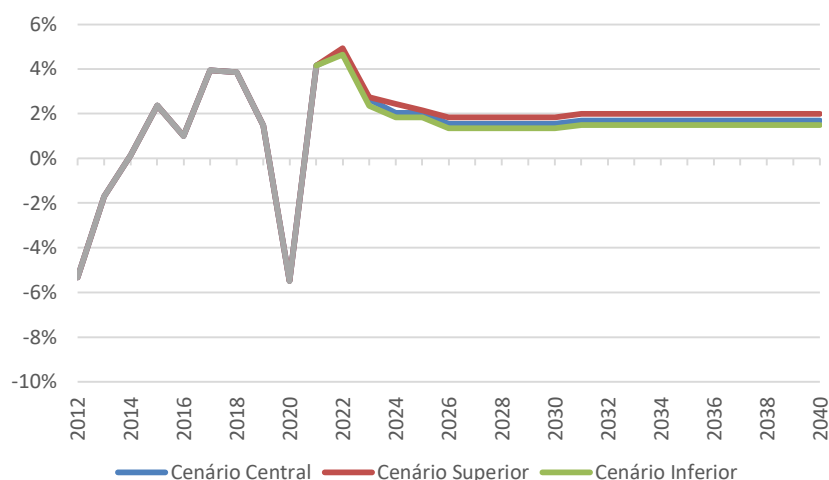




FIGURA 18 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040



## 4. Previsão da Procura Anual

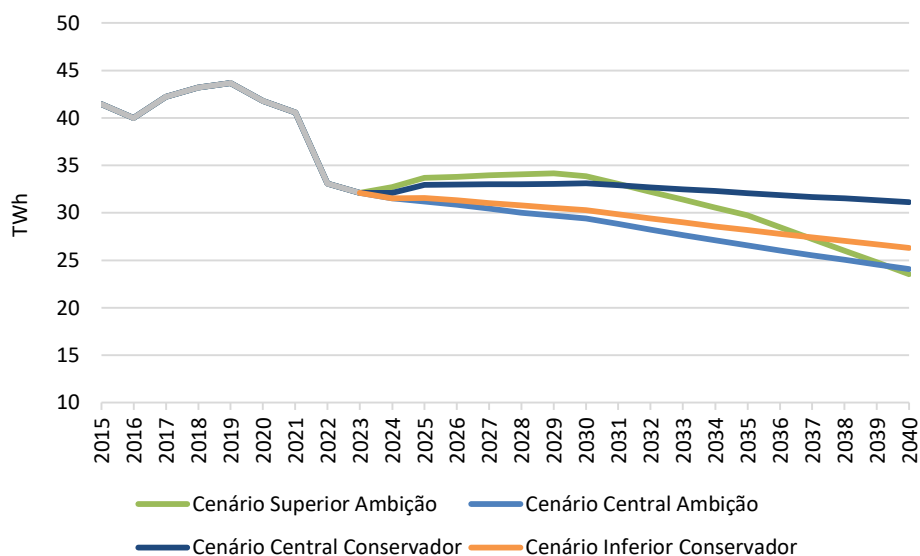
A previsão da procura anual de gás tem por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- Mercado Convencional (MC), que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário; este mercado é ainda desagregado por Mercado Convencional sem GNL e Mercado de GNL (acrescido da UAG da Madeira);
- Mercado de Eletricidade (ME), que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade (CCGT).

### 4.1 Mercado Convencional

Os cenários de evolução da procura de gás obtidos para o mercado convencional, são apresentados na Figura 19.

FIGURA 19 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL

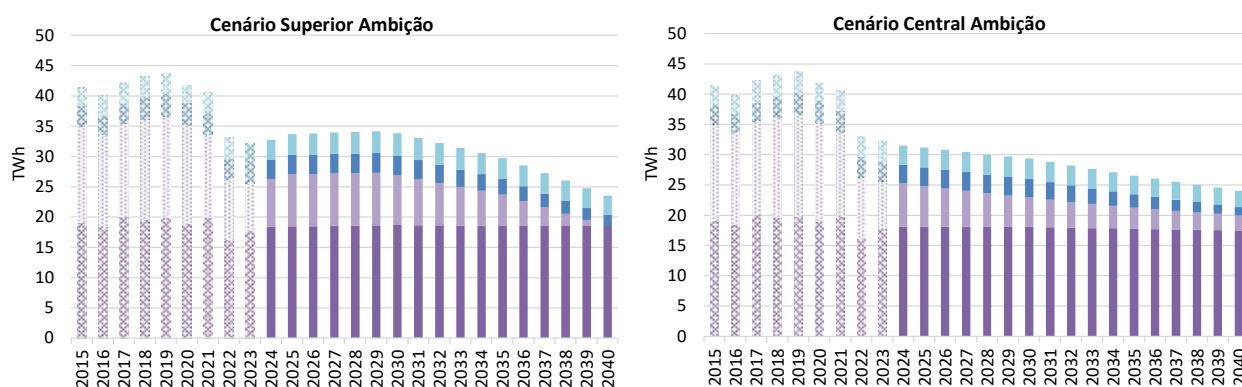


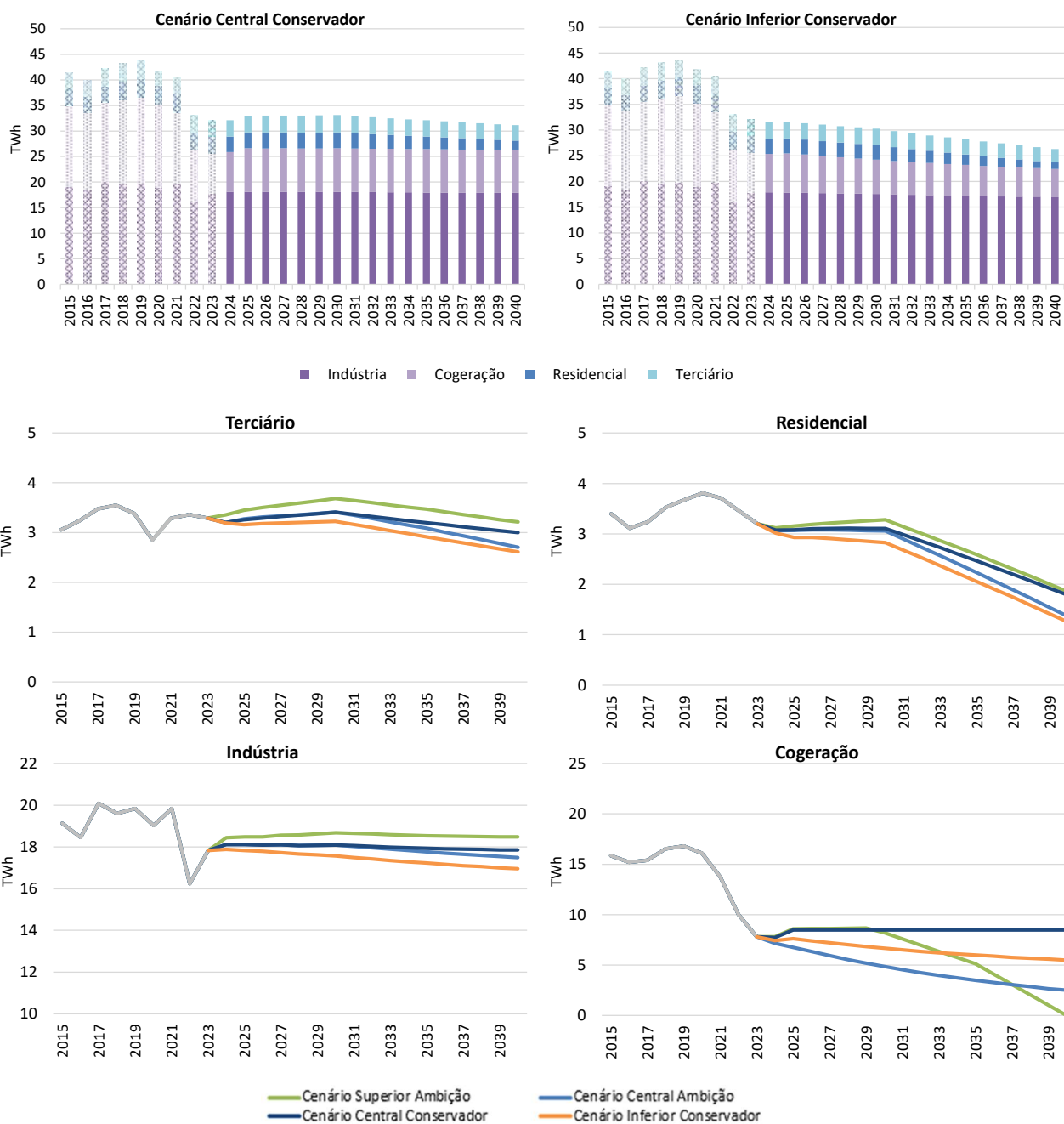
As previsões indicam para 2030 uma procura anual de gás que poderá variar, consoante os cenários, entre 29 TWh e 34 TWh, enquanto para o horizonte 2040 as previsões apontam para níveis entre cerca de 24 TWh e 31 TWh. A análise à tendência de evolução de longo prazo permite concluir que os cenários apresentados apontam para um pendor decrescente no longo prazo, embora com ritmos distintos. A redução dos consumos de gás no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040).

Estes resultados e tendências de longo prazo advêm das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de evolução do consumo de gás dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da mobilidade a gás, nomeadamente ao nível da mobilidade dos pesados, de passageiros e mercadorias, e marítimo no cumprimento das metas de emissões impostas, e da evolução da potência disponível no setor da cogeração.

Na Figura 20 apresenta-se a procura anual de gás prevista por sectores, para todos os cenários desenvolvidos.

FIGURA 20 - EVOLUÇÃO SECTORIAL PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL





Por setores de consumo afigura-se importante destacar o seguinte:

- O setor da Cogeração tem subjacente um decréscimo significativo na procura prevista de gás em ambos os cenários Ambição e no cenário Inferior Conservador. Face aos valores ocorridos em 2022 esta redução atinge valores entre 15% e 52% em 2030 e entre 15% e 100% em 2040. A este respeito, considera-se relevante destacar que os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E 2023) apresentam ao longo do período de previsão uma tendência estável no cenário Conservador (814 MW) e decrescente no cenário Ambição (até 0 MW em 2040), o que justifica o decréscimo significativo da procura de gás no cenário Superior Ambição. Por outro lado, a atual crise energética poderá explicar uma componente significativa da redução da procura em 2022 e 2023. Importa salientar que

as entregas de eletricidade à rede por parte das unidades de cogeração a gás natural sofreram uma redução de cerca de 55% nos dois últimos anos em comparação com as entregas à rede ocorridas durante o ano de 2021;

- No mesmo sentido, o efeito da implementação das medidas de eficiência energética previstas na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE) para os setores Residencial e Serviços condicionam a trajetória de evolução da procura de gás nestes setores. No setor Residencial é mais visível o impacto das poupanças na segunda década de previsão, apresentando taxas de evolução mais negativas entre 2030 e 2040 devido ao maior esforço na implementação de medidas de eficiência energética. Consoante os cenários, o impacto dessas medidas na procura de gás do setor Residencial oscila entre -6% e -8% em 2030 e -49% e -61% em 2040. No setor dos Serviços varia entre -11% e -14% em 2030 e -38% e -47% em 2040;
- No setor Terciário, para além do impacto da ELPRE nos Serviços, há, ainda, a assinalar o efeito oposto na procura decorrente do crescimento da mobilidade a gás no setor dos Transportes, embora caracterizada por um menor crescimento a partir de 2030 como se pode analisar na secção seguinte. Contudo, o impacto desta vertente foi novamente revisto em baixa no RMSA-G 2023 pois prevê-se uma menor penetração do GNC/GNL no segmento dos pesados, fortemente pressionado pelas soluções BEV (veículos elétricos alimentados a bateria) que estão a evoluir a bom ritmo na Europa, particularmente nos transportes urbanos e mesmo de médio curso pela expectativa do desenvolvimento de soluções a pilha de combustível/H<sub>2</sub>;
- De destacar a continuação da predominância do sector da Indústria que se prevê possa representar, consoante os cenários, entre 54% e 79% da procura anual do mercado convencional, ao longo do período de previsão. No setor industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos previstos inferiores aos verificados em décadas anteriores. No entanto, deve-se salientar que a conversão de todos os processos produtivos para outras fontes de energia não se revela economicamente viável ou mesmo exequível em termos tecnológicos no médio/longo prazo.

A Tabela 2 apresenta as taxas médias de crescimento anual, verificadas desde 2000 e previstas para o período em análise.

**TABELA 2 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL**

	Residencial				Terciário				Indústria			
	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador
2000-2005		21,4%				8,3%				7,8%		
2005-2010		8,4%				8,2%				1,5%		
2010-2015		-2,5%				1,4%				6,0%		
2015-2020		2,3%				-1,4%				-0,1%		
2020-2025	-4,1%	-4,2%	-3,7%	-5,1%	2,7%	2,8%	3,9%	2,1%	-1,0%	-1,0%	-0,6%	-1,3%
2025-2030	0,2%	-0,1%	0,8%	-0,7%	0,9%	0,8%	1,3%	0,4%	0,0%	0,0%	0,2%	-0,3%
2030-2035	-4,5%	-6,1%	-4,6%	-6,2%	-1,3%	-2,0%	-1,2%	-2,0%	-0,2%	-0,4%	-0,1%	-0,4%
2035-2040	-6,3%	-9,4%	-6,5%	-9,4%	-1,2%	-2,6%	-1,5%	-2,2%	-0,1%	-0,3%	-0,1%	-0,3%
2023-2040	-3,4%	-4,9%	-3,2%	-5,4%	-0,5%	-1,1%	-0,1%	-1,4%	0,0%	-0,1%	0,2%	-0,3%
2023-2030	-0,4%	-0,7%	0,3%	-1,8%	0,5%	0,5%	1,6%	-0,3%	0,2%	0,2%	0,7%	-0,2%
2030-2040	-5,4%	-7,8%	-5,5%	-7,8%	-1,3%	-2,3%	-1,4%	-2,1%	-0,1%	-0,3%	-0,1%	-0,4%

	Cogeração				MC (tmca)			
	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador	Cenário Central Conservador	Cenário Central Ambição	Cenário Superior Ambição	Cenário Inferior Conservador
2000-2005		28,9%				13,0%		
2005-2010		16,5%				7,7%		
2010-2015		2,0%				3,2%		
2015-2020		0,3%				0,2%		
2020-2025	-12,0%	-15,9%	-11,8%	-13,9%	-4,6%	-5,7%	-4,2%	-5,5%
2025-2030	0,0%	-6,4%	-0,9%	-2,6%	0,1%	-1,2%	0,1%	-0,8%
2030-2035	0,0%	-6,4%	-8,9%	-2,1%	-0,6%	-2,0%	-2,5%	-1,4%
2035-2040	0,0%	-6,4%	-100,0%	-1,7%	-0,6%	-1,9%	-4,6%	-1,4%
2023-2040	0,5%	-6,5%	-100,0%	-2,0%	-0,2%	-1,7%	-1,8%	-1,2%
2023-2030	1,2%	-6,5%	0,7%	-2,2%	0,4%	-1,2%	0,7%	-0,8%
2030-2040	0,0%	-6,4%	-100,0%	-1,9%	-0,6%	-2,0%	-3,6%	-1,4%

No mercado convencional a procura de gás apresenta taxas de evolução negativas em todos os cenários no período de previsão 2023-2040, variando entre -0,2% e -1,8% ao ano, em média.

Como já mencionado, o setor Residencial apresenta taxas de evolução mais negativas entre 2030 e 2040 devido ao maior esforço na implementação de medidas de eficiência energética. De notar que no sector Terciário, que inclui a atividade de Transporte, no período 2023-2030 as taxas de crescimento são mais elevadas que nos outros sectores em consequência do impacto da mobilidade na procura de gás, e apesar do efeito das poupanças no setor dos Serviços decorrentes da ELPRE. No setor da Cogeração destaque para o elevado decréscimo da procura, em especial em ambos os cenários Ambição. No sector industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores aos verificados em décadas anteriores.

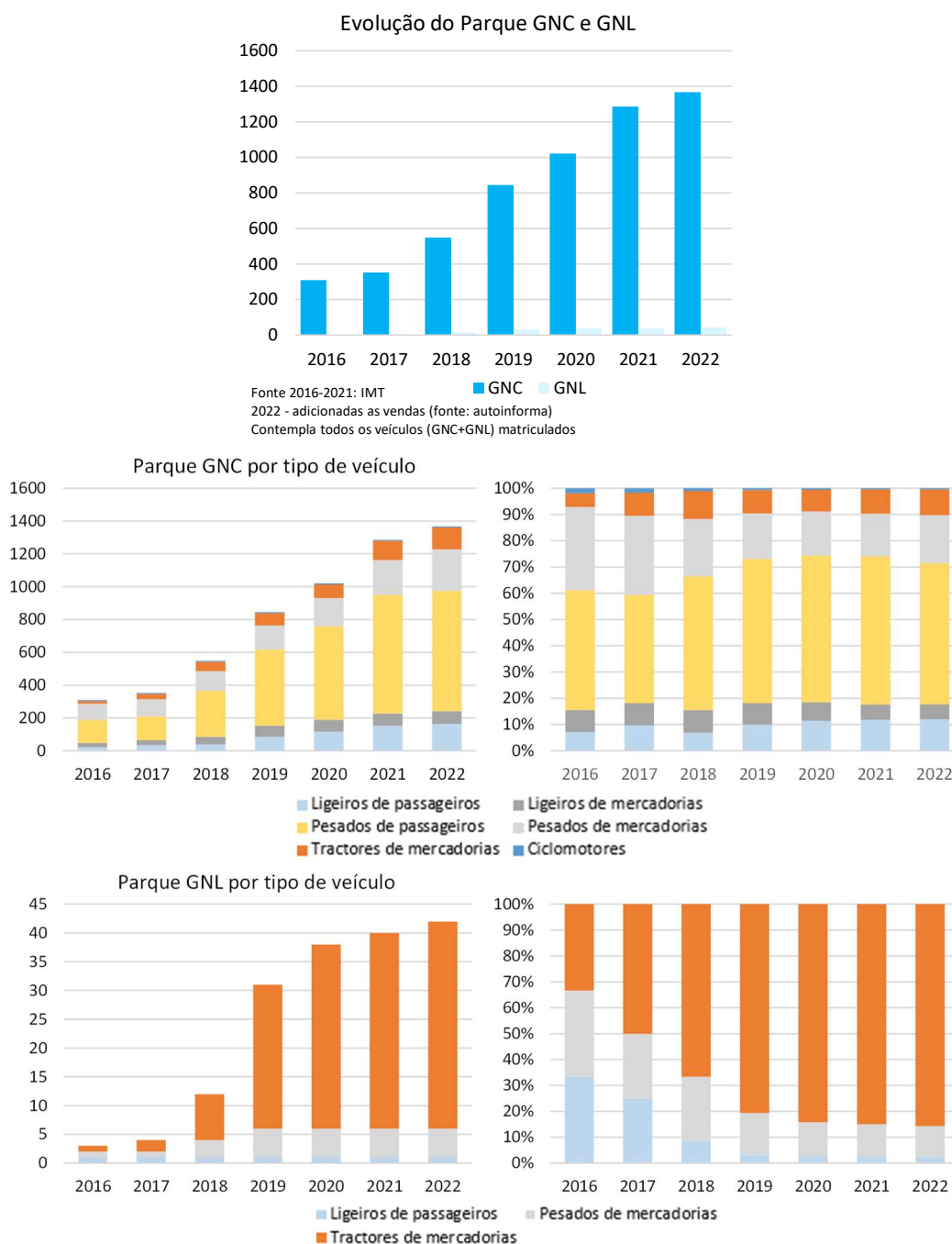
#### 4.1.1 Mobilidade a gás

No que diz respeito à mobilidade a gás, foram estudados os impactos sobre a procura de gás decorrente da penetração deste combustível no segmento rodoviário de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e no segmento do transporte marítimo. Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos ligeiros, considerando-se a evolução da procura neste segmento despiciente quando comparada com os segmentos dos veículos pesados.

A Figura 21 ilustra a evolução do parque de veículos a GNC (gás natural comprimido) e GNL em Portugal nos últimos anos.

A sua análise permite concluir que se tem assistido a um crescimento na penetração deste tipo de veículos no parque automóvel, principalmente de veículos a GNC, dinamizado pelo segmento dos pesados de passageiros que em 2022 representou cerca de 54% do parque a GNC. Os pesados de mercadorias (incluindo tratores) representaram no mesmo ano 28%.

FIGURA 21 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DE VEÍCULOS A GNC E GNL EM PORTUGAL. PERÍODO 2016-2022



No vetor do GNL assistiu-se a um crescimento acentuado em 2019 e 2020, principalmente no segmento dos tratores de mercadorias.

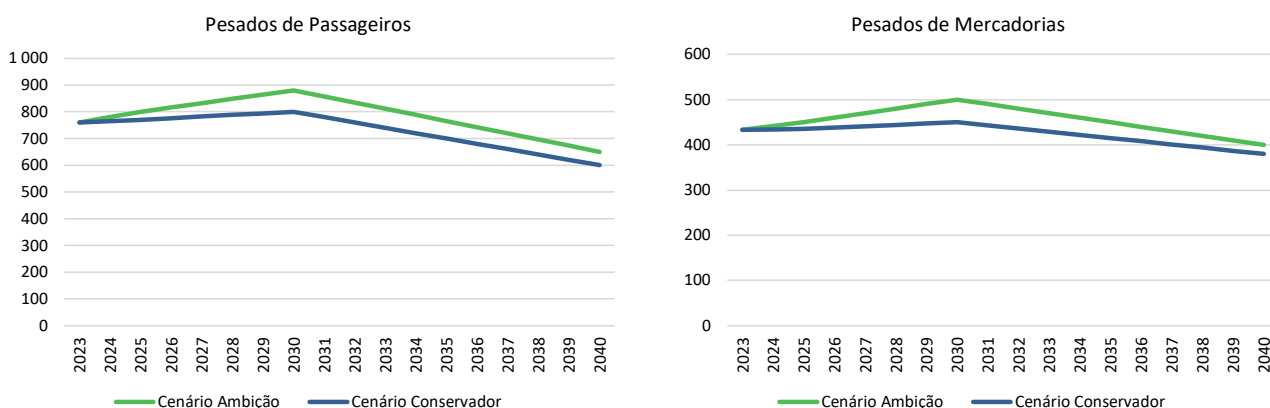
A evolução prevista do número de veículos pesados a gás consta do documento de pressupostos da DGEG, sendo que o cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos a gás do que o cenário Ambição nos segmentos analisados.

Em relação ao anterior exercício de previsão prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás, pois o setor do GNC/GNL nestes segmentos está a ser fortemente pressionado pelas soluções BEV

(que estão a evoluir a bom ritmo na Europa, particularmente nos transportes urbanos e mesmo de médio curso pela expectativa do desenvolvimento de soluções a pilha de combustível/H<sub>2</sub>). Contudo, de assinalar que o desenvolvimento do biometano na Europa poderá potenciar o crescimento das vendas de veículos a gás para níveis com uma maior expressão no futuro, se for considerado um combustível neutro. Os desenvolvimentos tecnológicos na área da mobilidade serão acompanhados de perto e serão vertidos para o RMSA-G se se considerar relevante.

A Figura 22 ilustra a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e de mercadorias a gás até 2040.

FIGURA 22 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS - CENÁRIOS DGEG

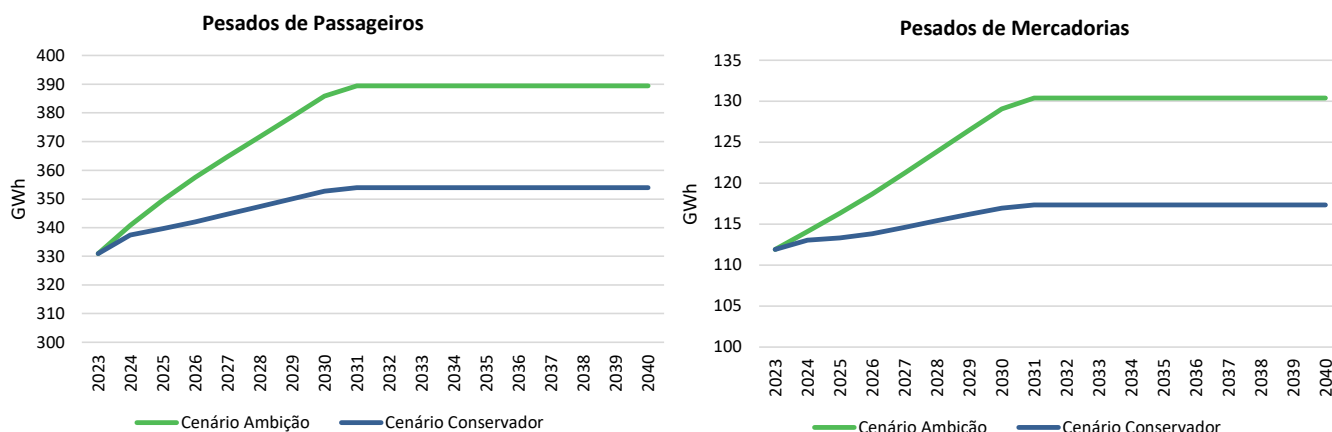


Na caracterização da procura de gás associado à mobilidade terrestre assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Pesados de passageiros: consumo específico de 60 m<sup>3</sup>N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 62 500 km percorridos por ano;
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 34 m<sup>3</sup>N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 65 000 km percorridos por ano.

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 23 para os cenários desenvolvidos.

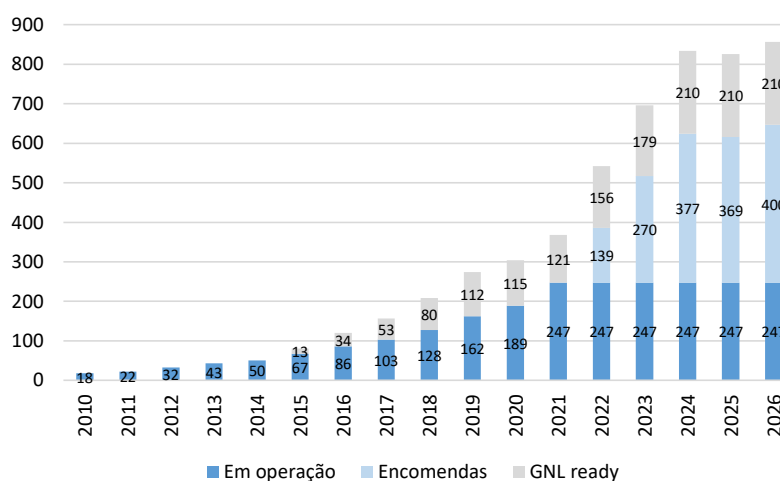
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO À MOBILIDADE TERRESTRE



Para o horizonte 2030 prevê-se, no segmento dos pesados, uma procura de cerca de 515 GWh para o cenário Ambição, em contraste com um valor de cerca de 470 GWh para o cenário Conservador. Em 2040 a procura prevista é de 520 GWh no cenário Ambição e 471 GWh no cenário Conservador.

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, no mundo o número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL já é expressivo, como demonstrado na Figura 24, sendo potenciado por regras mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional a partir de 1 de janeiro de 2020 com a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%. O GNL é um combustível que cumpre com estas condições e, portanto, existe algum consenso de que o GNL é uma solução no médio/longo prazo, dada a inexistência de alternativas que possam corresponder ao perfil e à escala de utilização internacional.

FIGURA 24 – NAVIOS OPERADOS A GNL NO MUNDO



Fonte: Gasnam fev.22

Relativamente a este segmento, os cenários de evolução da procura de GNL incluídos nos pressupostos da DGEG têm em conta o previsível desenvolvimento de infraestruturas portuárias adequadas para trasfega deste combustível entre navios, em Sines e *bunkering* de GNL nos portos comerciais do Continente.

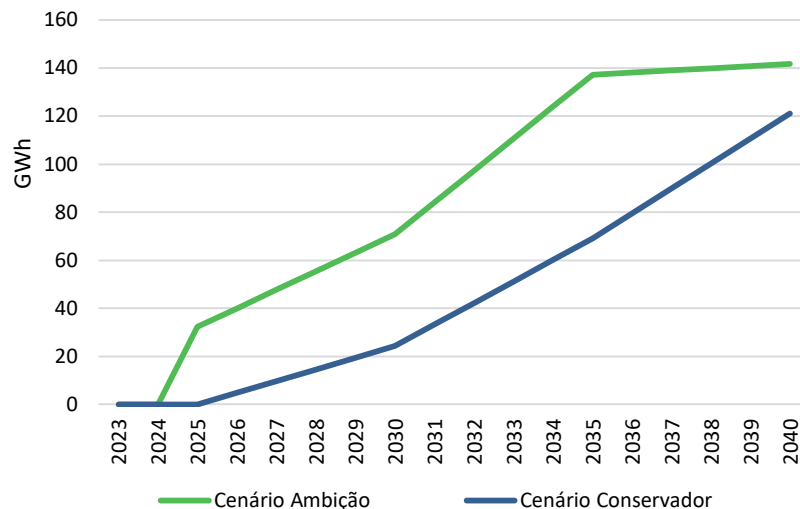
Relativamente ao transporte marítimo a gás foi considerada a evolução da energia consumida prevista no âmbito da modelação associada ao *draft* da revisão do PNEC 2030.

Na elaboração dos cenários foi tido em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano.

Assim, num contexto de grande limitação em termos de emissão de enxofre e outros gases, e tendo em vista a minimização dos custos afetos à solução GNL como combustível marítimo, impulsionando a adequação da frota existente e a consideração deste combustível em novas embarcações, valorizando, assim, a opção GNL face às demais alternativas, resulta a procura de gás ilustrada na Figura 25 para os cenários desenvolvidos.



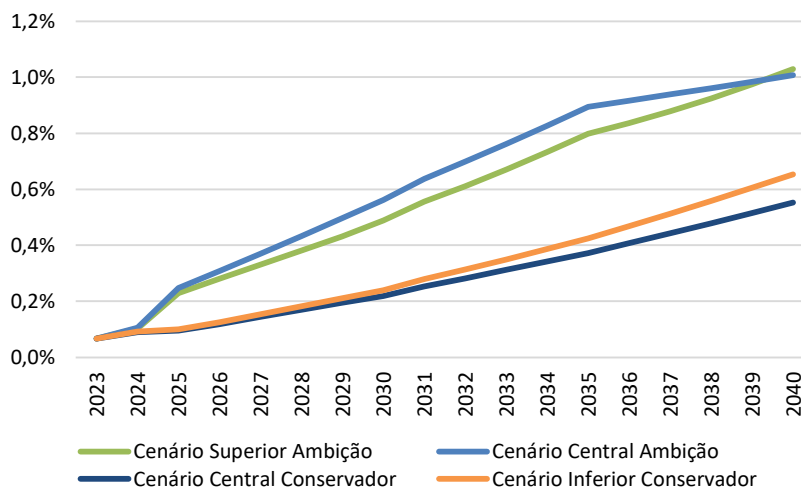
FIGURA 25 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO AO TRANSPORTE MARÍTIMO



Nos cenários ilustrados assume-se uma penetração mais relevante do gás neste segmento a partir de 2025. Para o cenário Ambição a procura prevista de gás no transporte marítimo é de cerca de 71 GWh em 2030 e cerca de 142 GWh em 2040. No cenário Conservador as previsões são de cerca de 24 GWh e 121 GWh, respetivamente, para os horizontes 2030 e 2040.

O impacto da procura de gás associado à mobilidade terrestre e marítima na procura prevista de gás no mercado convencional está evidenciado na Figura 26.

FIGURA 26 – IMPACTE DA MOBILIDADE NA PROCURA PREVISTA DE GÁS



Nos cenários Ambição o impacto da procura de gás dos transportes na procura do mercado convencional varia entre 0,5% e 0,6% em 2030 e 1,0% em 2040. Em contrapartida, nos cenários Conservador esse impacto é inferior, resultando numa variação de 0,2% em 2030 e entre 0,6% e 0,7% em 2040.

#### 4.1.2 Eficiência energética

Para o período de previsão foram incluídos os impactos sobre a procura de gás da implementação de novas medidas de eficiência energética nos setores Residencial e dos Serviços. O cenário de evolução das poupanças de gás decorrentes destas novas medidas consta 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 CO<sub>2</sub>. 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 e o relançamento da economia por força da situação epidemiológica causada pela doença COVID-19.

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. Por sua vez, 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.

Quanto ao Plano de Poupança de Energia 2022-2023, à data de elaboração deste relatório o ano de 2023 já se encontra fechado.

