



Direção Geral
de Energia e Geologia

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040

Portugal, março de 2023

[página em branco]

Índice

Sumário Executivo.....	4
1. Enquadramento	17
1.1 Enquadramento legislativo.....	17
1.2 Âmbito do RMSA-G.....	17
2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás	20
2.1 Importação	20
2.2 Rede de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento	21
2.3 Consumo de gás	23
3. Pressupostos e Análises	26
3.1 Pressupostos gerais	26
3.2 Perspetivas analisadas.....	32
3.2.1 Trajetória Conservadora	35
3.2.2 Trajetória Ambição	43
3.2.3 Teste de Stress	49
3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta ...	55
3.2.5 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Conservador da procura e sistema existente na oferta ...	61
3.2.6 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Ambição da procura e evolução expectável da oferta, considerando a injeção de H ₂ na RPG.....	67
3.3 Ambiente e competitividade	72
3.3.1 Impacte da incorporação de H ₂ na descarbonização do SNG	72
3.3.2 Logística de aprovisionamento de GNL às UAG	73
3.3.3 Capacidade de regaseificação do Terminal de GNL de Sines.....	73
4. Qualidade de Serviço	75
5. Considerações Finais	80
Anexos.....	94

[página em branco]

Sumário Executivo

O Sistema Nacional de Gás (SNG) assenta fundamentalmente na rede pública de gás, constituída pela Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) e pela Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG). Compete 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 RNTIAT (ORT), a REN Gasodutos, S.A., constituindo o presente documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG para o período 2023-2040” (RMSA-G 2022), 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 2023-2040” elaborado pelo ORT, e cujo sumário executivo e resultados preliminares se encontram em anexo.

Na elaboração do RMSA-G 2022 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 2022 foi elaborado em articulação com o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040” (RMSA-E 2022), publicado pela DGEG a 25 de outubro de 2022. 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 2022 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 2022, 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2022;

- 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2022;
- 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2022;
- 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2022.

Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2022 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 foram considerados cenários de evolução da procura de gás natural liquefeito (GNL), tendo 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. Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Foi também considerada, nos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, 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.

Na cenarização da evolução da procura de gás do Mercado Convencional considerou-se, ainda, a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022.

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, a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, 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 Carriço¹ (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 Gás Natural Liquefeito de Sines - 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 (2023-2040). 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 renováveis**, 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 renováveis.

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 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.

¹ 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.

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 2022 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários 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 6 de outubro de 2022, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, 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.

Relativamente ao projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, o mesmo foi substituído pelo atualmente designado projeto “CelZa”, que é parte integrante do projeto H2Med, mas que não foi considerado neste relatório (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.

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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; e
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

As trajetórias Conservadora e Ambição têm por objetivo estudar a evolução do SNG num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos de política energética definidos pelo Governo, em particular os definidos no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), e tendo ainda em consideração os estudos já realizados sobre a evolução do Sistema Elétrico Nacional.

Foram, ainda, realizadas duas análises de sensibilidade, considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) o sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura.

O RMSA-G 2022 inclui, também, uma análise de sensibilidade sobre a Trajetória Ambição para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ na rede, do ponto de vista de segurança de abastecimento e da descarbonização do SNG, considerando as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1.

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

Foi também efetuada uma **análise complementar à redução da capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Curiço (AS).** Pretende-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 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.**

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 excecionalmente elevada, em caso de perturbação na maior infraestrutura individual de gás do sistema.

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

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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

Quanto à trajetória Ambição, as normas relativas às infraestruturas também não são cumpridas em 2023. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas durante o restante período, com a

capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 105,7% em 2025 e o máximo de 163,0% em 2040.

No Teste de Stress, que não considera quaisquer reforços de capacidade de oferta, o cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas, não se verifica em 2023. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 102,5% para 152,7%.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da RNTIAT constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, sendo possível cumprir as normas até 2040, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas a variar entre o valor mínimo de 102,5% em 2025 e o máximo de 152,7% em 2040.

Quanto à análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente, o cumprimento das normas relativas às infraestruturas não se verifica em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ na RPG de acordo com as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1, constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,5% em 2025 e 166,3% em 2040.

Análise de sensibilidade 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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. Na trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035, e somente na condição de um aumento de capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço a fórmula N-1 regista valores de 110,5% em 2035 e 125,1% em 2040.

Na trajetória Ambição o referido aumento de capacidade permite que as normas relativas às infraestruturas também sejam cumpridas a partir de 2035, com o valor de 116,3% em 2035 e 138,7% em 2040.

No Teste de Stress, para esta análise, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 103,2% e em 2040 o valor de 120,7%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta da RNTIAT, para a situação em apreço, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2035 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista o valor de 111,2% em 2035 e 130,3% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, para a situação em apreço, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às

infraestruturas apenas são cumpridas em 2035, com a fórmula N-1 a registar 102,6% nesse ano e 116,2% em 2040.

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 caso de 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 2030, variando entre 100,2% nesse ano e 142,0% em 2040.

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. O valor mínimo da fórmula N-1 regista-se em 2027, para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com 126,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 118,5% 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.

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, na Trajetória Conservadora a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. 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 107,2% nesse ano e 146,4% em 2040.

No caso da Trajetória Ambição, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 107,5% nesse ano e 159,7% em 2040.

No Teste de Stress, caso a capacidade de extração do AS seja limitada a 71,4 GWh/d, 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 100,2% e 143,3%. 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 116,6% e em 2040 o valor de 137,6%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, 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 100,2% e 154,3%. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar valores entre 104,0% nesse ano e o valor de 148,2% em 2040.

No caso da 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, 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 102,8% e 142,3%. 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 115,2% nesse ano e 136,0% em 2040.

Considerando o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ na RPG, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, 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 103,8% e 170,8%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 109,0% nesse ano e 163,5% em 2040.

Análise de sensibilidade 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, sendo o valor mínimo da fórmula N-1 registado em 2023 para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (104,1% em ambos os casos).

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, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na Trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista valores entre 107,0% em 2030 e 135,9% em 2040.

Também na Trajetória Ambição, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 107,3% nesse ano e 150,7% em 2040.

Quanto ao Teste de Stress, considerando, 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, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 112,8% e em 2040 o valor de 131,9%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, 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, constata-se que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 104,1% nesse ano e o valor de 141,1% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar o valor de 112,1% nesse ano e 127,0% em 2040.

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, 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, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 108,7% nesse ano e 154,0% em 2040.

Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que nas trajetórias Conservadora e Ambição a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023, incluindo o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas², bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural. Entre 2025 e 2040, nestas trajetórias, perspetiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2040 e 2027, no caso das Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que a atual capacidade do TGNL seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023. Entre 2025 e 2040 prevê-se que a atual capacidade do TGNL permita cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes, não permitindo acomodar as pontas prováveis de consumo associadas às UAG previstas, nem o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a

² À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

gás natural. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia).

Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente 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, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o artigo 6º 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 protegidos³ 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 2022 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, que se mantém constante no período em análise, 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.

³ 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 UAG⁴ em todo o período 2023-2040, 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 H₂ de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H₂ 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 H₂ injetado, variam entre 1,1 e 1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,9 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 H₂ de origem renovável contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 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 CO₂. Adicionalmente, a conjuntura atual e futura aponta para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo, pelo que poderá vir a ser necessária a existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. 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 CO₂ 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 regaseificação média diária no TGNL aumentou cerca de 230%, de acordo com dados disponíveis no *Data Hub* da REN⁵. A eventual concretização do projeto da Estação de Compressão do Carregado permitiria

⁴ 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

⁵ <https://datahub.ren.pt/>

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 2021, 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 1% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros diminuiu aproximadamente 23%. Registou-se, ainda, um aumento de aproximadamente 2% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e um aumento de cerca de 5% 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 2021 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 13 743 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes (das quais 77% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás, a REN Portgás e a Setgás registaram interrupções controláveis, sendo que a REN Portgás foi o único ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2021 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido à ocorrência de incidentes provocados por terceiros, com consequências de dimensão significativa.

- Na vertente das **características do gás**, 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);

- o reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia), que permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027;
- 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 CO₂ 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);
- 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.^a interligação entre Portugal e Espanha, o mesmo foi substituído pelo atualmente designado projeto “CelZa”, que é parte integrante do projeto H2Med, mas que não foi considerado neste relatório 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 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 Decreto-Lei define, também, 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 Rede Nacional de Transporte de Gás (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 interrupção 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 (PNEC), aprovado e publicado pela Resolução de Conselho de

Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, 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 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 2023-2040, 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 renováveis 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 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, 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 renováveis.

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 rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL e da rede nacional de distribuição a detalhar 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 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 2022 reflete, tanto quanto possível, o estado da arte atual, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários 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 6 de outubro de 2022, relativa à capacidade previsível de injeção constante dos pedidos de registo prévio para a produção de gases de origem renovável, 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.

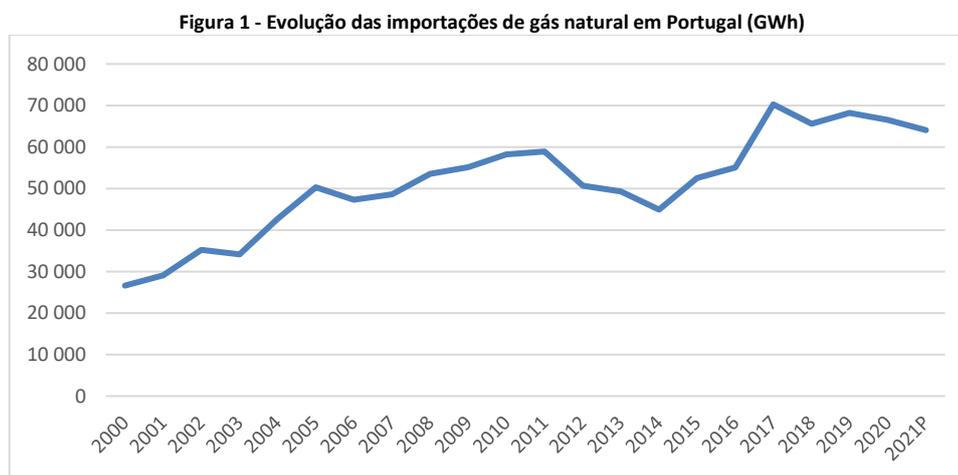
2. Caracterização do Sistema Nacional de Gás

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 TGNL (Sines).

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

Os dados provisórios para 2021 apontam para importações de gás natural de aproximadamente 64 082 GWh, verificando-se uma diminuição de cerca de 3,6% face a 2020, sendo que na última década, 2012-2021, as importações de gás natural registaram uma taxa de crescimento média anual (tcma) de aproximadamente 2,6%. A diminuição nas importações de gás natural em 2021, face a 2020, deverá estar principalmente associada à redução do consumo de gás natural nas centrais térmicas para a produção de eletricidade verificada entre esses dois anos.

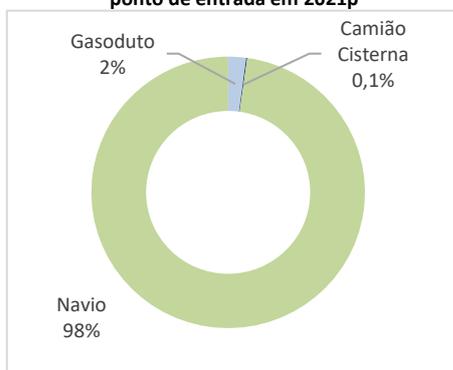


Fonte: DGEG

Nos últimos anos Portugal tem vindo a diversificar as suas fontes de aprovisionamento de gás natural. No entanto, aproximadamente 84% das importações em 2021 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, cerca de 13% acima da respetiva quota registada no ano anterior (71%). 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 por essa via, que em 2018 representavam aproximadamente 34%, em 2019 diminuíram para cerca de 8%, em 2020 se mantiveram nos 8% e em 2021 decresceram para 2%. Prevê-se que a representatividade do gás argelino nas importações nacionais continue em níveis baixos, 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. 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

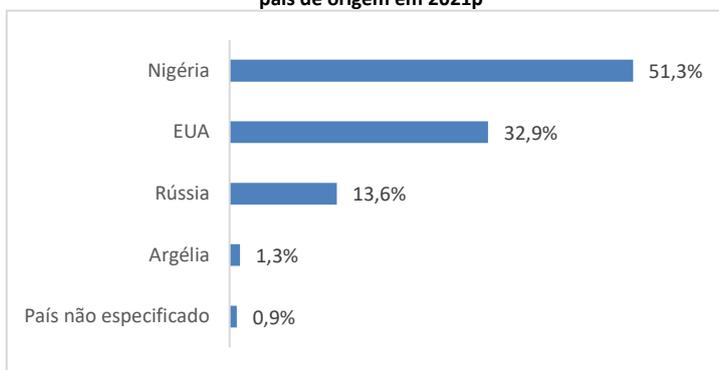
inviabilização do transporte de gás argelino através do gasoduto do Euro-Magreb, a partir do dia 31 de outubro de 2021.

Figura 2 - Distribuição das importações de gás natural por ponto de entrada em 2021p



Fonte: DGEG

Figura 3 - Importações de gás natural por país de origem em 2021p



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 2021

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

Fonte: GALP

(*) Adicionalmente, foi celebrado um acordo, entre a Galp e a empresa *Venture Global LNG* (E.U.A)⁶, para a aquisição de 1,4 bcm/ano, com início em 2023 e duração de 20 anos.

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 Terminal de GNL de Sines (TGNL) e a interligação de Campo Maior. Ocasionalmente, a entrada de gás natural na rede nacional de transporte pode ocorrer através da interligação de Valença do Minho.

⁶ <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/o-que-fazemos/industrial-energy-management/aprovisionamento-trading>

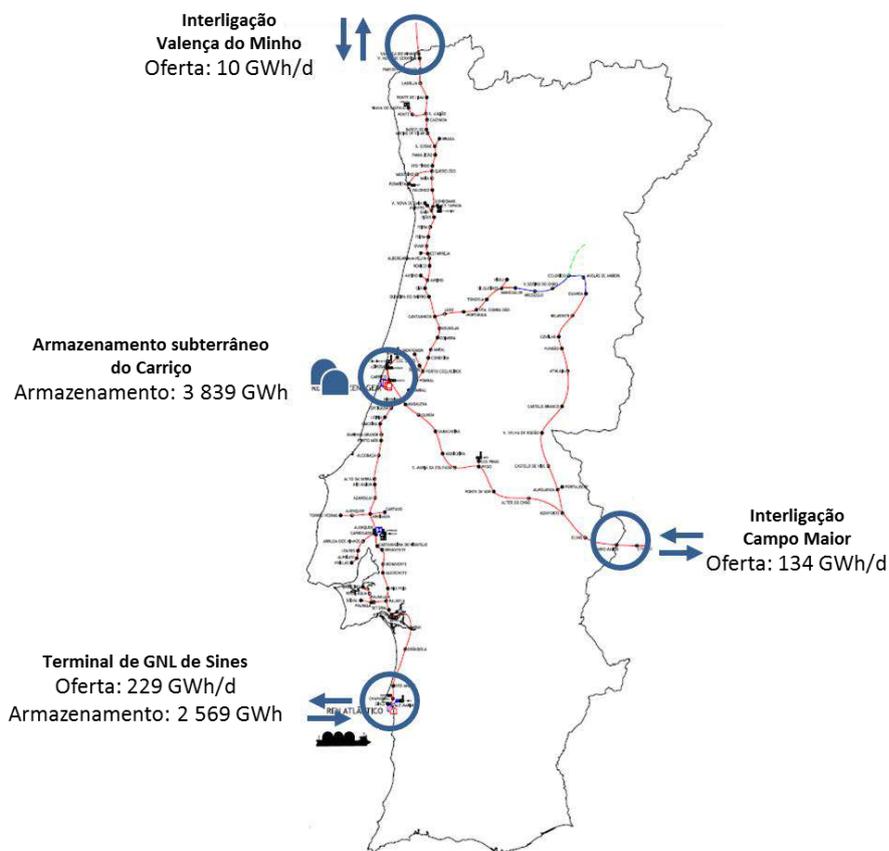
O TGNL encontra-se localizado na costa atlântica europeia, dispondo de um porto de águas profundas com capacidade de receção de navios até 216 000 m³ de GNL, estando ao nível dos principais terminais europeus. A sua localização estratégica permite rececionar GNL de novos mercados e dessa forma aumentar o grau de diversificação das origens do gás natural da UE. Destacam-se as principais características do Terminal de GNL Sines:

- Cais de acostagem para receção de navios metaneiros com capacidade de 10 000 m³/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre de 40 000 m³ a 216 000 m³;
- Capacidade de emissão nominal de gás natural: 321,3 GWh/dia (1 125 000 m³ (n)/h);
- Capacidade máxima de emissão de gás natural (ponta horária): 385,6 GWh/dia (1 350 000 m³ (n)/h).

A rede nacional de transporte em alta pressão tem 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, este encontra-se repartido entre o AS do Carriço, um complexo de armazenamento em cavidades subterrâneas em formações salíferas, 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



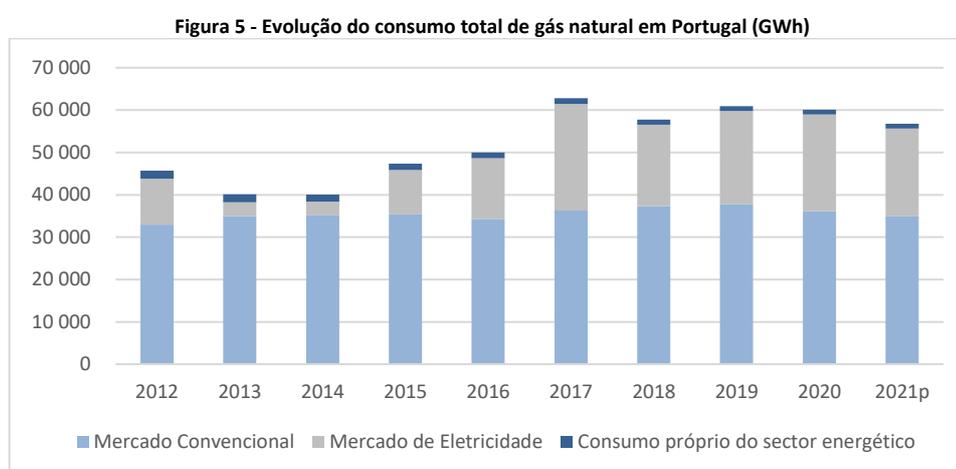
Fonte: REN

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 2021 o consumo total de gás natural em Portugal foi de 57 834 GWh⁷, repartido entre o consumo do Mercado de Eletricidade (36,5%), do Mercado Convencional (61,5%), e o consumo próprio do sector energético⁸ (2,0%), tendo-se registado uma diminuição de cerca de 4,4% relativamente a 2020. Na última década, 2012-2021, o consumo total de gás natural registou uma taxa de crescimento médio anual (tcma) de cerca de 2,6%. 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

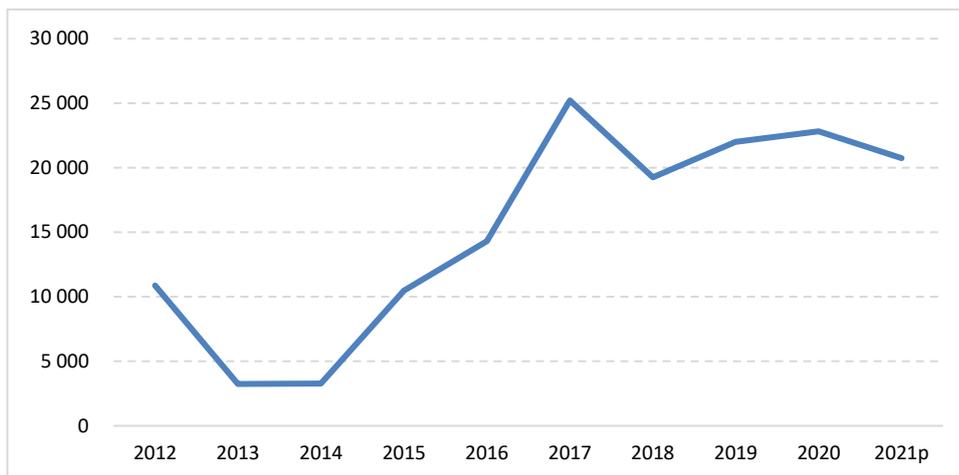
O consumo do Mercado de Eletricidade, que, como referido anteriormente, corresponde ao consumo de gás no sistema electroprodutor, é muito influenciado pela disponibilidade de recursos hídricos e de outros recursos renováveis, razão pela qual pode oscilar significativamente de ano para ano. Este facto é claramente observável no período 2012-2014, durante o qual o aumento da componente eólica no sistema electroprodutor, que, para além de aumentar a produção de eletricidade com recurso a fontes endógenas, ajuda a otimizar a produção hídrica em anos de menor disponibilidade, graças à capacidade reversível de algumas centrais, associado à redução do consumo de eletricidade e a anos hidrológicos húmidos, originou uma redução substancial do consumo de gás natural para a produção de eletricidade (70%).