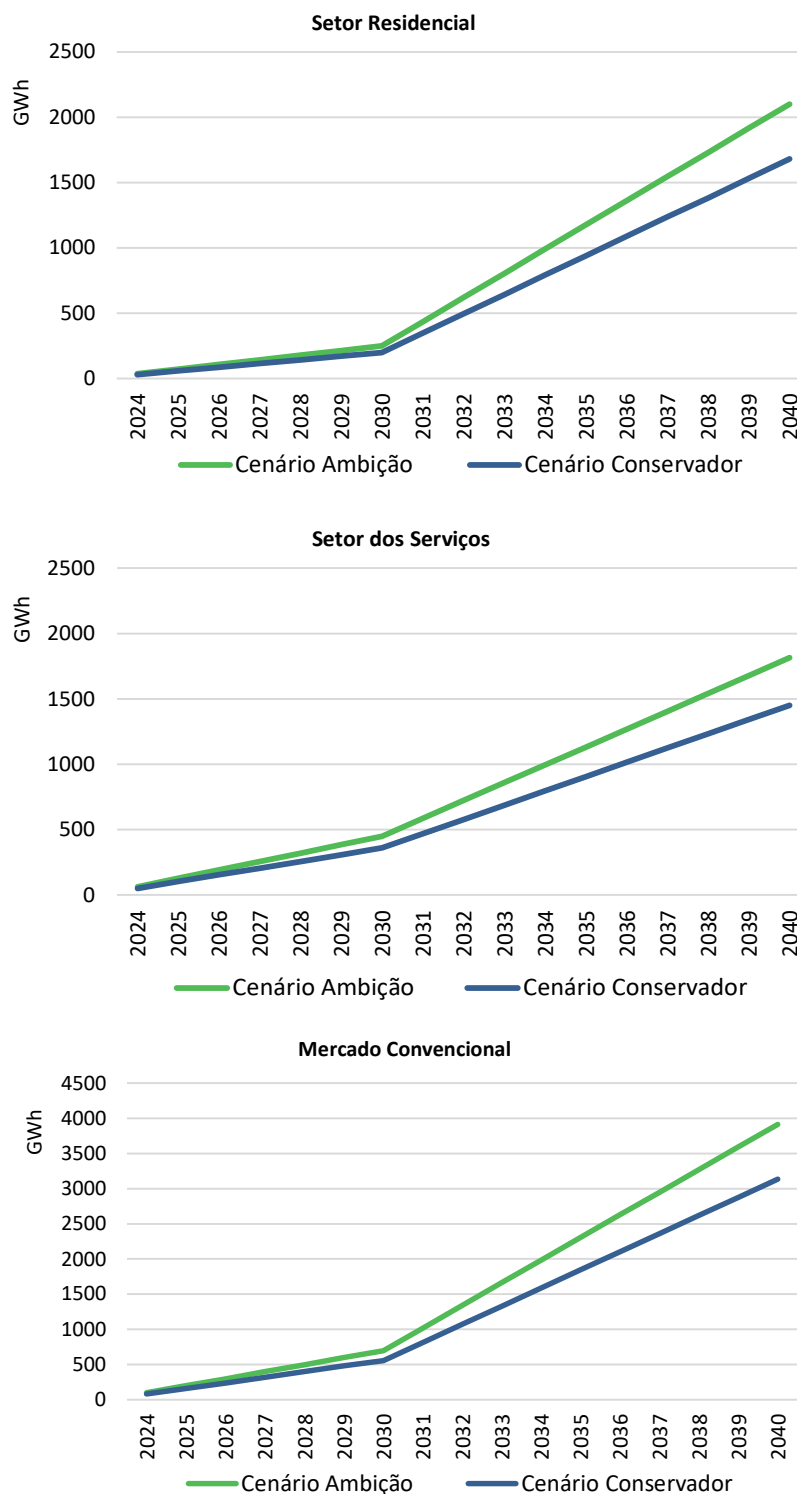
Concretamente em relação à ELPRE, o cenário Ambição encontra-se alinhado com os objetivos definidos para os horizontes de 2030 e 2040, com o sector dos Serviços a representar 64% e 42% destas poupanças nos períodos de 2022-2030 e 2031-2040, respetivamente. Quanto ao cenário Conservador a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- **Período 2023-2030:** cenário Ambição 797 GWh; cenário Conservador 638 GWh
- **Período 2031-2040:** cenário Ambição 3 218 GWh; cenário Conservador 2 574 GWh

Relativamente às poupanças anuais decorrentes das metas por década fixadas na ELPRE, considera-se uma repartição anual alicerçada num esforço progressivo, tendo em atenção as metas em causa.

A Figura 27 ilustra as poupanças anuais acumuladas previstas para o período em análise para os setores Residencial e dos Serviços e para o mercado convencional.

FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS ACUMULADAS PARA O PERÍODO DE PREVISÃO

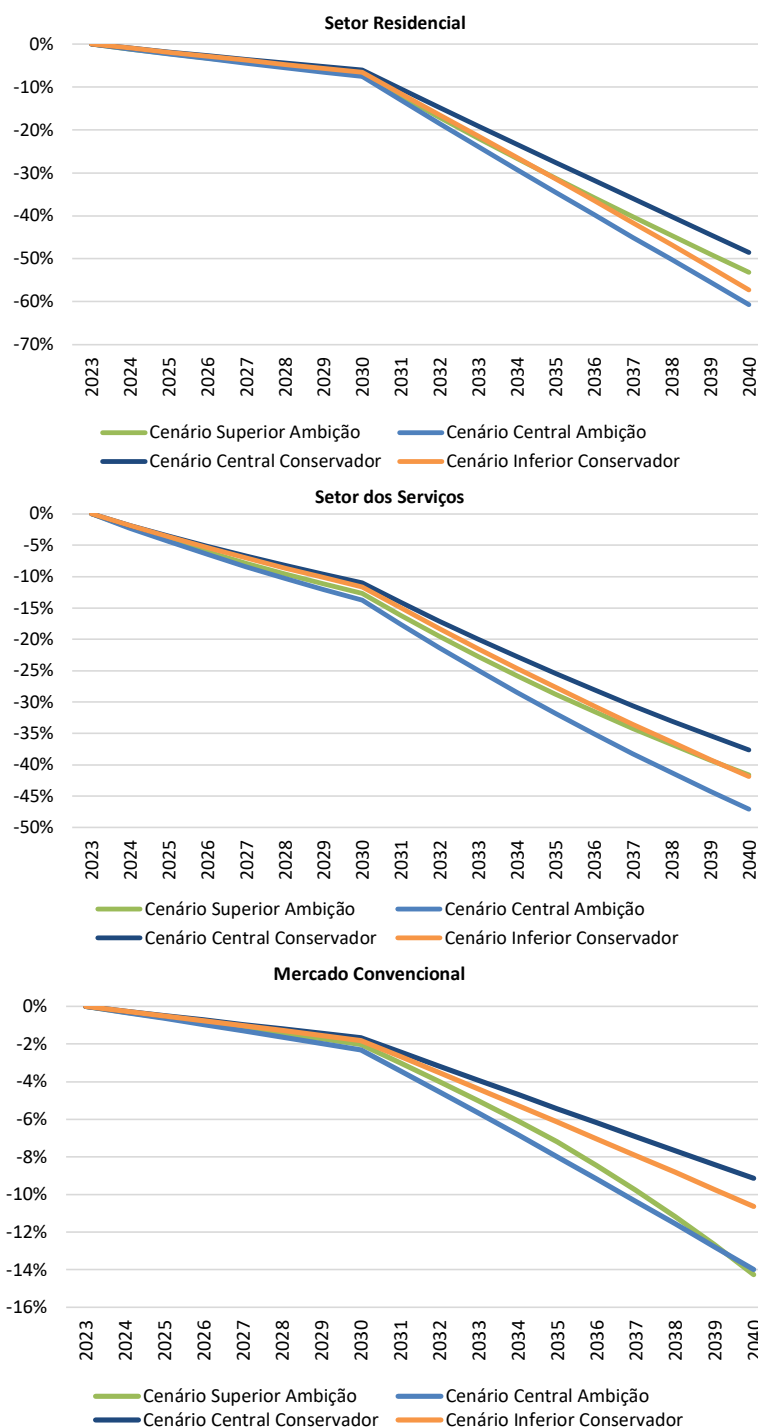


De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década no setor Residencial face ao setor dos Serviços. Em termos acumulados, para todo o período de

previsão, as poupanças de gás no cenário Ambição totalizam um valor previsto de 2 100 GWh no setor Residencial e 1 815 GWh no setor dos Serviços, totalizando 3 915 GWh. Como já mencionado, as poupanças implícitas no cenário Conservador representam 80% das previstas no cenário Ambição.

O impacto destas poupanças na procura de gás destes setores e no mercado convencional está evidenciado na Figura 28.

FIGURA 28 – IMPACTO DAS POUPANÇAS DE GÁS NA PROCURA PREVISTA

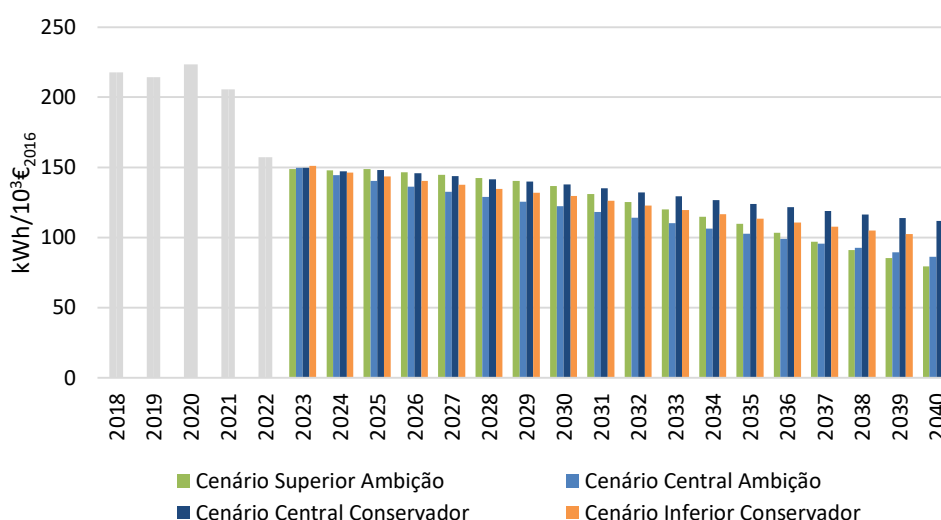


Consoante os cenários, o impacto das poupanças na procura de gás do setor Residencial oscila entre -6% e -8% em 2030 e -49% e -61% em 2040. No setor dos Serviços varia entre -11% e -14% em 2030 e -42% e -47% em 2040. Contabilizando as poupanças previstas para os dois setores, o impacto na procura do mercado convencional atinge uma gama entre 1,7% e 2,3% em 2030 e 9,1% e 14,3% em 2040.

#### 4.1.3 Indicadores económico-energéticos

A Figura 29 mostra, para o mercado convencional, a evolução prevista da intensidade da procura de gás no PIB para o período em estudo.

FIGURA 29 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL



A sua análise evidencia uma queda expressiva deste indicador em 2022 decorrente da redução significativa do consumo de gás. Por outro lado, ao longo do período de previsão é visível uma tendência esperada de redução até ao horizonte do estudo.

A Tabela 3 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura de gás no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

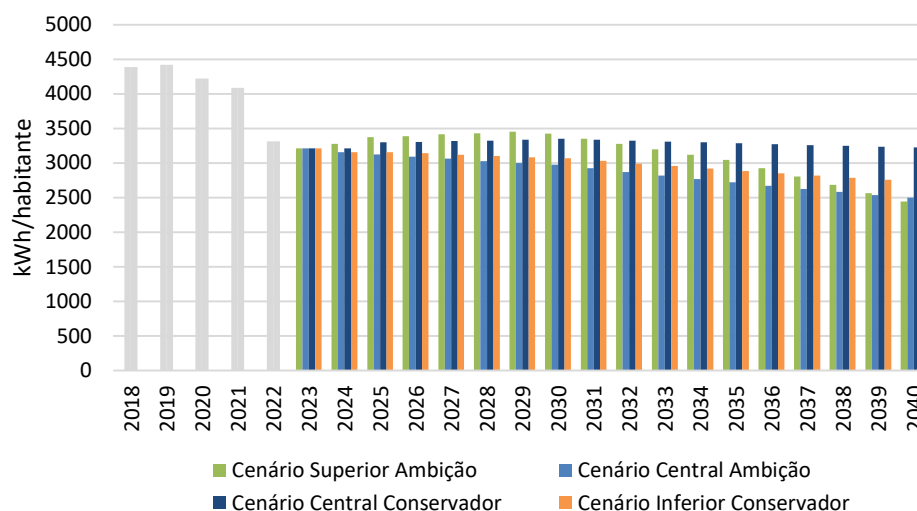
TABELA 3 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NO PIB NO MERCADO CONVENCIONAL

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	-3,6%	-3,2%	-1,7%	-2,4%
2023-2030	-1,2%	-2,8%	-1,2%	-2,2%
2030-2040	-5,3%	-3,4%	-2,1%	-2,6%

Estas taxas apontam para uma evolução negativa neste indicador em todos os cenários, sendo de realçar que para os cenários Ambição a evolução prevista é inferior à verificada na última década (-3,0% ao ano, em média).

Relativamente à procura de gás *per capita*, a Figura 30 mostra a evolução prevista para o mercado convencional.

FIGURA 30 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA DE GÁS *PER CAPITA* NO MERCADO CONVENCIONAL



Como seria de esperar, também neste indicador é visível um grande decréscimo em 2022. Prevê-se que a procura de gás *per capita* se mantenha praticamente constante no cenário Central Conservador e decresça nos outros cenários desenvolvidos até ao horizonte do estudo.

A Tabela 4 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura de gás *per capita*, resultante das previsões obtidas.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA DE GÁS *PER CAPITA* NO MERCADO CONVENCIONAL

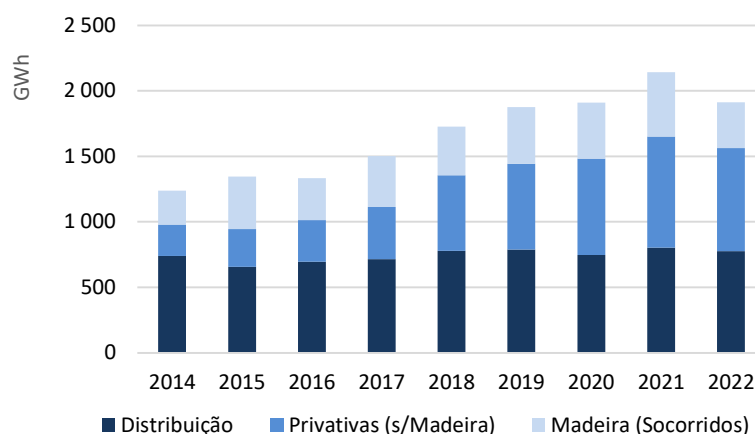
Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	-1,6%	-1,5%	0,0%	-1,0%
2023-2030	0,9%	-1,1%	0,6%	-0,7%
2030-2040	-3,3%	-1,7%	-0,4%	-1,2%

Para o período 2023-2040 estas taxas apontam para um ritmo de crescimento entre -1,6% e 0,0% ao ano, em média, embora com ritmos bastante diferenciados nos períodos analisados. Comparativamente com o passado, as taxas de evolução dos cenários Ambição estão enquadradas com as da última década (-1,5% ao ano, em média).

#### 4.1.4 Mercado de GNL

Na Figura 31 apresenta-se a evolução da procura no mercado de GNL<sup>2</sup> (tipicamente por UAG para redes de distribuição, clientes individuais e mobilidade) nos segmentos distribuição, privadas (sem Madeira) e Madeira, para o período 2014-2022.

FIGURA 31 – EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TIPICAMENTE UAG) NO PERÍODO 2014-2022



Da sua análise conclui-se que este mercado tem crescido consideravelmente nos últimos anos, em especial o segmento das UAG's privadas, embora também seja visível o decréscimo no ano de 2022 devido à crise energética. No período 2014-2022 este foi o segmento que mais cresceu com uma taxa média de crescimento anual de 15,9%.

TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA NO MERCADO DE GNL

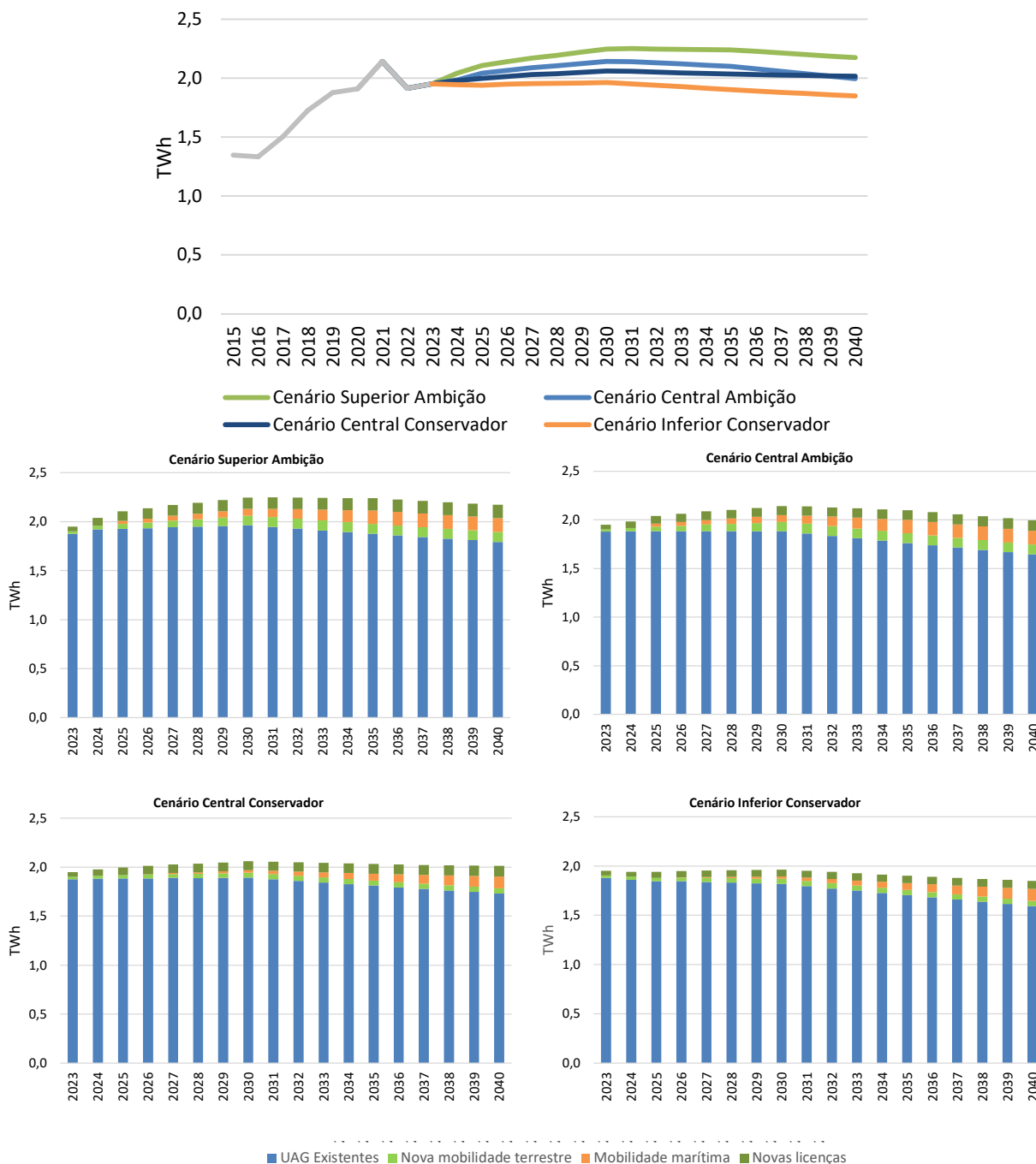
Períodos	Distribuição	Privativas (s/Madeira)	Madeira (Socorridos)	Total (c/Madeira)	Total (s/Madeira)
2014-2022	0,6%	15,9%	3,8%	5,6%	6,0%
2018-2022	1,7%	14,6%	-2,1%	4,9%	7,0%

O mercado de GNL cresceu, em média, no mesmo período, 5,6% e 6,0% ao ano com e sem a Madeira, respetivamente.

A Figura 32 apresenta a evolução da procura de GNL para o período 2015-2040, para os diferentes cenários. Nestas previsões inclui-se a procura de gás decorrente da mobilidade terrestre e marítima e dos novos polos de consumo cujas licenças foram atribuídas nos últimos anos.

<sup>2</sup> Este mercado, sem a UAG da Madeira, está incluído no mercado convencional.

FIGURA 32 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TÍPICAMENTE UAG)



Nota: estes cenários incluem a procura de gás da UAG da Ilha da Madeira (não incluída no MC) dado que o seu abastecimento é feito a partir do TGNL de Sines.

A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 283 GWh em 2030 e 325 GWh em 2040. A mobilidade, terrestre e marítima, representa um peso no mercado de GNL entre 4% e 8% em 2030 e entre 9% e 12% no horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 4% e 5% em 2030 e entre 4% e 6% no horizonte 2040. De notar, ainda, que a procura dos novos polos verificada em 2023 representa apenas cerca de 12% do consumo potencial deste ano apresentado pela Sonorgás no concurso de atribuição de licenças.

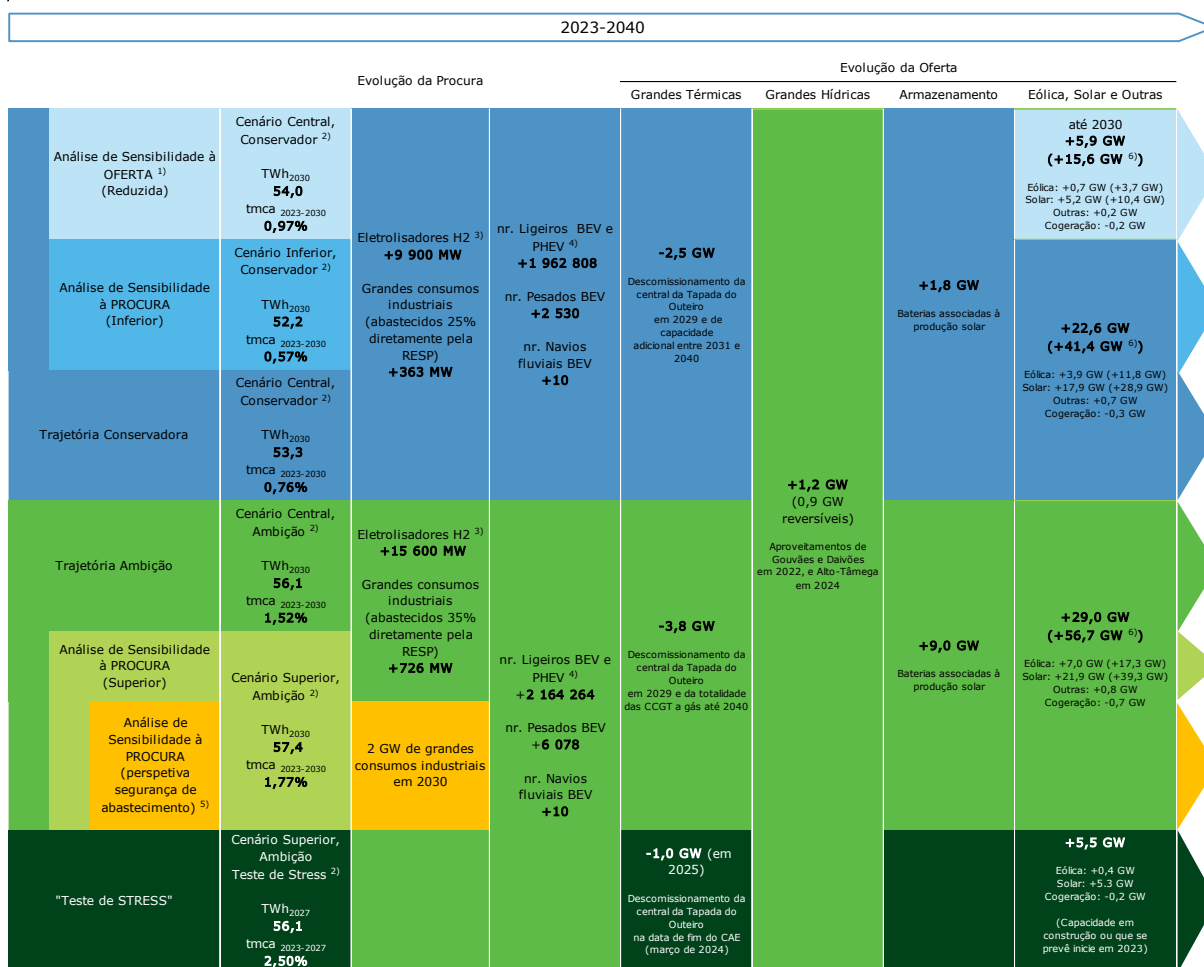


## 4.2 Mercado de Eletricidade

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos no contexto do RMSA-E 2023, utilizando os modelos de simulação VALORAGUA e Power System Model for Operational Reserves Adequacy (PS-MORA). Os estudos de segurança de abastecimento e evolução do SEN, em particular do sistema electroprodutor, incidiram sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG: Trajetória Conservadora; Trajetória Ambição e Teste de Stress. As análises apresentadas no RMSA-E 2023 têm por base a evolução do SEN, os cenários de evolução da procura de eletricidade e os restantes elementos prospetivos indicados pela DGEG. O estudo foi efetuado para o horizonte 2024-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática (2024 e 2025), bem como 2030, 2035 e 2040.

A Figura 33 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

FIGURA 33 - CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS



1) Análise de Sensibilidade à oferta, realizada apenas para o estágio 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; apenas há recurso a produção adicional com proveniência da RESP, a partir de 2030, na Trajetória Ambição  
 4) Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)  
 5) Análise de Sensibilidade realizada apenas para os estádios 2025 e 2030  
 6) Capacidade instalada incluindo a dedicada para a produção de H2

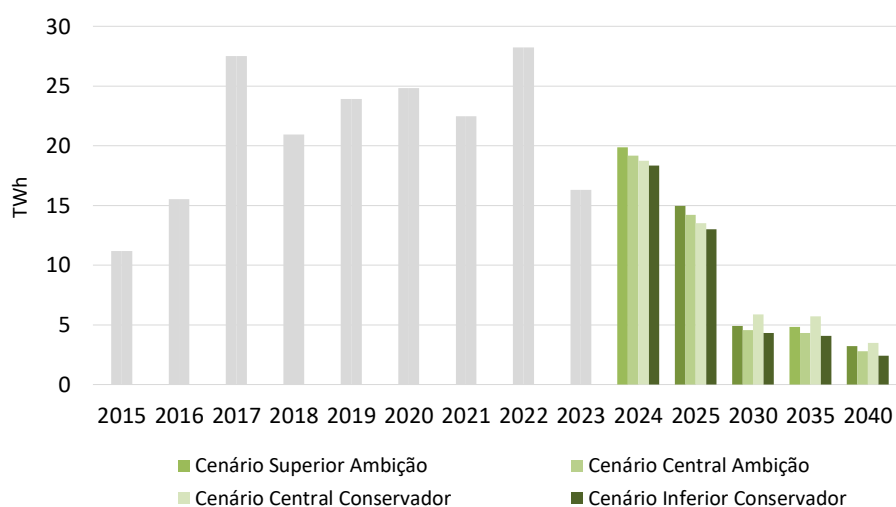
Para efeitos deste relatório são considerados apenas os resultados decorrentes das trajetórias Conservadora e Ambição, para a média dos regimes hidrológicos.

A partir de 2030 (inclusive), dada a maior integração de Fontes de Energias Renováveis (FER) e menor produção expectável das centrais termoelétricas a gás (CCGT), o consumo de gás no Mercado de Eletricidade foi determinado através de simulações com o modelo PS-MORA, na medida em que permite quantificar com maior resolução os consumos de gás pelas CCGT, comparativamente ao modelo VALORAGUA. Quando identificadas no RMSA-E 2023 necessidades de capacidade de oferta adicional para cumprir os padrões de segurança de abastecimento de eletricidade (em 2035 e 2040), considerou-se o seguinte:

- Na Trajetória Conservadora: a totalidade da capacidade de oferta adicional necessária consiste em CCGT alimentadas a gás;
- Na Trajetória Ambição: a oferta adicional necessária consiste em CCGT alimentadas a gás, até ao limite da capacidade ainda em serviço assumida nos pressupostos da Trajetória Conservadora, sendo a restante capacidade baseada noutra tecnologia de produção de eletricidade (não baseada em gás).

A Figura 34 mostra a evolução prevista da procura de gás no mercado de eletricidade decorrente das taxas de utilização previstas para os grupos a gás em ciclo combinado, para cada cenário estudado.

FIGURA 34 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE



Este mercado é fortemente influenciado pelo forte incremento das FER para produção de eletricidade previsto no RMSA-E 2023, nomeadamente de eólica e de solar, bem como pelas medidas de eficiência energética e aumento do autoconsumo que conduzem a uma redução do consumo de eletricidade abastecido pela rede pública. Neste sentido, no longo prazo todos os cenários são caracterizados por uma substancial redução na procura de gás, induzida pela menor utilização das centrais a ciclo combinado.

Para o horizonte 2030 as previsões indicam uma procura de gás bastante inferior à dos últimos anos, variando entre 4,3 TWh e 5,9 TWh, sendo que para 2040 o nível da banda prevista ainda se reduz mais, variando entre 2,4 TWh e 3,5 TWh.

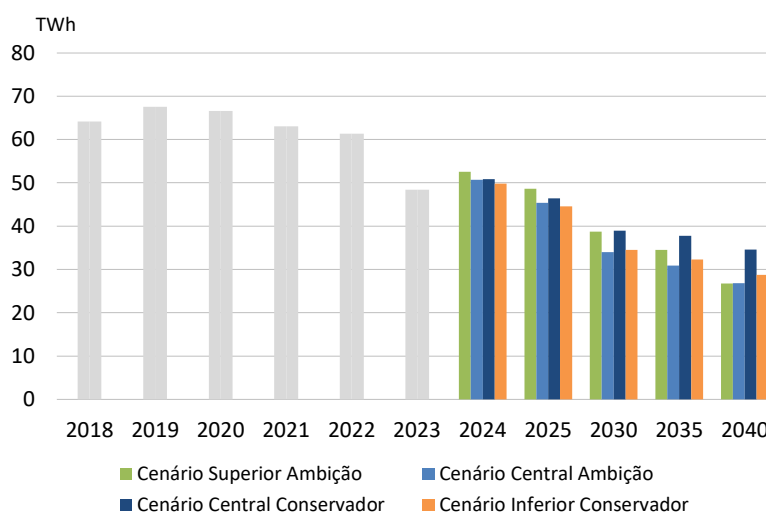
A procura de gás neste mercado também está dependente da hidrologia, sendo que os resultados aqui apresentados são para a média de regimes hidrológicos. Para um regime húmido, a procura de gás seria inferior ao representado e para um regime seco seria superior.

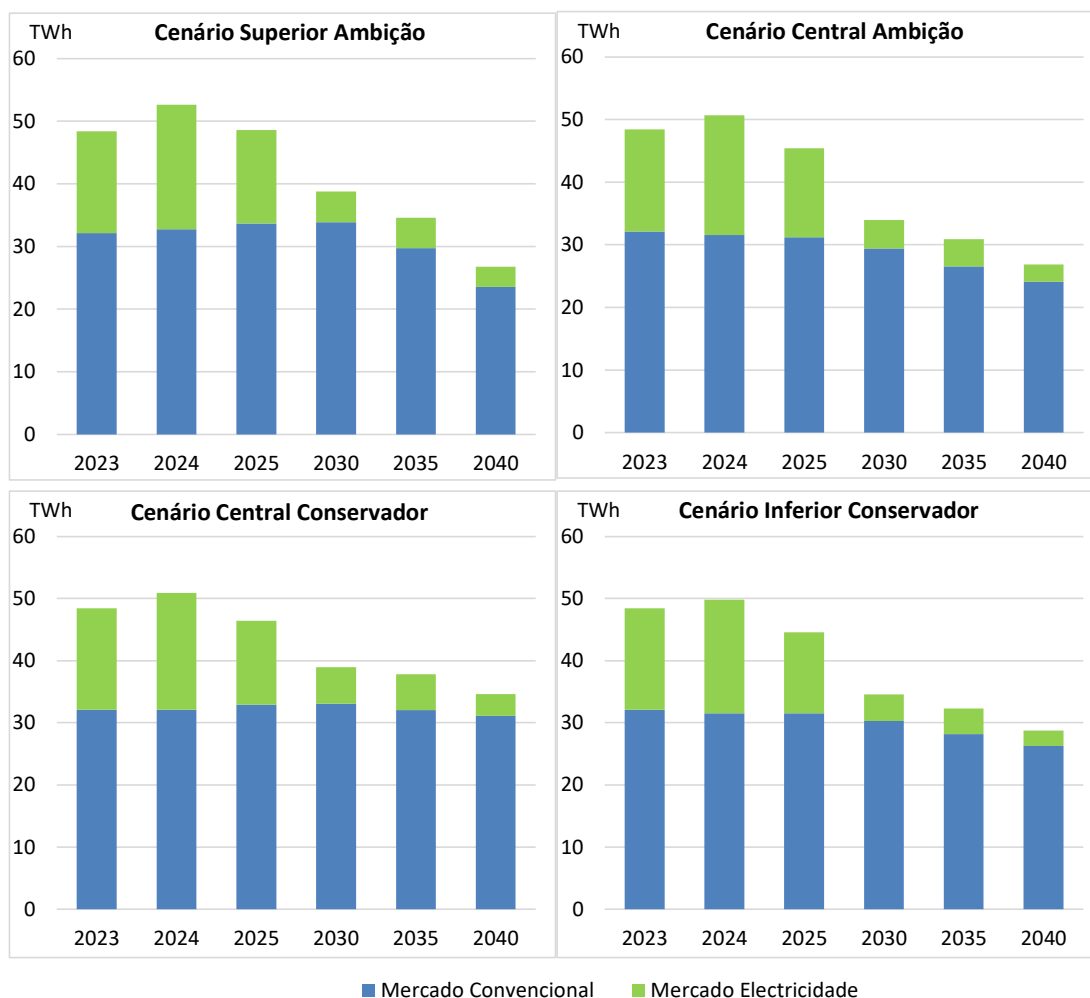
### 4.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional e Mercado de Eletricidade)

As previsões agregadas da procura de gás resultam do somatório das previsões obtidas para o mercado convencional com as do mercado de eletricidade.

Na Figura 35 apresenta-se a evolução expectável da procura anual de gás agregado e por mercado, para os quatro cenários desenvolvidos.

FIGURA 35 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELETRICIDADE)





A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Electricidade alcança considerável relevância, uma vez que atualmente uma parte expectável da procura de gás se destina ao mercado de electricidade, fortemente influenciado pela evolução considerável das FER previstas no RMSA-E. Já no mercado convencional, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE, a penetração do gás nos transportes e as diferentes perspetivas de evolução da potência disponível no setor da cogeração conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.

A partir de 2025 o limite superior do consumo previsto é delimitado pelo cenário Central Conservador e não pelo cenário Superior Ambição. Em contrapartida, em 2040 o limite inferior é determinado pelo cenário Superior Ambição. Função dos cenários prevê-se que a procura de gás varie entre 34 TWh e 39 TWh em 2030 e entre 27 TWh e 35 TWh em 2040. As previsões indicam que o mercado convencional continuará a manter a predominância ao nível da procura.

Na Tabela 6 mostram-se as taxas médias de crescimento anual da procura prevista de gás para os períodos 2023-2040, 2023-2030 e 2030-2040.

TABELA 6 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NA PROCURA PREVISTA DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELETRICIDADE)

	MC	ME	Total
<b>Cenário Superior Ambição</b>			
2023-2040	-1,8%	-9,1%	-3,4%
2023-2030	0,7%	-15,7%	-3,1%
2030-2040	-3,6%	-4,1%	-3,6%
<b>Cenário Central Ambição</b>			
2023-2040	-1,7%	-9,9%	-3,4%
2023-2030	-1,2%	-16,6%	-4,9%
2030-2040	-2,0%	-4,8%	-2,3%
<b>Cenário Central Conservador</b>			
2023-2040	-0,2%	-8,7%	-2,0%
2023-2030	0,4%	-13,6%	-3,1%
2030-2040	-0,6%	-5,1%	-1,2%
<b>Cenário Inferior Conservador</b>			
2023-2040	-1,2%	-10,6%	-3,0%
2023-2030	-0,8%	-17,3%	-4,7%
2030-2040	-1,4%	-5,6%	-1,8%

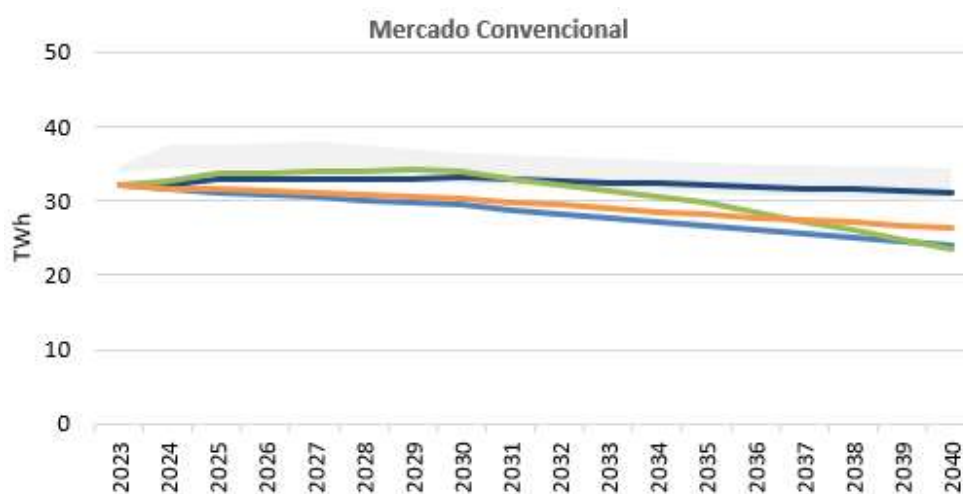
Face ao evidenciado nas figuras anteriores, no período em análise prevêem-se taxas médias de crescimento anual negativas para a procura de gás em todos os cenários, decorrente, quer da evolução prevista na procura do mercado de eletricidade, quer dos cenários do mercado convencional que apresentam taxas de evolução negativas em quase todos os cenários.

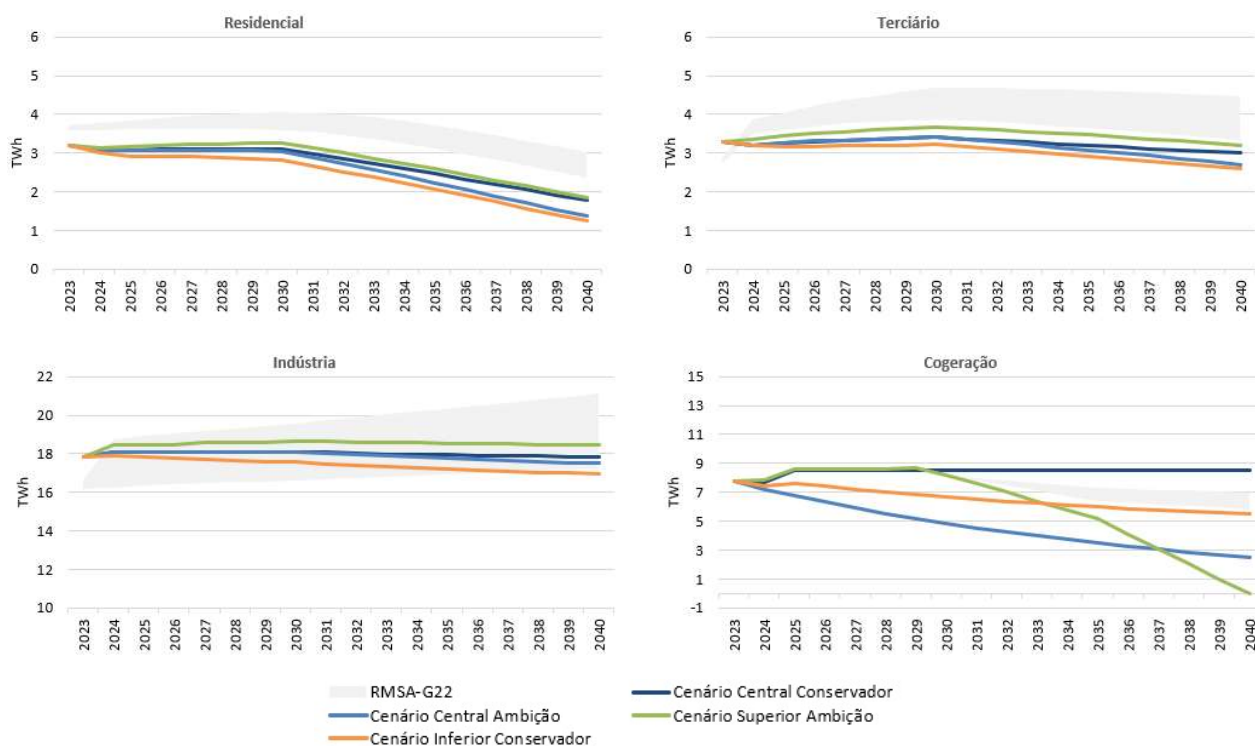
#### 4.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2022

Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões da procura anual de gás obtidas neste estudo e as realizadas no ano passado no âmbito do RMSA-G 2022. As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 36, para o mercado convencional, mercado de GNL, mercado de eletricidade e mercado agregado.

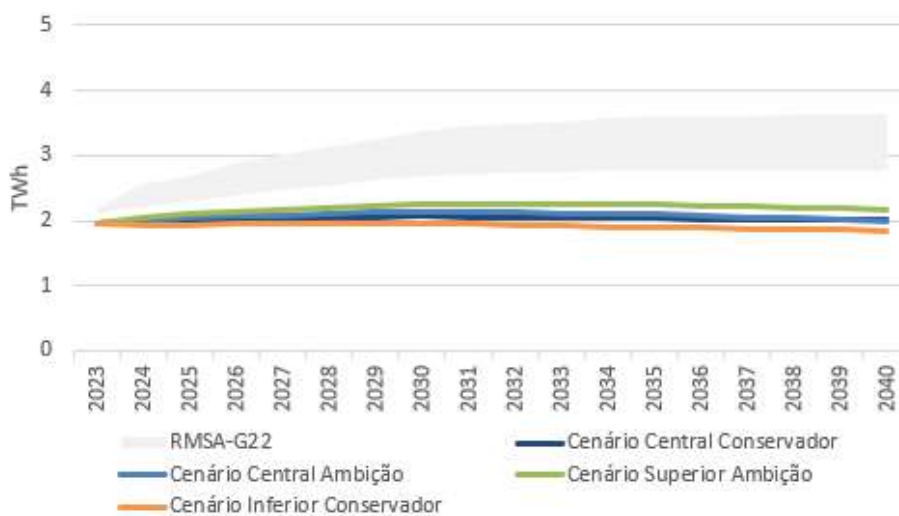
FIGURA 36 – COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS, POR MERCADOS. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022

##### Mercado Convencional (MC)

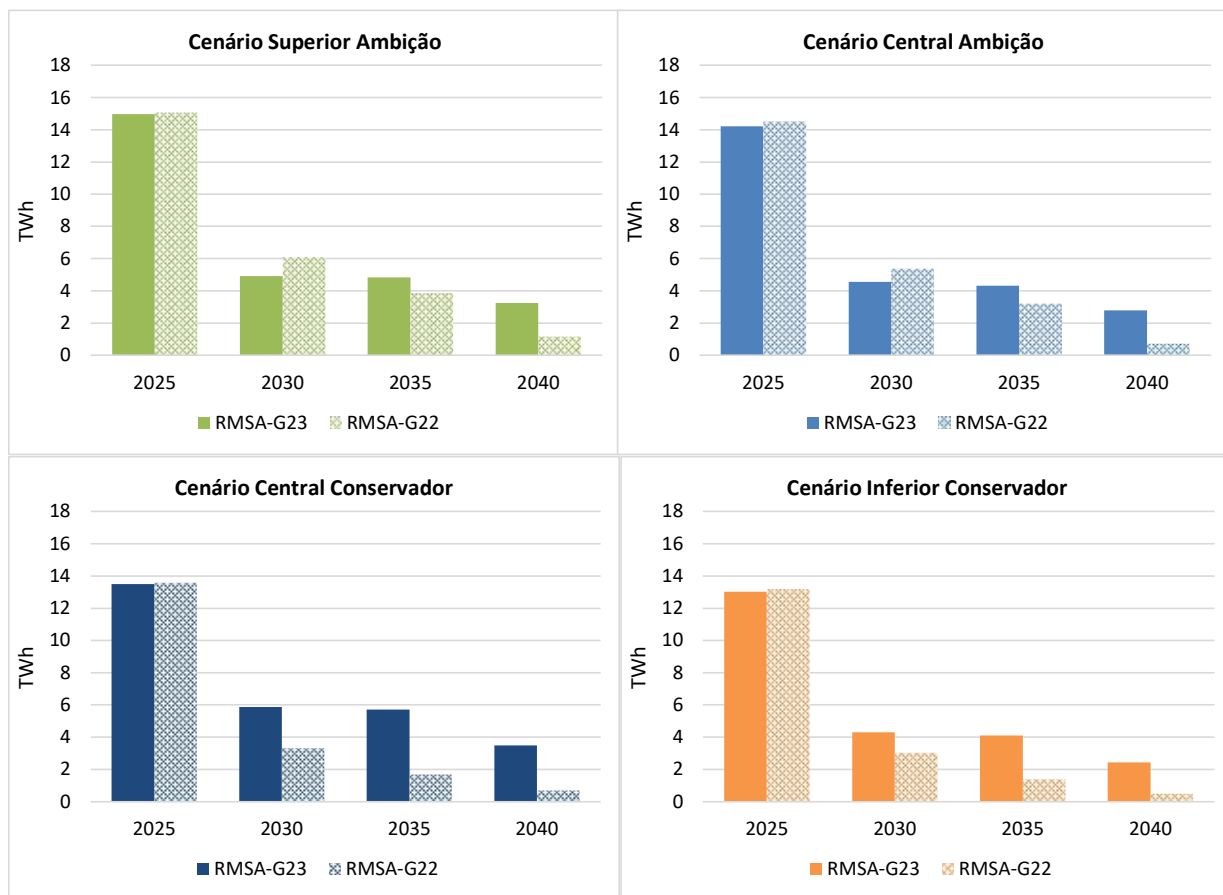


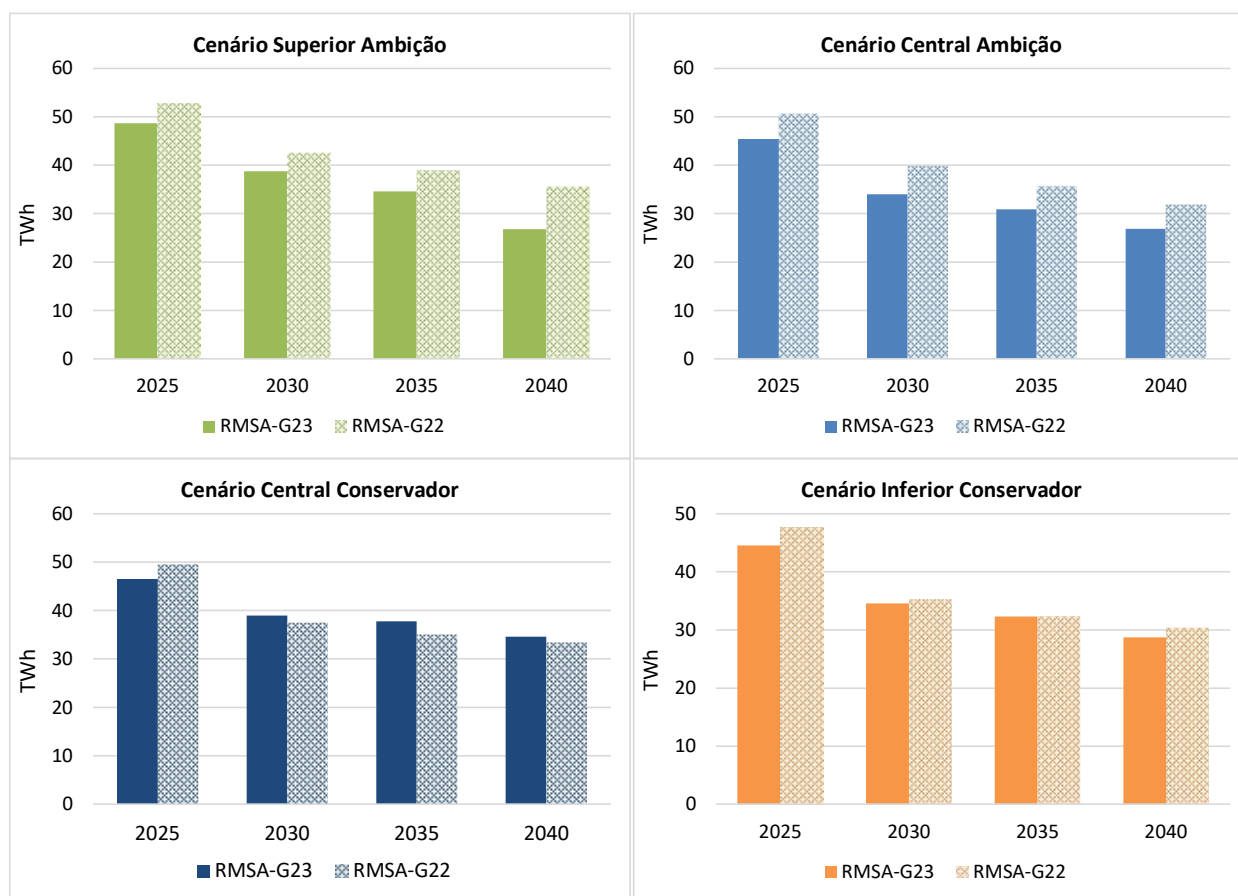


**Mercado de GNL/UAG** (incluído no MC)



**Mercado de Eletricidade (ME)**



**Mercado Agregado (MC e ME)**

Como se pode observar, as previsões atuais são inferiores às do estudo anterior em quase todos os cenários. No mercado convencional as distintas perspetivas de evolução futura da economia, os diferentes pressupostos na estimação dos coeficientes dos modelos estruturais, a tendência decrescente da evolução da capacidade instalada em unidades de cogeração a gás, a menor penetração prevista para a mobilidade a gás e o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE, estão na base dos diferenciais encontrados. Já no mercado de eletricidade, as diferentes perspetivas de evolução da procura de eletricidade, bem como a composição do sistema eletroprodutor, nomeadamente no que se refere à evolução das FER e à necessidade de reforços de capacidade, com reflexo nas taxas de utilização das centrais a ciclo combinado, justificam as diferenças entre os dois exercícios de previsão. Neste contexto, a utilização do modelo PS-MORA nos estádios 2030, 2035 e 2040, para aferição do consumo de gás no longo prazo também tem impacto.

Comparativamente aos valores do ano passado, os valores da procura de gás do mercado agregado variam entre -2% e -15% em 2030 e +4% e -25% em 2040 consoante os cenários.

No que se refere ao mercado convencional, o diferencial face ao estudo anterior varia entre -1,1 e -5,0 TWh em 2030 e -1,6 e -10,9 TWh em 2040, sendo que todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-G 2022 em todo o período de previsão. Em particular destacam-se os setores Residencial e Terciário com previsões bastante inferiores às do exercício anterior. O setor da Cogeração traduz o impacto da alteração considerada no número de horas de utilização da potência disponível e o facto de o cenário Central Ambição ter por base o cenário da potência



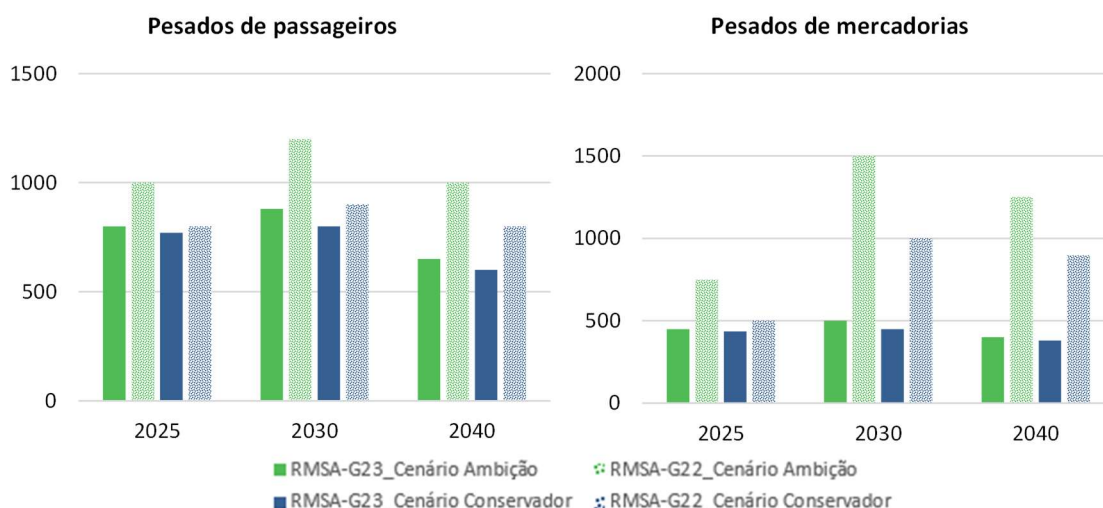
disponível do Teste de Stress do RMSA-E2023 e o cenário Inferior Conservador representar a média entre ambos os cenários centrais. O cenário Central Conservador e o Cenário Superior Ambição têm por base o cenário Conservador e Ambição da potência instalada da cogeração não renovável, respetivamente, tal como no exercício anterior. Neste setor o diferencial face ao exercício anterior varia entre +0,3 e -3,3 TWh em 2030 e +1,5 e -5,8 TWh em 2040. No mercado GNL a revisão em baixa do impacto da mobilidade a gás nos transportes traduz-se num decréscimo significativo comparativamente ao ano passado.

Como já referido, há vários fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários, sendo que alguns deles se destacam a seguir.

### Mobilidade a gás

Em relação ao exercício anterior prevê-se uma menor penetração da mobilidade a gás no futuro resultante dos desafios que enfrenta, nomeadamente com a expectável penetração de soluções alternativas aos combustíveis fósseis, no prosseguimento dos objetivos de neutralidade carbónica da economia.

FIGURA 37 – COMPARAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE VEÍCULOS A GÁS NO RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022

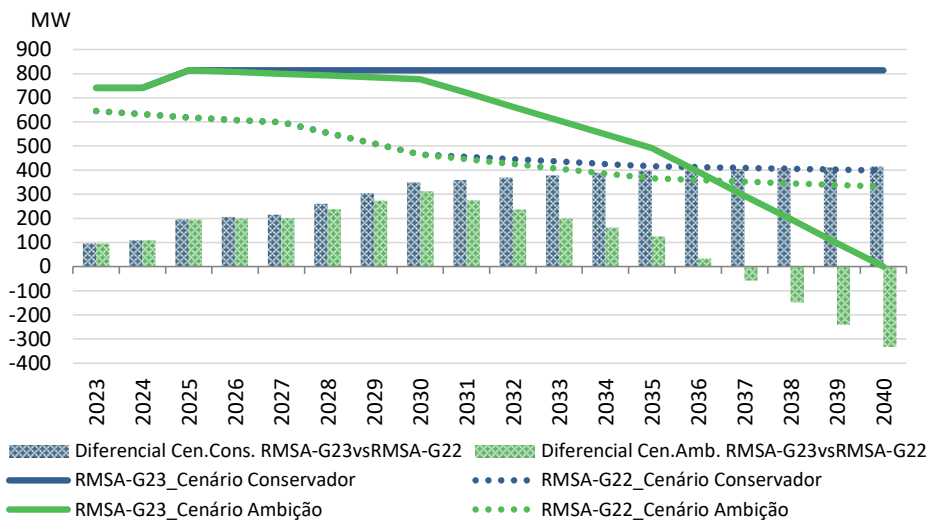


### Potência disponível da cogeração a gás

Como já referido, os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E 2023) apresentam tendências distintas entre cenários. O cenário Conservador apresenta uma evolução constante, enquanto que o cenário Ambição decresce ao longo do período de previsão, até à desclassificação de toda a potência disponível, tendências estas que têm um impacto significativo no consumo de gás no médio e longo prazo como se pode observar pelos diferenciais entre os dois estudos apresentados anteriormente.

Em relação ao exercício anterior, o cenário Conservador apresenta uma potência instalada prevista bastante superior até ao horizonte do estudo. Em contrapartida, no Cenário Ambição a potência instalada é superior apenas até 2036, ano a partir do qual continua a decrescer até atingir 0 MW em 2040. O diferencial entre os dois estudos atinge valores entre +312 e +349 MW em 2030 e entre +415 e -332 MW em 2040.

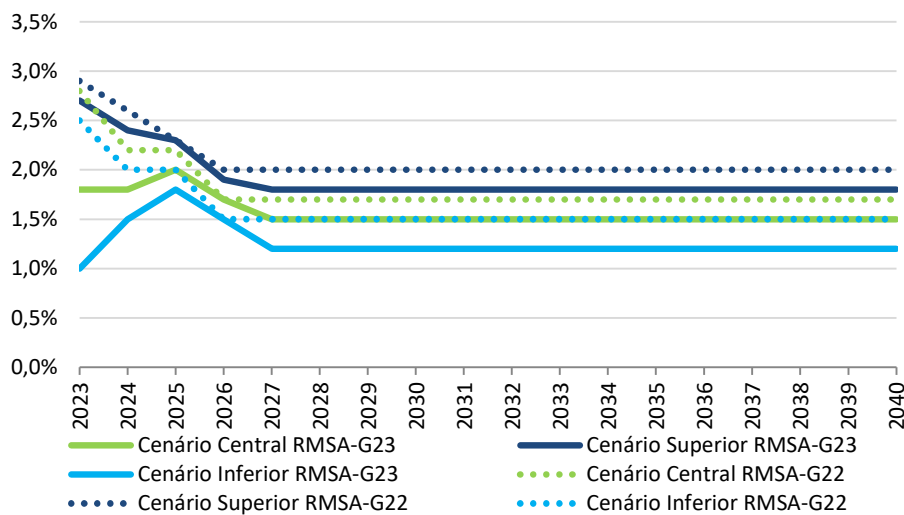
FIGURA 38 - COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DISPONÍVEL DA COGERAÇÃO NO RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022



**Evolução do PIB**

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconômicos, nomeadamente a evolução do PIB.

FIGURA 39 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022



No médio e longo prazo as previsões do PIB do atual estudo são inferiores às do estudo anterior em todos os cenários.

## 5. Previsão das Pontas da Procura Diária

As pontas da procura de gás apresentadas neste relatório correspondem à procura diária máxima que poderá ocorrer num determinado ano. Alternativamente poderia ter sido considerado a procura máxima horária, mas a experiência operacional obtida ao longo dos anos permite constatar que a capacidade de armazenamento da RNTG é suficiente para acomodar as variações intradiárias da procura, isto é, permite, com segurança e numa ótica de análise de capacidade de longo prazo, prescindir da procura máxima horária e utilizar a procura máxima diária. Aliás, é esta a metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.

No contexto das análises de adequação das infraestruturas a efetuar no âmbito do relatório de monitorização da segurança de abastecimento, torna-se necessária a desagregação das pontas diárias máximas do mercado convencional em mercado convencional sem GNL e mercado de GNL, sendo o GNL transportado tipicamente por camiões-cisternas para abastecimento das UAG. Assim, para cada segmento, e para cada cenário de evolução da procura anual, foram desenvolvidos os seguintes cenários de evolução das pontas:

- ❖ Mercado Convencional
  - Mercado convencional sem GNL: Ponta Provável; Ponta Extrema
  - Mercado de GNL (tipicamente UAG): Ponta Provável; Ponta Extrema
- ❖ Mercado de Eletricidade: Ponta Provável; Ponta Extrema

### 5.1 Mercado Convencional

De forma muito sucinta faz-se a descrição da metodologia utilizada na estimativa das pontas diárias da procura de gás previstas para o mercado convencional.

#### Metodologia

As previsões da Ponta Provável para o mercado convencional sem GNL baseiam-se num modelo de redes neuronais que calcula a procura diária ajustada com base nas temperaturas médias históricas de cada um dos dias do ano. O objetivo é expurgar as variações da procura do efeito de temperatura e assim calcular a relação entre os dias de maior procura e a procura anual que seja válido numa previsão em que se assume a ocorrência de temperaturas médias. Para tal estimou-se um modelo de redes neuronais que utiliza as temperaturas médias e variáveis de calendário para explicar a série da procura (expurgada de tendência). Comparando o ajustamento das pontas anuais destes modelos – considerando condições médias de temperatura - com a procura anual (histórica) calcularam-se os pesos que as pontas ajustadas têm em relação à procura anual verificada. Observa-se que essa relação é relativamente estável sendo, em condições normais de temperatura, de 0,36%.

A determinação da Ponta Provável para o mercado de GNL é calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines e não na ótica do consumo, por razões relacionadas com os estudos de segurança de abastecimento deste mercado. Assim, as pontas previstas para este segmento são calculadas com base numa média, para o período 2018-2023, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias (média entre o próprio dia e o dia

anterior) das cargas de cisternas no TGNL de Sines. Com esta metodologia pretende-se, de alguma forma, captar a flexibilidade existente no enchimento dos camiões-cisterna, que depende não só da capacidade de enchimento do TGNL, e do tempo necessário para o fazer, mas em grande medida das estratégias de carregamento dos agentes, que em situações de constrangimentos previsíveis podem antecipar cargas, conseguindo, assim, adequar o fornecimento de gás às necessidades das UAG.

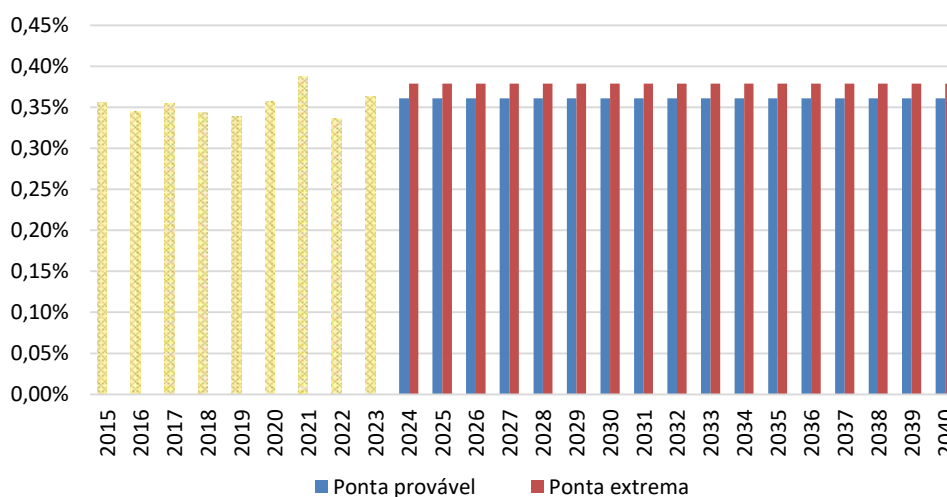
Em virtude do referido, as pontas de procura diária neste mercado têm implícito um efeito de alisamento alicerçado na flexibilidade de operação existente no TGNL no que respeita à componente de enchimento de camiões-cisternas. O valor do rácio resultante desta metodologia é ainda corrigido do efeito de temperatura, à semelhança do que acontece no mercado convencional sem GNL.

A Ponta Extrema é calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos. A metodologia de cálculo desta ponta está explicitada na secção 6.2. A ponta extrema do mercado de GNL é calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

#### Cenários de pontas de procura diária

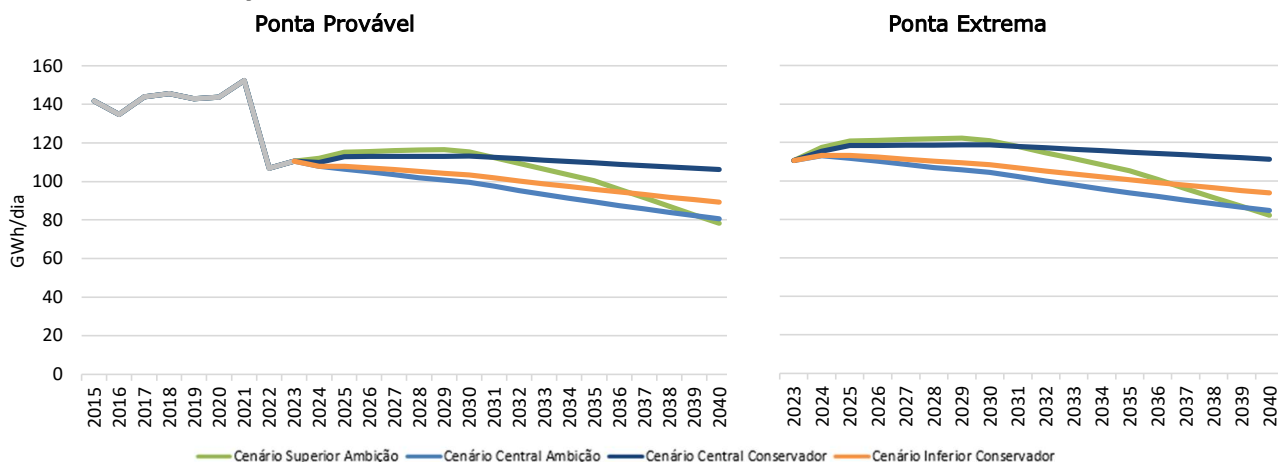
A Figura 40 mostra a evolução da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no mercado convencional sem GNL, para a ponta provável, que decorre do modelo de redes neuronais para temperaturas médias, e para a ponta extrema, que resulta da aplicação da metodologia preconizada no referido regulamento europeu.

**FIGURA 40 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL**



Na Figura 41 apresentam-se os valores previstos das pontas da procura de gás para cada ano no mercado convencional sem GNL.

FIGURA 41 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL SEM GNL



Da análise da evolução das pontas afigura-se relevante dar especial enfoque ao decréscimo da ponta em 2022 decorrente da redução da procura de gás nesse ano. Para o período 2023-2040, as previsões apontam para um crescimento médio anual da ponta provável entre -2,0% e -0,2% e da ponta extrema entre -1,7% e 0,0%. Dependendo dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis variem entre 100 e 115 GWh/dia em 2030 e entre 78 e 106 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 105 e 121 GWh/dia em 2030 e entre 82 e 111 GWh/dia em 2040. A redução da ponta no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040).