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 7,4%.

⁷ Dados provisórios.

⁸ Inclui perdas no transporte e distribuição e consumo na refinação.

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

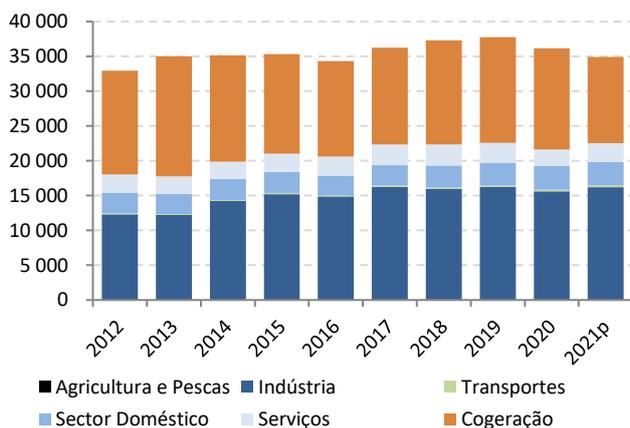


Fonte: DGEG

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, tem-se mantido relativamente estável nos anos mais recentes, sendo que na última década, 2012-2021, registou uma tcm de cerca de 0,7%.

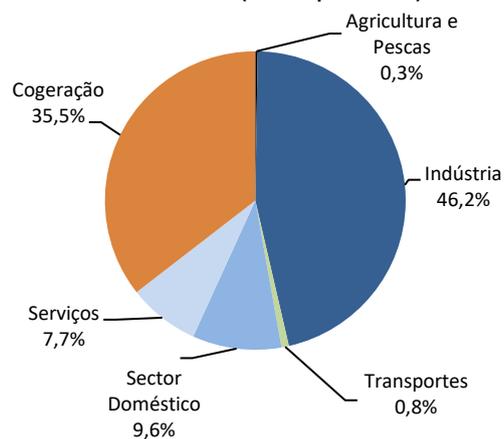
Em termos do consumo final por sector de atividade no Mercado Convencional, o sector da indústria⁹ foi responsável em 2021 pela maior fatia do consumo, com 46,2%, seguido do sector da cogeração, com 35,5%, do sector doméstico, com 9,6% e do sector dos serviços, com 7,7%. As figuras seguintes ilustram a evolução do consumo de gás natural por sector de atividade em Portugal.

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



Fonte: DGEG

Figura 8 – Repartição do consumo de gás natural por setor de atividade em 2020 (valores provisórios)



Fonte: DGEG

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

⁹ Inclui o consumo da indústria extrativa, transformadora, construção e obras públicas e o consumo para produção de hidrogénio e para a petroquímica.

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 2021 o consumo de gás natural no setor da cogeração registou uma diminuição de cerca de 15% relativamente a 2020. 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)



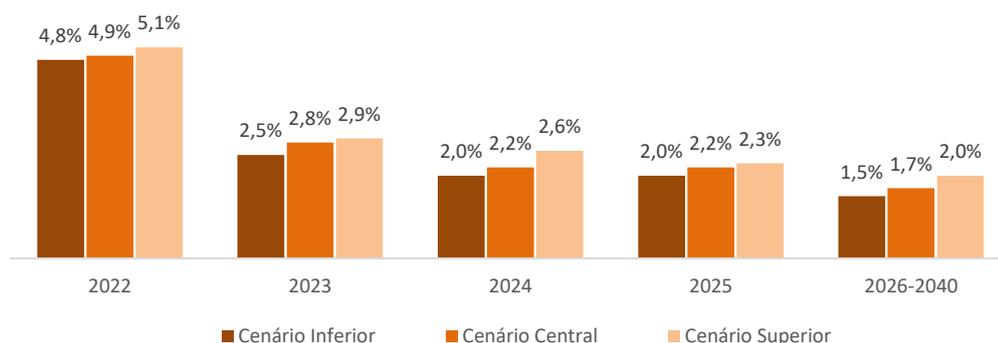
Fonte: DGEG

3. Pressupostos e Análises

3.1 Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos propostos para o período 2022-2040, 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 2022-2040



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	2027	2030	2035	2040
Capacidade de Oferta (GWh/d)	373	373	373	373	535	535	535
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
Capacidade de Armazenamento (GWh)	6 408	6 408	6 408	6 408	7 608	7 608	7 608
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	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	2 569
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)	129						
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)	71	71	71	71	88	88	88

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, sendo esta restrição eliminada e potenciada após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- 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.

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

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 renováveis**, 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, destacados anteriormente no ponto 1.2 do presente relatório.

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 6 de outubro de 2022, 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 3ª interligação entre Portugal e Espanha, o mesmo foi substituído pelo atualmente designado projeto “CelZa”, que é parte integrante do projeto H2Med, mas que não foi considerado neste relatório (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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2022, 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Ambição do RMSA-E 2022, 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, às poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário (de acordo com a ELPRE 2050) e às poupanças resultantes do Plano de Poupança de Energia 2022-2023, para a evolução da procura no Mercado Convencional, e o consumo de gás do Mercado Elétrico alinhado com a trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, 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 2022 foi elaborado em estreita ligação com o RMSA-E 2022. 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 eletroprodutores a gás, que constituem uma salvaguarda do sistema, num período de transição. Assim, como referido nos cenários descritos anteriormente, o RMSA-G 2022 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 2022, em particular a evolução do papel dos centros eletroprodutores que utilizam gás como combustível.

Como se pode constatar na definição dos quatro cenários considerados, no RMSA-G 2022 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 foram considerados cenários de evolução da procura de GNL, tendo 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. Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

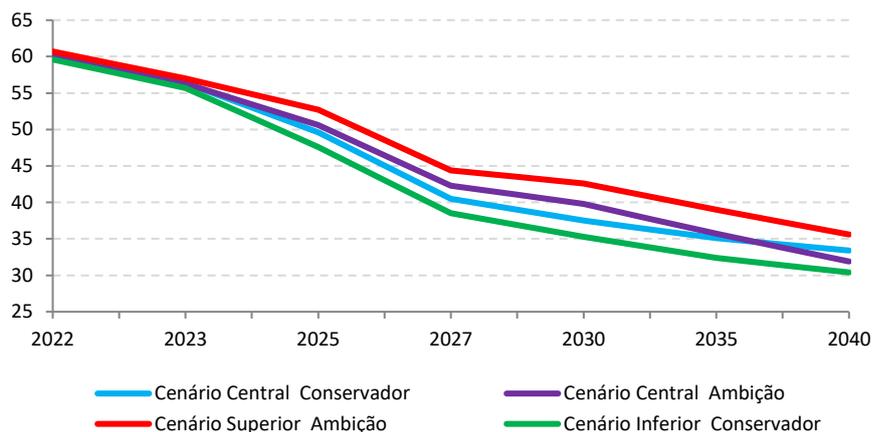
Foi ainda considerada, nos cenários de evolução da procura do Mercado Convencional, para o setor residencial e terciário, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque 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.

Na cenarização da evolução da procura de gás do Mercado Convencional considerou-se, ainda, a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022.

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, a estimativa das poupanças nos consumos de gás dos edifícios dos setores residencial e terciário e a estimativa das poupanças de gás resultantes das novas medidas apresentadas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, poderão ser consultadas no Anexo 1 (Pressupostos).

Quanto à procura total de gás, as estimativas apontam para uma diminuição entre 2022 e 2040 em todos os cenários, mais pronunciada no cenário Inferior Conservador, com uma taxa de crescimento médio anual de -3,67%. Os restantes cenários da procura apresentam taxas de crescimento médio anual entre -3,45% e -2,92%. A figura 11 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.

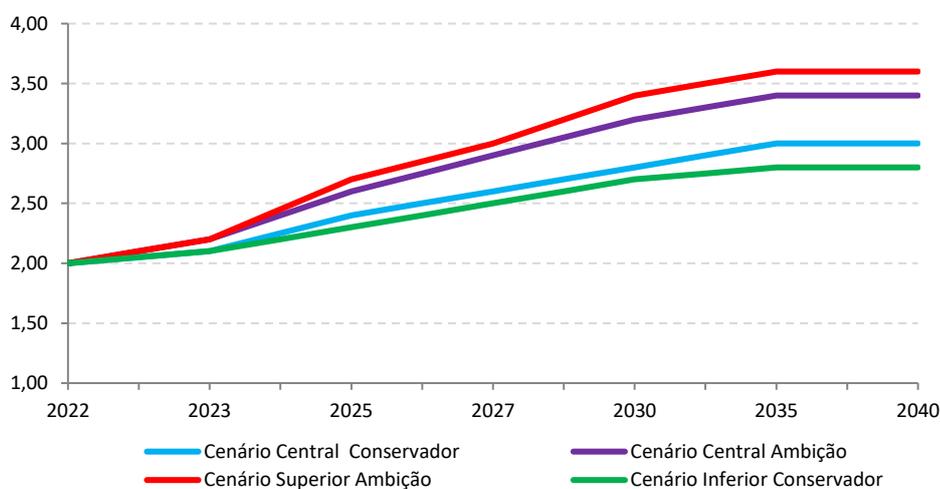
Figura 11 – Evolução da procura total de gás (TWh) ¹⁰



Fonte: REN

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da procura de GNL, tipicamente para abastecimento das Unidades Autónomas de Gás (UAG), para o período 2022-2040, nos diferentes cenários considerados, detalhada na tabela 13 do Anexo 1. As estimativas apontam, em todos os cenários, para um aumento da procura de GNL, mais marcado no cenário Superior Ambição, com uma taxa de crescimento médio anual de 3,32%. Os restantes cenários da procura de GNL apresentam taxas de crescimento médio anual entre 1,89% e 2,99%.

Figura 12 – Evolução da procura de GNL (TWh) ¹¹



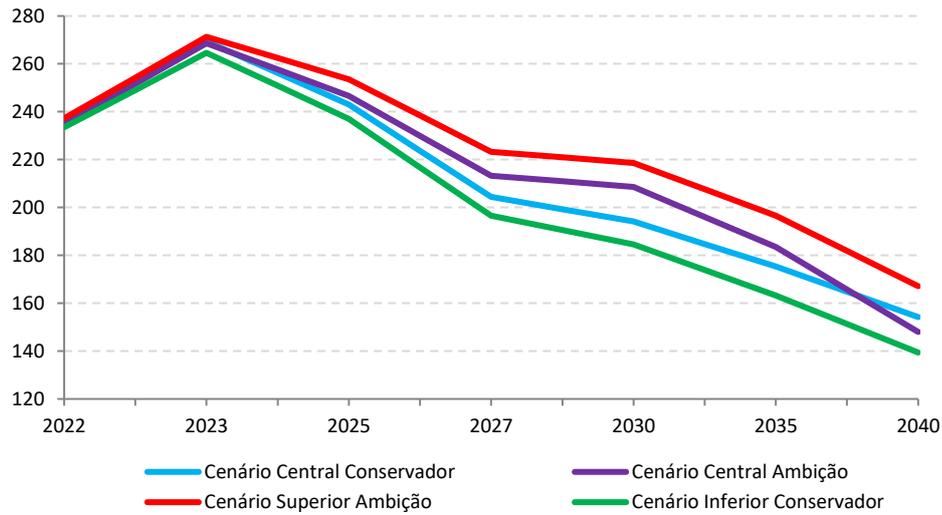
Fonte: REN

No que respeita às pontas anuais diárias de consumo (provável e extrema), ilustra-se nas figuras seguintes a evolução expectável para o período 2022-2040. O detalhe dos cenários de ponta anual diária de consumo pode ser consultado nas tabelas 14 e 15 do Anexo 1.

¹⁰ Inclui o GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG.

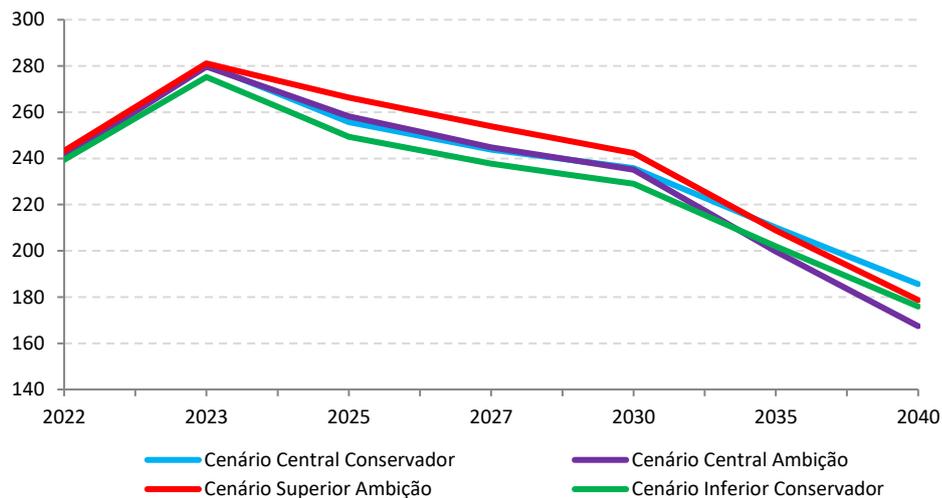
¹¹ Os cenários incluem a UAG dos Socorridos, localizada na Ilha da Madeira (maioritariamente para produção de eletricidade), dado que o seu abastecimento é efetuado a partir do TGNL de Sines. Não são incluídos os consumos de GNL regaseificado no TGNL e injetado na RNTG, que são contabilizados na evolução da procura total de gás.

Figura 13 – Evolução da ponta provável de consumo diário de gás¹² (GWh/d)



Fonte: REN

Figura 14 – Evolução da ponta extrema de consumo diário de gás¹³ (GWh/d)

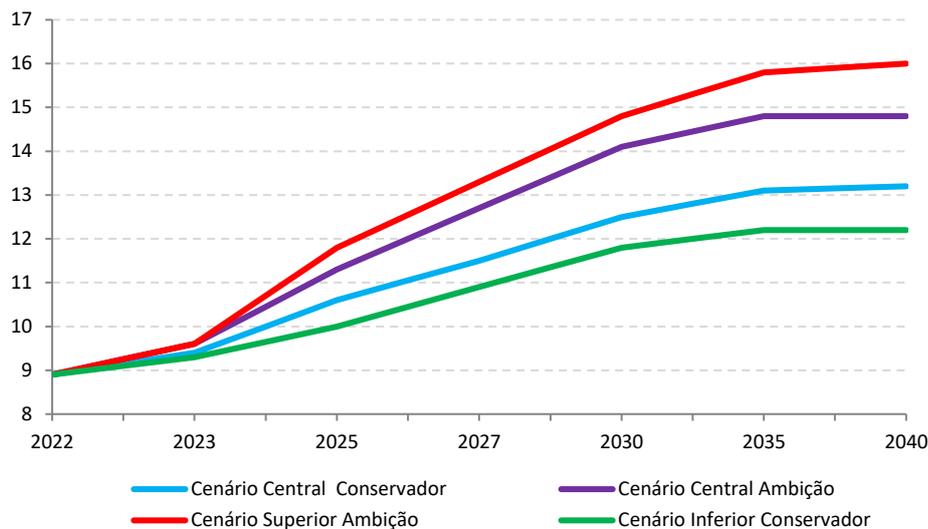


Fonte: REN

¹² 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 2022 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento.

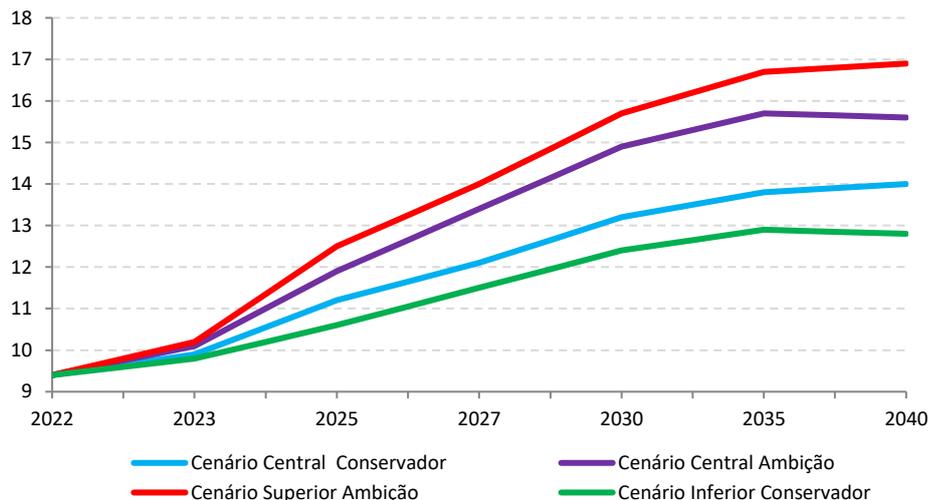
¹³ Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade. No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2022 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento. 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.

Figura 15 – Evolução da ponta provável de consumo diário de GNL¹⁴ (GWh/d)



Fonte: REN

Figura 16 - Evolução da ponta extrema de consumo diário de GNL¹⁵ (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:**

¹⁴ 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 2016-2021, 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.

¹⁵ 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.

- **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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **Teste de Stress** – assumindo a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Superior Ambição da procura, que a médio prazo (até 2025) corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

As trajetórias Conservadora e Ambição têm por objetivo estudar a evolução do SNG num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos de política energética definida pelo Governo, em particular os definidos no PNEC, e tendo ainda em consideração os estudos já realizados sobre a evolução do sistema electroprodutor nacional.

Foram, ainda, efetuadas **duas análises de sensibilidade**, considerando: (i) a evolução expectável da oferta da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente e o cenário Central Conservador da procura.

A figura seguinte resume as análises efetuadas no âmbito do RMSA-G 2021:

Figura 17 - Análises efetuadas no RMSA-G 2021

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador ^{a)}	Central Ambição ^{b)}	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição ^{c)}	Sensibilidade
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) Inclui análise de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ na rede, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG.

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

Foi também efetuada uma **análise complementar à redução da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d**. 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.

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 excepcionalmente 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 Lares¹⁶.

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**, 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

¹⁶Estima-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.

(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).

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 2019 e 2020 se terem registado taxas de utilização média da capacidade de armazenamento do AS de 80% e 87%, respetivamente, em 2015 essa taxa situou-se nos 48%, em 2016 nos 35%, em 2017 nos 41% e em 2018 nos 50%¹⁷. Significa isto que, em anos recentes, o volume operacional do AS se situou várias vezes abaixo dos 60%, o que coloca desafios operacionais no que diz respeito à extração do gás natural. Face a esta situação, avaliou-se em sede deste 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%.

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).

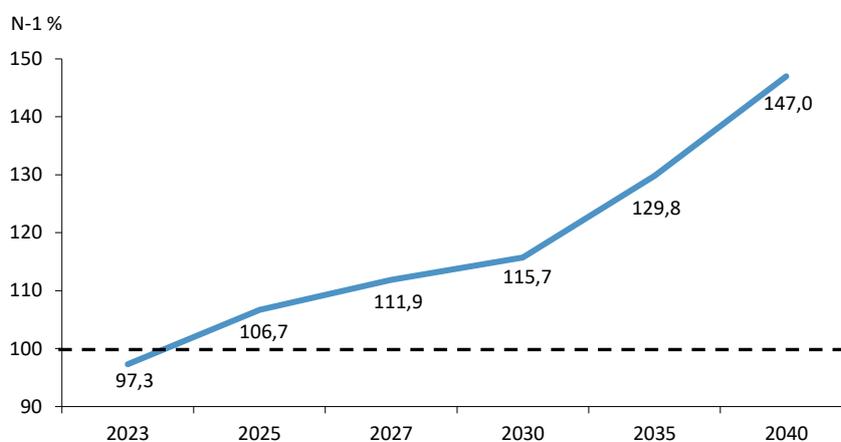
¹⁷ De acordo com os dados apresentados na proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2021 da REN Gasodutos.

3.2.1.1 Perspetiva da Oferta

Perspetiva da oferta de gás

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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

Figura 18 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora (%)

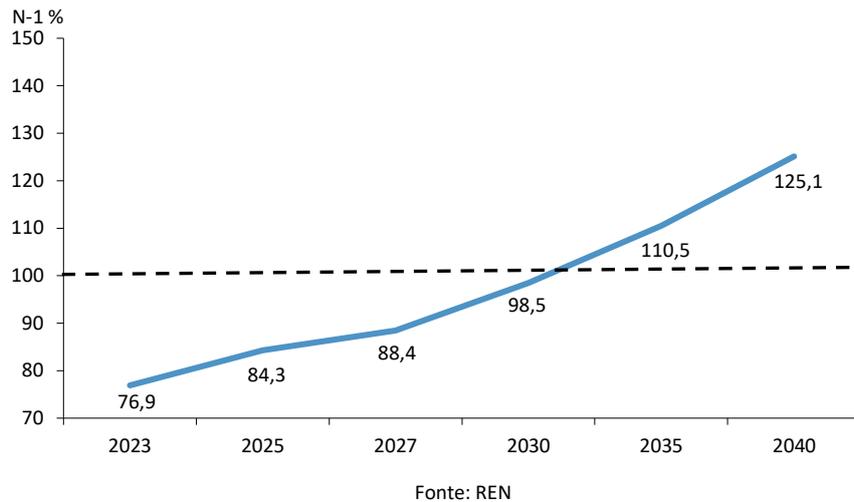


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, 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 e somente na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço a fórmula N-1 regista valores de 110,5% em 2035 e 125,1% em 2040.

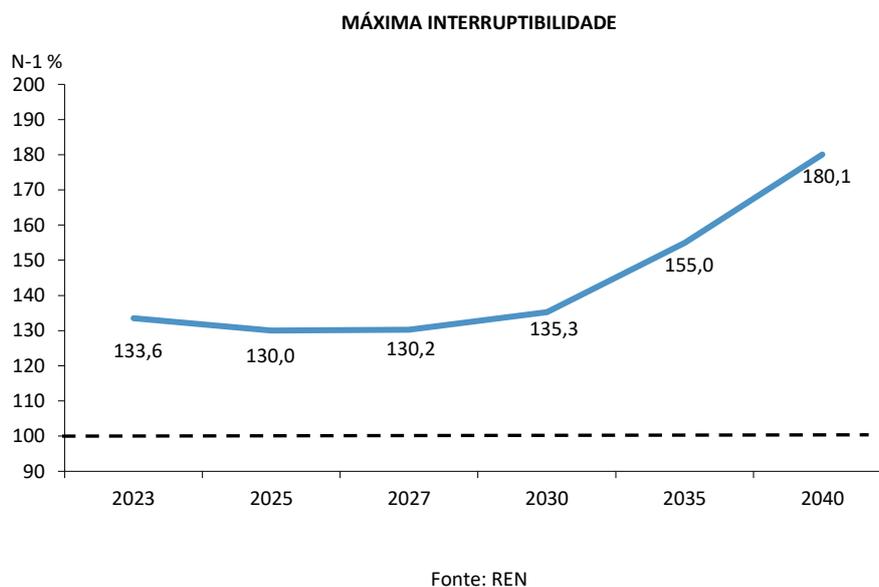
Figura 19 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



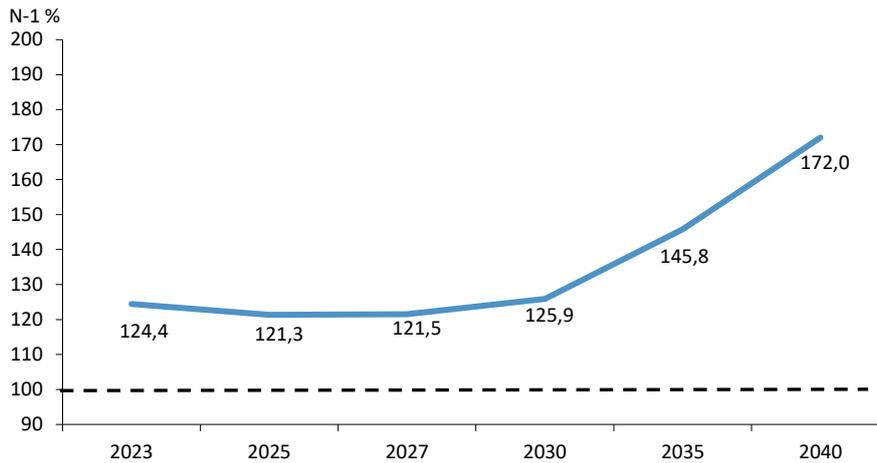
Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

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, sem necessidade de reforço da capacidade de oferta. O valor mínimo da fórmula N-1 para esta trajetória no período em análise regista-se em 2025, com 130,0% na hipótese de máxima interruptibilidade e 121,3% 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 20 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)



MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE

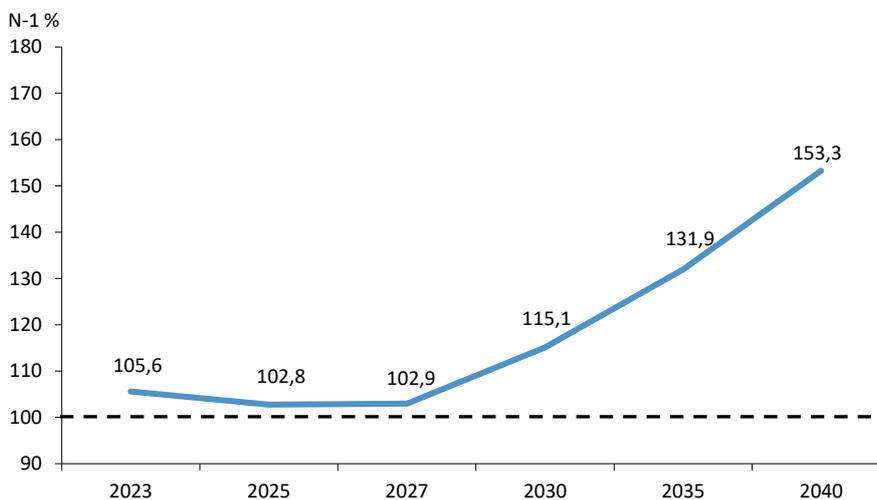


Fonte: REN

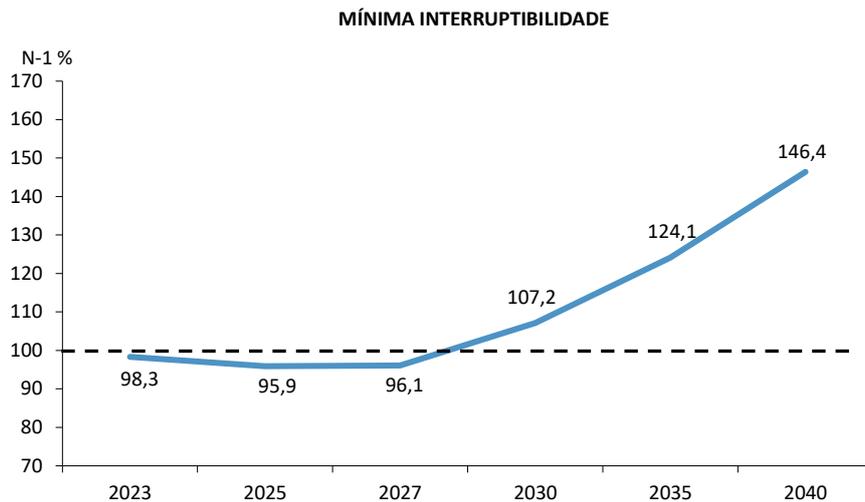
Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. 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 107,2% nesse ano e 146,4% em 2040.

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 e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

MÁXIMA INTERRUPTIBILIDADE



Fonte: REN

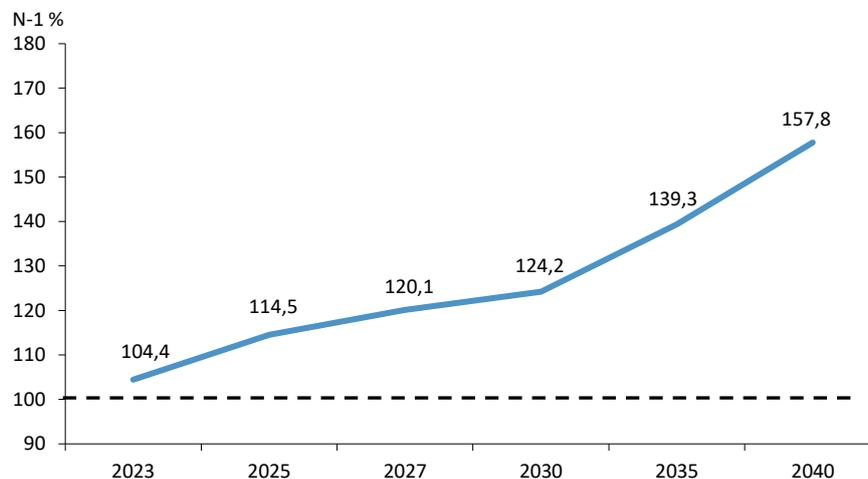


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 104,4% em 2023.

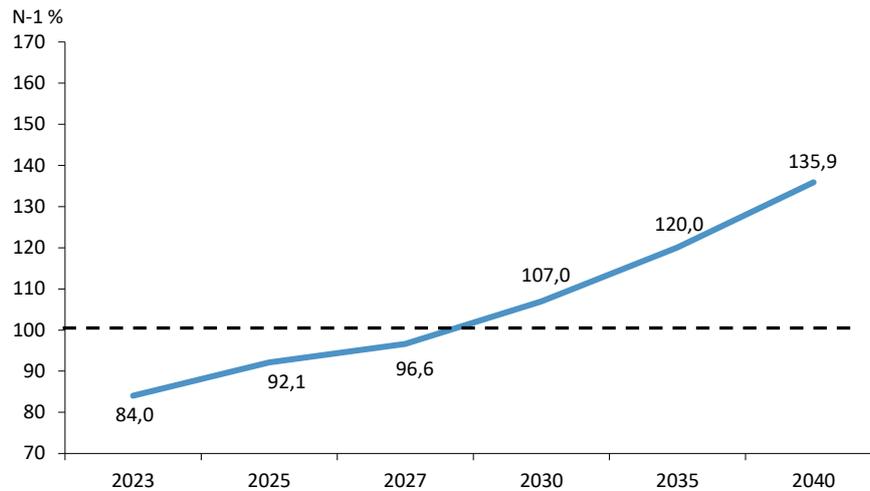
Figura 22 - Fórmula N-1 para a Trajetória Conservadora, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



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, 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 e apenas na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista valores entre 107,0% em 2030 e 135,9% em 2040.

Figura 23 - 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 (%)

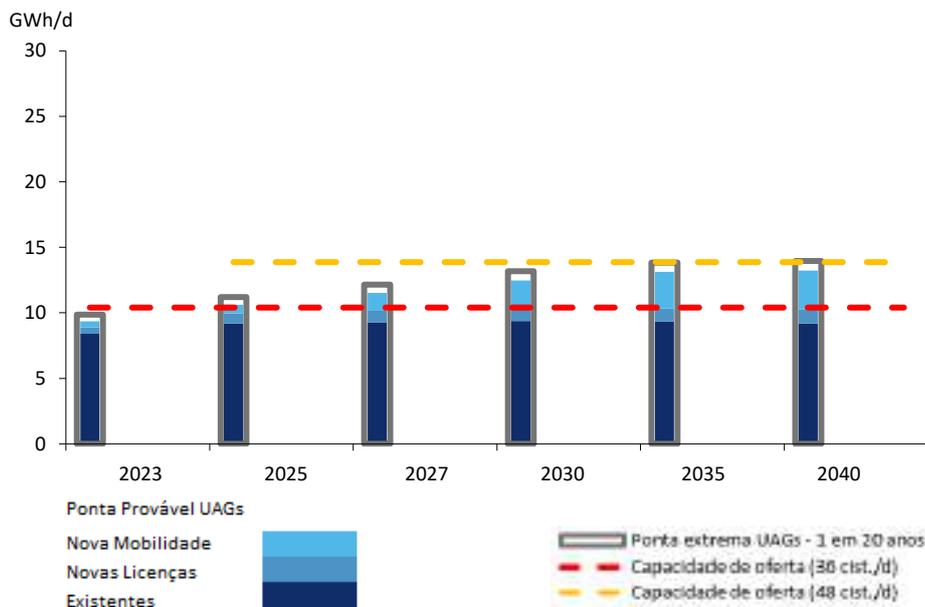


Fonte: REN

Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que na trajetória Conservadora a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023. Entre 2025 e 2040 perspetiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas¹⁸, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

Figura 24 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Conservadora (GWh/d)



Fonte: REN

¹⁸ À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL¹⁹, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2040. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente 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 utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

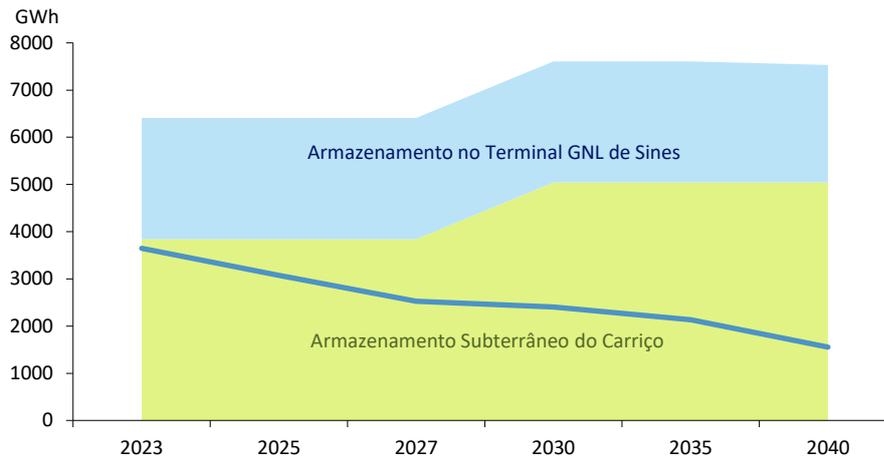
Nesse sentido, a existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o artigo 6º 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 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 de gás no RMSA-G 2022 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.

¹⁹ O TGNL dispõe atualmente de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m³/h de GNL.

Figura 25 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Conservadora (GWh)

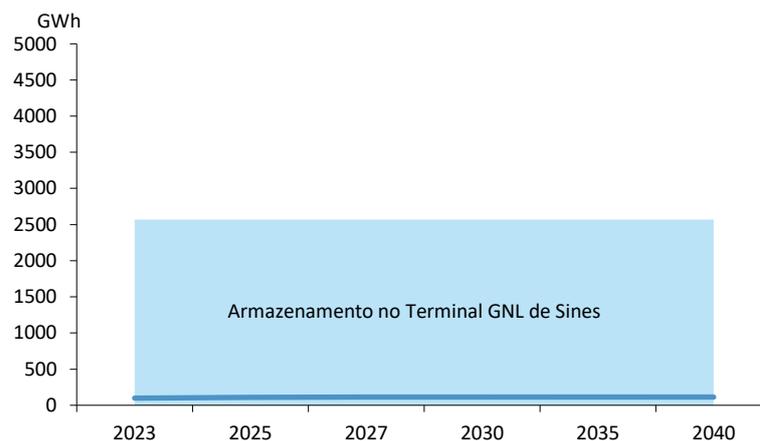


Fonte: REN

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 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 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 UAG²⁰ em todo o período 2023-2040.

Figura 26 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG na trajetória Conservadora (GWh)



Fonte: REN

²⁰ 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.

3.2.2 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.

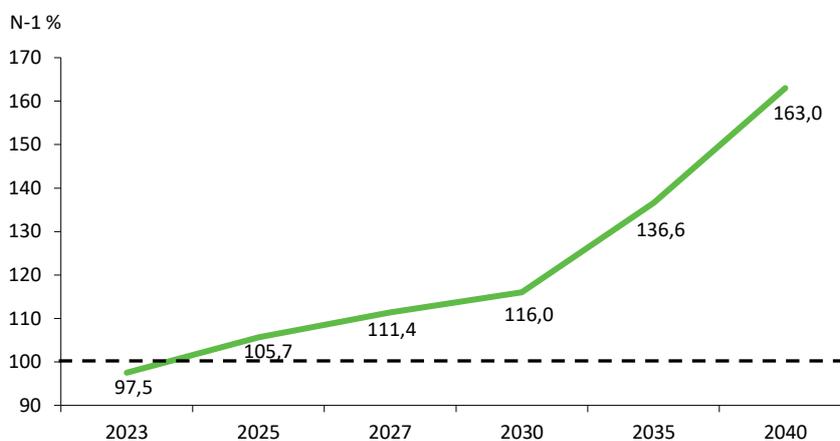
De referir que a capacidade de oferta pode ainda ter um acréscimo decorrente do ajuste da capacidade associada ao VIP Ibérico, considerando a possibilidade de ser efetivada a capacidade total de oferta no ponto de interligação Valença do Minho-Tui (30 GWh/d).

3.2.2.1 Perspetiva da Oferta

Perspetiva da oferta de gás

Da análise realizada à trajetória Ambição constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não sendo 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. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 105,7% em 2025 e o máximo de 163,0% em 2040.

Figura 27 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição (%)

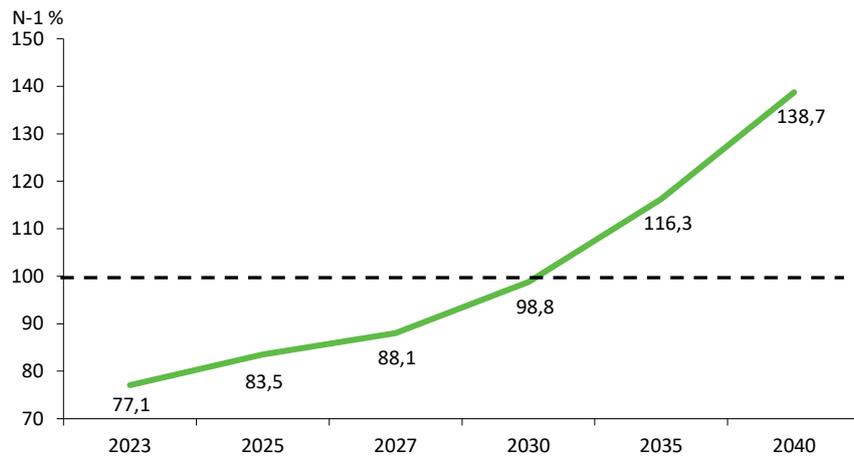


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, 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 2035 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista o valor de 116,3% em 2035 e 138,7% em 2040.