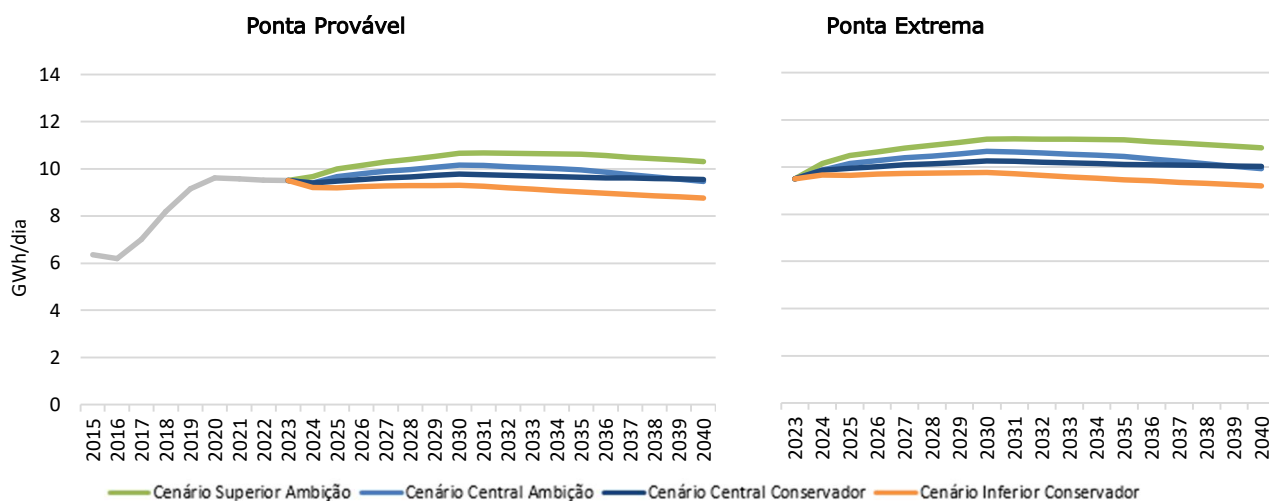
Quanto ao mercado de GNL a relação entre a procura diária máxima e a procura anual, calculada de acordo com a metodologia acima descrita, prevê-se que evolua conforme ilustrado na Figura 42.

FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA RELAÇÃO ENTRE A PROCURA DIÁRIA MÁXIMA E A PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL



A Figura 43 mostra a evolução prevista das pontas diárias no mercado de GNL, resultantes da aplicação desta relação.

FIGURA 43 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE GNL



Em 2023 o valor da ponta diária foi de 9,5 GWh/dia, prevendo-se para 2030, função dos cenários, um valor entre 9,3 e 10,7 GWh/dia na ponta provável e entre 9,8 e 11,2 GWh/dia na ponta extrema. Em 2040 a gama de variação dos cenários atinge valores entre 8,8 e 10,3 GWh/dia na ponta provável e entre 9,2 e 10,8 GWh/dia na ponta extrema.

De realçar que devido à metodologia de cálculo adotada, estas pontas têm implícito um efeito de alisamento que pretende traduzir a flexibilidade que existe neste tipo de operações, dependente não só da capacidade de enchimento existente no TGNL de Sines, e do tempo necessário para o fazer, mas sobretudo das estratégias dos agentes.

## 5.2 Mercado de Eletricidade

Relativamente ao mercado de eletricidade, a ponta provável e a ponta extrema da procura de gás são determinadas com base nas simulações do sistema elétrico efetuadas no âmbito do RMSA-E 2023, utilizando os modelos VALORAGUA e PS-MORA.

Para o curto prazo (estádios 2024 e 2025) utilizou-se o VALORAGUA com os seguintes critérios:

- **Ponta Provável:** correspondente ao dia de maior procura de gás com probabilidade de ser excedido de 5%
- **Ponta Extrema:** considerou-se a procura de gás máxima horária resultante em cada estágio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um fator de carga da procura de gás das CCGT representativo dos dias de ponta anual históricos verificados (85%). Não obstante, face à evolução do sistema elétrico nacional, aplicou-se um fator de carga de 100% sempre que a procura de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%.

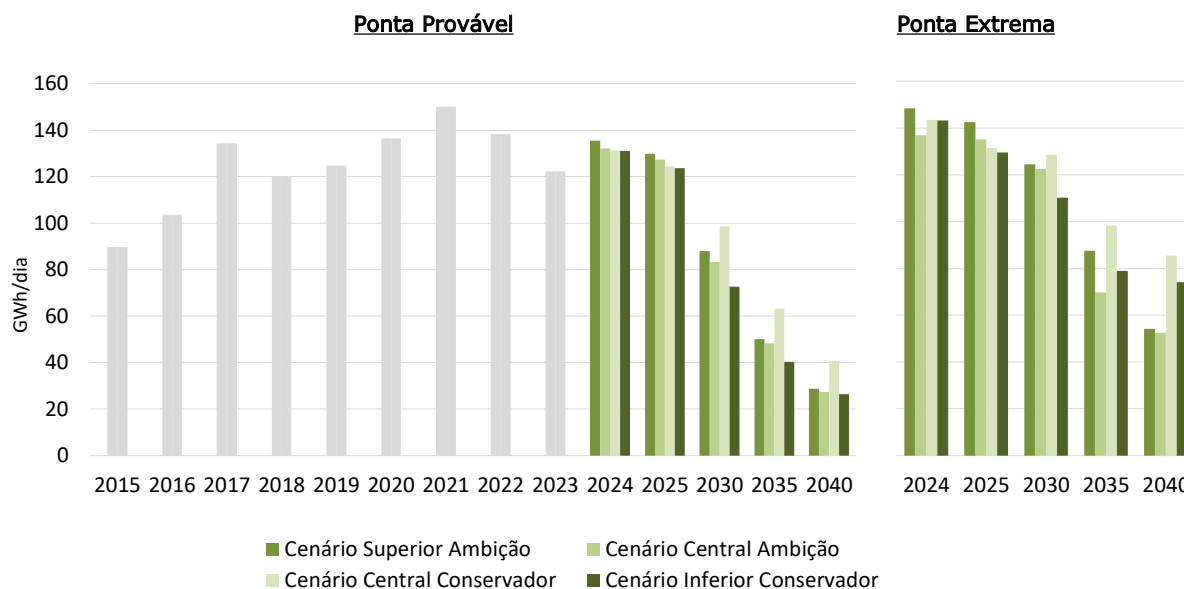
A partir de 2030 (inclusive), dada a maior integração de Fontes de Energias Renováveis (FER) e menor produção expectável das centrais termoelétricas a gás (CCGT), recorreu-se ao modelo

probabilístico PS-MORA, capaz de quantificar com maior resolução os consumos de gás pelas CCGT, assumindo os seguintes critérios:

- **Ponta Provável:** correspondente ao dia de maior procura de gás, na média das condições climáticas (hidrologia, eólica e solar), assumindo um contributo mais reduzido da capacidade disponível nas interligações elétricas para trocas comerciais (NTC) igual a 10% da NTC;
- **Ponta Extrema:** correspondente ao dia de maior procura de gás, na ocorrência de um regime hidrológico seco, combinado com produção eólica reduzida, assumindo igualmente um contributo de 10% da NTC.

A aplicação destes critérios permite avaliar as necessidades de gás no dia de ponta pelo lado da segurança do abastecimento de gás. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 44.

FIGURA 44 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

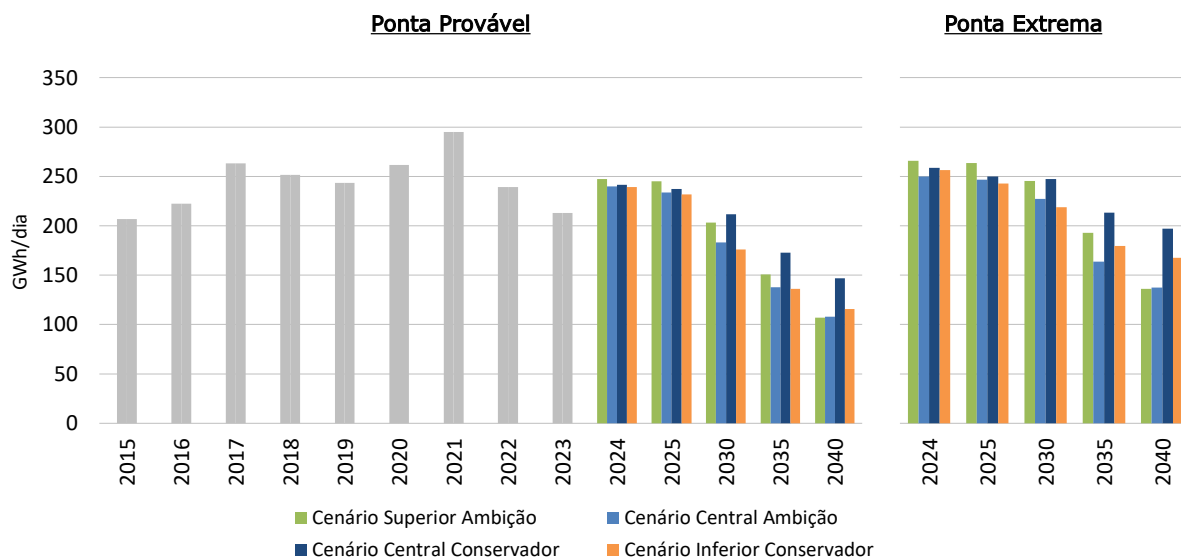


### 5.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional, sem GNL, e Mercado de Eletricidade)

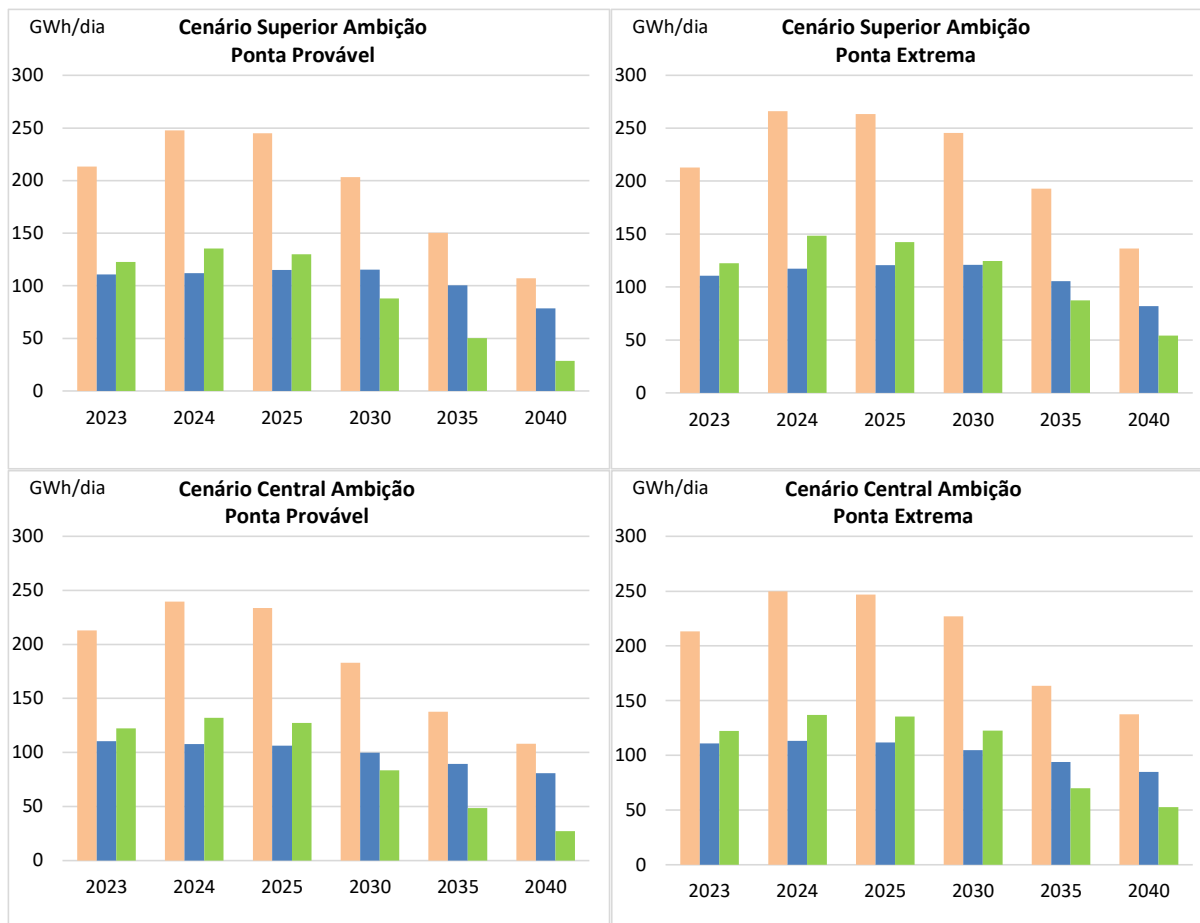
As pontas da procura agregadas previstas resultam da soma da procura máxima diária de gás prevista para o mercado convencional sem GNL com a procura máxima diária prevista para o mercado da eletricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um.

Na Figura 45 apresentam-se as pontas da procura de gás previstas para o período 2024-2040.

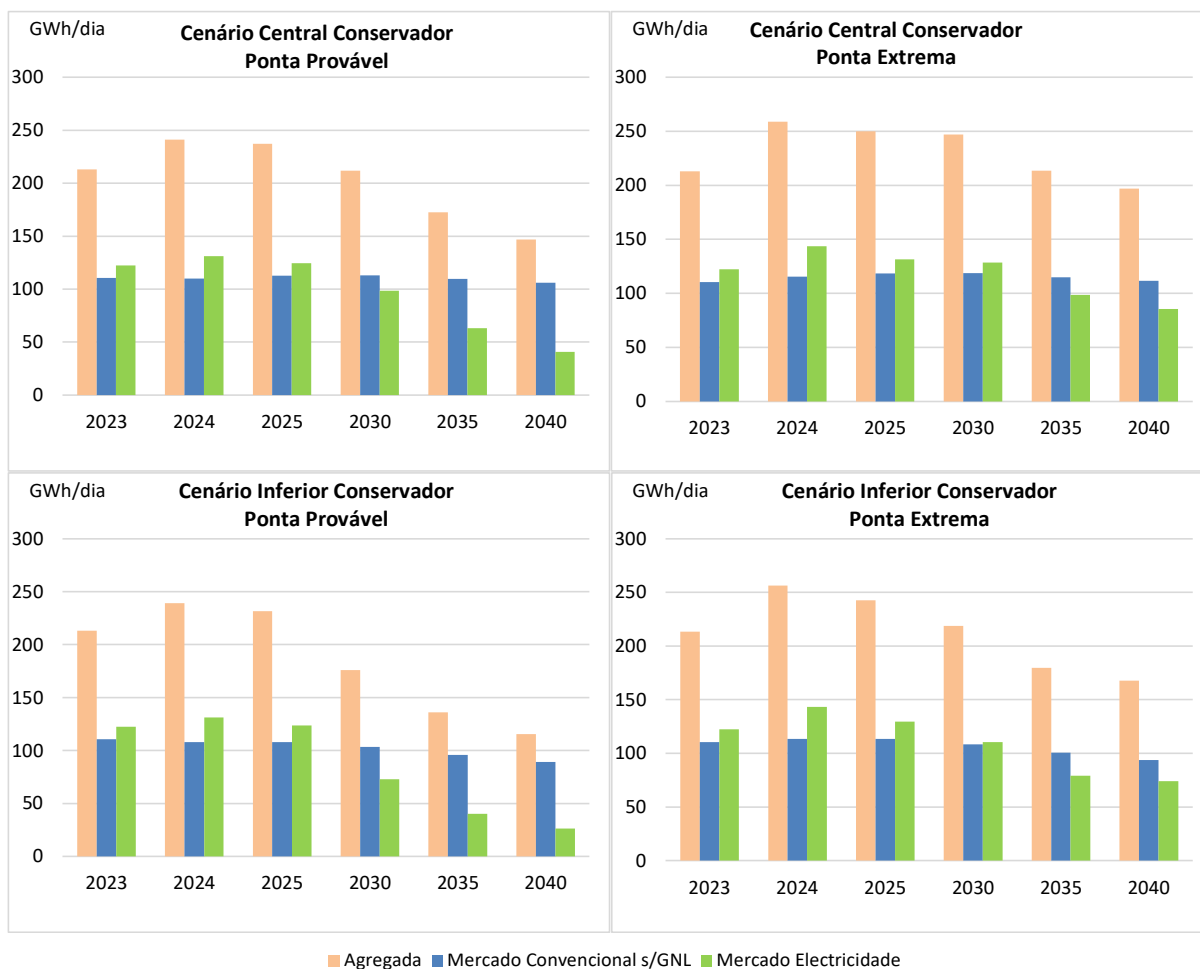
FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (MC SEM GNL + ME)  
(fator de simultaneidade 1)



**Desagregação por cenários e por mercados**







A partir de 2025 quer a Ponta Provável, quer a Ponta Extrema são delimitadas superiormente pelo cenário Central Conservador. Em 2040 o limite inferior é determinado pelo cenário Superior Ambição.

Função dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis oscilem entre 176 e 212 GWh/dia em 2030 e entre 107 e 147 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 219 e 247 GWh/dia em 2030 e entre 136 e 197 GWh/dia em 2040.

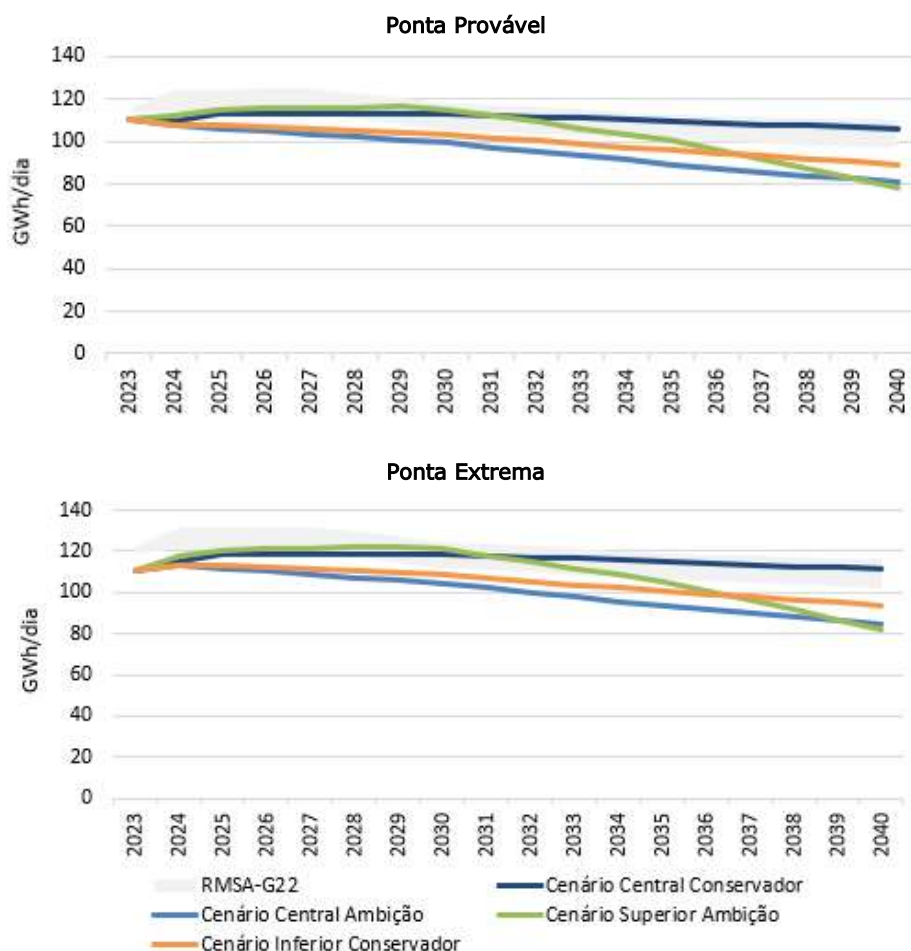
#### 5.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2022

Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões das pontas da procura diária obtidas neste estudo e as realizadas no âmbito do RMSA-G 2022. As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 46, por mercados.

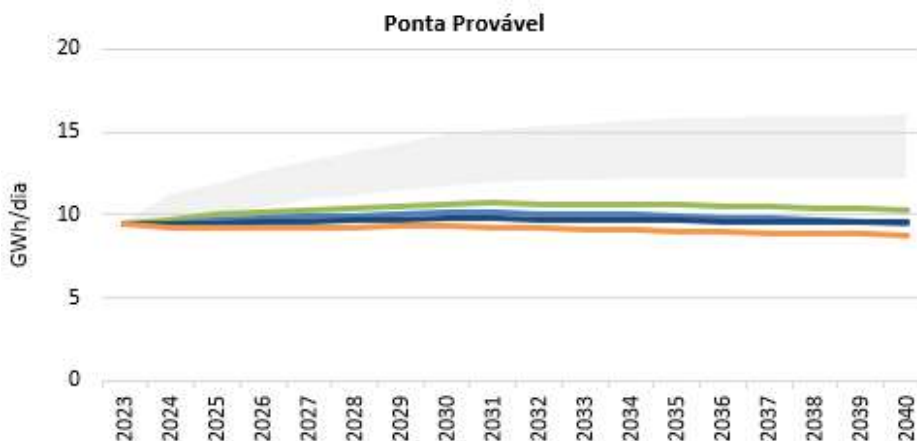
Da comparação efetuada conclui-se, pelas razões já elencadas, que as previsões atuais para o mercado convencional são inferiores às do estudo anterior, quer no mercado convencional sem GNL, quer no mercado de GNL, embora neste último com uma redução menos acentuada. Quanto ao mercado de eletricidade, as previsões atuais também são inferiores na maior parte dos cenários e dos anos representados.

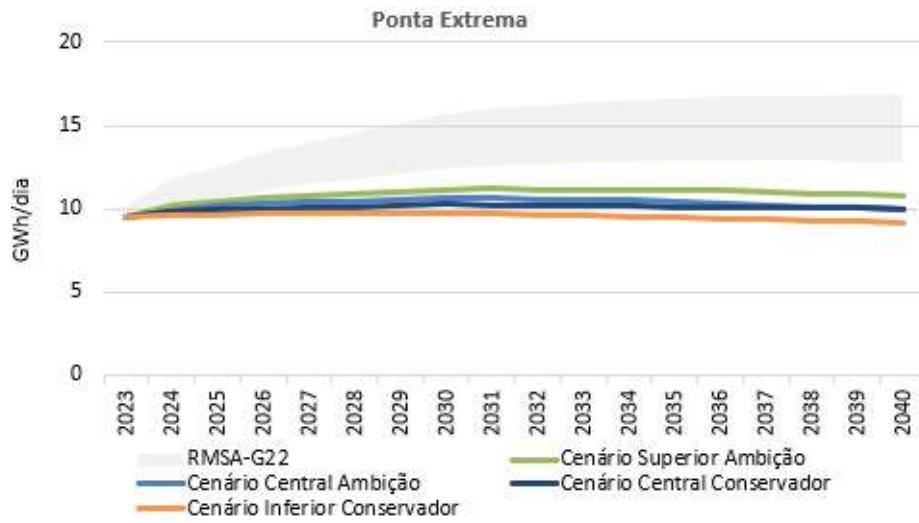
FIGURA 46 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA, POR MERCADOS. RMSA-G 2023 vs. RMSA-G 2022

**Mercado Convencional sem GNL**

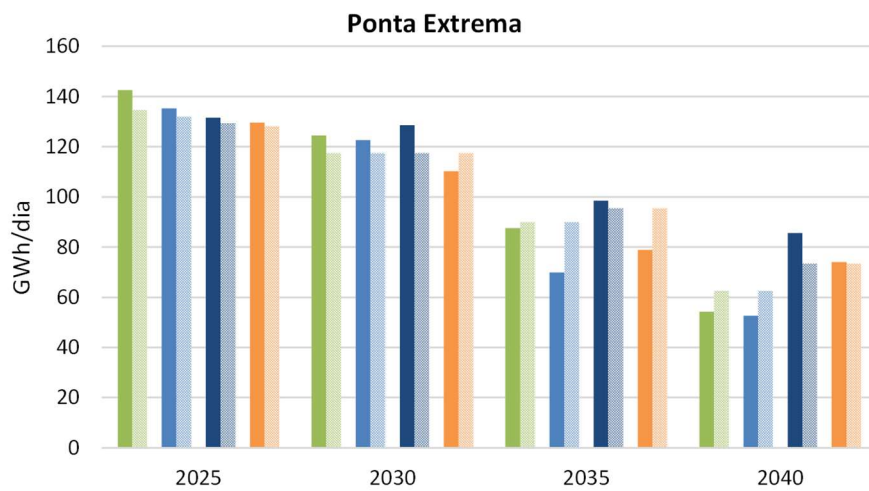
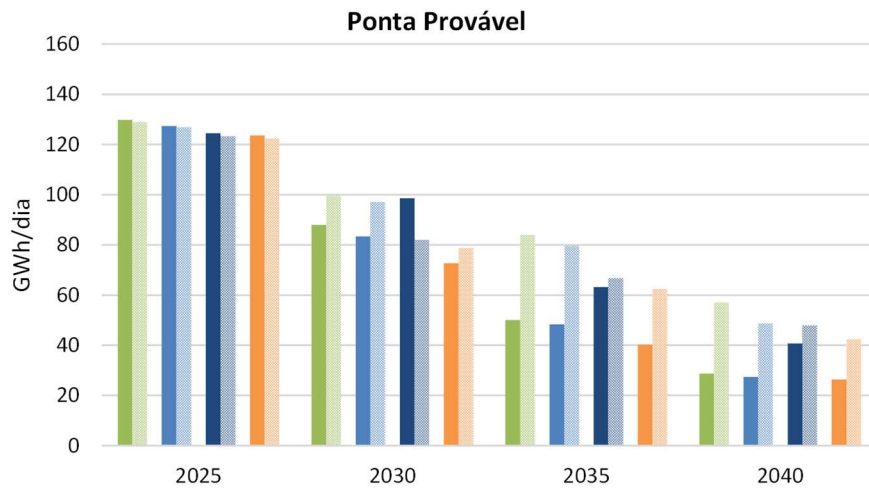


**Mercado de GNL**

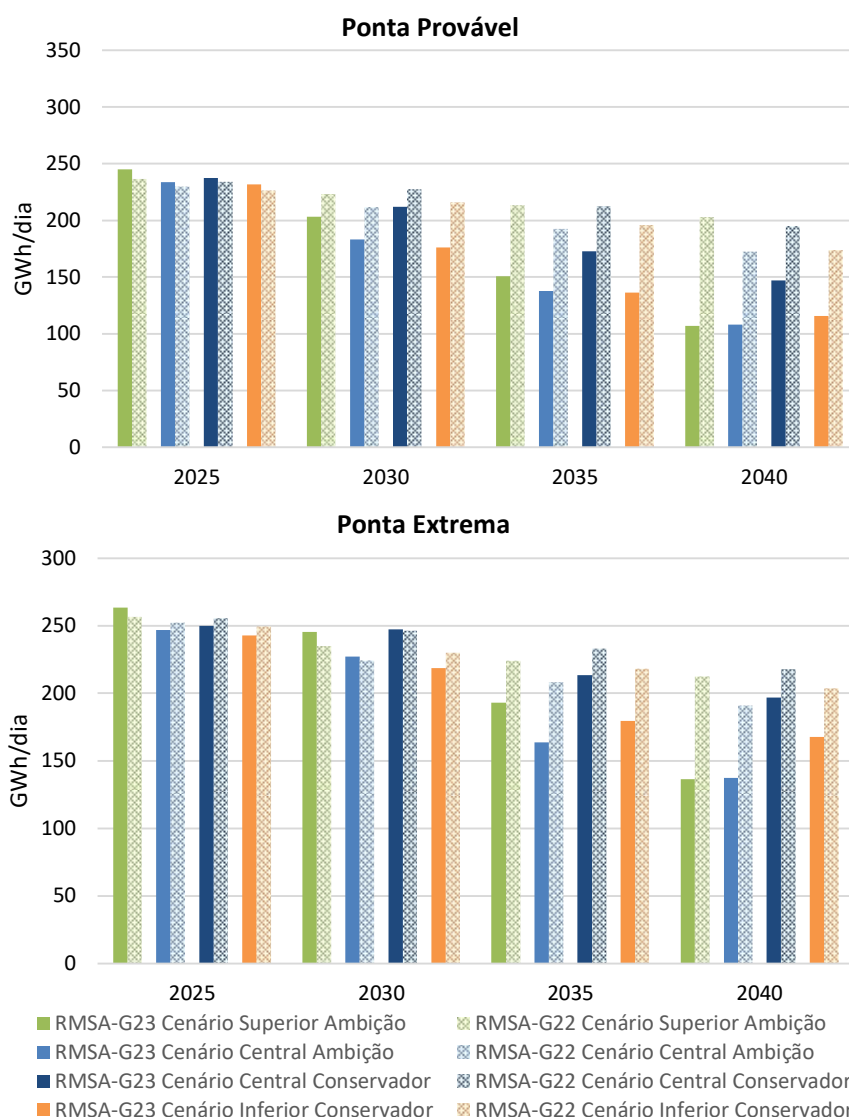




**Mercado de Eletricidade**



- RMSA-G23 Cenário Superior Ambição
- RMSA-G22 Cenário Superior Ambição
- RMSA-G23 Cenário Central Ambição
- RMSA-G22 Cenário Central Ambição
- RMSA-G23 Cenário Central Conservador
- RMSA-G22 Cenário Central Conservador
- RMSA-G23 Cenário Inferior Conservador
- RMSA-G22 Cenário Inferior Conservador

**Mercado Agregado (MC sem GNL + ME)**

## 6. Procura para Aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938

Os critérios estabelecidos no Regulamento (EU) 2017/1938 do Conselho e Parlamento Europeu impõem a previsão da procura de gás em condições excecionalmente elevadas de procura e temperatura bem como em condições médias invernais para períodos distintos. As soluções encontradas passam pela análise estatística da procura e condições de temperatura e pela elaboração de modelos de previsão de redes neuronais e realização de análises de sensibilidade.

### 6.1 Normas do Aprovisionamento

De acordo com o nº 1 do artigo 6º do referido regulamento,

«A autoridade competente solicita às empresas de gás natural por si identificadas que tomem medidas para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos do Estado-Membro em cada um dos seguintes casos:

- a) Temperaturas extremas durante um período de pico de 7 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- b) Um período de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- c) Um período de 30 dias em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.»

Ainda de acordo com o nº 1 do artigo 6º os Estados-Membros notificam à CE a sua definição de clientes protegidos, os volumes da procura anual de gás dos clientes protegidos e a percentagem que esses volumes representam na procura total final de gás desse Estado-Membro.

De acordo com o n.º 5 do artigo 2º do regulamento, entendem-se por clientes protegidos todos os clientes domésticos, podendo também incluir, se o Estado-Membro assim o decidir, as pequenas e médias empresas e os serviços essenciais de carácter social desde que estes clientes adicionais não representem mais de 20% da procura final total anual de gás.

Baseados nos dados da procura de 2016 a notificação de Portugal à CE assentou nos seguintes valores:

<i>Protected Costumers</i>	<i>Consumption (bcm)</i>	<i>% of total consumption</i>
<i>Households</i>	0,28	5,9
<i>Essential social services</i>	0,13	2,7
<i>Small and medium sized enterprises</i>	0,66	13,9
<b>Subtotal (Essential social services + Small and medium sized enterprises)</b>	0,79	16,6
<b>Total - Protected Costumers</b>	1,07	22,4
<b>Total</b>	4,75	-

Fonte: DGEG

A procura dos clientes protegidos totalizou, em 2016, um valor de 1,07 mil milhões de m<sup>3</sup>.

Com base nesta informação foi então calculada a procura prevista dos clientes protegidos, mantendo a desagregação entre clientes protegidos associados ao mercado convencional sem GNL e clientes protegidos do mercado de GNL. A metodologia utilizada é a seguinte, mantendo como ponto de partida a procura relativa ao ano de 2016:

- Mercado Convencional sem GNL: para 2016 a procura dos clientes protegidos deste mercado corresponde à procura do sector residencial (deduzida da procura estimada do sector residencial abastecido por UAG) acrescido de 16,6% da procura total de gás sem GNL, que representa o peso da procura dos outros clientes protegidos. Assume-se que a procura dos clientes protegidos deste mercado evolui no tempo com base nas taxas de crescimento anual previstas no mercado convencional sem GNL e sem o sector da cogeração;
- Mercado de GNL: para 2016, e na falta de dados concretos sobre a procura do sector residencial abastecido por UAG, assumiu-se que 50% da procura das UAG's das distribuidoras (excluindo, portanto, as UAG's privadas) corresponde ao sector residencial. A procura dos

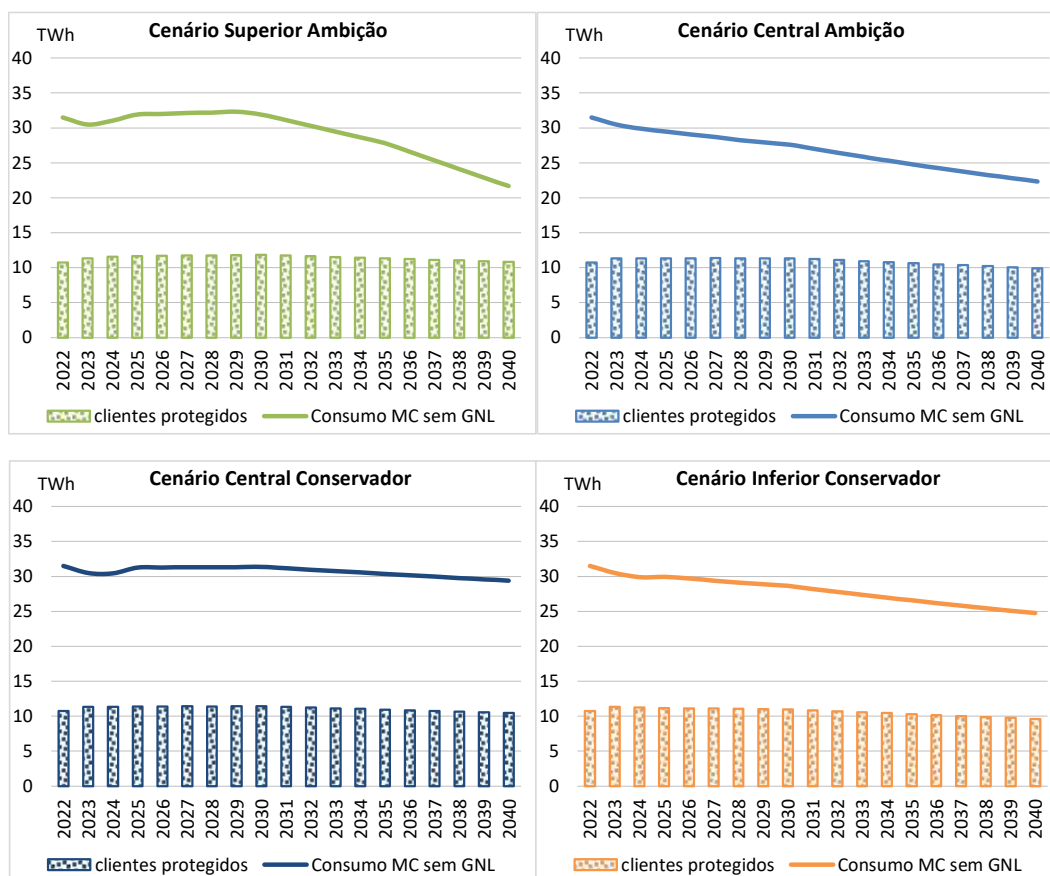
outros clientes protegidos é aferida pela aplicação do peso de 16,6% sobre a procura total de GNL. Assume-se que a procura dos clientes protegidos deste mercado evolui no tempo pela aplicação das taxas de crescimento anual, até 2022, da procura das UAG's das distribuidoras e após 2022 da procura das UAG's existentes (sem Madeira), adicionadas da procura prevista nos novos polos de consumo.