Figura 28 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

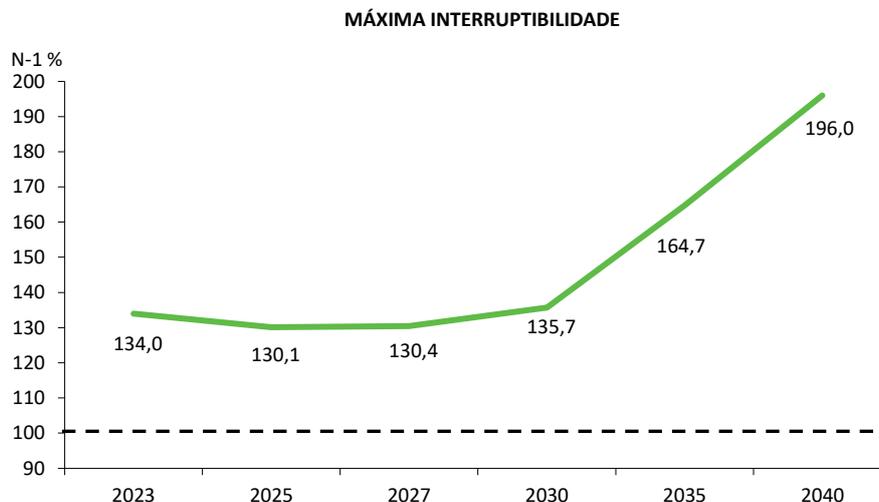


Fonte: REN

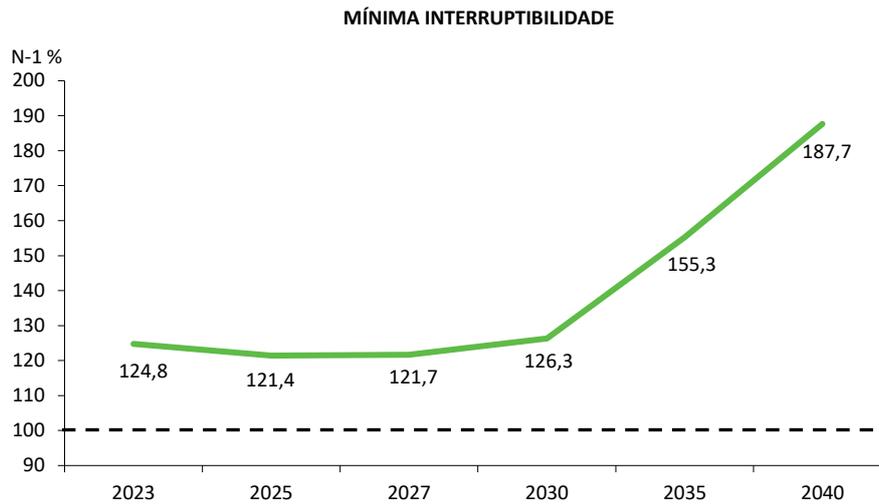
Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

Da análise realizada 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, sem necessidade do reforço da capacidade de oferta. No período em análise a fórmula N-1 regista o mínimo em 2025, com 130,1% na hipótese de máxima interruptibilidade e 121,4% 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 29 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)



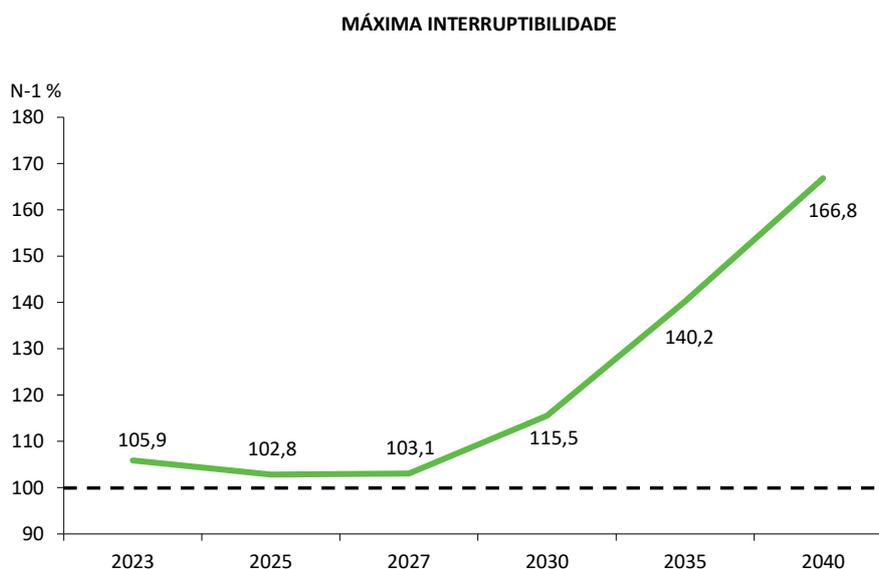
Fonte: REN



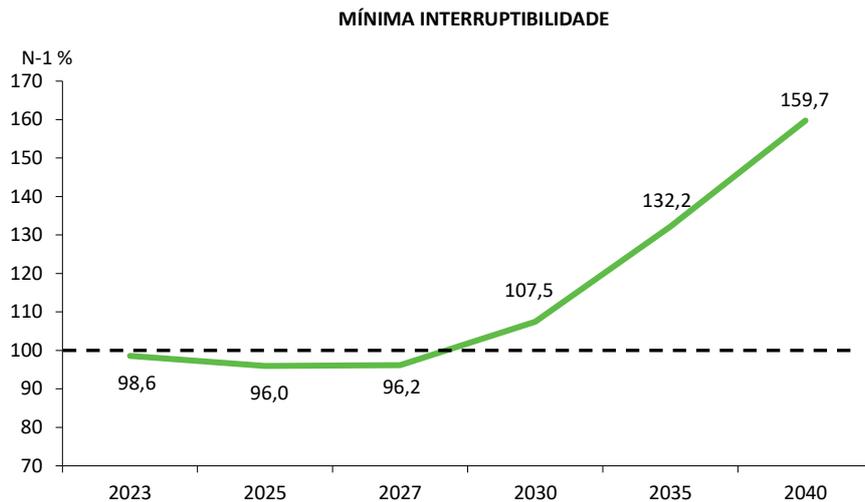
Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 107,5% nesse ano e 159,7% em 2040.

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 e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



Fonte: REN

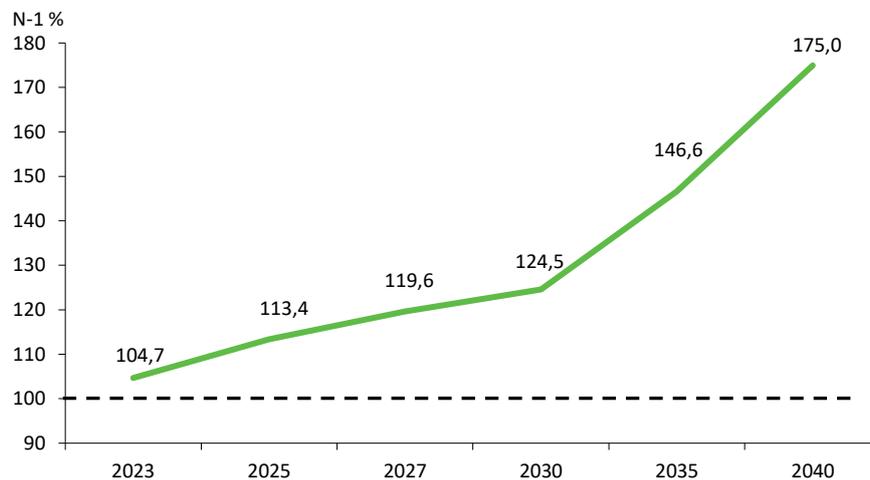


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 sem necessidade de reforço da capacidade de oferta, registando a fórmula N-1 valores entre 104,7% em 2023 e 175,0% em 2040.

Figura 31 – Fórmula N-1 para a Trajetória Ambição, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)

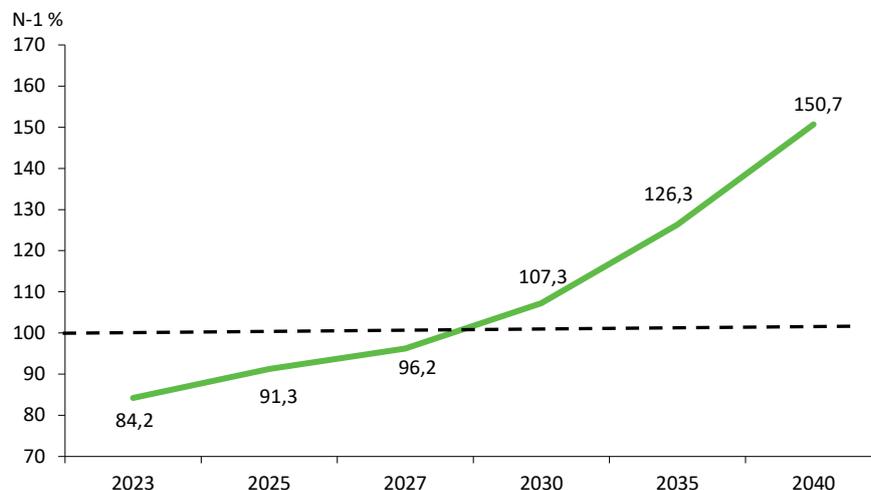


Fonte: REN

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, 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 107,3% nesse ano e 150,7% em 2040.

Figura 32 – 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 (%)

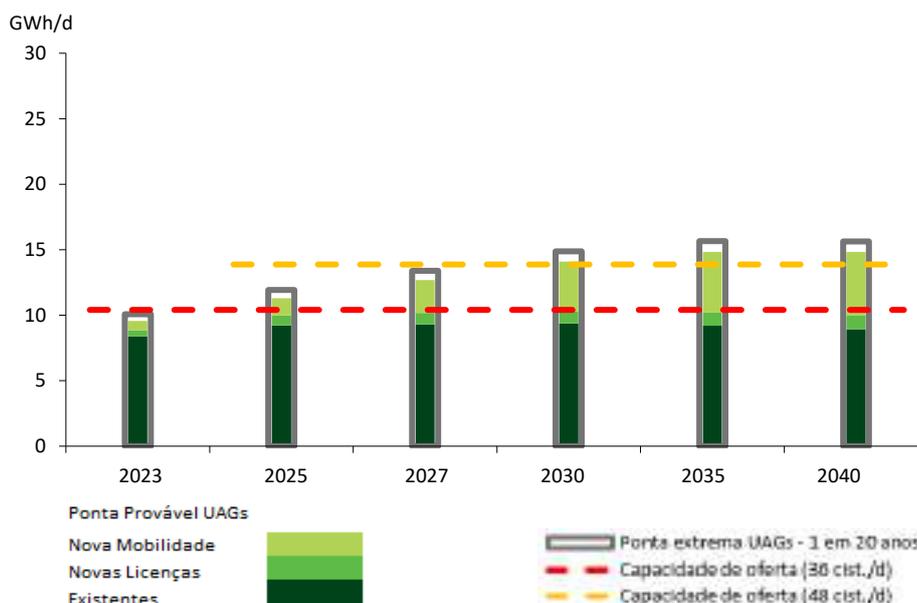


Fonte: REN

Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que em 2023 a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL. Entre 2025 e 2040 prevê-se que a atual capacidade do TGNL permita cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas²¹, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

Figura 33 - Capacidade de oferta do TGNL e pontas anuais diárias de consumo na trajetória Ambição (GWh/d)



Fonte: REN

²¹ À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

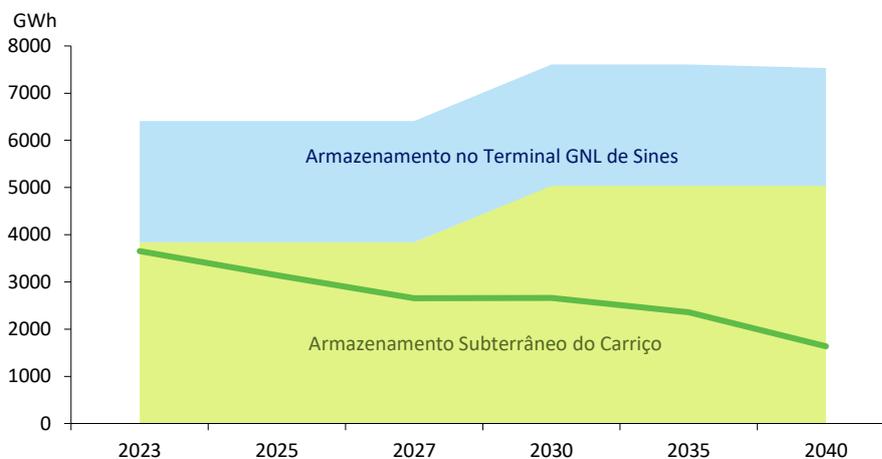
A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente 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 em todo o período analisado, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL.

Figura 34 - Capacidade de armazenamento da RNTIAT e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos e centrais electroprodutoras não interruptíveis na trajetória Ambição (GWh)



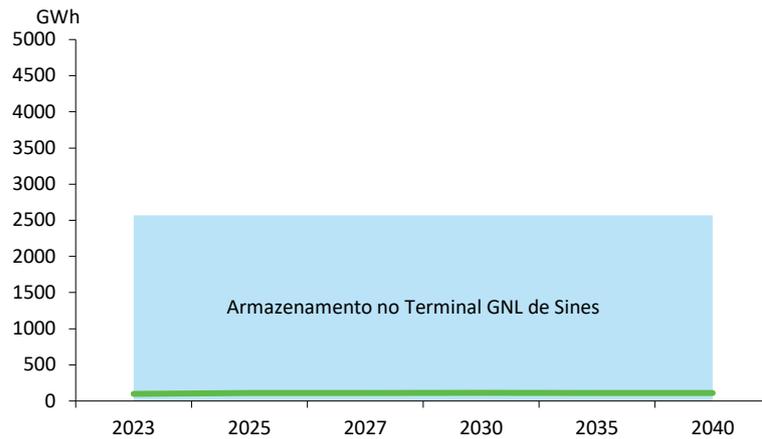
Fonte: REN

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 UAG²² em todo o período 2023-2040.

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



Fonte: REN

3.2.3 Teste de Stress

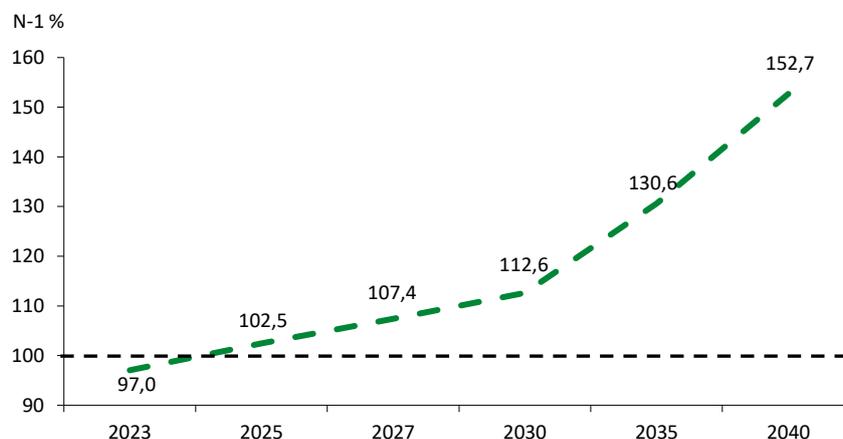
O objetivo do Teste de Stress passa por identificar o momento a partir do qual se prevê que o SNG deixe de ser adequado para responder à procura. Nesta análise considera-se a atual oferta proporcionada pela RNTIAT e assume-se que esta se mantém constante ao longo de todo o período 2023-2040. A evolução 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

No Teste de Stress o cumprimento das normas relativas às infraestruturas do Regulamento (UE) 2017/1938 não se verifica em 2023. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 102,5% para 152,7%.

Figura 36 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress (%)

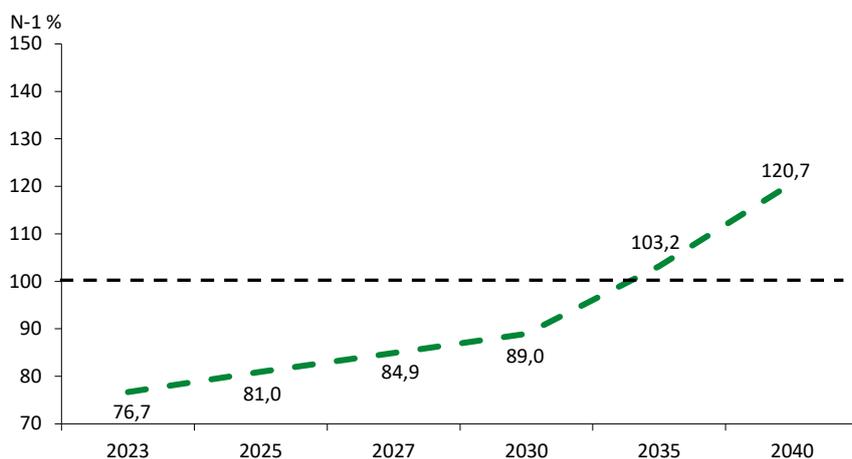


Fonte: REN

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

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 103,2% e em 2040 o valor de 120,7%.

Figura 37 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

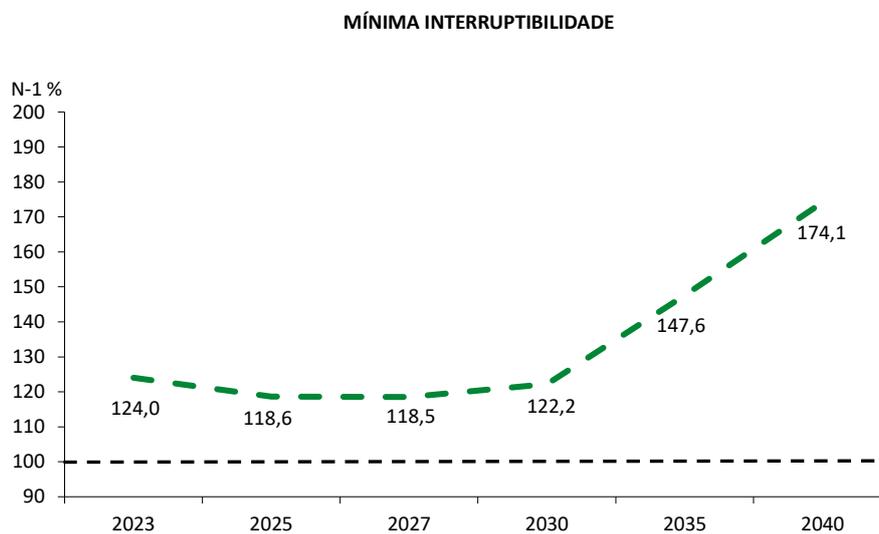
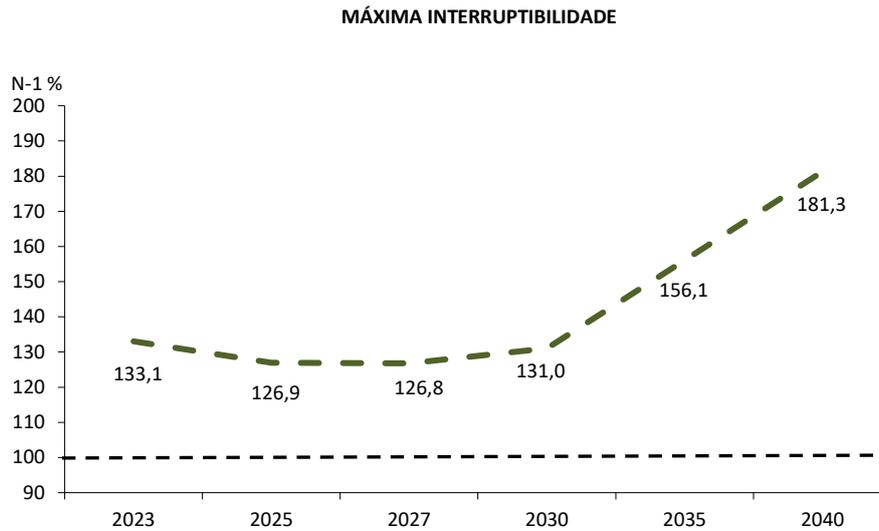


Fonte: REN

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 2027, com 126,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 118,5% 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.

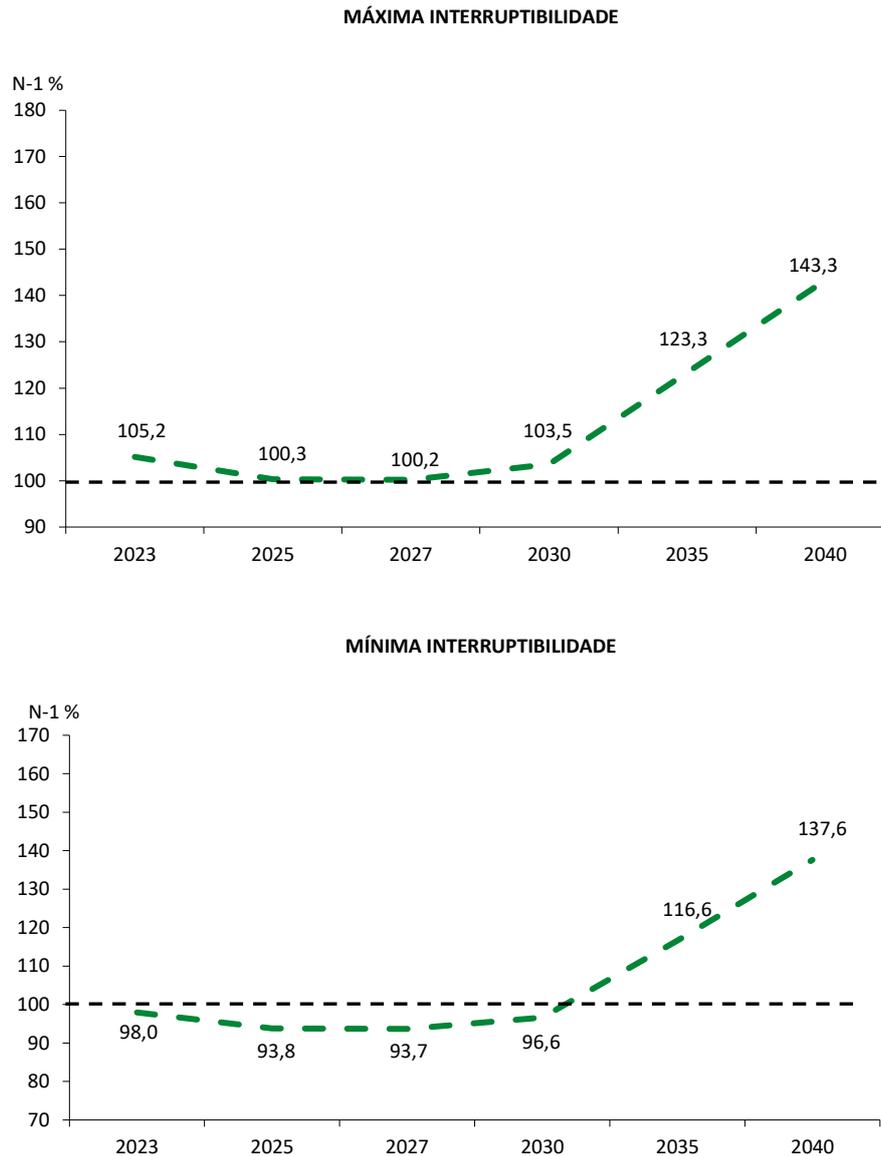
Figura 38 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)



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 100,2% e 143,3%. 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 116,6% e em 2040 o valor de 137,6%.

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 e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

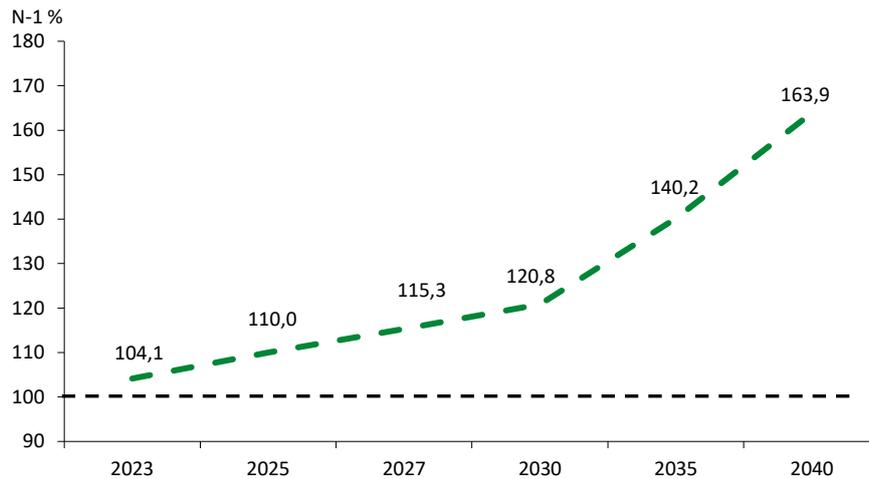


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 104,1% em 2023.

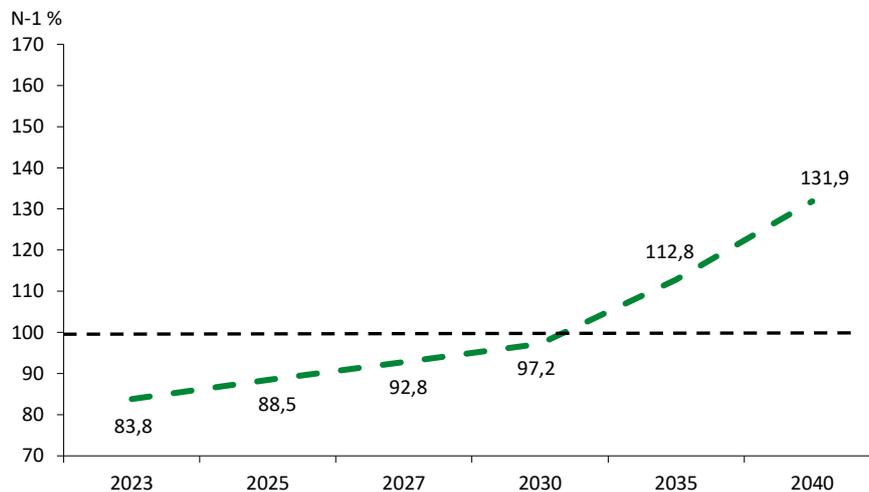
Figura 40 – Fórmula N-1 para o Teste de Stress, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



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 112,8% e em 2040 o valor de 131,9%.

Figura 41 – 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 (%)



Fonte: REN

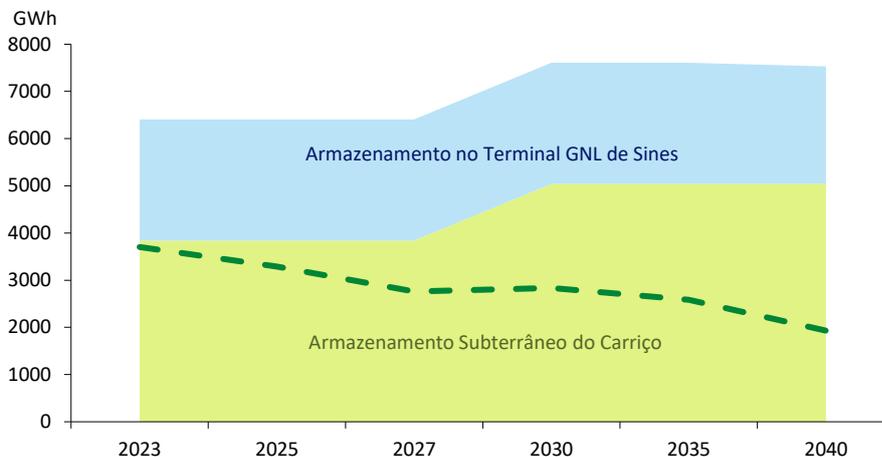
3.2.3.2 Perspetiva do Armazenamento

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 42 - 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 UAG²³ em todo o período 2023-2040.

Figura 43 - Capacidade de armazenamento do TGNL e necessidades de aprovisionamento aos clientes protegidos das UAG no Teste de Stress (GWh)



Fonte: REN

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

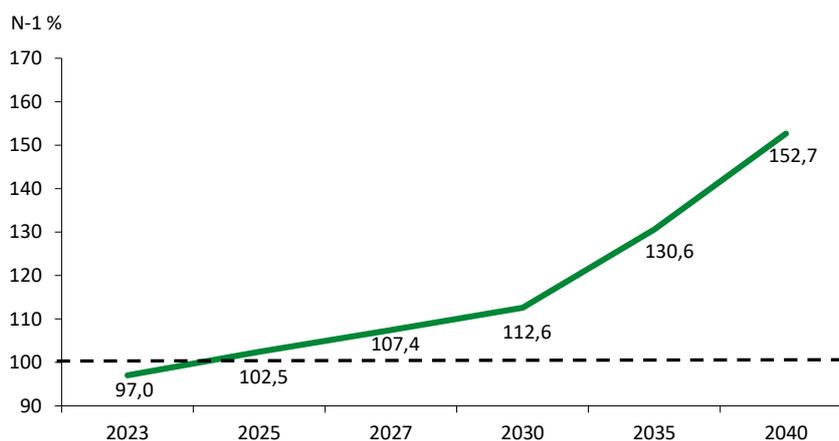
3.2.4 Análise de Sensibilidade - Cenário Superior Ambição da procura e evolução expectável da oferta

3.2.4.1 Perspetiva da Oferta

Perspetiva da oferta de gás

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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. A partir de 2025 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 102,5% em 2025 e o máximo de 152,7% em 2040.

Figura 44 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (%)

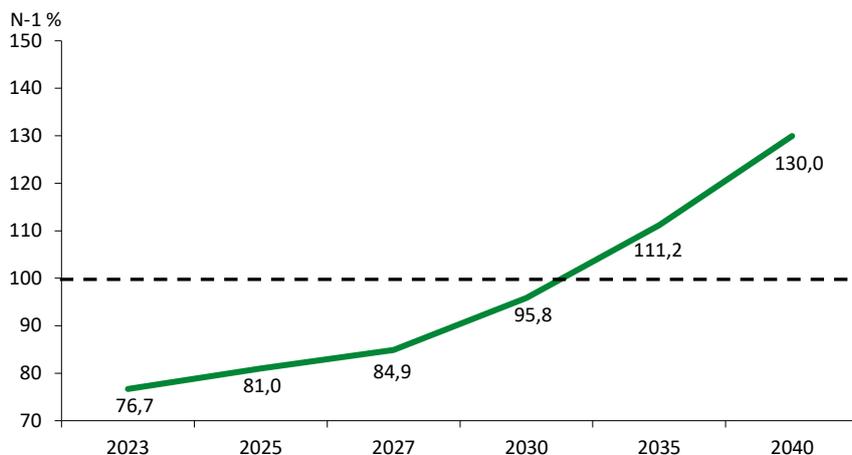


Fonte: REN

Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, 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 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista o valor de 111,2% em 2035 e 130,3% em 2040.

Figura 45 – 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 (%)

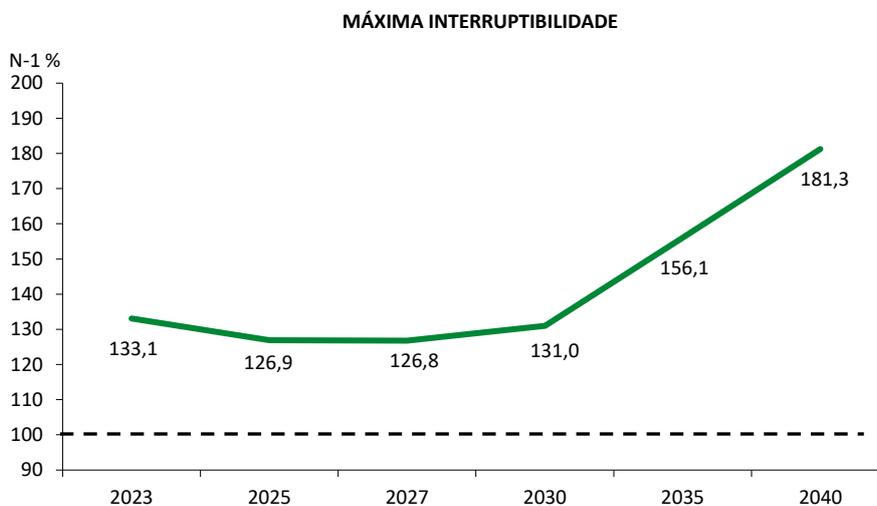


Fonte: REN

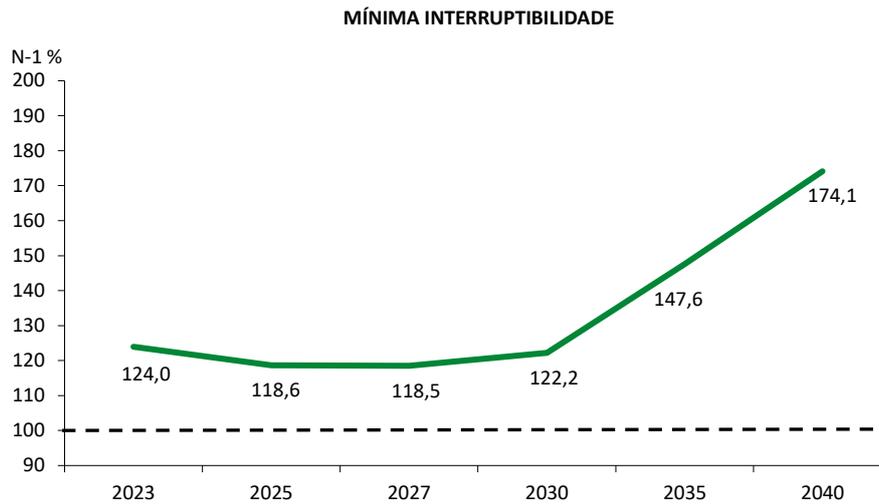
Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

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, sem necessidade do reforço da capacidade de oferta. No período em análise a fórmula N-1 regista o mínimo em 2027, com 126,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 118,5% 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 46 – 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 (%)



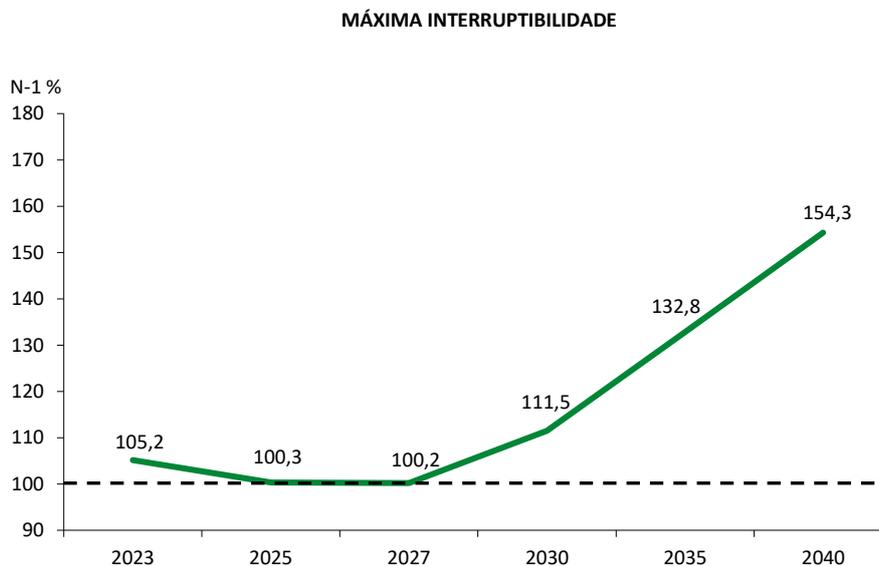
Fonte: REN



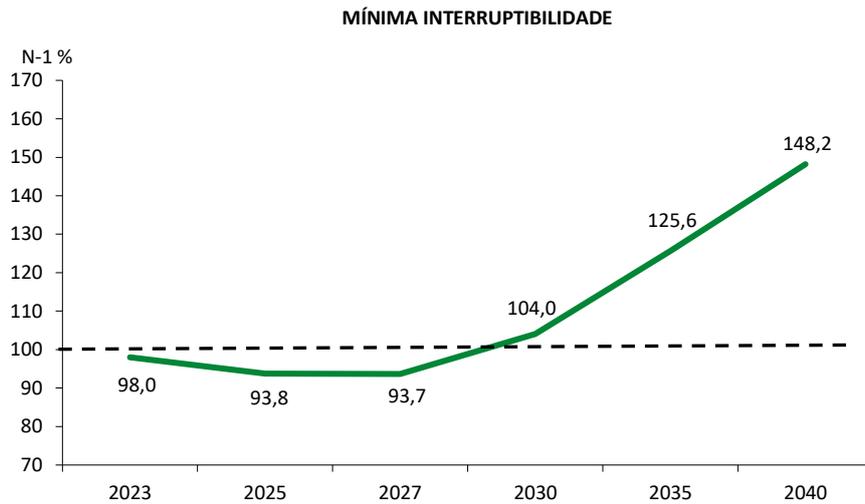
Fonte: REN

Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d 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 100,2% e 154,3. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar valores entre 104,0% nesse ano e o valor de 148,2% em 2040.

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 e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)



Fonte: REN

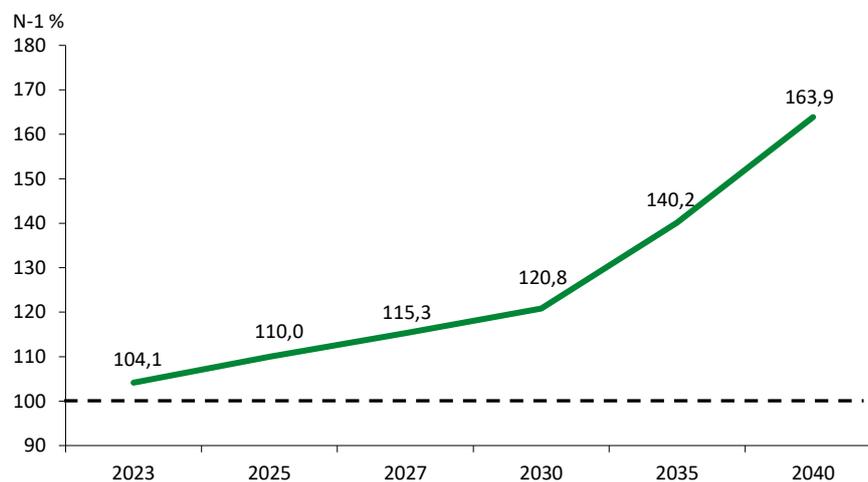


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 104,1% em 2023 e 163,9% em 2040.