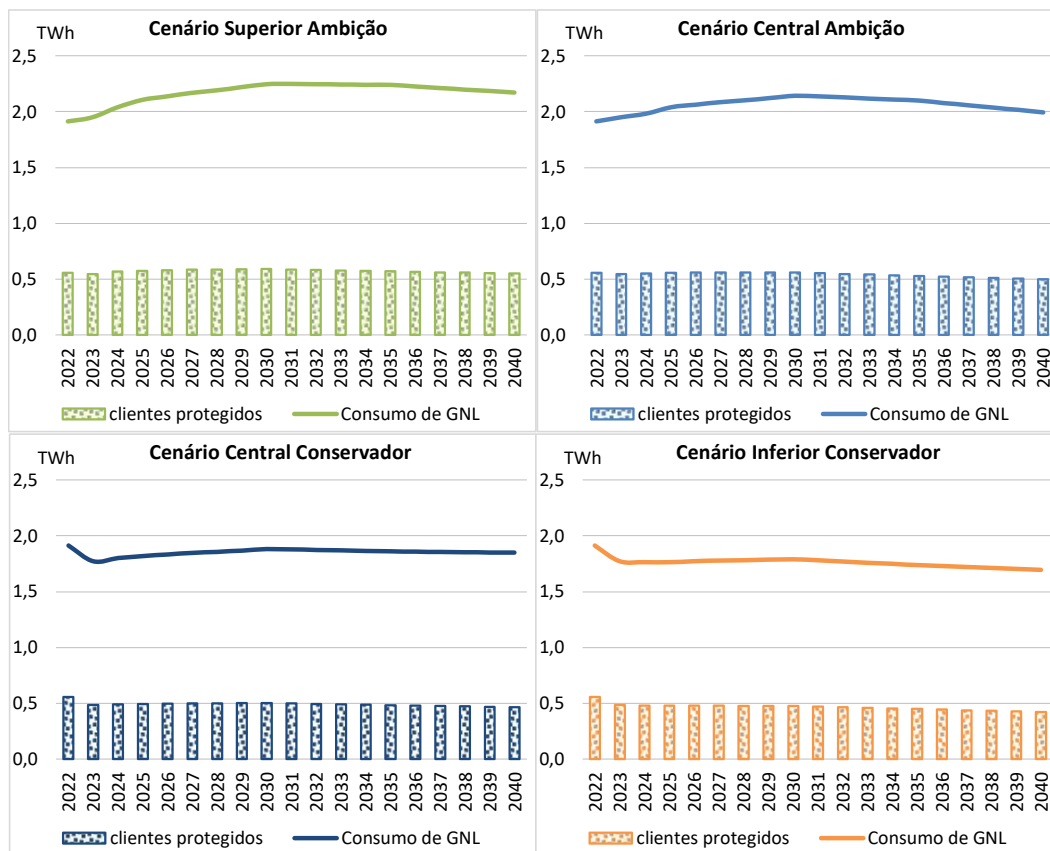
Em 2016 o somatório da procura dos clientes protegidos destes dois segmentos totaliza a procura total dos clientes protegidos notificada à CE.

A Figura 47 mostra a evolução prevista da procura dos clientes protegidos para os cenários desenvolvidos.

FIGURA 47 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL ASSOCIADA AOS CLIENTES PROTEGIDOS

### Mercado Convencional sem GNL



**Mercado de GNL****Alínea a) artigo 6º**

A implementação de um método de estimação de um pico de procura originado por um período de temperaturas muito baixas implica, em primeiro lugar, estudar o comportamento das temperaturas a fim de se determinar as propriedades estatísticas a ela associadas.

O primeiro passo foi a recolha das séries de temperaturas médias diárias que compreende o período de 1990 a 2023. A partir desta série calculou-se a média móvel de sete dias seguindo a seguinte formulação:

$$MM_t = \frac{\sum_{i=0}^6 Temp_{t-i}}{7}$$

Uma vez que o objetivo inicial é obter uma estatística de temperaturas extremamente baixas, para cada ano determinou-se o mínimo da série de médias móveis.

A partir da série dos mínimos anuais, calculou-se a média e desvio-padrão e que são 6,21°C e 1,4°C respetivamente. De modo a saber se é possível realizar inferência estatística com base na distribuição normal testou-se a hipótese de esta série apresentar a referida distribuição com recurso ao software estatístico STAMP que dispõe do teste de normalidade proposto em Bowman-Shenton (1975). A estatística de teste calculada foi de 0,97 o que, a um nível de significância de 1%, indica que não é possível rejeitar a hipótese de a série seguir uma distribuição normal. Uma vez que o regulamento preconiza a identificação da janela de temperaturas baixa que só ocorra uma vez em cada 20 anos isso equivale a encontrar o valor abaixo do qual a função de distribuição acumulada seja de 5%. No

caso da série dos mínimos anuais da média móvel de temperaturas com uma janela de 7 dias esse valor situa-se nos 4,12°C. Dito de outra maneira, a probabilidade de, num determinado ano, ocorrer uma média móvel de 7 dias igual ou inferior a 4,12°C é de uma vez em cada 20 anos.

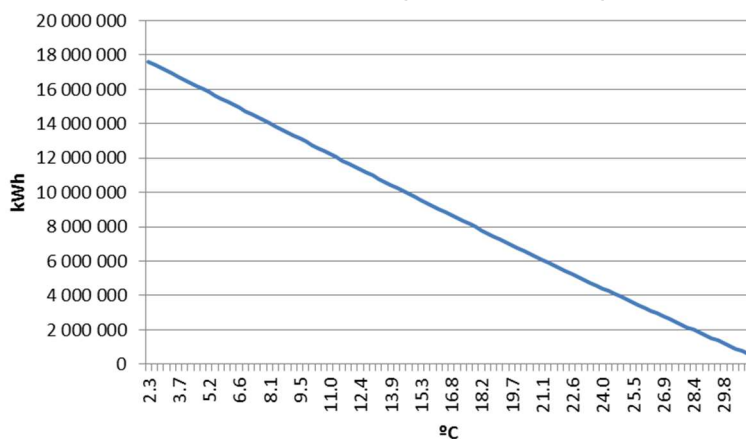
Para avaliar o impacto de uma série de 7 dias com temperaturas extremamente frias é necessário construir um modelo de previsão que permita simular a ocorrência dessas condições e depois calcular o seu impacto expresso em função da procura anual total. Para modelizar a evolução da procura diária de gás optou-se por um modelo de redes neuronais. A série modelizada foi a da procura do mercado convencional pois assemelha-se ao conceito de "clientes protegidos" definido no regulamento. A amostra inicia-se em 2003 e não em 1997, pois só a partir de 2003 é que o seu padrão e tendência se tornaram mais estáveis e próximos do comportamento atual da série.

Os modelos de redes neuronais têm dificuldade em lidar com séries não estacionárias. Como tal, foi necessário retirar a componente de tendência a esta série. Para tal recorreu-se ao software estatístico STAMP e, após algum trabalho de exploração, assumiu-se uma tendência quadrática com quebra de estrutura no nível da série a partir de 2010, 2020 e 2022. A série filtrada de tendência mais não é do que a série das diferenças entre a série e a tendência estimada.

Esta série já pode, então, ser modelizada através de redes neuronais. As variáveis que irão tentar explicar o padrão desta série relacionam-se com o calendário (Ano, dia da semana, presença ou não de feriados, pós-feriados e épocas festivas), temperatura média diária (considerada até ao 7º desfasamento) e horas de sol (nº de horas em que o sol se situa acima da linha do horizonte em cada dia). Estas variáveis visam explicar as variações diárias, mensais e anuais da série da procura filtrada de tendência. O modelo de redes neuronais foi estimado tendo como variável target a série filtrada e como inputs as variáveis explicativas. A tipologia adotada para a rede é do tipo *feed-forward backpropagation*, com uma camada de nós escondidos e o algoritmo de aprendizagem é o *bayesian regulation backpropagation*. Uma análise de sensibilidade do modelo a algumas variáveis de input permitiu concluir que este responde de acordo com o esperado a priori, mas importa aqui salientar a resposta à temperatura apresentada pelo modelo.

A Figura 48 representa a resposta da procura a diferentes temperaturas, assumindo médias para as restantes variáveis.

FIGURA 48 – RESPOSTA ESTIMADA PARA A PROCURA EM FUNÇÃO DE UMA VARIAÇÃO NOS VALORES DA TEMPERATURA





A resposta da procura à variável de temperatura é praticamente linear e inversamente proporcional. Logo, o estudo da resposta da procura a temperaturas extremas apenas deverá incidir sobre as situações de frio.

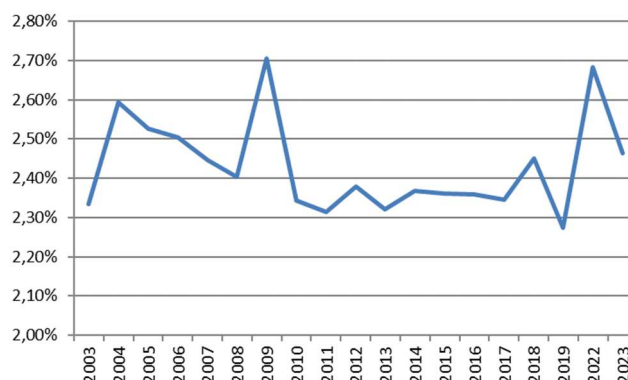
Para estimar o impacto de um conjunto de 7 dias de frio com uma média de 4,12°C na procura de gás há que realizar análises de sensibilidade em que se compara a procura ajustada em condições verificadas com aquela que teria ocorrido se as temperaturas fossem na ordem dos 4,12°C por um período de 7 dias, mantendo tudo o resto constante. A questão está agora em determinar, em cada ano, em que dias executar esta análise de sensibilidade. A opção recaiu em simular as condições extremas na altura do ano em que o seu impacto é maior. Esta análise insere-se numa lógica de *Worst Case Scenario* (WCS), ou seja, tenta-se simular o pior pico de procura possível concentrando, nesse período de 7 dias, as condições mais potenciadoras de procura ao nível de todas as variáveis explicativas consideradas. Assim, para que o efeito de a série de dias extremamente frios seja máximo este terá de ocorrer numa altura em que:

- i. O número de Horas de Sol seja mínimo;
- ii. Seja quinta-feira. Isto porque o efeito da temperatura é cumulativo e, portanto, a variação relativa da procura verificada numa série de 7 dias tenderá a ser maior nos últimos dias. Se os últimos dias forem terça-feira, quarta-feira e quinta-feira o impacto na procura é maximizado uma vez que são esses os dias em que tipicamente a procura é maior ao longo da semana;
- iii. Não coincidir com qualquer feriado, pós-feriado ou época festiva;

Definiu-se como regra realizar, para cada ano, uma sensibilidade a 7 dias de frio extremo que termine na última quinta-feira antes de 22 de dezembro. A análise é feita assumindo que, com a exceção das temperaturas do referido período de frio extremo, as variáveis assumem os valores efetivamente verificados entre 2003 e 2023. Comparando os valores ajustados para condições extremas de temperatura com os valores ajustados pelo modelo em condições verificadas, obtêm-se fatores de majoração. Estes servem para converter a procura verificada de clientes protegidos em procura sob condições de temperatura extrema.

A série de procura de clientes protegidos não é retirada diretamente das bases de dados, mas resulta de uma aproximação feita a partir da procura anual do sector residencial mais 16,6% da procura total. Essa procura anual é distribuída para que apresente um padrão diário idêntico ao da procura do mercado convencional em cada ano. Aplicando os fatores de majoração a cada um dos 7 dias da procura dos clientes protegidos obtêm-se a procura estimada para condições extremas. A partir desta é possível calcular o peso da procura total desses 7 dias sobre a procura anual de clientes protegidos. O resultado final encontra-se representado na Figura 49.

FIGURA 49 – PESO ANUAL DOS 7 DIAS DE MAIOR PROCURA NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS



O peso da procura tem apresentado uma ligeira tendência decrescente. Uma análise do peso das pontas anuais ocorridas na procura total mostra uma queda abrupta entre 2011 e 2019, tendo subido significativamente nos dois anos subsequentes, algo que não é patente na evolução dos períodos de 7 dias. Esta evidência mostra que a tendência de abrandamento observada no início da década deixou de se verificar e poderemos vir a experienciar uma inversão da mesma. Uma vez que o espírito do regulamento vai no sentido de assegurar a segurança do aprovisionamento é aconselhável uma postura mais conservadora e considerar, no futuro, que a procura gerada por temperaturas extremamente baixas possa ter um impacto igual ao máximo verificado no período analisado e que no caso do conjunto dos 7 dias seria de 2,71% da procura anual.

Em termos previsionais bastará aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

#### Alínea b) artigo 6º

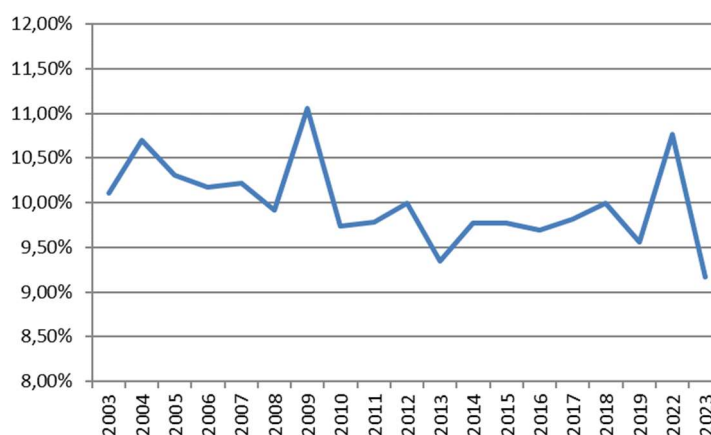
Para o cumprimento da obrigação de garantia de abastecimento de 30 dias de procura excecionalmente elevado aos clientes protegidos, decidiu-se realizar uma análise estatística das temperaturas médias em períodos de 30 dias observadas em cada ano entre 1990 e 2023.

Os testes de normalidade não rejeitam a hipótese de esta série seguir uma distribuição normal pelo que poderá ser feita inferência estatística com base nesta distribuição. Para determinar qual o peso máximo com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos, basta calcular o valor para o qual a função densidade de distribuição apresente uma probabilidade de 95% (ou seja, a probabilidade de encontrar um valor igual ou inferior é de 5%). O valor encontrado foi de 7,1°C.

A avaliação do impacto de condições de temperatura extremas durante um período de 30 dias é feita de forma análoga ao já realizado no ponto anterior. Desta feita, identificaram-se os períodos de 30 dias com maior procura entre 2003 e 2023 e compararam-se as simulações, com base no modelo de redes neuronais, considerando ora as condições verificadas nesses períodos, ora considerando um período com temperatura média de 7,1°C. Obtidos os fatores de majoração, estes são aplicados à série da procura dos clientes protegidos ocorridos, resultando daí diversos grupos de 30 dias de procura em condições extremas. Seguidamente calcularam-se os pesos, na procura anual total, de cada um desses grupos.

Os valores máximos anuais dos somatórios de 30 dias de procura de clientes protegidos encontram-se representados na Figura 50.

FIGURA 50 - PESO ANUAL DOS 30 DIAS DE MAIOR PROCURA DOS CLIENTES PROTEGIDOS



O peso destes grupos de 30 dias tem vindo a decrescer ao longo do tempo. Seguindo a mesma lógica adotada no caso dos períodos de 7 dias de temperaturas extremamente baixas, optou-se por considerar que, no futuro, a procura gerada por temperaturas extremamente baixas possa ter um impacto igual ao máximo verificado, o que no caso dos períodos de 30 dias agora analisados é de 11,06%. Em termos previsionais bastará, igualmente, aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

#### Alínea c) artigo 6º

Para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos num período de pelo menos 30 dias em condições invernais médias, é necessário determinar quais são essas condições invernais médias. Para isso recorreu-se novamente às séries de temperaturas médias diárias entre 1990 e 2023 e sumarizou-se a informação dos meses de dezembro a fevereiro em termos das suas médias. Uma vez que as temperaturas médias anuais seguem uma distribuição normal é possível, conhecendo as médias e desvios-padrão, estabelecer intervalos de confiança dentro dos quais se possa considerar condições invernais médias. Esse intervalo deverá ser de 95%. Dito de outro modo, estabeleceu-se um intervalo de confiança de modo a que a probabilidade de ocorrência de temperaturas médias não contidas nele ocorra apenas uma vez em 20 anos.

TABELA 7 - ESTATÍSTICAS RELATIVAS ÀS TEMPERATURAS MÉDIAS ANUAIS NOS MESES DE INVERNO

Mês	Média (°C)	Desvio-Padrão	Int. Confiança (95%)
<b>Dez</b>	11,12	1,01	2,0
<b>Jan</b>	10,25	1,00	2,0
<b>Fev</b>	11,24	1,30	2,6

De seguida, para cada ano (de 2003 a 2023) e nos meses entre dezembro e fevereiro, recolheu-se o maior valor da procura ocorrida num período de 30 dias, sujeito a que o mês onde essa procura ocorra (ou a maioria dos dias) tenha registado uma temperatura média compreendida dentro do intervalo de confiança. Concluiu-se que o peso médio da procura destes períodos de 30 dias, ocorridos em condições Invernais médias, sobre a procura anual é de 9,99%.

### Procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento

Os pesos da procura anual obtidos para os diferentes períodos estão ilustrados na Tabela 8.

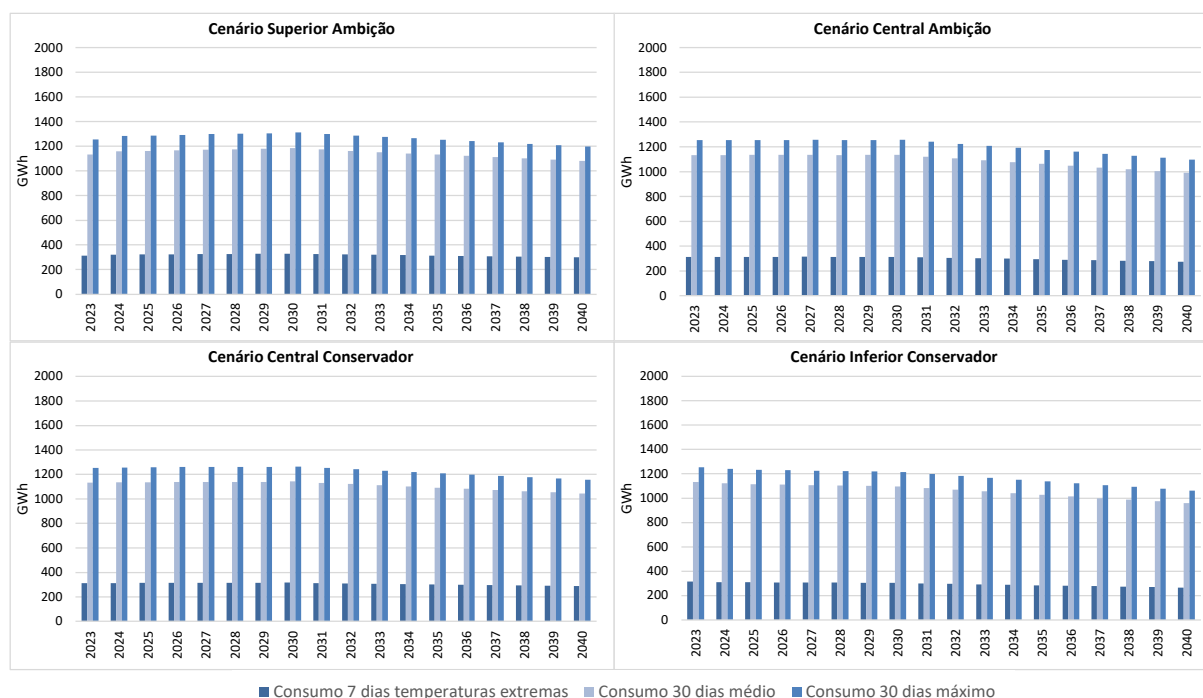
TABELA 8 – PESOS DA PROCURA ANUAL OBTIDOS PARA OS DIFERENTES PERÍODOS E CONDIÇÕES DE TEMPERATURA, A APLICAR AOS CLIENTES PROTEGIDOS

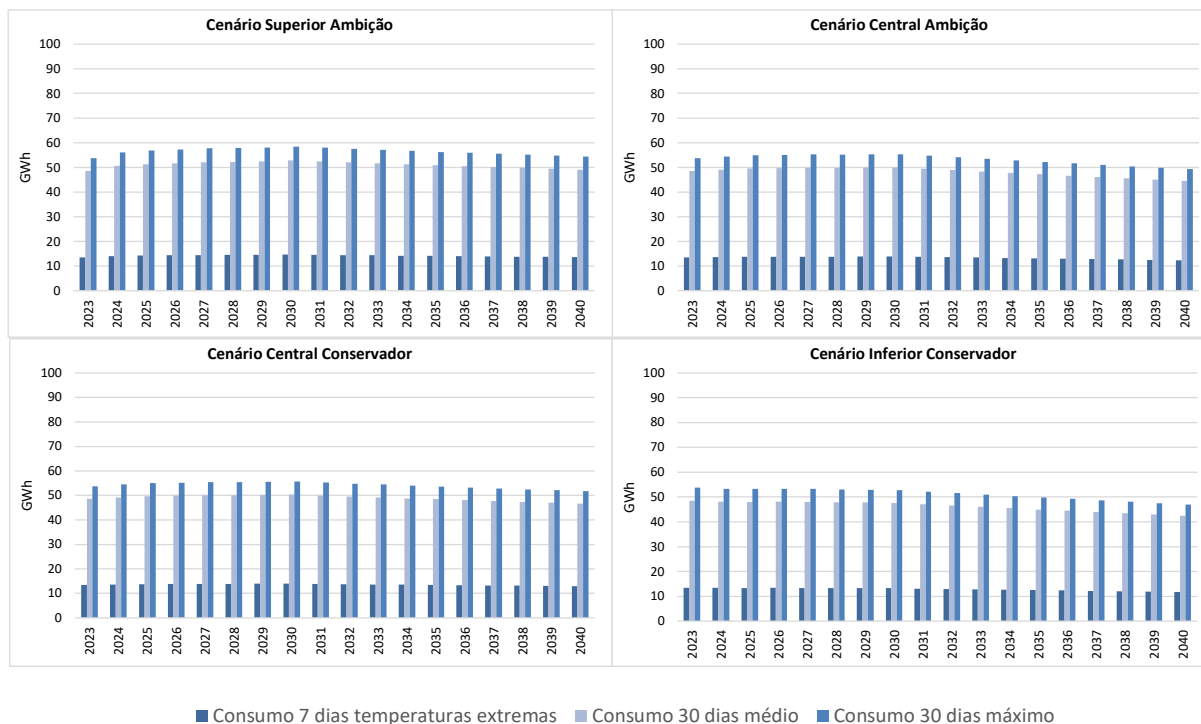
Condições impostas pelo artigo 6º	Pesos
7 dias em condições de temperatura extrema	2,71%
30 dias em condições de temperatura extrema	11,06%
30 dias em condições inverniais médias	9,99%

A partir dos pesos obtidos e dos cenários da procura para os clientes protegidos, obtém-se a evolução anual prevista da procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento. Os resultados são apresentados na Figura 51 para todos os cenários.

FIGURA 51 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS PARA OS REQUISITOS MÍNIMOS DAS NORMAS DE APROVISIONAMENTO DO REGULAMENTO (EU) 2017/1938

### Mercado Convencional sem GNL



**Mercado de GNL**

■ Consumo 7 dias temperaturas extremas ■ Consumo 30 dias médio ■ Consumo 30 dias máximo

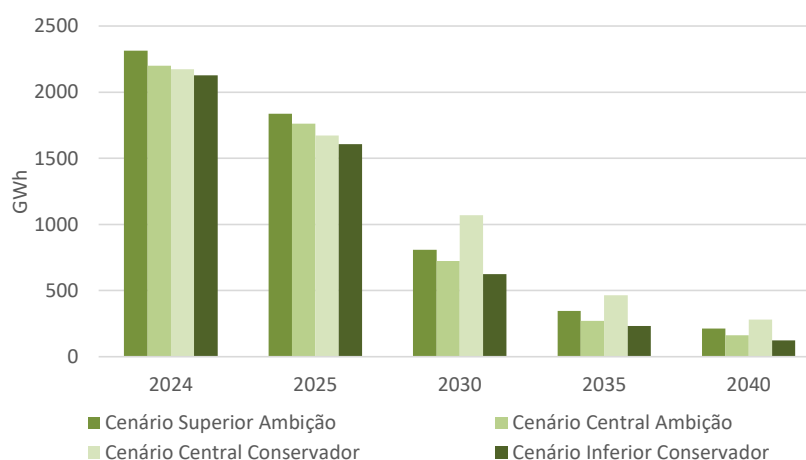
**Obrigações adicionais para aprovisionamento de gás aos centros electroprodutores**

De acordo com o art.º 50.º-A do DL 231/2012, revogado pelo art.º 98.º do DL 62/2020, além dos clientes protegidos previstos no regulamento europeu, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

O caso extremo previsto no regulamento que se afigura mais exigente do ponto de vista de aprovisionamento ao mercado de eletricidade é configurado pela ocorrência de 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, com probabilidade de ocorrência de uma vez em 20 anos (ou seja, com 5% de probabilidade de ocorrência).

Com base nos resultados dos estudos prospetivos sobre a evolução do sistema electroprodutor é efetuada a análise estatística da procura de gás resultantes das trajetórias Conservador e Ambição. Para os estádios 2024 e 2025, é calculado o volume de gás correspondente a 30 dias de procura no mês de Inverno com maior utilização das centrais de ciclo combinado (não interruptíveis), com uma probabilidade de excedência de 5%, tendo por base as simulações realizadas com o modelo VALORAGUA. A partir de 2030 (inclusive), esse volume de gás é calculado com base nas simulações do modelo PS-MORA, na média das condições climáticas (hidrologia, eólica e solar), assumindo um contributo de 10% da NTC.

FIGURA 52 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE PARA DEFINIÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DE APROVISIONAMENTO



## 6.2 Norma das Infraestruturas

De acordo com o nº1 do artigo 5º do Regulamento (EU) 2017/1938

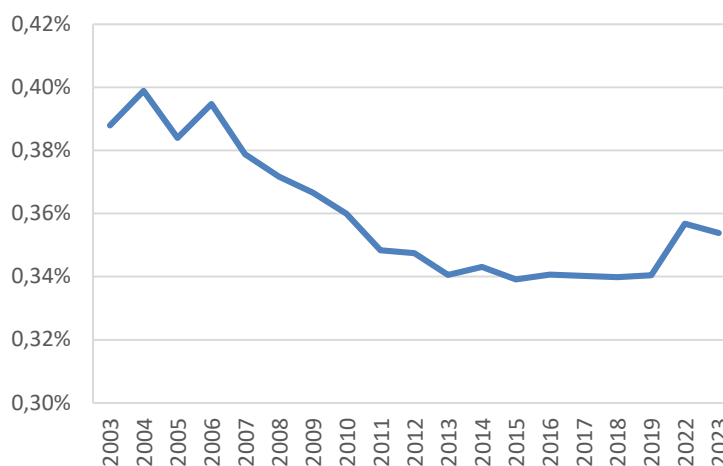
*"Os Estados-Membros [...] asseguram que sejam tomadas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 [...] possa [...] satisfazer a procura total de gás da zona de cálculo durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos."*

Para o mercado convencional, e para se determinar o peso a atribuir a um dia de procura de gás tal como definido no artigo 5º, recorreu-se a uma abordagem semelhante à efetuada para determinar o peso da procura resultante de um período de 7 dias de frio, numa lógica de WCS.

Para este efeito, em vez de se considerar o peso do conjunto dos 7 dias simulados em datas críticas ao nível da procura, identificaram-se, para cada ano entre 2003 e 2023, os períodos de 7 dias com procura mais elevada efetivamente ocorridas em cada ano. Dentro desses períodos de 7 dias, simularam-se as condições extremas de temperatura, ou seja, considerou-se a ocorrência de uma temperatura média de 4,12°C que segue o mesmo padrão das temperaturas efetivamente ocorridas.

É calculado o peso de cada dia do período de 7 dias sobre a procura ajustada pelo modelo em condições verificadas.

FIGURA 53 - PESO ANUAL DA PROCURA DO MERCADO CONVENCIONAL NA SIMULAÇÃO DE CONDIÇÕES EXTREMAS DE TEMPERATURA NO PERÍODO DE 7 DIAS



Ao abrigo do artigo 5º do regulamento assumiu-se uma ponta extrema, para o mercado convencional, que corresponde à média dos 7 valores mais gravosos (0,38%) do peso anual da procura na simulação de condições extremas de temperatura no período de 7 dias.

Colocou-se a hipótese de adotar os resultados do WCS para este caso. No entanto, concluiu-se que tal não seria correto uma vez que violaria o pressuposto expresso no regulamento da probabilidade de ocorrência de um pico de procura excecionalmente elevado de 5%. Aplicando o WCS estaríamos implicitamente a assumir uma probabilidade inferior a 5% uma vez que teríamos de multiplicar probabilidade de ocorrência de períodos de temperaturas baixas (5%) pela probabilidade de esse facto ocorrer no período mais crítico.

Relativamente ao mercado de eletricidade, na identificação da procura diária de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade de ocorrência seja de uma vez em 20 anos, considera-se a procura extrema como descrito na secção 5.2.



# ANEXOS

---

ANEXO III

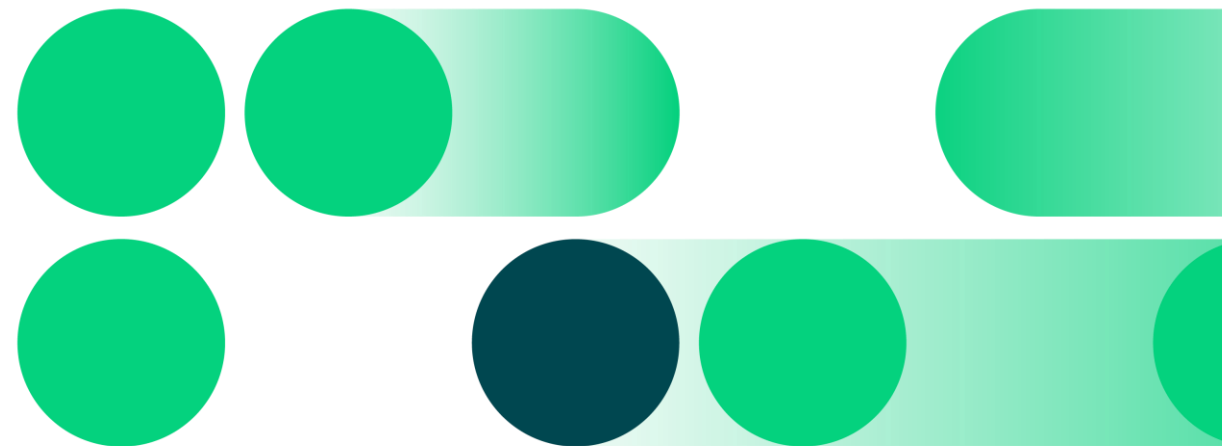
PRINCIPAIS RESULTADOS  
(em formato apresentação sintética)

REN 



# RMSA-G 2023

RESULTADOS FINAIS



Mar/2024

## REN

---

**Aviso:** A reprodução ou comunicação, escrita ou verbal, ainda que parcial, deste documento, sem aprovação prévia da **REN, SGPS**. É estritamente proibida e punida nos termos da lei. As informações contidas neste documento são propriedade da REN. Versões impressas deste documento podem não estar atualizadas e este documento assume o estado de "Cópia não controlada".