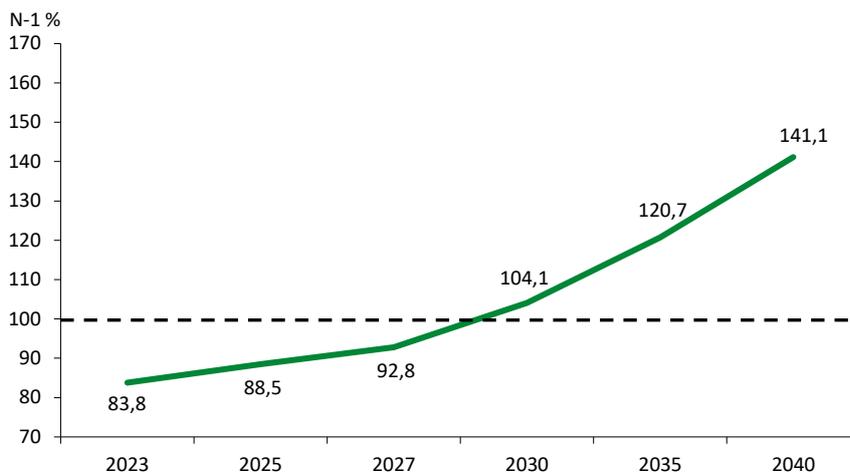
Figura 48 – Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



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, 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 104,1% nesse ano e o valor de 141,1% 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 e limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

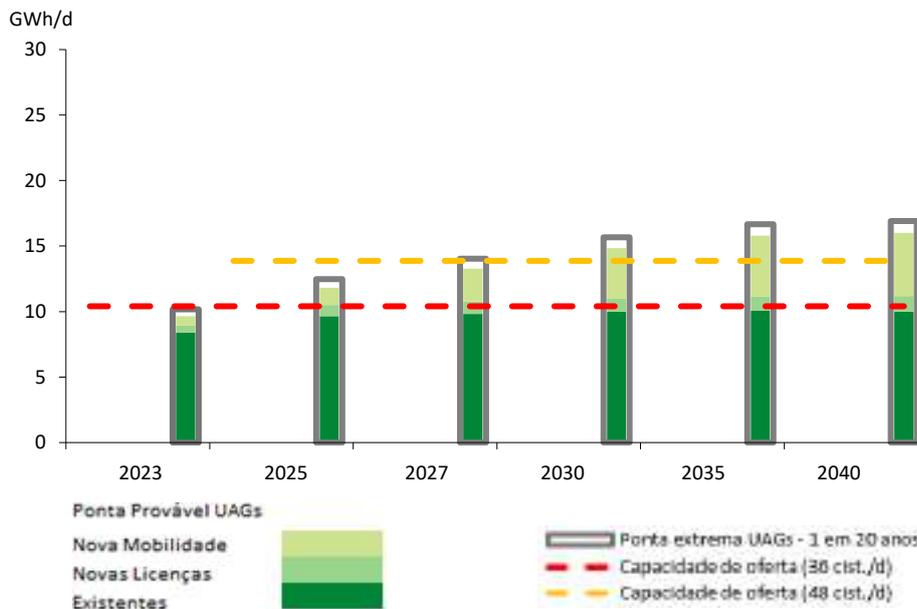


Fonte: REN

Perspetiva da oferta de GNL

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que a atual capacidade do TGNL seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023. Entre 2025 e 2040 perspectiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes, não permitindo acomodar as pontas prováveis de consumo associadas às UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas²⁴, nem o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

Figura 50 - 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)



Fonte: REN

²⁴ À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

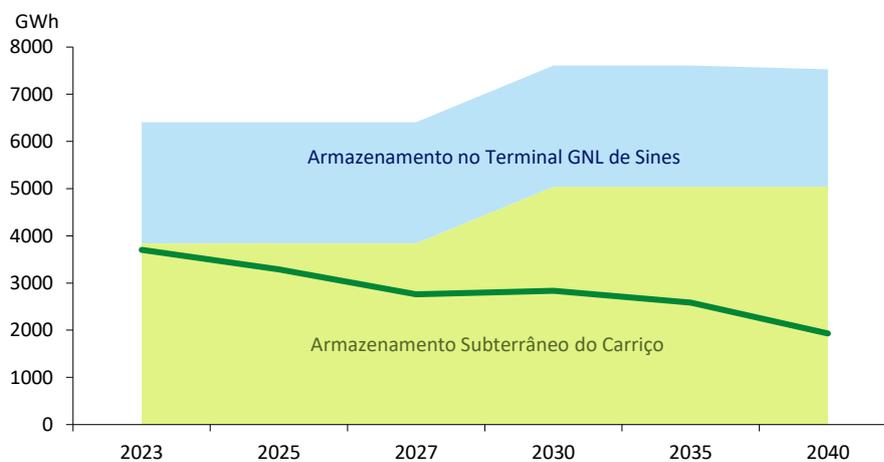
A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, bem como de dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, que permita o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação. De referir, ainda, que o eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027. Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do TGNL, o abastecimento de GNL ao território nacional fica totalmente 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 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 51 - 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)



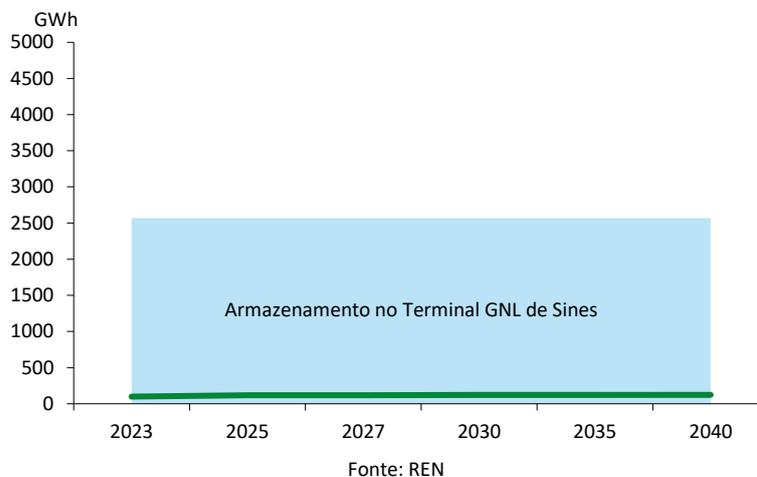
Fonte: REN

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 UAG²⁵ em todo o período 2023-2040.

Figura 52 - 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)



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

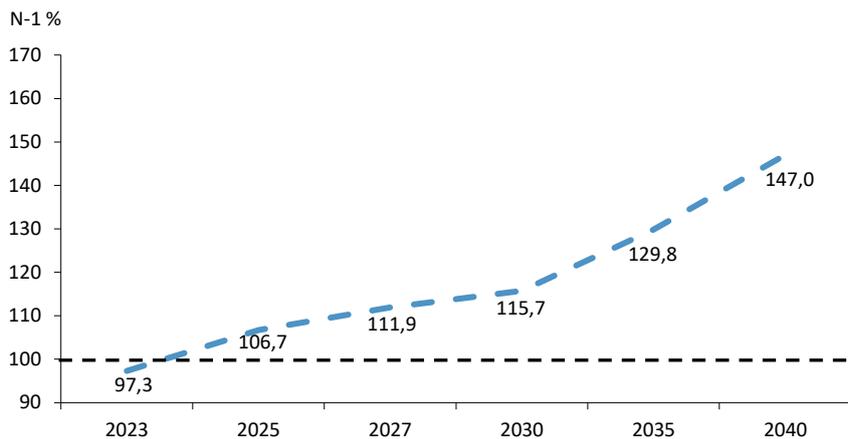
3.2.5.1 Perspetiva da Oferta

Perspetiva da oferta de gás

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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

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

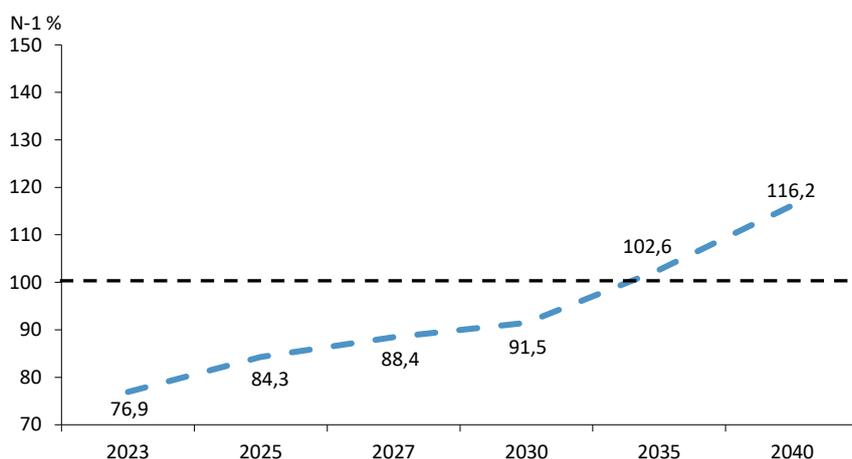


Fonte: REN

Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carrico:

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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, 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 102,6% nesse ano e 116,2% em 2040.

Figura 54 - 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 (%)



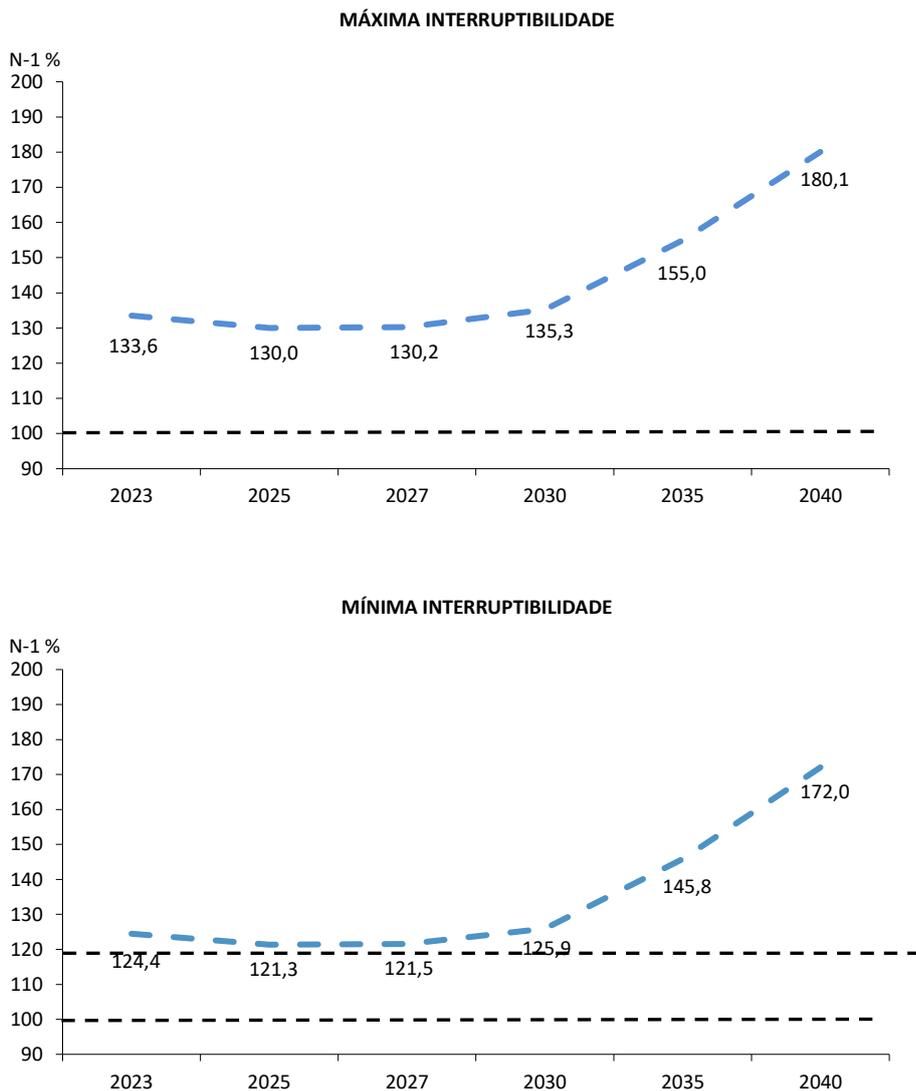
Fonte: REN

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 2025, com 130,0% na hipótese de máxima interruptibilidade e 121,3% 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.

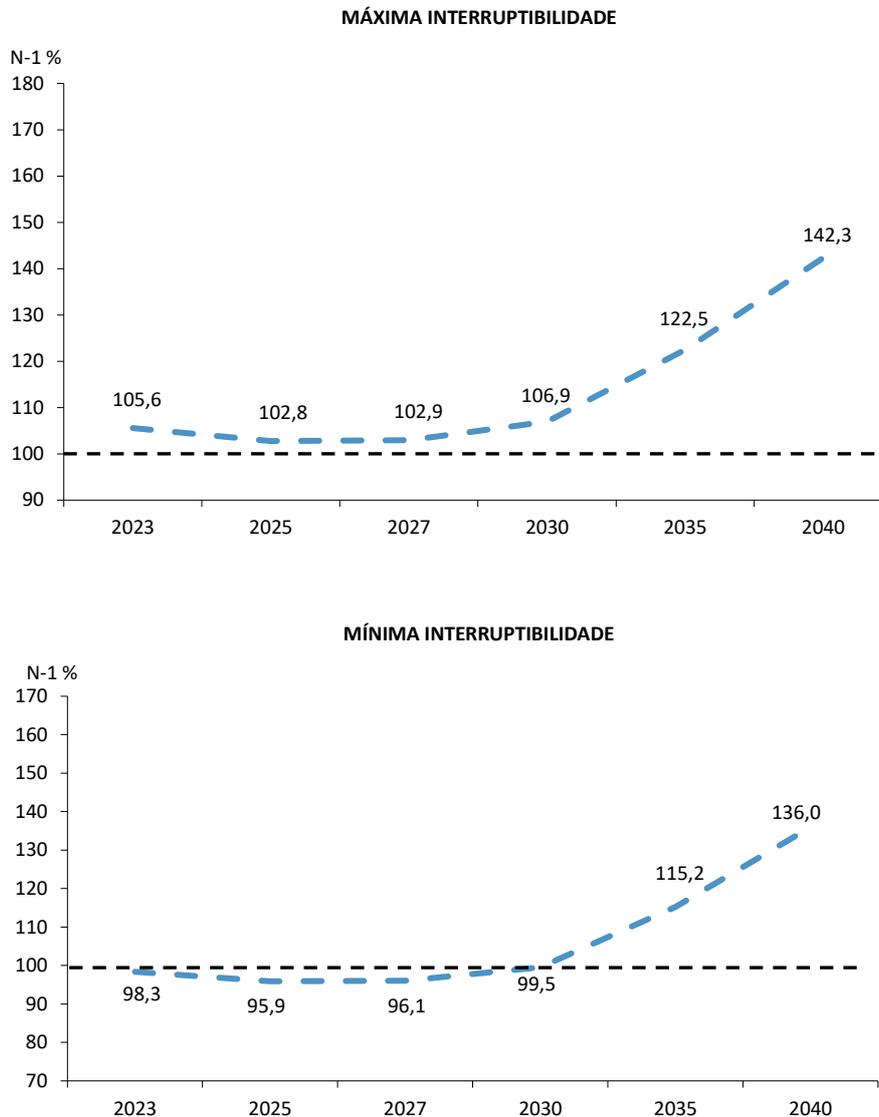
Figura 55 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)



Fonte: REN

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, 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 102,8% e 142,3%. 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 115,2% nesse ano e 136,0% em 2040.

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 e a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

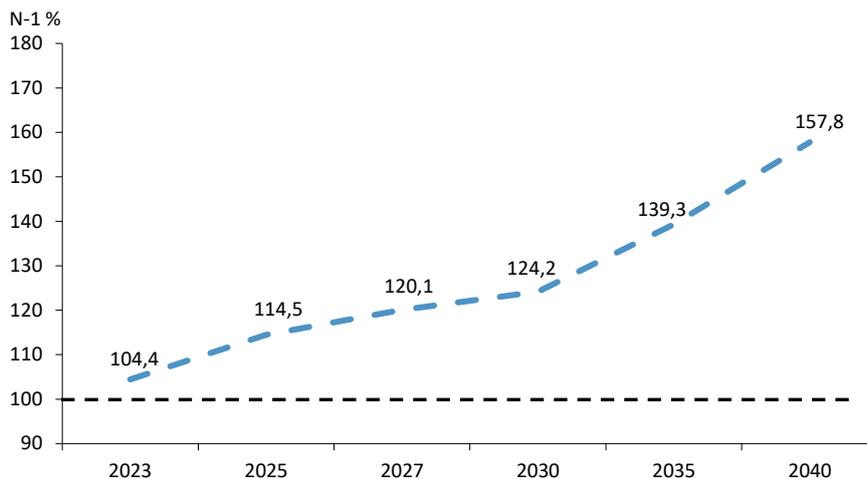


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 104,4% em 2023.

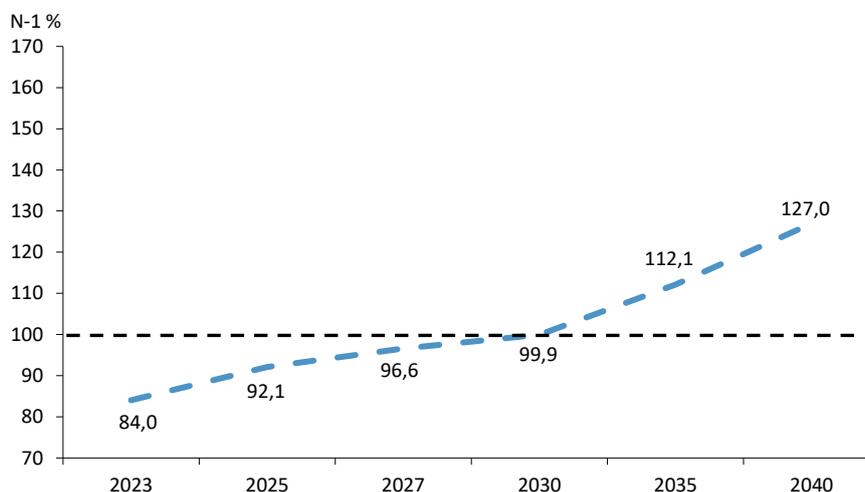
Figura 57 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



Fonte: REN

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, 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 112,1% nesse ano e 127,0% em 2040.

Figura 58 - 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 (%)



Fonte: REN

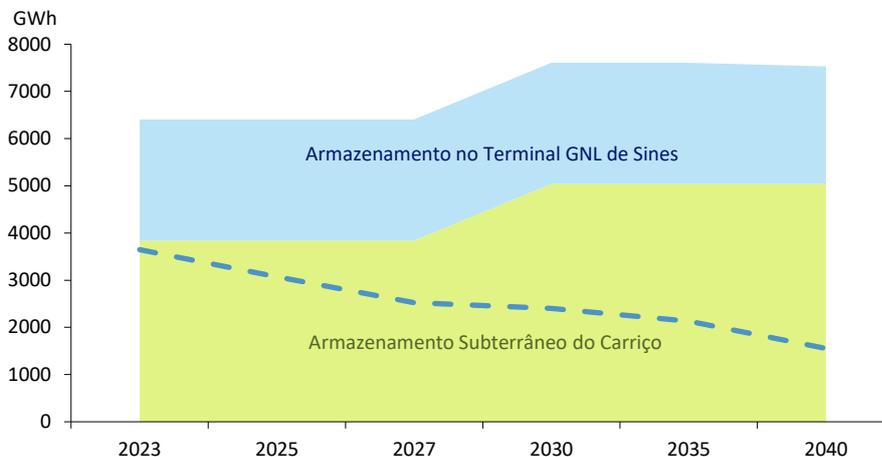
3.2.5.2 Perspetiva do Armazenamento

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 59 - 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 UAG²⁶ em todo o período 2023-2040.

Figura 60 - 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

²⁶ 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.