**Data:** Mar/2024

**Proprietário:** REN

**Versão:** v1.0

**Aprovado por:**

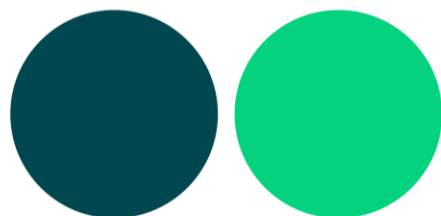
**Classificação:** Restrito

**Lista de distribuição:**



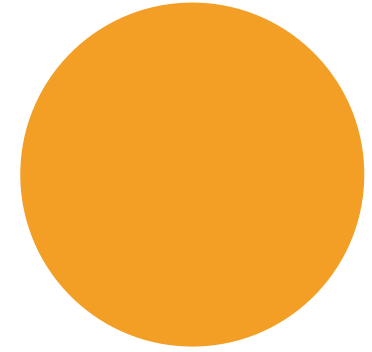
## ÍNDICE

1. Procura
2. Oferta
3. Trajetórias em Análise
4. Segurança de Abastecimento
5. Ambiente
6. Considerações Finais



# 01

## PROCURA

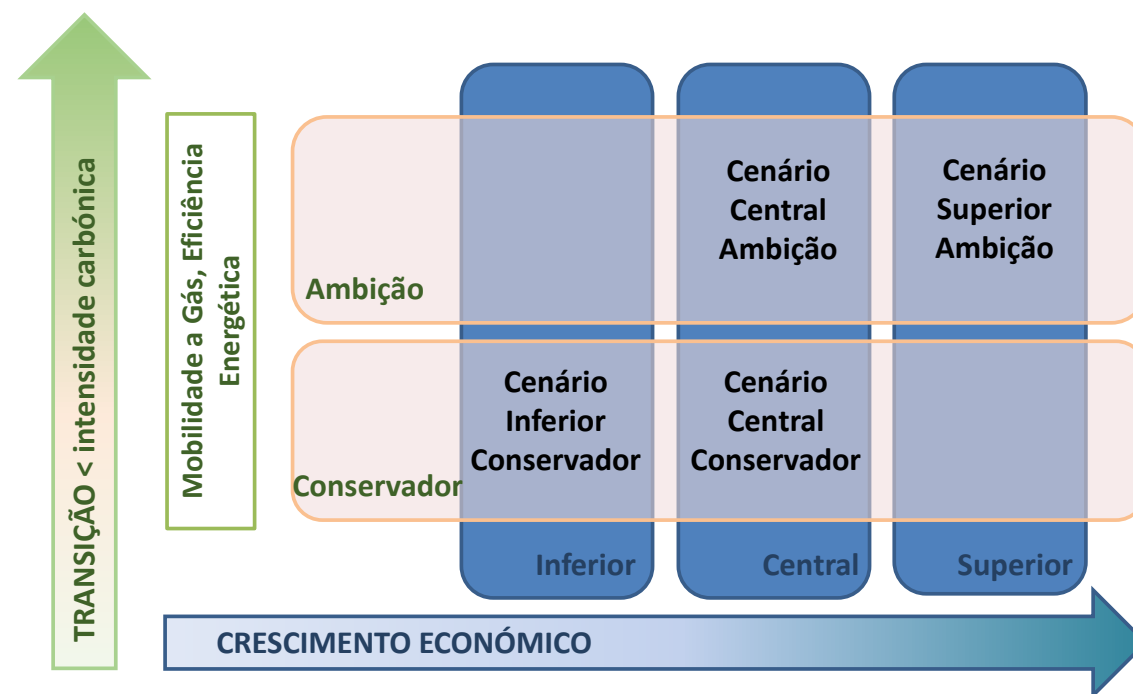


# PROCURA

## Construção dos cenários do Mercado Convencional

Foram assumidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes e enquadrados em dois eixos:

- 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. 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 “**Transição para uma Menor Intensidade Carbónica**” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, nomeadamente com as emissões de CO<sub>2</sub>. Na fase de transição energética para uma economia totalmente descarbonizada no muito longo prazo, o gás terá um papel de relevo, promovendo a utilização de tecnologias no sector dos transportes, terrestre e marítimo, que induzem a uma redução de CO<sub>2</sub> e outros gases nocivos, conduzindo a uma menor intensidade carbónica na economia.

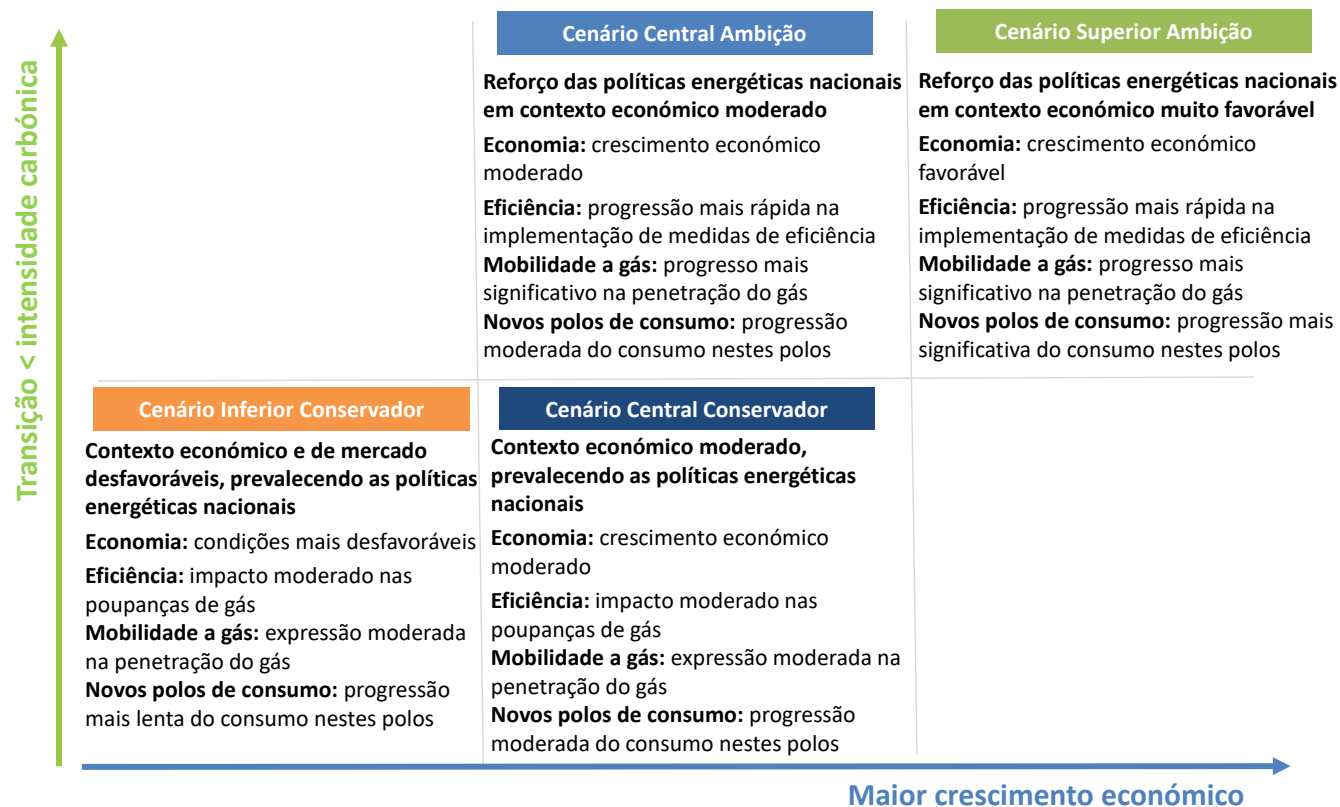


A movimentação dos cenários de procura de gás no Mercado Convencional num outro eixo para além do "Crescimento Económico" induziu ao desenvolvimento de cenários também com diferentes dinâmicas e trajetórias na vertente da mobilidade a gás e da eficiência energética.

# PROCURA

## Caracterização dos cenários do Mercado Convencional

- Combinação de diferentes dimensões na construção dos cenários da procura de gás.
- Incerteza da evolução dos variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução.
- Cenários deverão ser suficientemente contrastantes.
- Deverão incorporar medidas que promovam a transição para um modelo energético com menor intensidade carbónica.
- Assume-se que o gás terá um papel de relevo nesta transição, conducente à materialização dos desafios e mudanças necessárias para se atingir aquele objetivo.
- Considera-se o impacte da mobilidade a gás e da eficiência energética nos cenários de previsão da procura de gás.

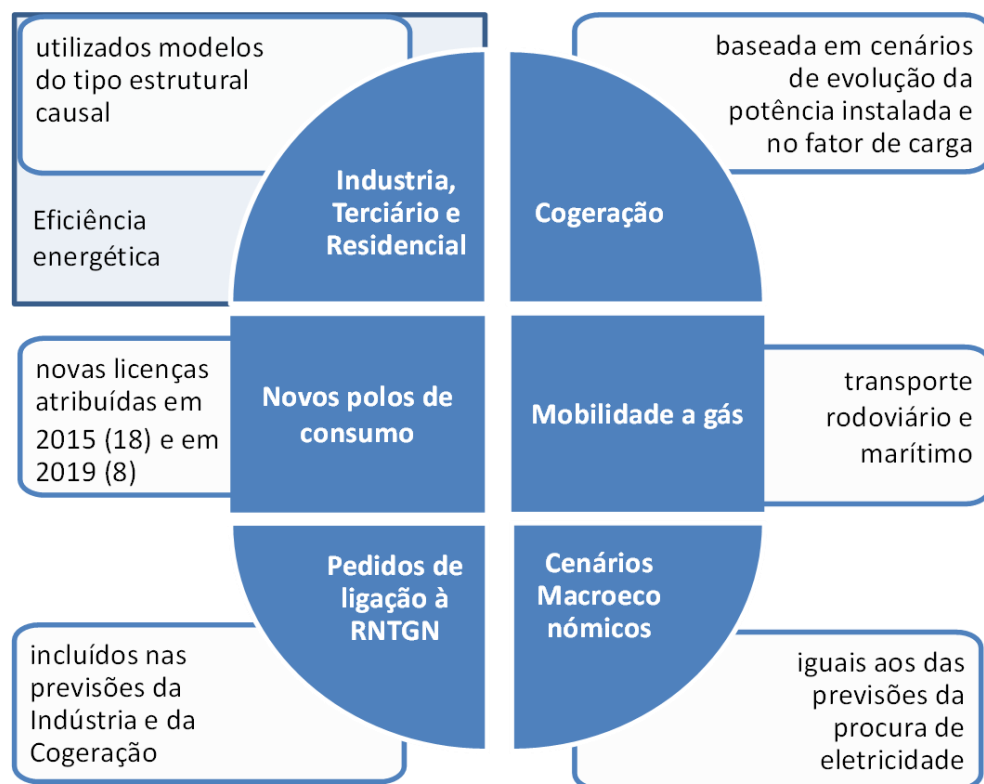


# PROCURA

## Principais vetores dos mercados analisados

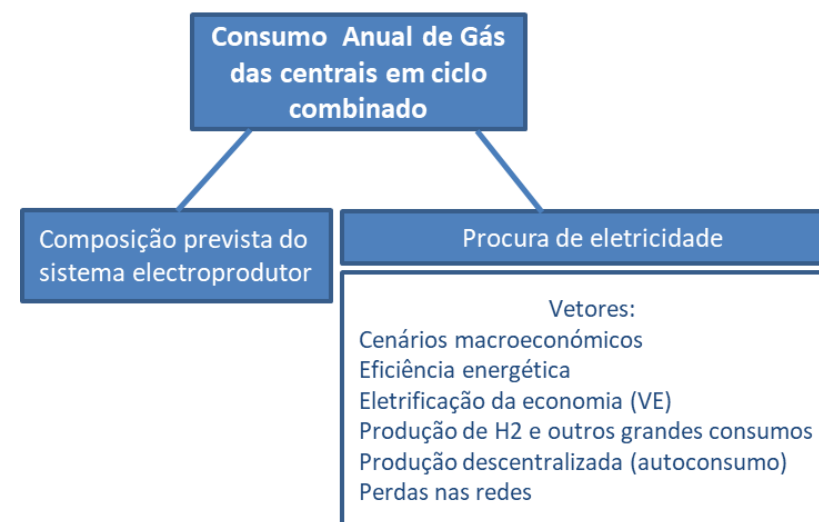
### Mercado Convencional

(Sectorres Residencial, Terciário, Indústria e Cogeração)



### Mercado da Eletricidade

(RMSA-E)



# PROCURA

## Mobilidade a gás

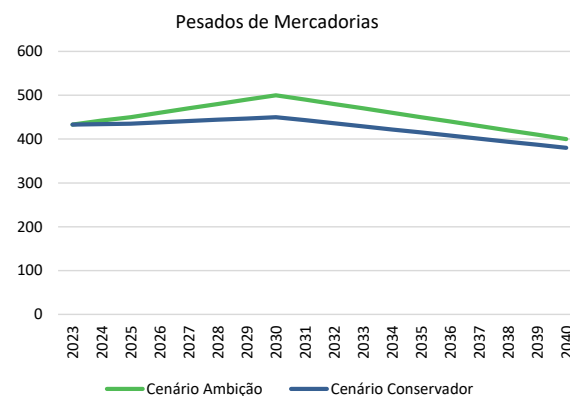
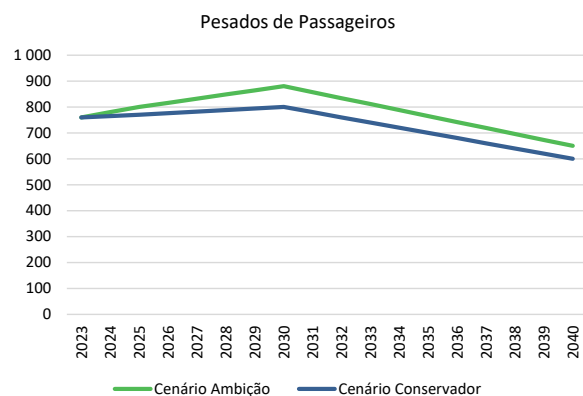
Evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e pesados de mercadorias a gás, tendo por base a evolução tecnológica e a incerteza das tecnologias futuras (H<sub>2</sub> e/ou elétrico). No transporte marítimo a gás, foi considerado o consumo previsto do *draft* da revisão do PNEC 2030.

### Mobilidade Rodoviária Pesada (nº veículos)

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	736	736	425	425
2025	800	770	450	435
2030	880	800	500	450
2035	765	700	450	415
2040	650	600	400	380

### Bancas Marítimas (GWh)

Anos	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	0,9	0,9
2025	32,3	0,0
2030	70,8	24,3
2035	137,2	69,1
2040	141,7	121,1



Versão *draft* da revisão do PNEC 2030 tem em consideração o definido nos pontos 7, 8 e 9 da RCM n.º 82/2022, relativos à promoção, pelo operador do TGNL de Sines, da instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás entre navios, em Sines, usando para este fim o TGNL e, em articulação com a administração portuária, outras instalações que se mostrem disponíveis.

O intuito é assegurar disponibilidade para reenvio de GNL até aproximadamente 8 mil milhões de metros cúbicos por ano, considerando-se para o efeito o calendário de execução proposto na proposta final de PDIRG 2023, remetido pela REN Gasodutos para aprovação por parte do Concedente.

# PROCURA

## Eficiência energética

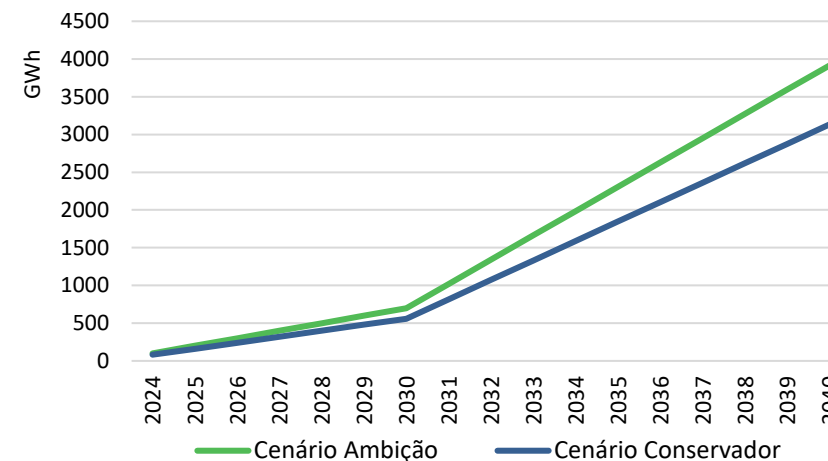
São incorporadas perspetivas de evolução das poupanças de gás decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e Terciário, alicerçadas na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE) para os horizontes 2030 e 2040.

### Previsão das poupanças no consumo de gás nos edifícios (ELPRE) (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
797	3218	638	2574

Estima-se que o sector terciário represente 64% e 42% das poupanças nos consumos de gás nos edifícios, respetivamente nos períodos de 2023-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

### Previsão das poupanças anuais acumuladas (ELPRE) (GWh)



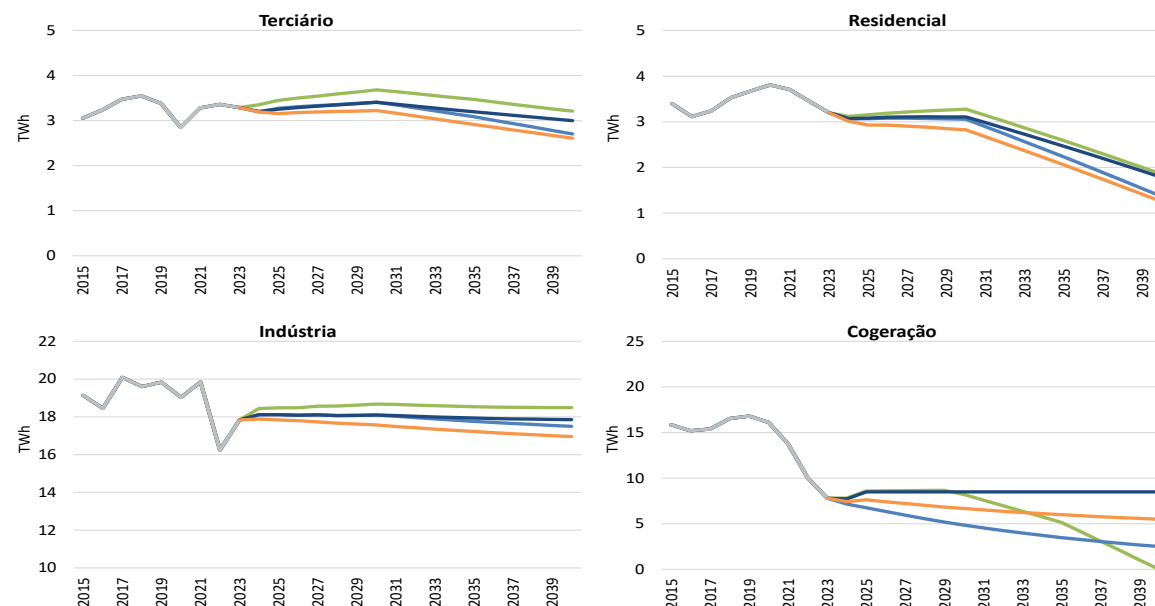
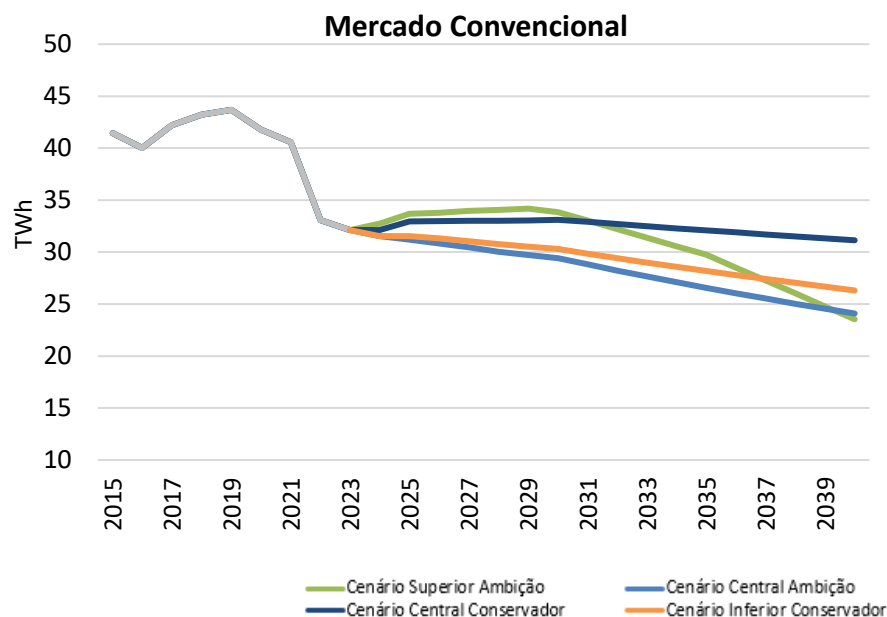
- A ELPRE responde à necessidade identificada no PNEC 2030 de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado. As medidas constantes desta reforma compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas/equipamentos existentes por outros mais eficientes, a promoção de fontes de energia renováveis e a adoção de soluções técnicas quando adequadas à prática do objetivo da renovação energética dos edifícios abrangidos.
- De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo. A ocorrência de *rebound effect* no que toca à redução de consumo de energia no muito longo prazo decorre, nomeadamente, de uma maior exigência no conforto térmico das habitações.
- Quanto às poupanças do ano de 2023 associadas ao Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovado pela RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, à data de elaboração deste relatório o ano de 2023 já se encontra fechado.



# PROCURA

## Evolução do consumo anual de gás – Mercado Convencional (MC)

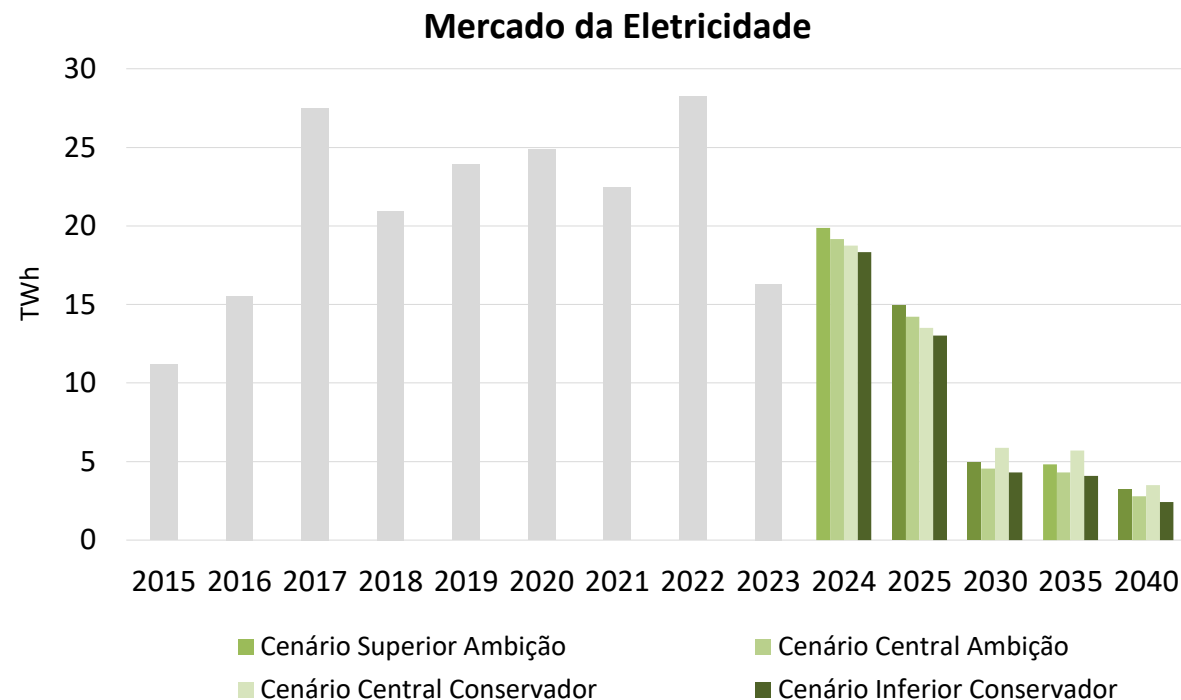
- A partir de 2030, o limite superior do consumo previsto é delimitado pelo cenário Central Conservador e não pelo cenário Superior Ambição, devido à evolução prevista do consumo de gás do setor da Cogeração. Pelas mesmas razões, em 2040, o limite inferior é determinado pelo cenário Superior Ambição.
- O setor da Cogeração tem subjacente um decréscimo significativo na procura prevista de gás em ambos os cenários Ambição.
- No mesmo sentido, o efeito da implementação das medidas de eficiência energética previstas na ELPRE para os setores Residencial e Terciário condicionam a trajetória de evolução da procura de gás nestes setores.
- No setor Terciário, para além do impacto da ELPRE nos Serviços, há ainda a assinalar o efeito oposto na procura decorrente da mobilidade a gás no setor dos Transportes, embora caracterizada por um menor crescimento a partir de 2030.
- **Prevê-se que a procura de gás, função dos cenários, varie entre 29 e 34 TWh, em 2030, e entre 24 e 31 TWh, em 2040.**



# PROCURA

## Evolução do consumo anual de gás – Mercado da Eletricidade (ME)

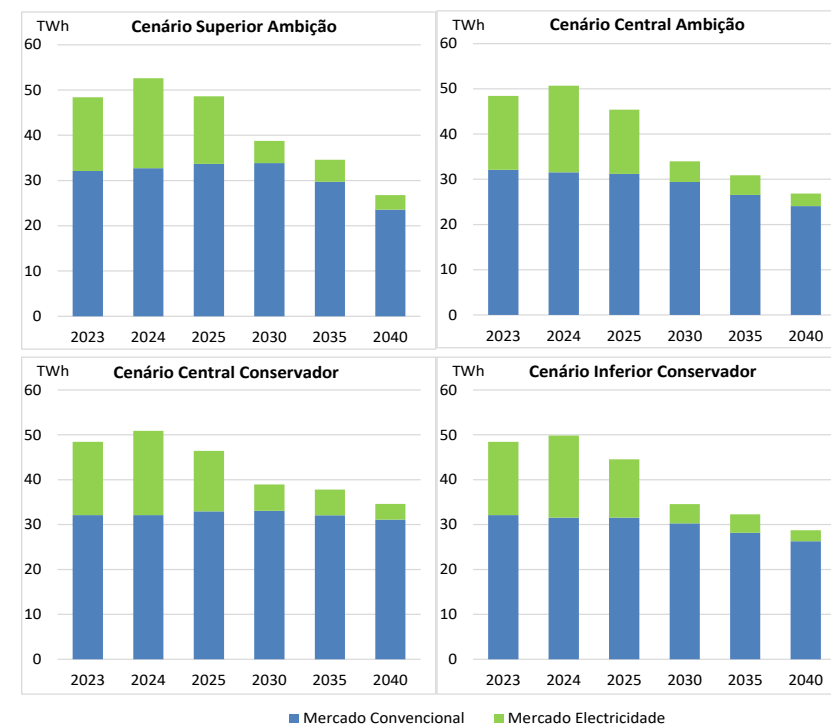
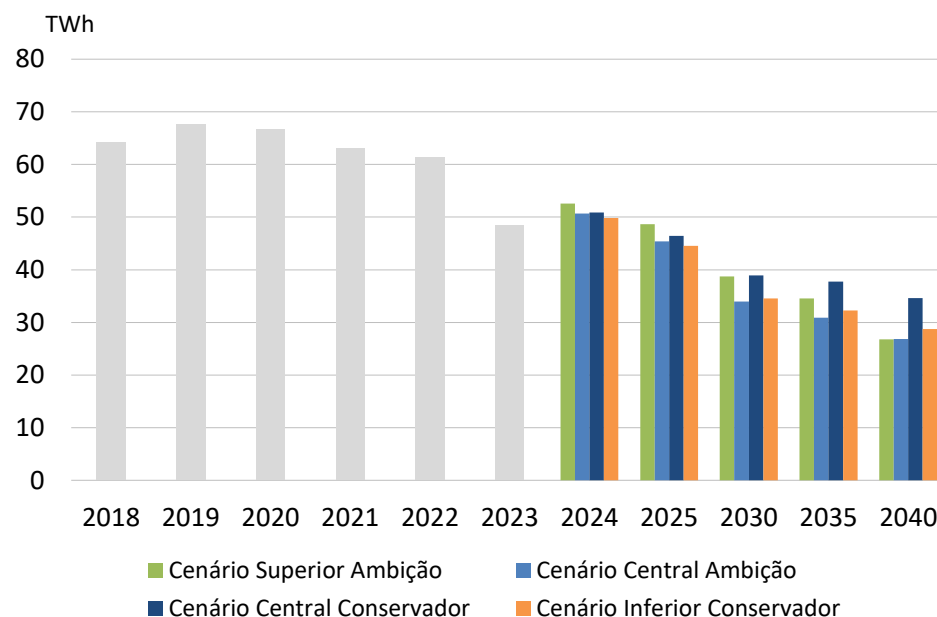
- Mercado fortemente influenciado pelo incremento das FER para produção de eletricidade previsto no RMSA-E 2023, nomeadamente de capacidade eólica e solar, bem como pelas medidas de eficiência energética e aumento do autoconsumo que conduzem a uma redução do consumo de eletricidade abastecido pela rede pública.
- Para o horizonte 2030, as previsões indicam uma procura de gás bastante inferior à dos últimos anos, variando entre 4,3 TWh e 5,9 TWh, sendo que, para 2040, o nível da banda prevista ainda se reduz mais, variando entre 2,4 TWh e 3,5 TWh.
- A procura de gás neste mercado também está dependente da hidrologia, sendo que os resultados aqui apresentados são para a média de regimes hidrológicos. Para um regime húmido, a procura de gás seria inferior ao representado e para um regime seco seria superior.



# PROCURA

## Evolução do consumo anual de gás – MC+ME

- A partir de 2030, o limite superior do consumo previsto é delimitado pelo cenário Central Conservador e não pelo cenário Superior Ambição. Em contrapartida, em 2040, o limite inferior é determinado pelo cenário Superior Ambição.
- As previsões indicam que o Mercado Convencional continuará a manter a predominância ao nível da procura.
- Os cenários beneficiam de efeitos contrários: no Mercado Convencional, há um incremento da procura devido à penetração do gás nos transportes, mas, por outro lado, há uma redução por via da implementação de medidas de eficiência energética e do decréscimo previsto no consumo de gás do setor da Cogeração<sup>1</sup>. No Mercado de Eletricidade, há uma redução devido ao forte incremento das FER para produção de eletricidade.
- **Prevê-se que a procura de gás, função dos cenários, varie entre 34 e 39 TWh, em 2030, e entre 27 e 35 TWh, em 2040.**

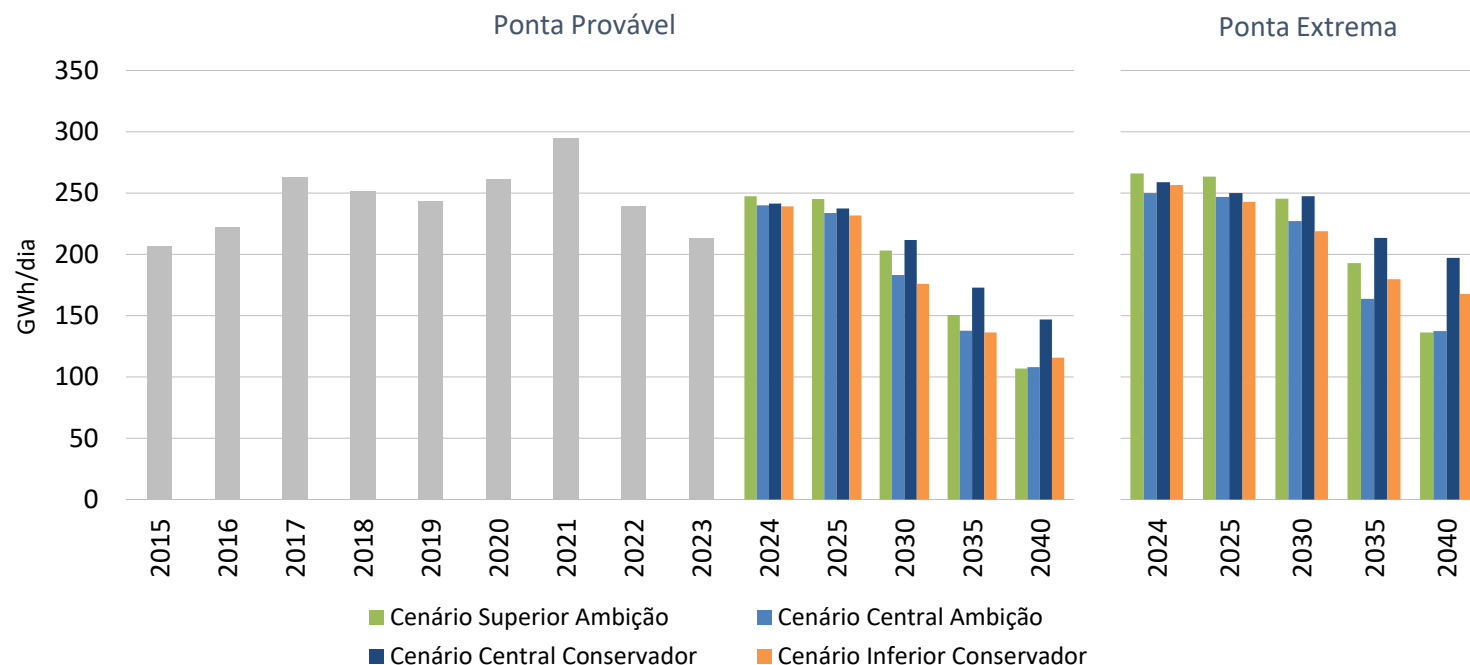


<sup>1</sup> A redução dos consumos de gás no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040)

# PROCURA

## Evolução das pontas de consumo de gás (RNTG - Rede Nacional de Transporte de Gás)

- A partir de 2030, quer a Ponta Provável, quer a Ponta Extrema são delimitadas superiormente pelo cenário Central Conservador. Em 2040, o limite inferior é determinado pelo cenário Superior Ambição.
- Função dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis oscilem entre 176 e 212 GWh/dia, em 2030, e entre 107 e 147 GWh/dia, em 2040. As pontas extremas variam entre 219 e 247 GWh/dia, em 2030, e entre 136 e 197 GWh/dia, em 2040.



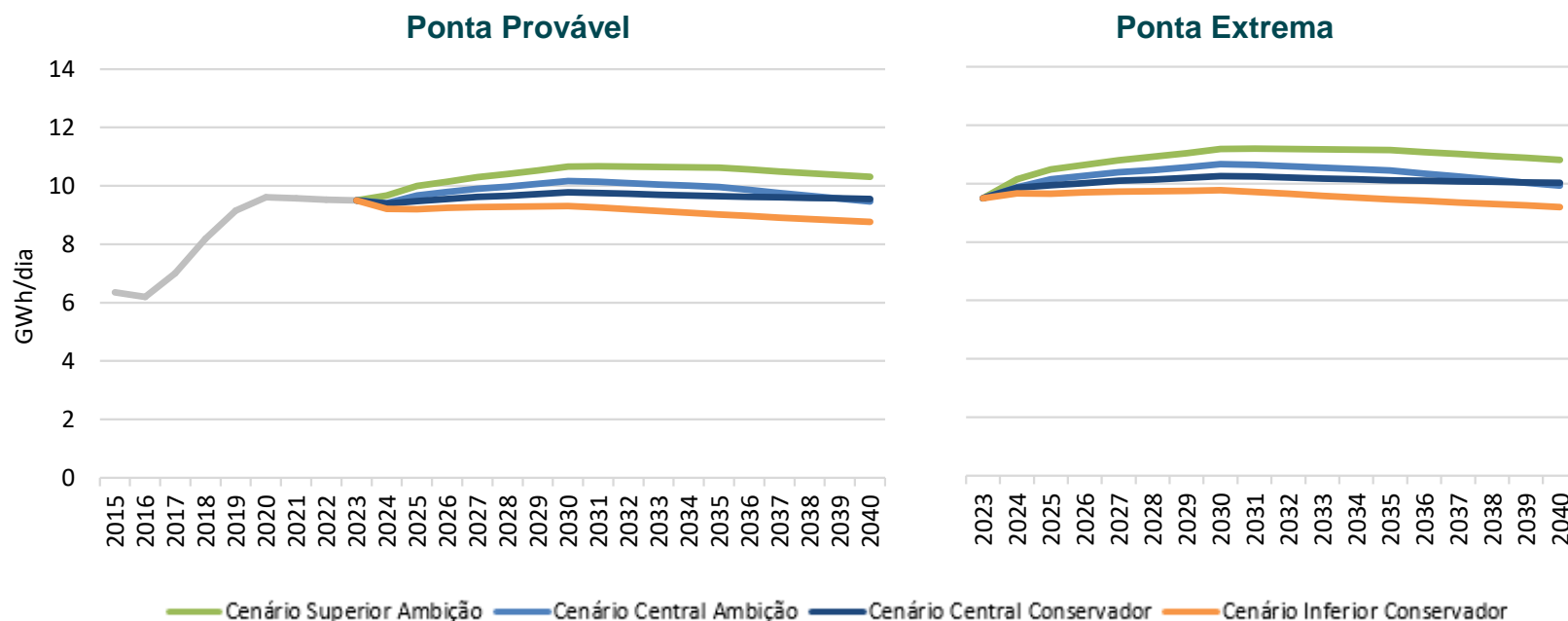
- As pontas de consumo agregadas previstas resultam da soma do consumo máximo diário de gás previsto para o mercado convencional sem GNL com o consumo máximo diário previsto para o mercado da eletricidade, assumindo um fator de simultaneidade igual a um.
- A Ponta Extrema é calculada de acordo com as normas relativas às infraestruturas (nº1 do artigo 5º) do Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos
- A redução dos consumos de gás, e por conseguinte das pontas, no cenário Central Conservador não é tão acentuada devido aos pressupostos assumidos para a cogeração (manutenção da atual capacidade instalada até ao horizonte 2040)

# PROCURA

## Evolução das pontas de consumo de GNL (UAG - Unidade Autónoma de Gás)<sup>(\*)</sup>

<sup>(\*)</sup> Inclui aprovisionamento da UAG da Ilha da Madeira, dado que o seu abastecimento é feito a partir do terminal de Sines

- Devido à metodologia de cálculo assumida, estas pontas têm implícito um efeito de alisamento que pretende traduzir a flexibilidade que existe neste tipo de operações, dependente, não só da capacidade de enchimento existente no TGNL de Sines e do tempo necessário para o fazer, mas sobretudo das estratégias dos agentes.
- Prevê-se que as pontas do mercado de GNL, na ótica das cargas dos camiões-cisternas no TGNL de Sines, atinjam no horizonte 2030 um valor entre 9,3 GWh/dia e 10,7 GWh/dia, na ponta provável, e entre 9,8 GWh/dia e 11,2 GWh/dia, na ponta extrema. **Em 2040, a gama de variação dos cenários atinge valores entre 8,8 e 10,3 GWh/dia na ponta provável e entre 9,2 e 10,8 GWh/dia na ponta extrema.**



A Ponta Provável para o mercado de GNL foi calculada na ótica das cargas de gás dos camiões-cisterna no TGNL de Sines, com base numa média, para o período 2018-2023, do rácio anual entre um valor máximo diário e as cargas anuais verificadas, sendo o valor máximo em cada ano resultante da média dos 20 casos mais gravosos da média móvel de 2 dias das cargas de cisternas no TGNL de Sines.

A Ponta Extrema do mercado de GNL é calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

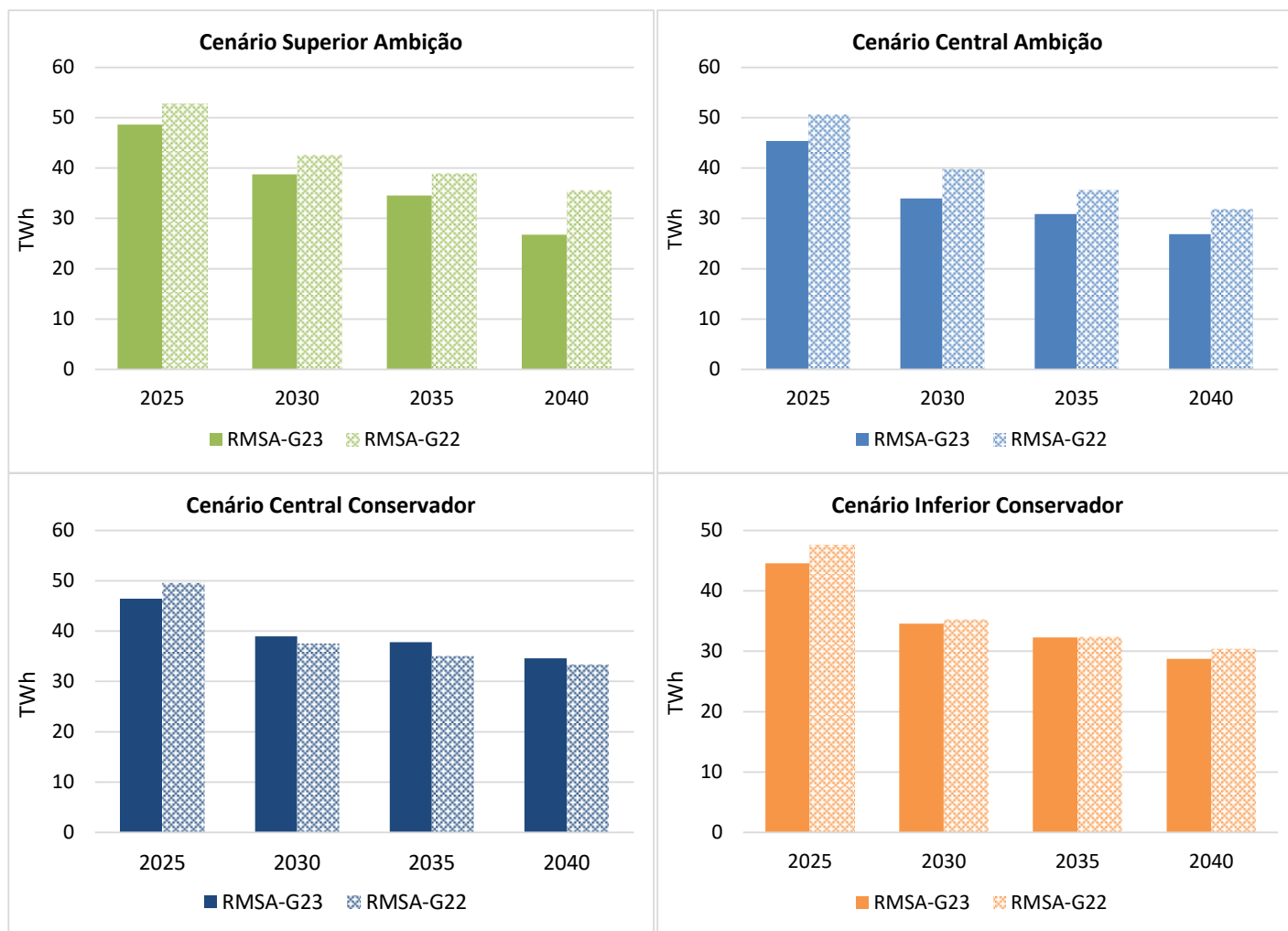
**GNL** – Gás Natural Liquefeito

**TGNL** – Terminal de GNL

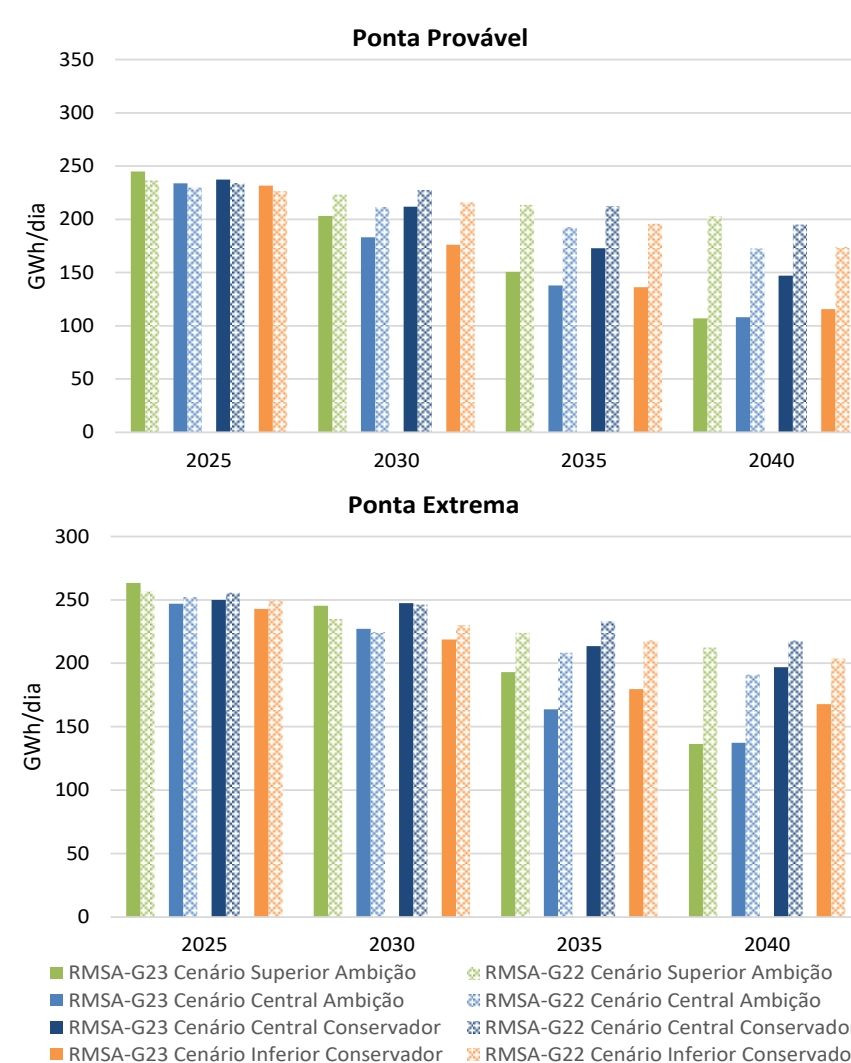
# PROCURA

## Comparação com RMSA-G 2022

Procura Anual (MC+ME)



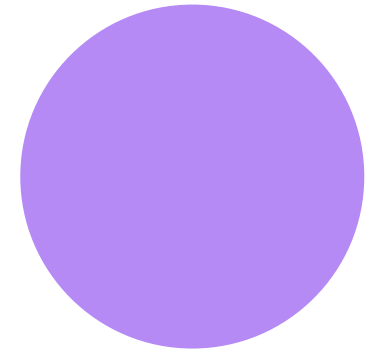
Pontas Diárias (MC s/GNL + ME)



Restrito

# 02

## OFERTA

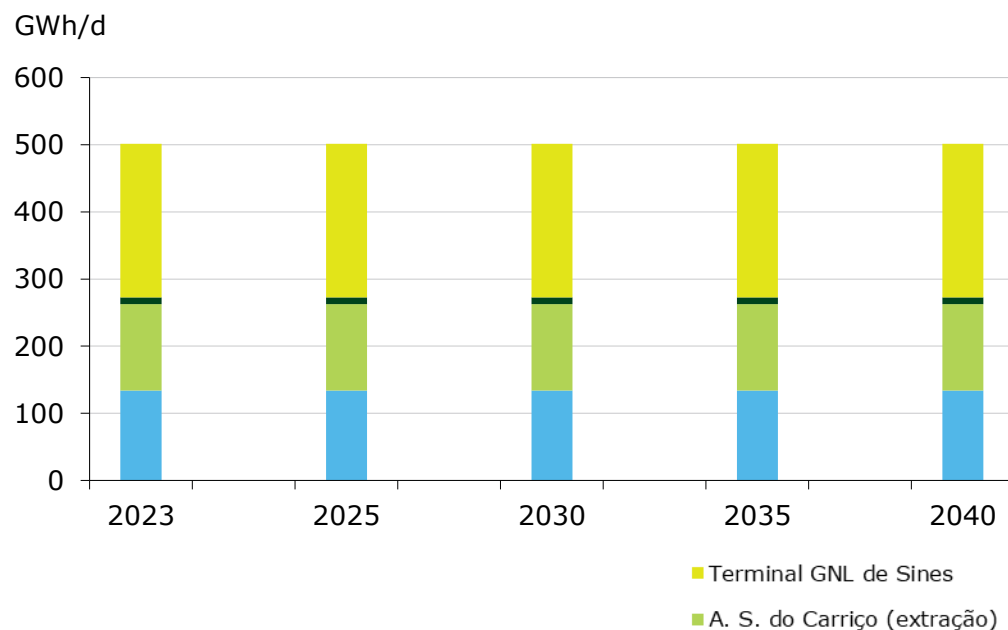


# OFERTA

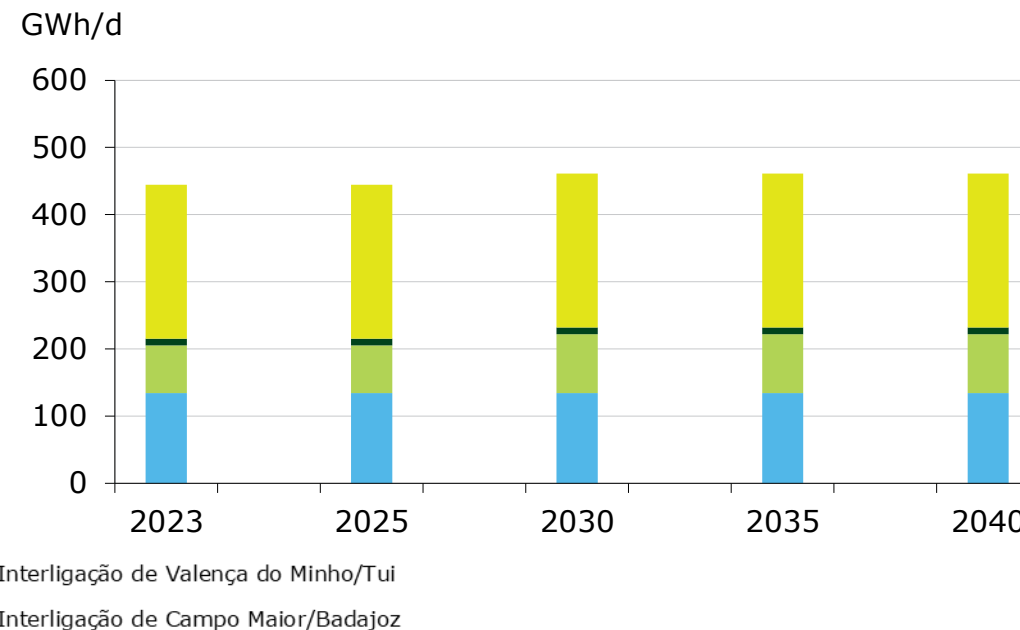
## Evolução da capacidade na ponta da RNTIAT - Rede Nacional de Transporte Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

AS – Armazenamento Subterrâneo

Considerando a capacidade de extração do AS do Carriço de 128,6 GWh/d (volume operacional acima de 60%)



Considerando a capacidade de extração do AS do Carriço limitada a 71,4 GWh/d e depois 88 GWh/d (volume operacional abaixo de 60%)

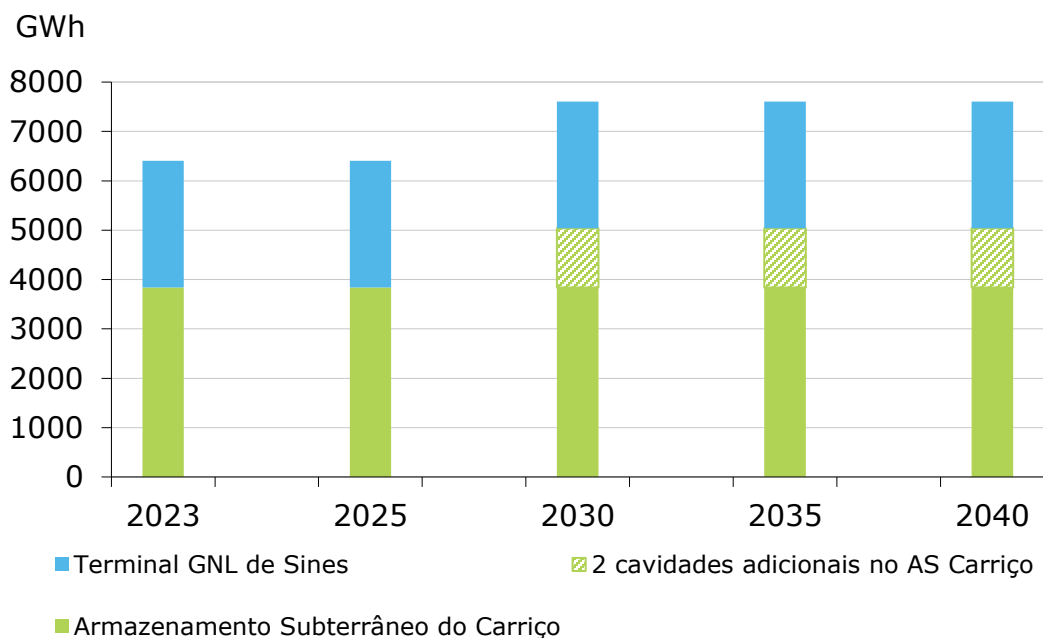


- A capacidade atualmente anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre Portugal e Espanha é de 144 GWh/d, correspondente a 134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho, o que se espera possa ser mantido durante o horizonte do estudo.
- As duas novas cavernas de Armazenamento Subterrâneo no Carriço permitem aumentar a capacidade de oferta do Carriço (de 71,4 GWh/d para 88 GWh/d) na ocorrência de um volume operacional abaixo de 60%.



# OFERTA

## Evolução do armazenamento da RNTIAT - Rede Nacional de Transporte Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

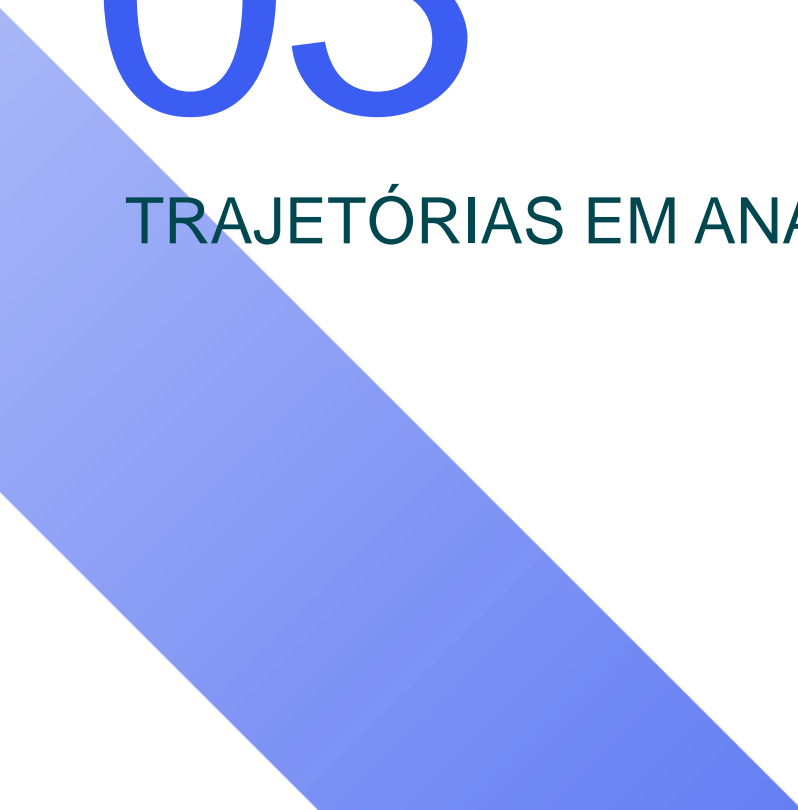
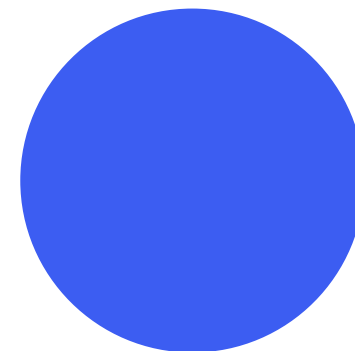


- Relativamente ao armazenamento, **até ao final de 2029, está prevista(\*) a entrada em serviço de duas novas cavernas de Armazenamento Subterrâneo no Carricho** com uma capacidade total de 1200 GWh a somar às atuais 6 cavernas do Armazenamento Subterrâneo no Carricho (3839 GWh) e aos 3 tanques do Terminal GNL em Sines (2569 GWh)
- **Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objectivo primário atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTGN**, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que **deverão ser utilizados para a constituição de reservas operacionais e apenas no caso de insuficiência de capacidade de armazenamento no complexo do Carricho**

(\*) de acordo com a proposta final de PDIRG 2023 remetido pela REN Gasodutos para aprovação por parte do concedente

# 03

## TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE



# TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE

Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

	Cenários da Procura		
Cenários de Oferta	Central Conservador <sup>a)</sup>	Central Ambição <sup>b)</sup>	Superior Ambição
Evolução Expectável	Trajectoria Conservadora <sup>c)</sup>	Trajectoria Ambição <sup>d)</sup>	Sensibilidades <sup>e)</sup>
Sistema Existente	Sensibilidade		Teste de Stress

Segurança de Abastecimento	
GN	GNL

Análises Complementares	
1	Prioridade à interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro
2	Redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carriço (volume operacional inferior a 60%)
3	30 GWh/d de capacidade de importação em Valença

<sup>a)</sup> A procura do Mercado de Eletricidade (ME) resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (CCTO) até final de 2029.

<sup>b)</sup> A procura do ME resulta da Trajetória Ambição do RMSA-E 2023, que considera o descomissionamento da CCTO até final de 2029.

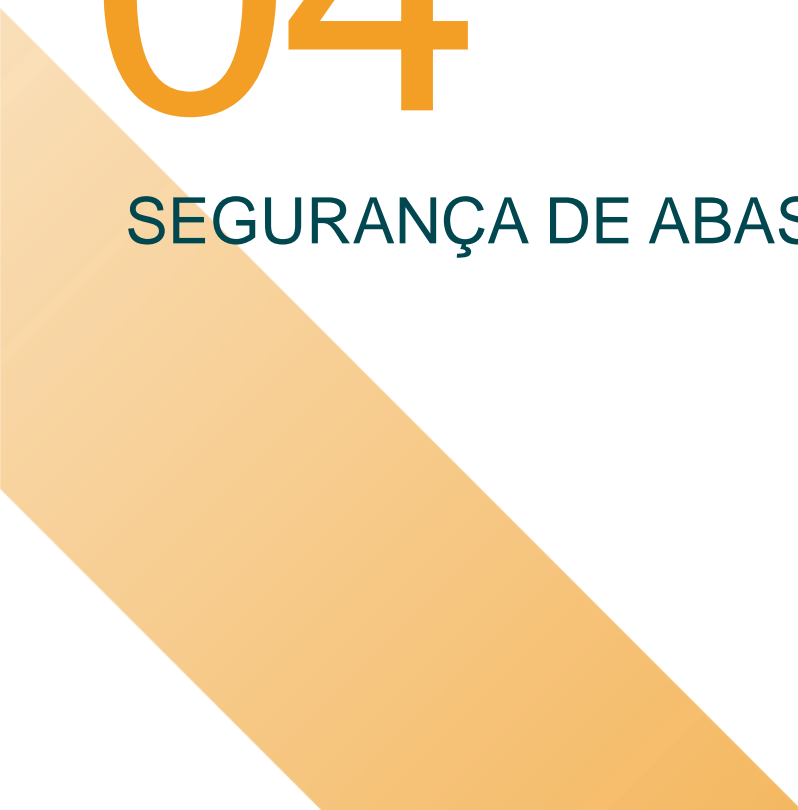
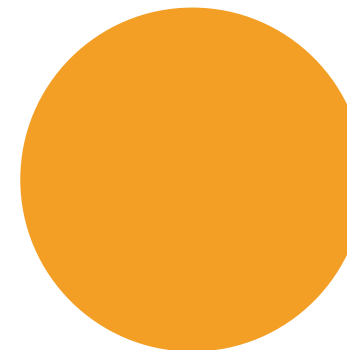
<sup>c)</sup> Análise de sensibilidade adicional à procura do ME, em 2025 e 2030, que considera uma evolução da capacidade eólica, solar e de cogeração mais reduzida.

<sup>d)</sup> Análises de sensibilidade adicionais para determinação de potenciais impactos do *blending* de H<sub>2</sub> na RNTG e na RNDG: 5% em 2025, 10% em 2030, 15% em 2035 e 20% em 2040 (valores em volume).

<sup>e)</sup> Análises de sensibilidade adicionais considerando: 1) o cenário Superior Ambição da procura; e 2) para o ME, o cenário com 2GW de grandes consumidores industriais, em 2030.

# 04

## SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO



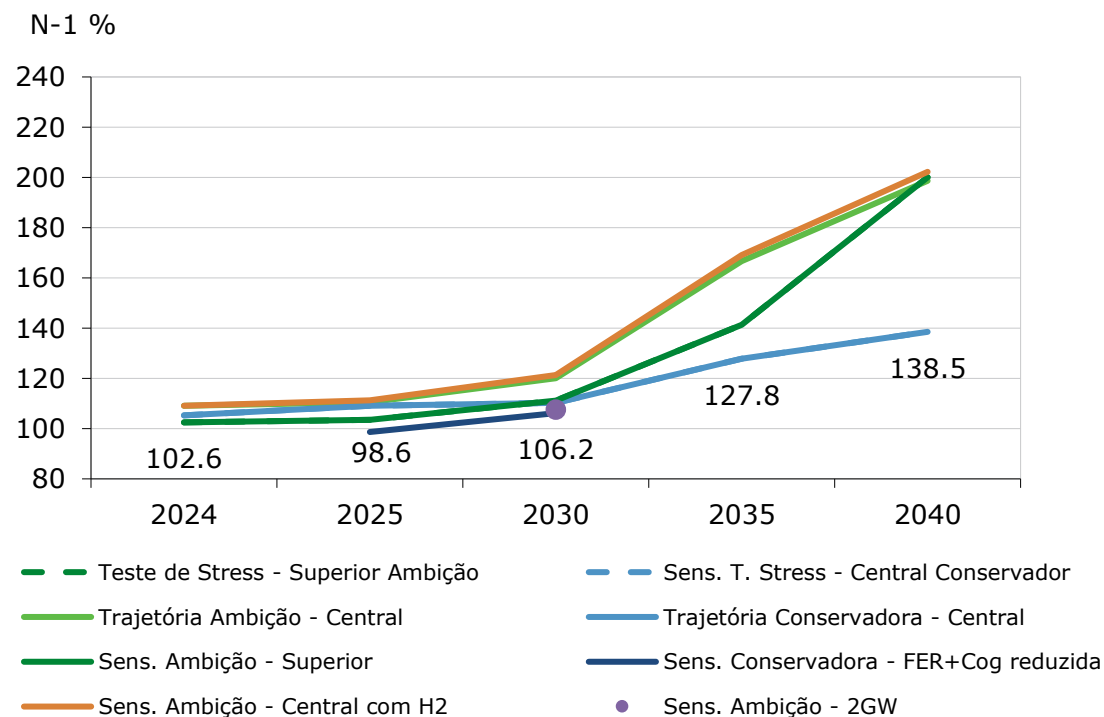
# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

### Norma das infraestruturas:

Fórmula N-1 (falha TGNL Sines) em dia de ponta excepcionalmente elevada (1 em 20 anos)

### Perspetiva Gás (RNTG)



- Genericamente, a fórmula N-1 (falha do Terminal GNL Sines, correspondente a 46% capacidade total da RNTIAT, e ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas) é cumprida em todos os cenários base do RMSA-G 2023.
- No curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta poderão não dar cumprimento** ao padrão de segurança de abastecimento, **caso se verifique uma redução na capacidade de produção de eletricidade renovável (e cogeração)**, como perspectivado na análise de sensibilidade à Trajetória Conservadora para 2025.
- Esta situação altera-se a prazo, pelo que se verifica o cumprimento da fórmula N-1, a partir de 2025, em função do decréscimo de consumo de gás pela cogeração, das medidas de eficiência energética e do Mercado da Eletricidade, fortemente influenciada pela evolução considerável das FER no SEN.
- Da sensibilidade à Trajetória Ambição (Central), ao considerar a progressiva incorporação de H<sub>2</sub><sup>(\*)</sup> no SNG para efeitos de segurança de abastecimento, o contributo da oferta proporcionada pela injeção de H<sub>2</sub> no indicador N-1 é de +1 pp em 2030 e de +1.8 pp em 2040.

(\*) Para efeito da cobertura da ponta, assumiu-se que o contributo das injeções de H<sub>2</sub> na RNTG (GWh/d) corresponde à média diária da energia anual incorporada, tendo em consideração as concentrações de H<sub>2</sub> em volume de gás acordadas: 5% em 2025; 10% em 2030; 15% em 2035 e 20% em 2040.

# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

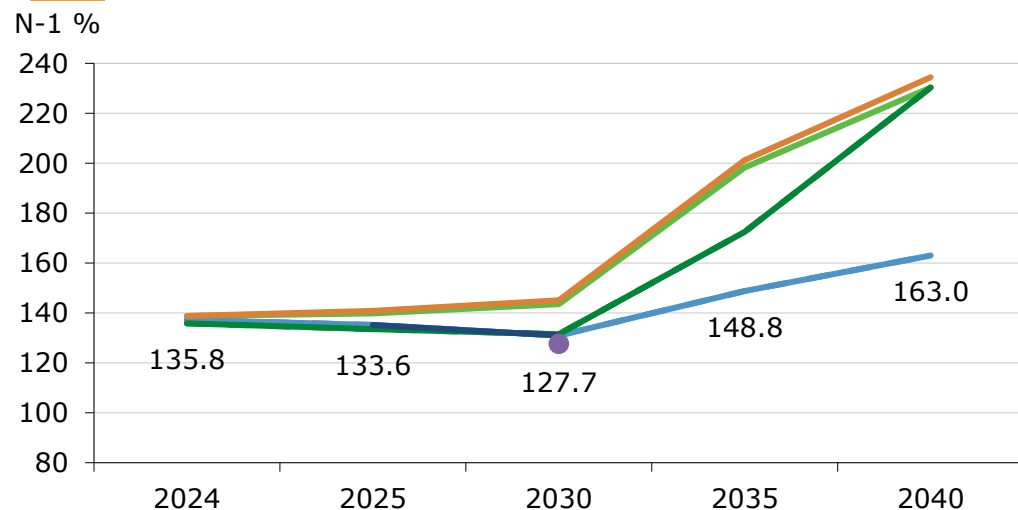
## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

**Interruptibilidade das centrais CCGT:**  
Contratos em vigor para as centrais de Lares e da Tapada do Outeiro, que dispõem de combustível alternativo.