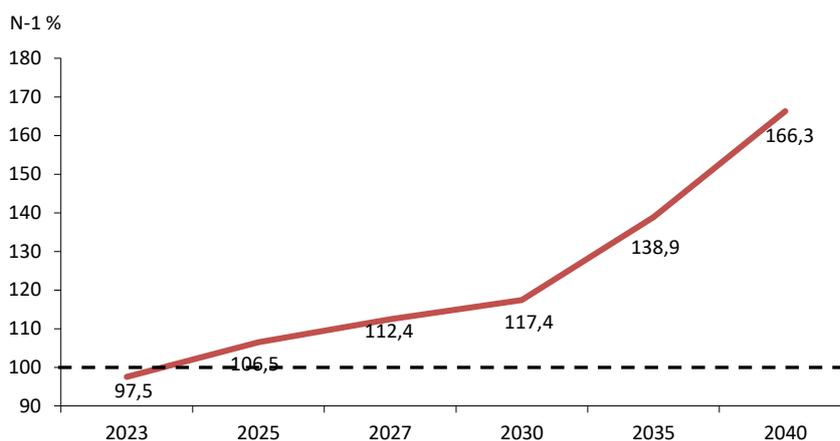
3.2.6 Análise de Sensibilidade - Cenário Central Ambição da procura e evolução expectável da oferta, considerando a injeção de H₂ na RPG

3.2.6.1 Perspetiva da Oferta

Perspetiva da oferta de gás

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ 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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,5% em 2025 e 166,3% em 2040.

Figura 61 - 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 H₂ na RPG (%)

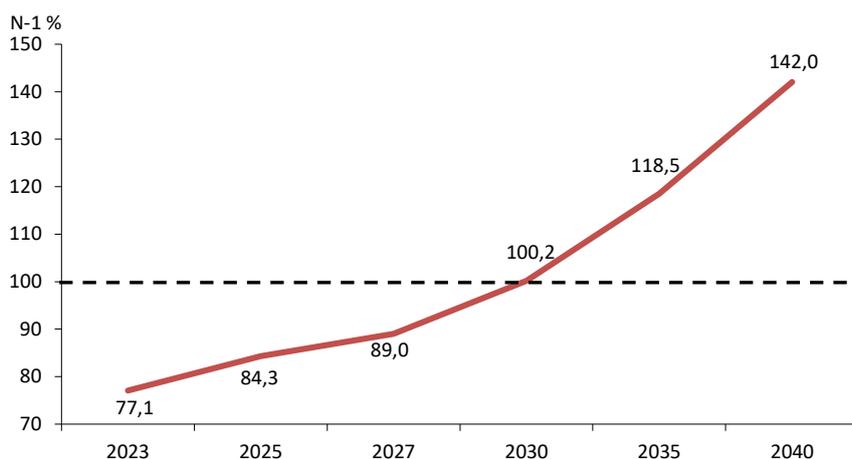


Fonte: REN

Análise de sensibilidade à redução da capacidade de extração do AS do Carriço:

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 caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, 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 100,2% nesse ano e 142,0% em 2040.

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 H₂ na RPG, considerando limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d (%)

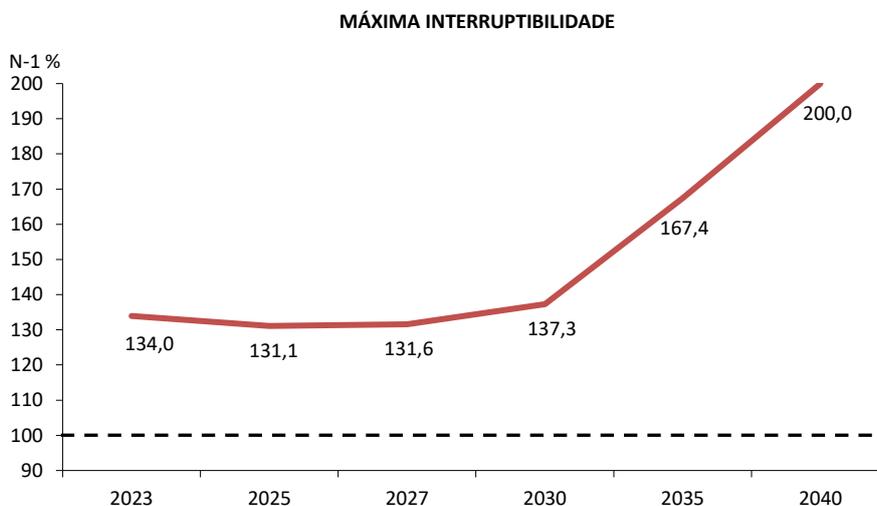


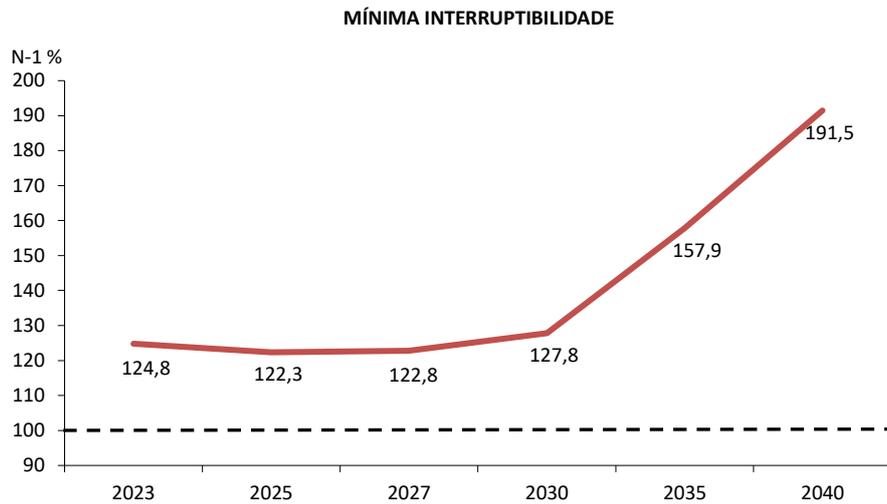
Fonte: REN

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

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ 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 2025, com 131,1% na hipótese de máxima interruptibilidade e 122,3% 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 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 H₂ na RPG, considerando a interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares (%)

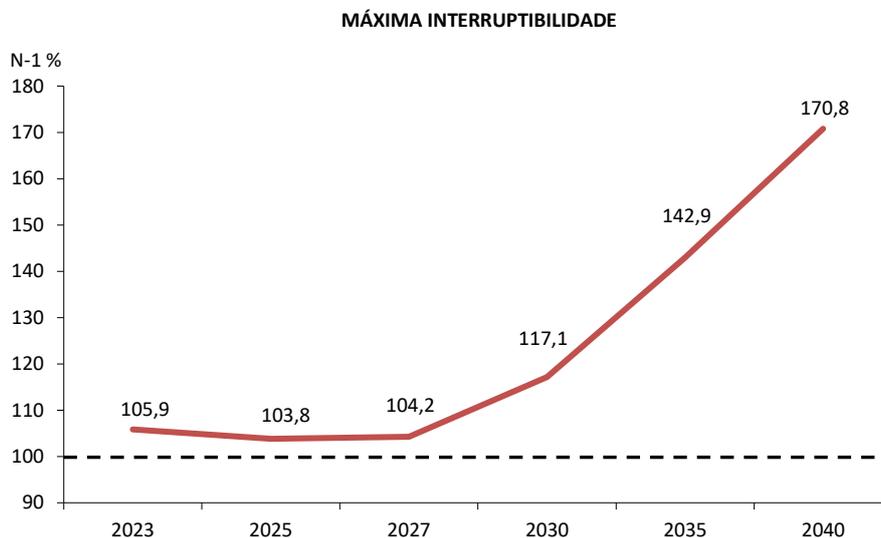




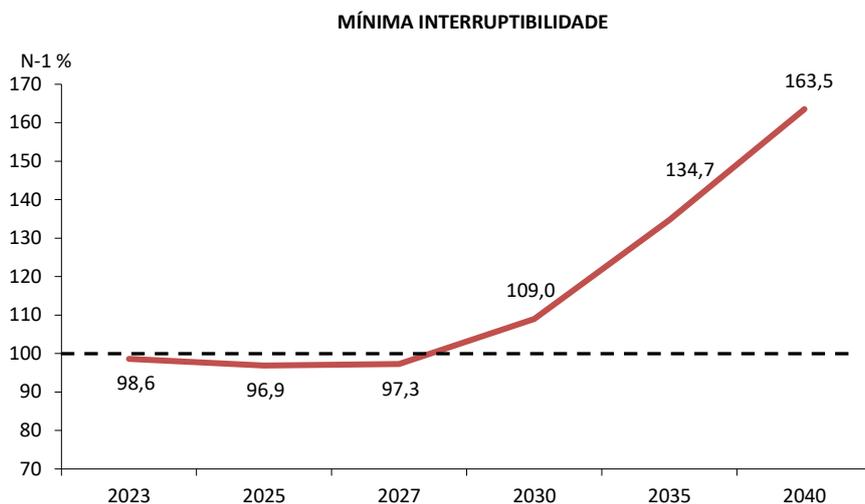
Fonte: REN

Considerando o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ 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, 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 103,8% e 170,8%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 109,0% nesse ano e 163,5% em 2040.

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 H₂ 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 (%)



Fonte: REN

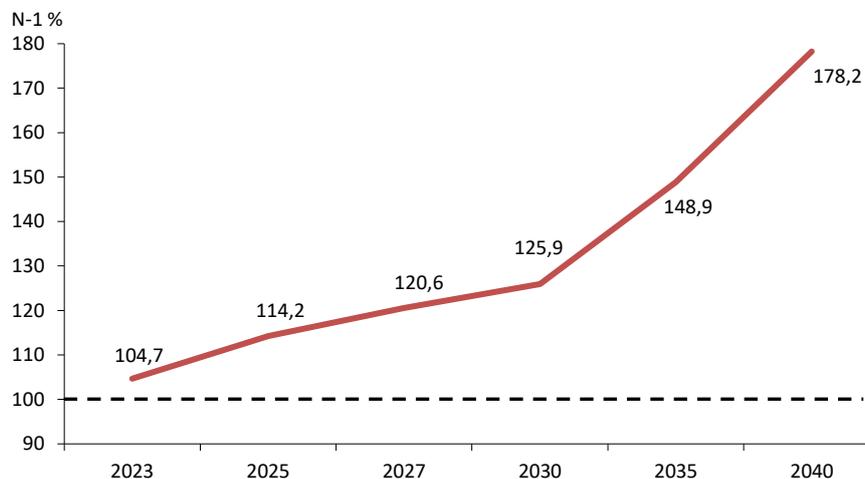


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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 H₂ 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 104,7% em 2023.

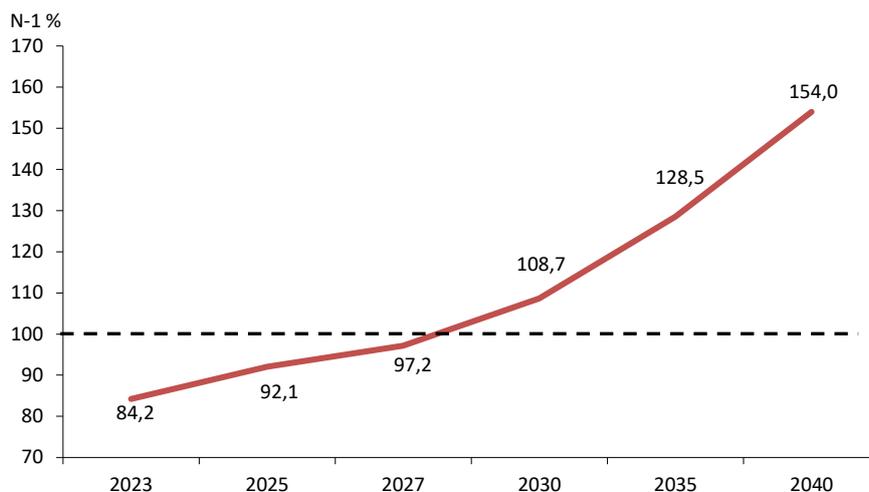
Figura 65 - Fórmula N-1 para a análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com injeção de H₂ na RPG, considerando 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho (%)



Fonte: REN

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ 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, 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 108,7% nesse ano e 154,0% em 2040.

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 H₂ 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 (%)



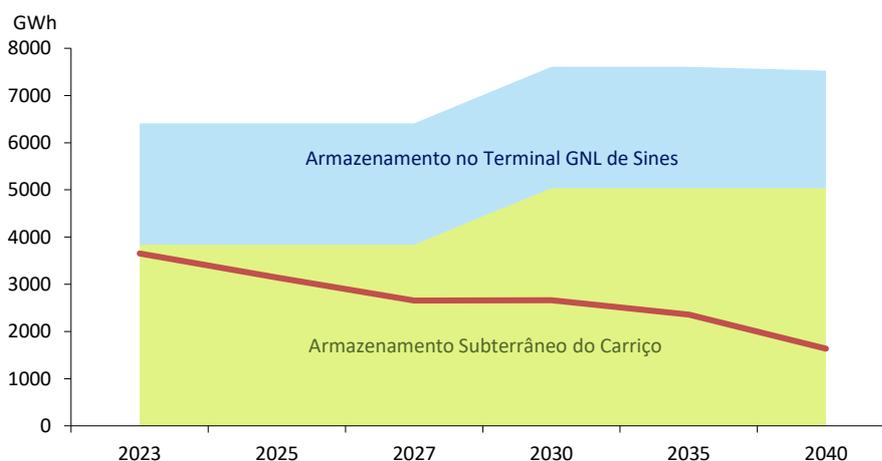
Fonte: REN

3.2.6.2 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 67 - 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 H₂ na RPG (GWh)

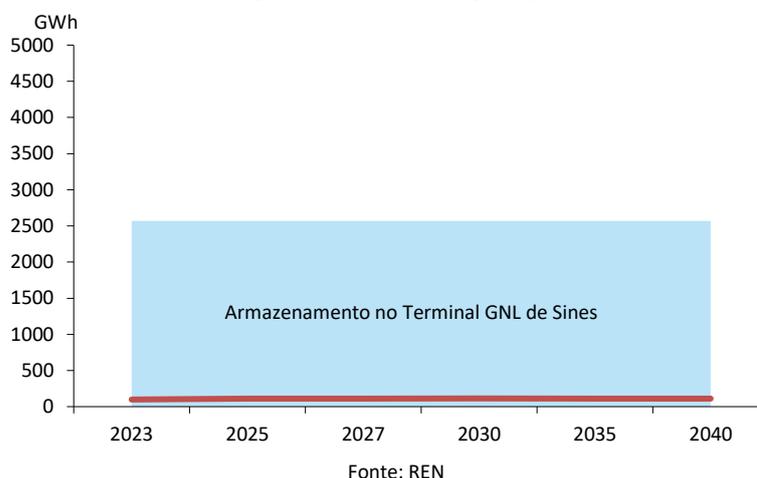


Fonte: REN

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 UAG²⁷ em todo o período 2023-2040.

Figura 68 - 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 H₂ na RPG (GWh)



3.3 Ambiente e competitividade

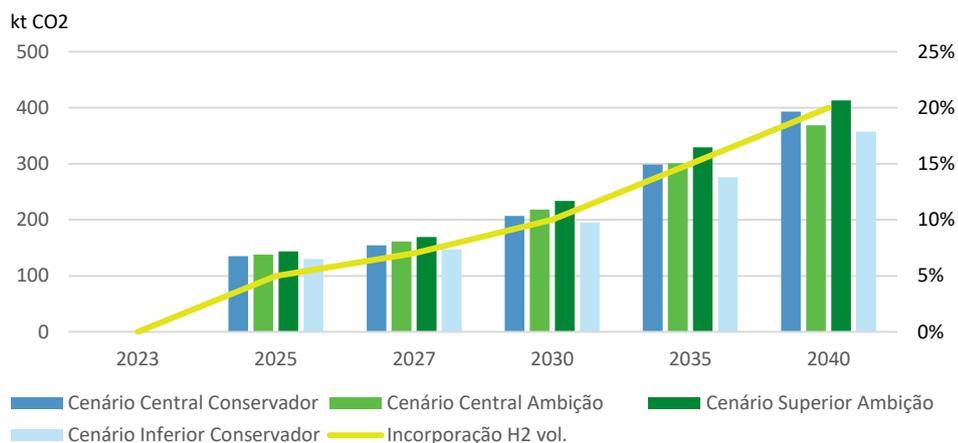
3.3.1 Impacte da incorporação de H₂ na descarbonização do SNG

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H₂ de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H₂ 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 H₂ é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3), os contributos crescentes, em energia, do H₂ injetado, variam entre 1,1 e 1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,9 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 H₂ de origem renovável contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 kt, em 2040.

²⁷ 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 69 – Emissões de CO₂ evitadas por incorporação de H₂ no SNG



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 CO₂.

Adicionalmente, a conjuntura atual e futura aponta para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo, pelo que poderá vir a ser necessária a existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente.

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 CO₂ 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 REN²⁸.

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.

²⁸ <https://datahub.ren.pt/>

4. Qualidade de Serviço

O Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS) - Regulamento n.º 409/2021, 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 –2021”, 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 proveniente 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.	2020	2021
Tempo médio efetivo de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	19:41:12	19:30:52
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros	(hh:mm:ss)	1:15:00	0:57:43
Tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	1:25:59	1:27:59
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna	(hh:mm:ss)	0:26:07	0:27:19
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	%	100	100
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural	%	99,74	99,85

Fonte: ERSE

Em 2021 o TGNL recebeu 64 navios metaneiros que realizaram operações de descarga, correspondentes a 9 254 374 m³ de GNL, o que representa um aumento de 1,24% face ao ano anterior. Não se registou, nesse ano, qualquer operação de carga nem de arrefecimento (*cooldown*) de navios metaneiros. Em 2021, tal como em 2020, 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 2020.

Verificou-se, de 2020 para 2021, um aumento de 13% do número de enchimentos de camiões-cisterna, sendo que o tempo médio de atraso de enchimento registou um aumento de 7% e o tempo médio efetivo de enchimento um aumento de 2%. O número de enchimentos de camiões-cisterna com atraso, isto é, com tempo de enchimento superior a 2 horas, correspondeu, no ano 2021, a 13% do número total de enchimentos, tendo em 2020 esse valor sido de 12%.

Em relação às nomeações energéticas de injeção de gás natural para a rede de transporte em 2021, o cumprimento foi de 99,85%.