1

### Perspetiva Gás (RNTG)

Prioridade à interruptibilidade das centrais CCGT – MÁXIMO



#### Interruptibilidade Máxima (teórica):

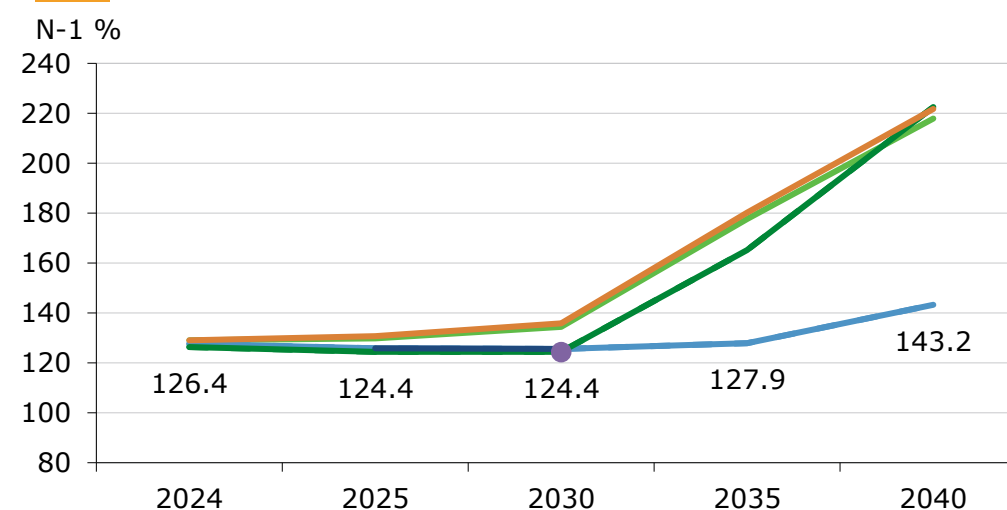
Sem impactes no mercado elétrico, i.e. mantendo a ordem de mérito das centrais termoeletricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido na Tapada do Outeiro e Lares por gasóleo.



1

### Perspetiva Gás (RNTG)

Prioridade à interruptibilidade das centrais CCGT – MÍNIMO



#### Interruptibilidade Mínima (teórica):

Com impactes no mercado elétrico, i.e. reajustando a produção das centrais (CCGT) a gás nacionais remanescentes, de forma a substituir, até aos limites da capacidade instalada, a produção de Lares e da Tapada do Outeiro.

A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares permite cumprir com a fórmula N-1, mesmo na sensibilidade à Trajetória Conservadora em 2025. No entanto, refira-se que esta atuação não é inequivocamente uma medida de gestão da procura baseada no mercado. Atualmente não existe um quadro legal ou regulamentar que permita ativar este mecanismo de interruptibilidade em regime de mercado, pelo que é oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares para garantir a fórmula N-1 no período em análise.

# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

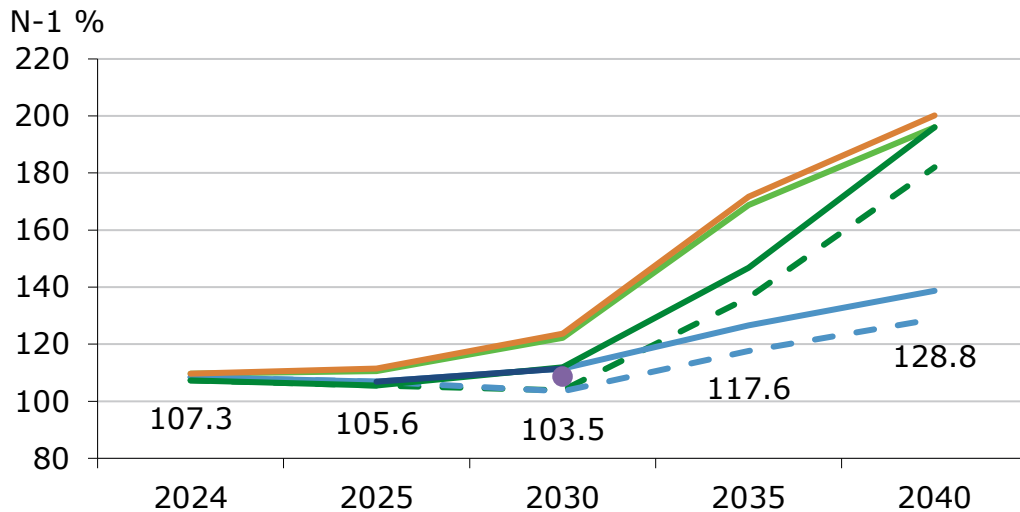
## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

### Capacidade de extração do AS do Cariço:

Limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo de 60%. A partir de 2030 essa capacidade aumenta para 88 GWh/d, em virtude das entrada em serviço das 2 cavernas adicionais no Cariço

### 1 Perspetiva Gás (RNTG)

+  
2 Prioridade à interruptibilidade das centrais CCGT – MÁXIMO e Sensibilidade à extração no AS



### Interruptibilidade Máxima (teórica):

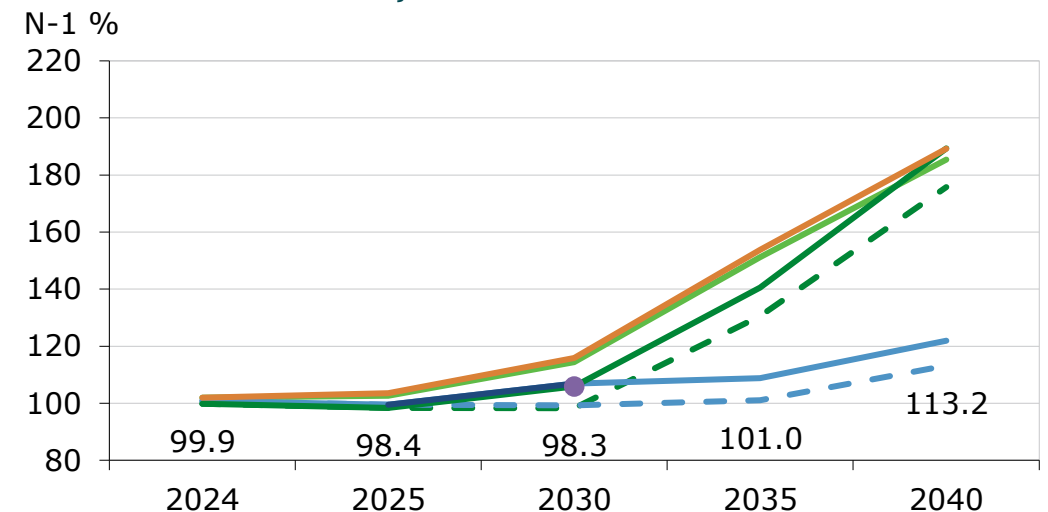
Sem impactes no mercado elétrico, i.e. mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido na Tapada do Outeiro e Lares por gasóleo.

--- Teste de Stress - Superior Ambição  
— Trajetória Ambição - Central  
— Sens. Ambição - Superior  
— Sens. Ambição - Central com H2

--- Sens. T. Stress - Central Conservador  
— Trajetória Conservadora - Central  
— Sens. Conservadora - FER+Cog reduzida  
● Sens. Ambição - 2GW

### 1 Perspetiva Gás (RNTG)

+  
2 Prioridade à interruptibilidade das centrais CCGT – MÍNIMO e Sensibilidade à extração no AS



### Interruptibilidade Mínima (teórica):

Com impactes no mercado elétrico, i.e. reajustando a produção das centrais (CCGT) a gás nacionais remanescentes, de forma a substituir, até aos limites da capacidade instalada, a produção de Lares e da Tapada do Outeiro.

No **caso de limitação da extração no AS**, mesmo que assumindo a possibilidade de interruptibilidade do abastecimento de gás às centrais CCGT de Lares e da Tapada do Outeiro, **afigura-se que na situação menos vantajosa (sensibilidade Ambição – Superior e interruptibilidade mínima), só após a entrada em serviço das 2 novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo no Cariço, seja possível o SNG cumprir com o critério N-1**, devido à capacidade adicional de extração proporcionada na ocorrência de um volume operacional abaixo de 60% (88 GWh/d em vez de 71,4 GWh/d).

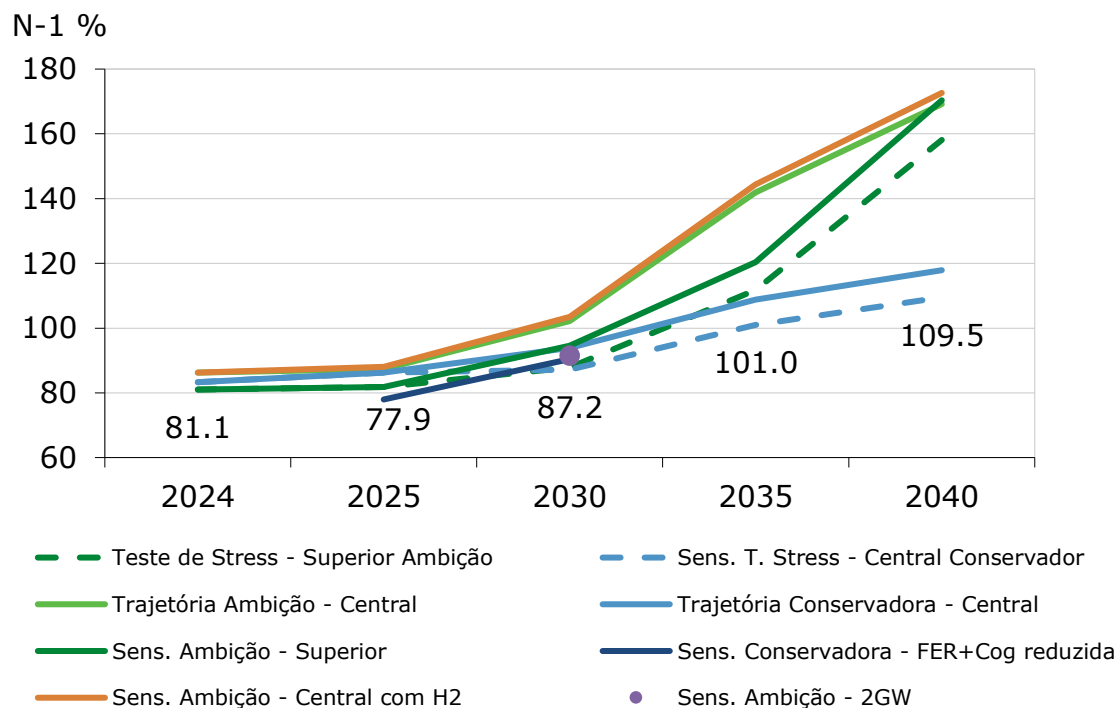
# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

2

### Perspetiva Gás (RNTG)

Sensibilidade à extração no AS



### Capacidade de extração do AS do Carriço:

Limitada a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo de 60%. A partir de 2030 essa capacidade aumenta para 88 GWh/d, em virtude das entrada em serviço das 2 cavernas adicionais no Carriço

- Com as **atuais infraestruturas de oferta**, a **eventual limitação da capacidade de extração de gás do Carriço agrava a cumprimento da fórmula N-1** e evidencia a necessidade de capacidade da oferta.
- O **reforço do armazenamento subterrâneo**, proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carriço e a correspondente capacidade de extração superior em condições de volume operacional abaixo de 60%, **contribui para mitigar o défice de capacidade do SNG a partir de 2030**.



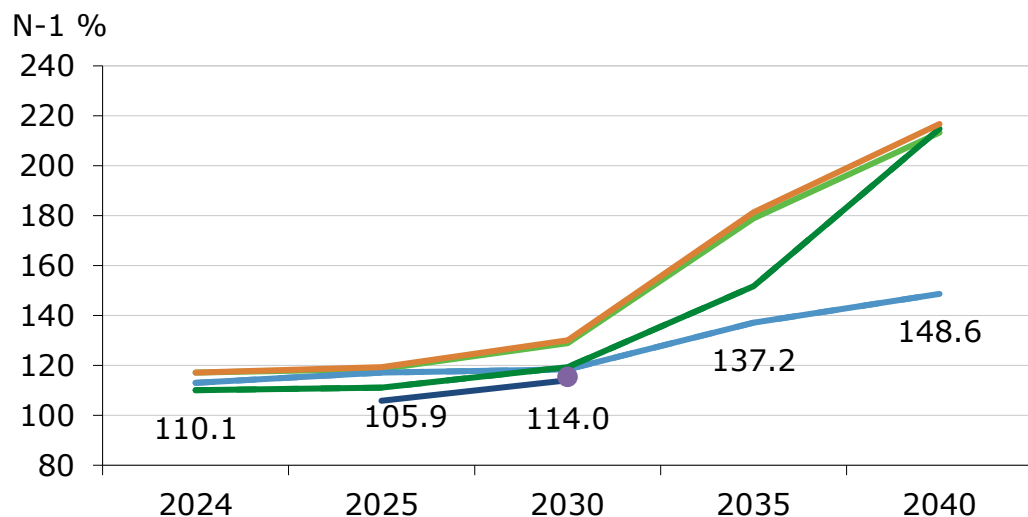
# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

3

### Perspetiva Gás (RNTG)

30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho



VIP correspondente a 164 GWh/d (134 GWh/d) em Campo Maior + 30 GWh/d em Valença do Minho), capacidade não firme e só pontualmente disponível, em circunstâncias excecionais.

— Teste de Stress - Superior Ambição  
— Trajetória Ambição - Central  
— Sens. Ambição - Superior  
— Sens. Ambição - Central com H2

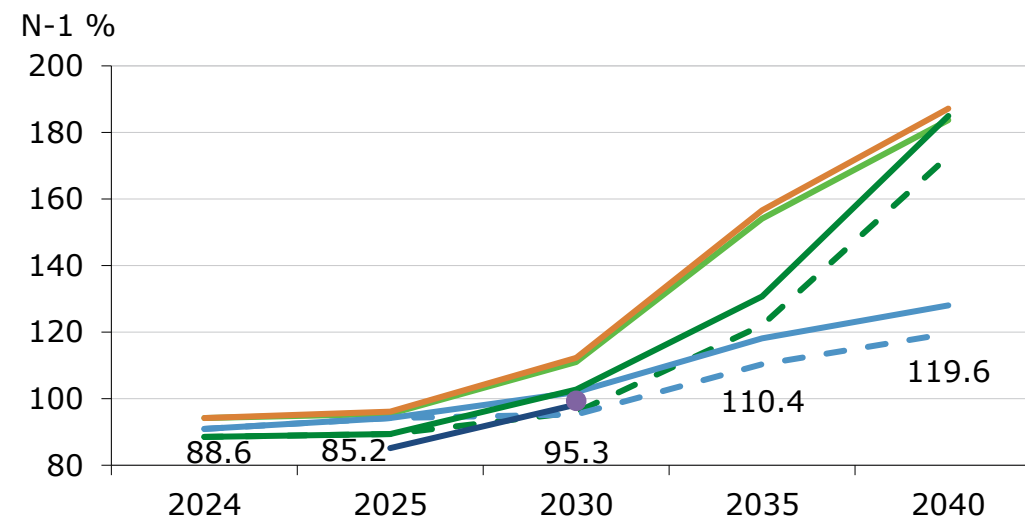
1

+

3

### Perspetiva Gás (RNTG)

30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e Sensibilidade à extração no AS



— Sens. T. Stress - Central Conservador  
— Trajetória Conservadora - Central  
— Sens. Conservadora - FER+Cog reduzida  
● Sens. Ambição - 2GW

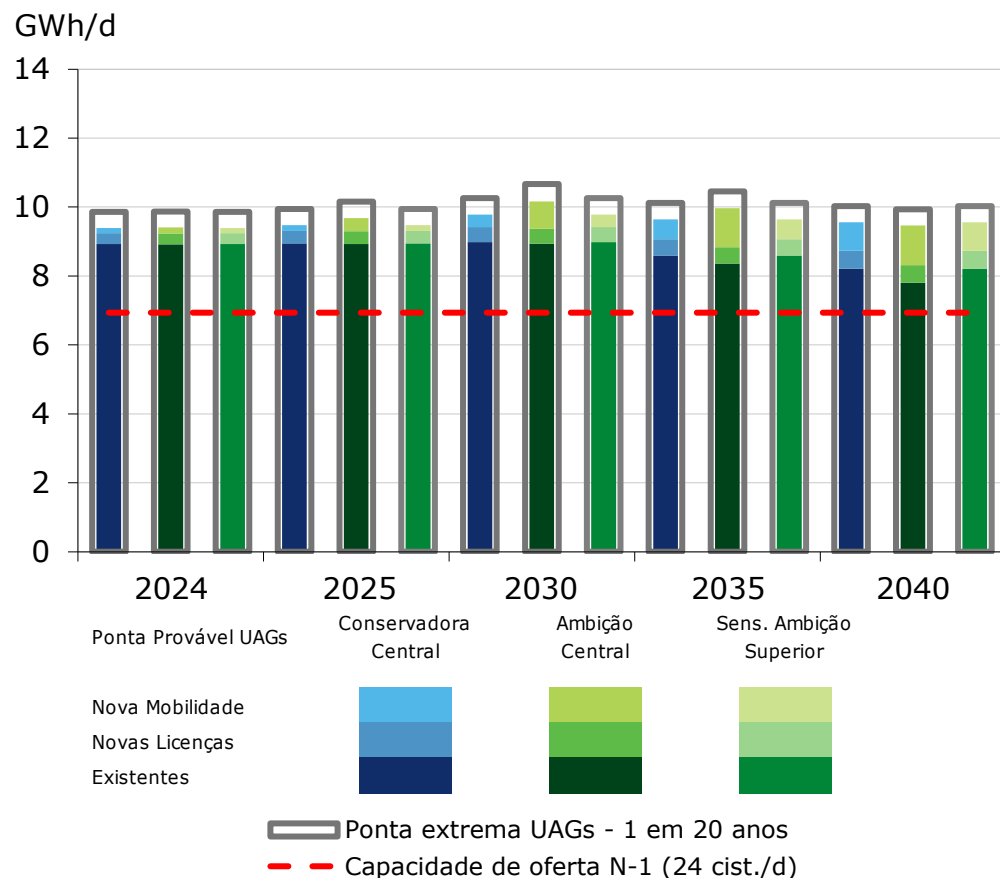
Na possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho, a fórmula N-1 é cumprida em todo o horizonte de estudo.

O acréscimo de capacidade de + 20 GWh/d por Valença do Minho, assumida nesta análise, não é suficiente para garantir o cumprimento da fórmula N-1 que, em 2030, só é assegurado com o contributo das 2 cavernas adicionais no Carriço.

# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

## Capacidade de ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

### Perspetiva GNL (UAG)



O aprovisionamento das UAG em território nacional (incluindo Madeira\*) é realizado a partir do TGNL de Sines através do carregamento de camiões cisterna de GNL, para o que dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 10,4 GWh/d (36 cisternas).

- Na situação N-1, a atual capacidade de carregamento de cisternas no TGNL não permite cobrir a Ponta Extrema, em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo.
- É necessário dotar o TGNL de redundância para obviar a indisponibilidade de alguma das baías de enchimento em operação. De registar que, em caso de paragem prolongada do Terminal de Sines, os consumos em território nacional ficam totalmente dependentes do aprovisionamento via Espanha e sujeito a perturbações de natureza logística decorrente do aumento dos percursos.

(\*) O gás natural consumido na Madeira é proveniente do Terminal de GNL de Sines, onde é carregado em contentores especiais até ao Terminal Marítimo em Lisboa, de onde partem, para a ilha da Madeira. Na ilha, são depois transportados por via rodoviária até à UAG-Socorridos para que o gás natural seja regaseificado e, posteriormente, fornecido à Central Termoelétrica da Vitória.

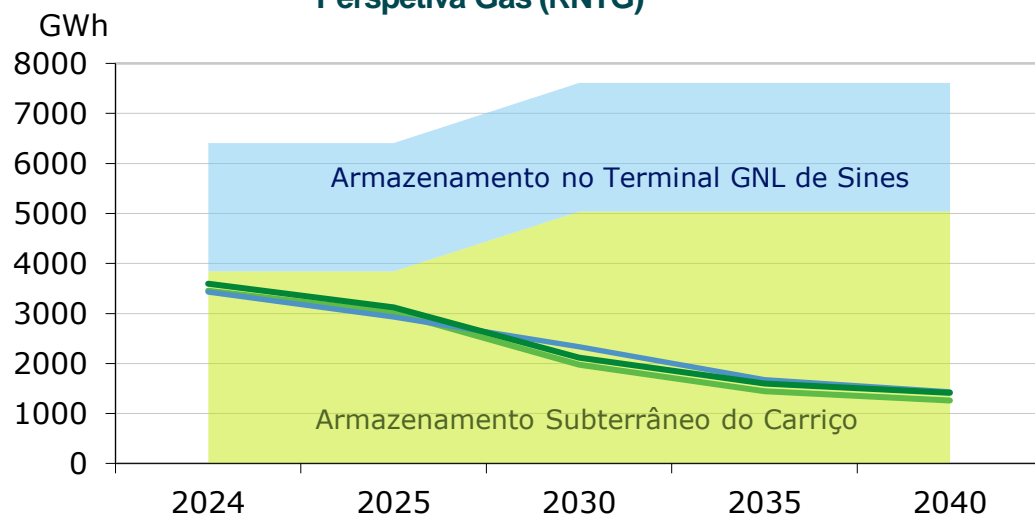
# SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

## Armazenamento (Regulamento Europeu 2017/1938)

### Norma do aprovisionamento:

30 dias consumo extremo (1/20) dos Clientes Protegidos e do Mercado de Eletricidade não interruptível (nec. adicionais)

### Perspetiva Gás (RNTG)

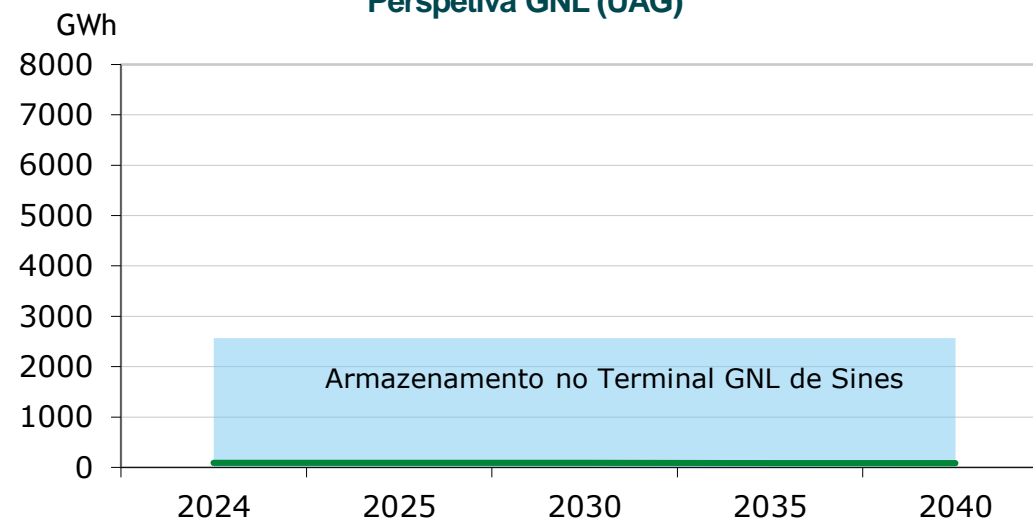


— Trajetória Ambição - Central — Trajetória Conservadora - Central — Sens. Ambição - Superior

O gás que abastece os consumos através da RNTG pode ser armazenado nas cavernas de AS no CARRIÇO e nos tanques do Terminal de GNL de Sines

O armazenamento atual é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança de gás em todo o horizonte de estudo, independentemente da trajetória. O AS do CARRIÇO é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo.

### Perspetiva GNL (UAG)

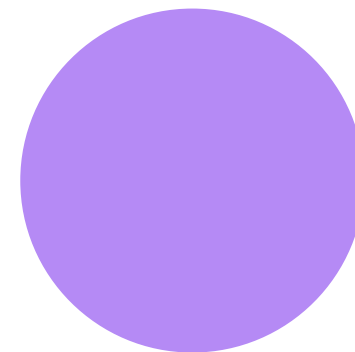


O GNL, que tem como destino as UAG, só pode ser armazenado em grandes quantidades no Terminal GNL de Sines. Neste caso é também incluído o aprovisionamento para 30 dias de consumo médio da totalidade da UAG da Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é realizado a partir de Sines.

Os atuais tanques para armazenamento no Terminal GNL de Sines são suficientes para aprovisionar o GNL correspondente aos Clientes Protegidos das UAG, incluindo uma parcela correspondente a 30 dias de consumo médio pela UAG da Madeira.

# 05

## AMBIENTE

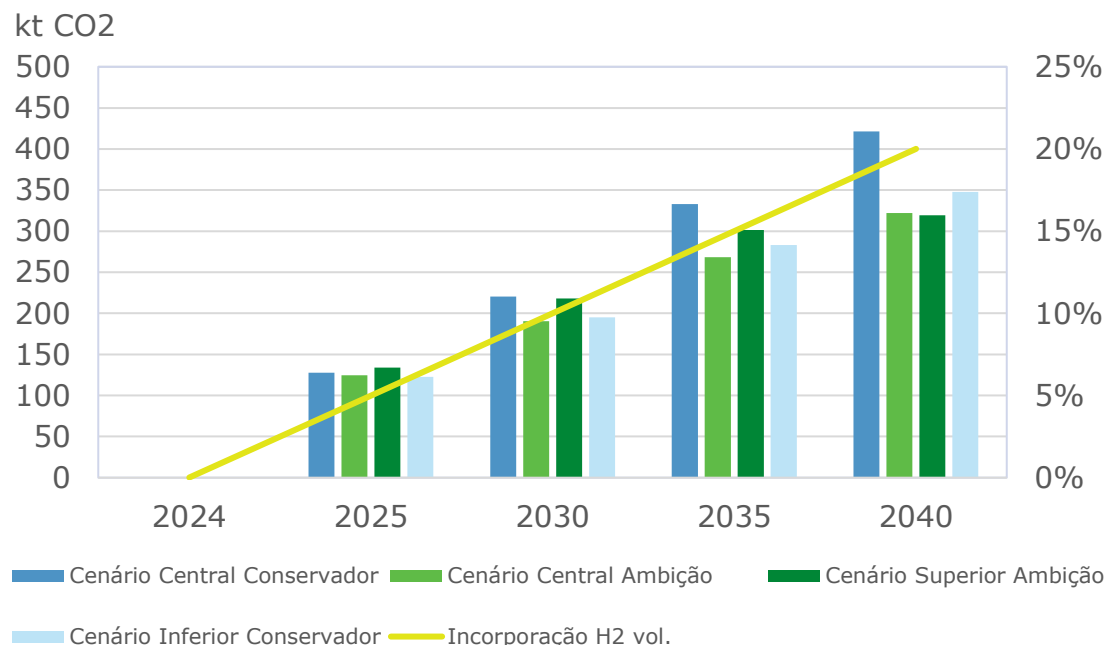


# AMBIENTE

## Impacto da incorporação de H<sub>2</sub> na descarbonização do SNG

### Perspetiva Gás (RNTG)

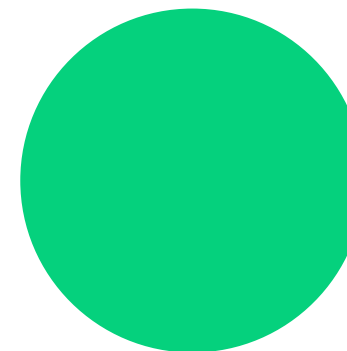
Emissões de CO<sub>2</sub> evitadas pela incorporação de H<sub>2</sub>



- A mistura de H<sub>2</sub> de origem renovável no gás veiculado na RNTG foi assumida nas seguintes concentrações em volume total de gás consumido anualmente: **5% em 2025; 10% em 2030; 15% em 2035 e 20% em 2040.**
- Nestas condições, tendo em consideração que o poder calorífico do H<sub>2</sub> é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3), os contributos crescentes, em energia, do H<sub>2</sub> injetado ascendem a valores entre 1,0-1,2 TWh (3,2% do consumo), em 2030, e entre 1,7-2,3 TWh (7% do consumo), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura.
- Do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.

# 06

## CONSIDERAÇÕES FINAIS



# CONSIDERAÇÕES FINAIS (1/3)

- A atual legislação e a política pública têm impulsionado ações importantes no âmbito do desenvolvimento do mercado de gases renováveis e da sua incorporação no SNG. A **aprovação das adaptações e dos investimentos que garantam a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto**, por parte do Concedente, em sede de PDIRG e PDIRD, **é condição essencial para assegurar o cumprimento do disposto na Lei de Bases do Setor e viabilizar a injeção de hidrogénio verde e outros gases renováveis no SNG.**
- Apesar das **perspetivas de decréscimo de consumo de gás, em 2040 o consumo é ainda significativo, entre 27-35 TWh**. Para garantir que este gás seja completamente descarbonizado, para além do contributo do biometano (5,6 TWh estimado no Plano de Ação para o Biometano) e da incorporação de H2 (1,7-2,3 TWh), **será necessário dispor de outras formas de aprovisionamento de gases renováveis.**
- Genericamente, a fórmula N-1 (falha do Terminal GNL Sines, correspondente a 46% capacidade total da RNTIAT, e ocorrência de pontas excecionalmente elevadas) é cumprida em todos os cenários base do RMSA-G 2023. **No curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta poderão não dar cumprimento** ao padrão de segurança de abastecimento, **caso se verifique uma redução na capacidade de produção de eletricidade renovável (e cogeração)**, como perspectivado na análise de sensibilidade à Trajetória Conservadora para 2025.
- A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares permite cumprir com a fórmula N-1 em todo o horizonte de estudo. No entanto, não existe atualmente um quadro legal ou regulamentar que permita ativar a interruptibilidade em regime de mercado, pelo que é oportuno desenvolver os instrumentos legais e regulamentares para garantir o cumprimento da fórmula N-1 no período em análise.

# CONSIDERAÇÕES FINAIS (2/3)

- **Caso se encontre limitada a extração de gás no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço a 71,4 GWh/d (quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, afigurando-se que, **na situação menos vantajosa (sensibilidade Ambição – Superior e interruptibilidade mínima), permaneça inferior a 100% até 2030**, mesmo com ativação da interruptibilidade. Nessa data, **o reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carriço e a correspondente capacidade de extração superior nestas condições (88 GWh/d) contribuiu para mitigar o défice de capacidade do SNG.****
- **As duas novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo do Carriço**, a promover pelo operador de armazenamento subterrâneo de gás, em resposta ao disposto na RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro, **serão desenvolvidas também numa perspetiva de compatibilidade de 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, criando assim, no âmbito do futuro *backbone* de hidrogénio, uma infraestrutura estratégica importante, quer na substituição gradual do gás natural pelo hidrogénio, quer beneficiando de sinergias com os projetos da RNTG com o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC) a desenvolver no âmbito do Corredor Verde de hidrogénio (H<sub>2</sub>Med) acordado entre os Governos de Portugal, Espanha e França.**
- Na possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho, ainda que só em circunstâncias excecionais, a fórmula N-1 é cumprida em todo o horizonte do estudo, desde que não ocorram limitações na extração do AS do Carriço.
- Na **perspetiva dos consumos de gás que são aprovacionados às UAGs a partir de GNL transportado desde o TGNL de Sines, na situação N-1, a atual capacidade de carregamento de camiões-cisterna no TGNL não permite cobrir a Ponta Extrema**, em todos os cenários, ao longo de todo o horizonte de estudo. É necessário o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, para obviar a indisponibilidade de alguma das baías em operação.
- Registe-se que, caso ocorra uma paragem do Terminal de Sines, o abastecimento dos consumos de GNL a UAG em Portugal fica totalmente dependente do aprovisionamento a partir dos portos espanhóis.
- **Assumindo a incorporação de H<sub>2</sub> na RNTG em concentrações crescentes (em volume) que atingem 10%, em 2030, e 20%, em 2040**, os **contributos em energia do H<sub>2</sub> injetado** ascendem a valores entre 1,0-1,2 TWh (**3,2% do consumo**), em 2030, e entre 1,7-2,3 TWh (**7% do consumo**), em 2040, dependendo do cenário de evolução da procura. Do ponto de vista ambiental, esta substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 190-220 kt, em 2030, e 320-420 kt, em 2040.



# CONSIDERAÇÕES FINAIS (3/3)

- Por fim, sublinha-se que **apesar de se perspetivar uma redução de consumo de gás natural ao longo dos próximos anos**, nomeadamente decorrente do decréscimo de consumo de gás pela cogeração, das medidas de eficiência energética e da redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade, **o sistema elétrico nacional irá evoluir cada vez mais para uma dependência de capacidade produtora não despachável** (eólica e solar). Neste sentido, **em situações de estrangimentos dos recursos primários**, como sejam, o vento, o sol e a água, **a capacidade firme do SEN fica apenas suportada, numa situação extrema, nas centrais de ciclo combinado a gás natural e nas centrais hídricas com bombagem**. Desta forma, **as centrais de ciclo combinado a gás natural, como é o caso da Tapada do Outeiro, têm um papel relevante na segurança de abastecimento do SEN durante todo o processo de transição energética em Portugal, tendo o SNG** que assegurar sempre que necessário, o abastecimento dos consumos destas centrais.