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 2021, tal como sucedeu em 2020, 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 70 – Número médio de interrupções por 1 000 clientes

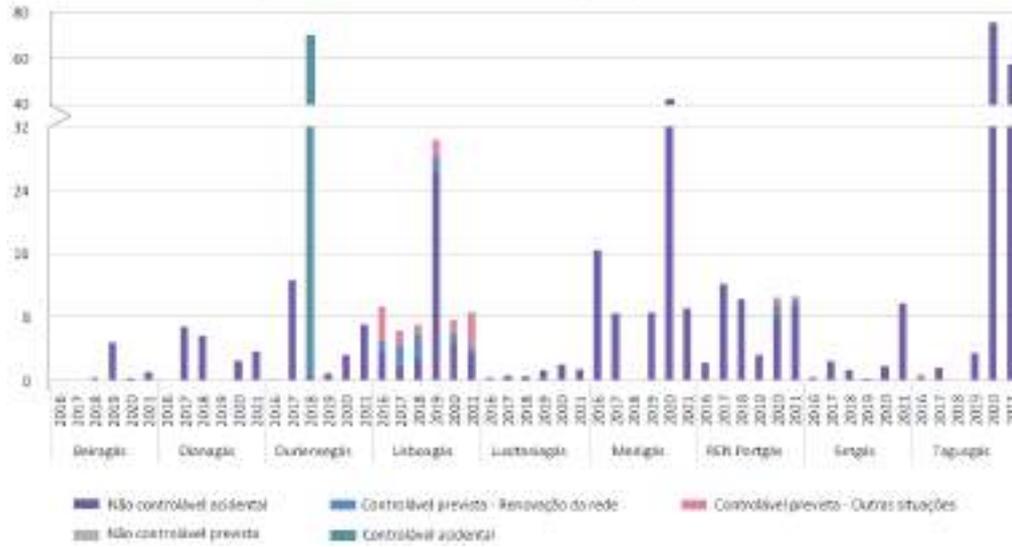


Figura 71 – Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)

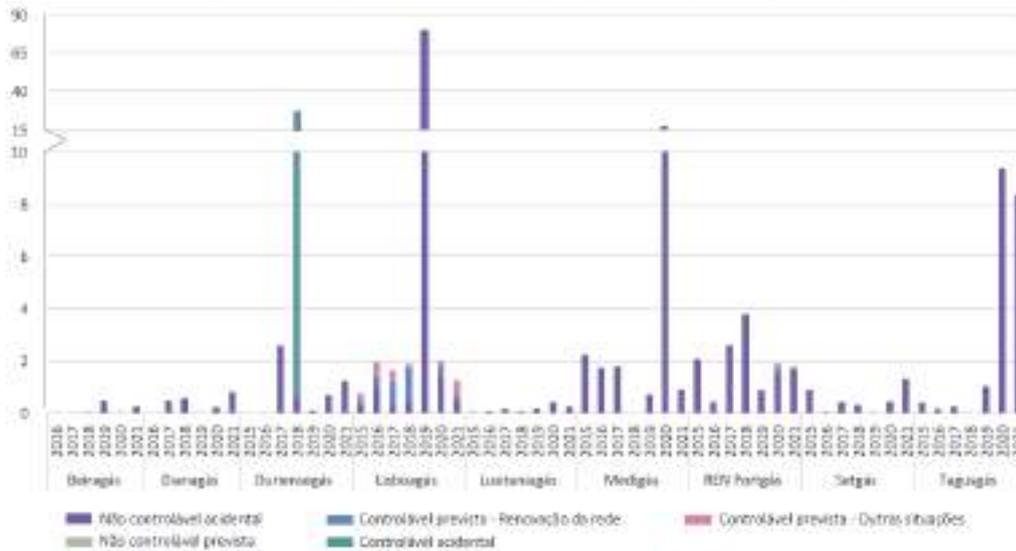
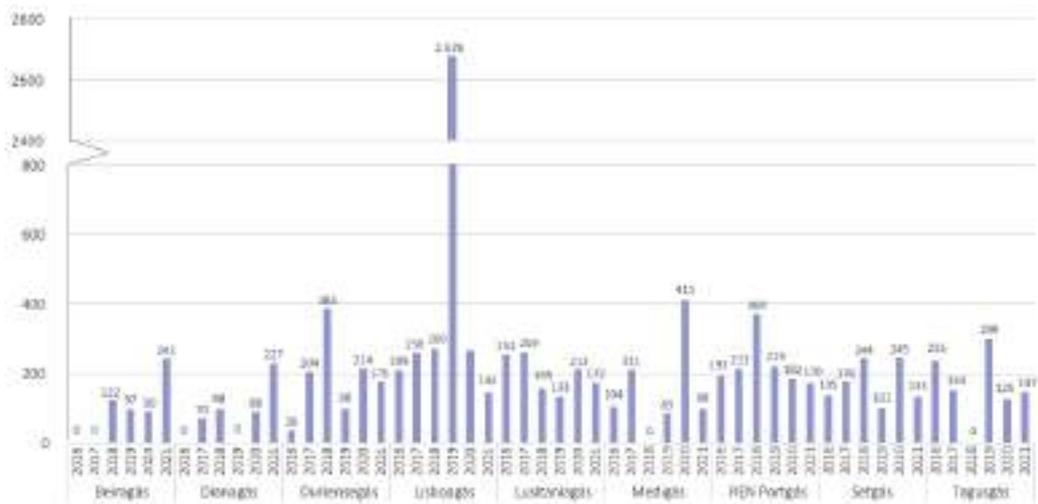


Figura 72 – Duração média das interrupções (minutos/interrupção)



Em 2021 verificou-se um total de 13 743 interrupções na RNDG, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes em Portugal. Cerca de 77% 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 foram do tipo controlável acidental e controlável prevista, correspondendo respetivamente a cerca de 2 % e 21% do total de interrupções registadas no ano de 2021. Estas interrupções foram motivadas por renovação da rede e outras situações.

Os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) Paxgás e Sonorgás não registaram, em 2021, interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás, a REN Portgás e a Setgás registaram interrupções controláveis, sendo que a REN Portgás foi o único ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2021 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido, essencialmente, à ocorrência de incidentes provocados por terceiros, com consequências de dimensão significativa.

Os padrões gerais associados aos vários indicadores de continuidade de serviço foram todos cumpridos, com exceção da Lisboagás que não cumpriu o padrão estabelecido para o número médio de interrupções controláveis previstas (outras situações).

(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 aos pontos de interligação da rede de transporte, em particular a interligação de Campo Maior e a regaseificação do TGNL de Sines. Estas monitorizações consideram as características do gás e devem respeitar os 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 2021, foram respeitados todos os limites regulamentares estabelecidos no RQS para as características do gás no TGNL.

Rede de Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

Em 2021, 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 2021, todos os ORD apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. A pressão de fornecimento foi monitorizada em 404 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 84% das importações de gás natural em 2021 tiveram origem em apenas dois países, a Nigéria e os Estados Unidos da América, tal como se verificou em 2020, ano em que a respetiva quota se situou nos 71%. 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%, em 2019 diminuíram para cerca de 8%, em 2020 se mantiveram nos 8% e em 2021 decresceram para 2%.

Prevê-se que a representatividade do gás argelino nas importações nacionais continue em níveis baixos, 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. 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.

A diversificação de fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento de gás deverá portanto 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

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) não são cumpridas em 2023, ou seja, nesse ano, 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 inferior a 100%, não 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. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

Quanto à trajetória Ambição, as normas relativas às infraestruturas também não são cumpridas em 2023. A partir de 2025 é possível cumprir as normas relativas às infraestruturas durante o restante período, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre o valor mínimo de 105,7% em 2025 e o máximo de 163,0% em 2040.

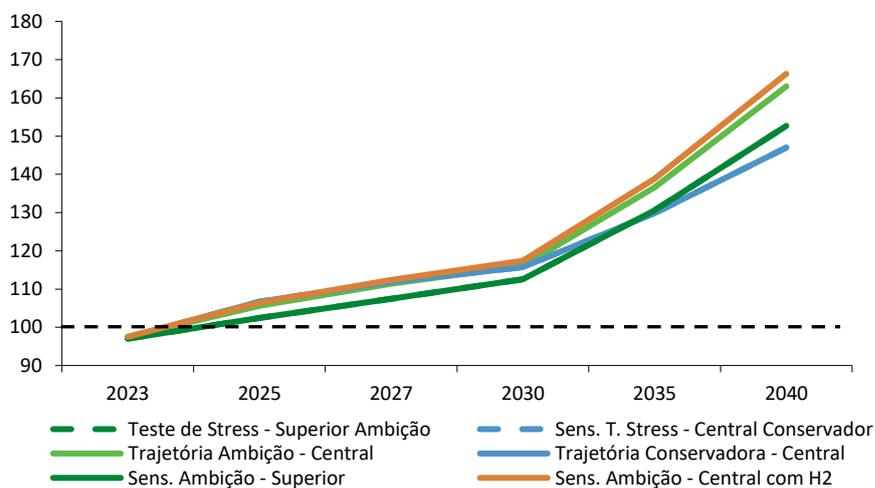
No Teste de Stress, que não considera quaisquer reforços de capacidade de oferta, o cumprimento das normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas, não se verifica em 2023. Entre 2025 e 2040 as normas relativas às infraestruturas são cumpridas, com a fórmula N-1 a aumentar de 102,5% para 152,7%.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da RNTIAT constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, sendo possível cumprir as normas até 2040, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas a variar entre o valor mínimo de 102,5% em 2025 e o máximo de 152,7% em 2040.

Quanto à análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e a capacidade de oferta da RNTIAT atualmente existente, o cumprimento das normas relativas às infraestruturas não se verifica em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,7% em 2025 e 147,0% em 2040.

Da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ na RPG de acordo com as percentagens de mistura (*blending*) apresentadas nos pressupostos constantes no Anexo 1, constata-se que as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas em 2023. Esta situação altera-se a partir de 2025, com a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, a variar entre 106,5% em 2025 e 166,3% em 2040.

Figura 73 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas – Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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, correspondente a um volume operacional abaixo dos 60%, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. Na trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2035, e somente na condição de um aumento de capacidade de oferta. Considerando o aumento

de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço a fórmula N-1 regista valores de 110,5% em 2035 e 125,1% em 2040.

Na trajetória Ambição o referido aumento de capacidade permite que as normas relativas às infraestruturas também sejam cumpridas a partir de 2035, com o valor de 116,3% em 2035 e 138,7% em 2040.

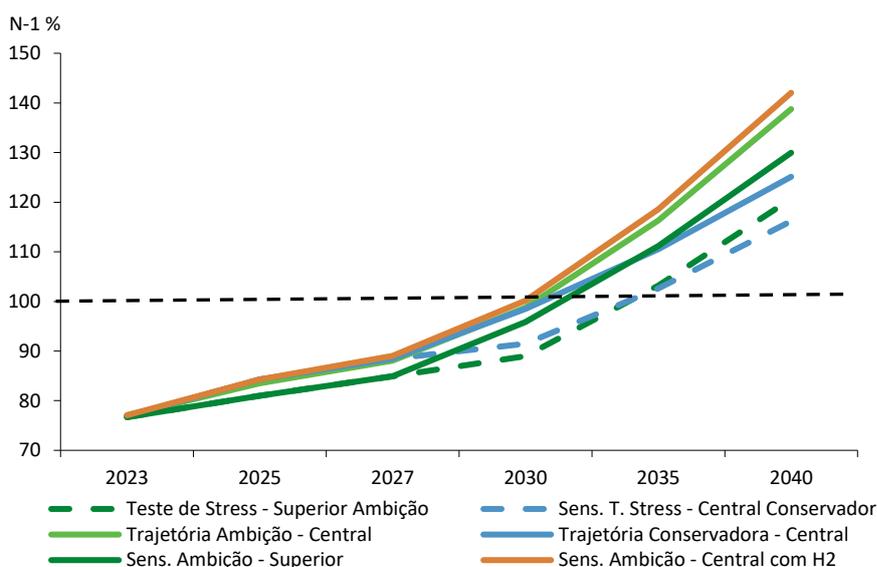
No Teste de Stress, para esta análise, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 103,2% e em 2040 o valor de 120,7%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta da RNTIAT, para a situação em apreço, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2035 e apenas na condição de existir um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista o valor de 111,2% em 2035 e 130,3% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, para a situação em apreço, as normas do Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas apenas são cumpridas em 2035, com a fórmula N-1 a registar 102,6% nesse ano e 116,2% em 2040.

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 caso de 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 2030, variando entre 100,2% nesse ano e 142,0% em 2040.

Figura 74 – Cumprimento das normas relativas às infraestruturas, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d - Fórmula N-1 (%)



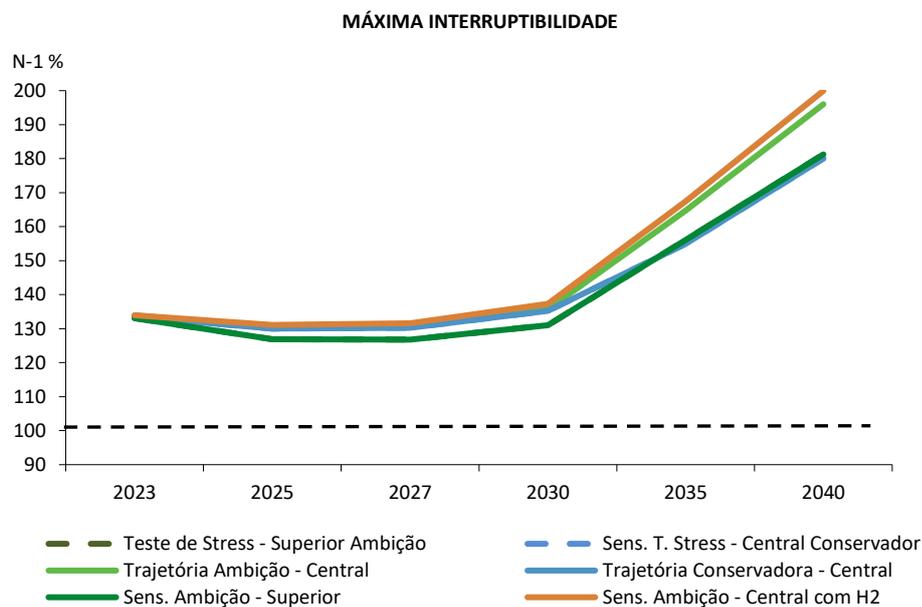
Fonte: REN

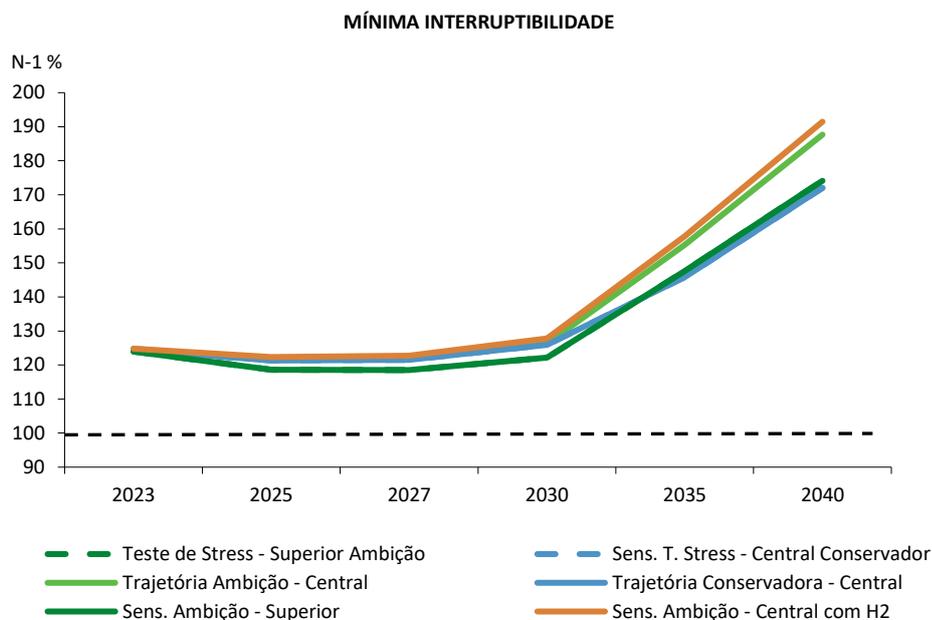
Prioridade à interruptibilidade das centrais a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares:

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 excepcionalmente 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. O valor mínimo da fórmula N-1 regista-se em 2027, para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, com 126,8% na hipótese de máxima interruptibilidade e 118,5% 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 75 – 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 (%)





Em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, na Trajetória Conservadora a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. 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 107,2% nesse ano e 146,4% em 2040..

No caso da Trajetória Ambição, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com um mínimo de 102,8% em 2025. Na hipótese de mínima interruptibilidade, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 107,5% nesse ano e 159,7% em 2040.

No Teste de Stress, caso a capacidade de extração do AS seja limitada a 71,4 GWh/d, 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 100,2% e 143,3%. 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 116,6% e em 2040 o valor de 137,6%.

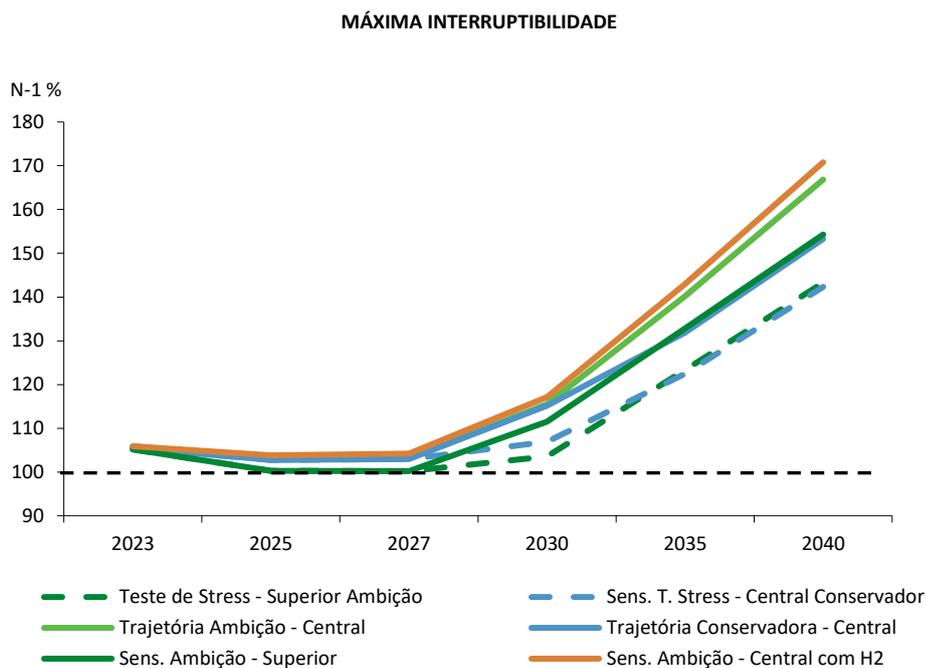
Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, verificando-se a referida limitação da capacidade de extração do AS, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprimento das normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, com os valores da fórmula N-1 a variarem entre 100,2% e 154,3. Na hipótese de mínima interruptibilidade, considerando a limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas não são cumpridas entre 2023 e 2027. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, e apenas nessa condição, as normas relativas às infraestruturas

são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar valores entre 104,0% nesse ano e o valor de 148,2% em 2040.

No caso da 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, 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 102,8% e 142,3%. 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 115,2% nesse ano e 136,0% em 2040.

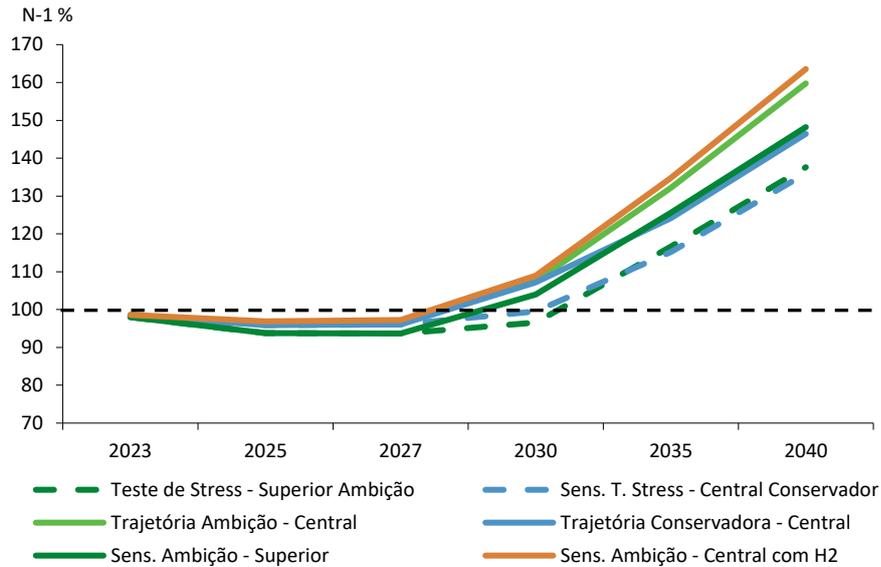
Considerando o cenário Central Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, incluindo a injeção de H₂ na RPG, em caso de limitação da capacidade de extração do AS a 71,4 GWh/d, a hipótese de máxima interruptibilidade é suficiente para cumprir as normas relativas às infraestruturas em todo o período em análise, variando a fórmula N-1 entre 103,8% e 170,8%. Na hipótese de mínima interruptibilidade as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 109,0% nesse ano e 163,5% em 2040.

Figura 76 – 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 - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN

MÍNIMA INTERRUPTIBILIDADE

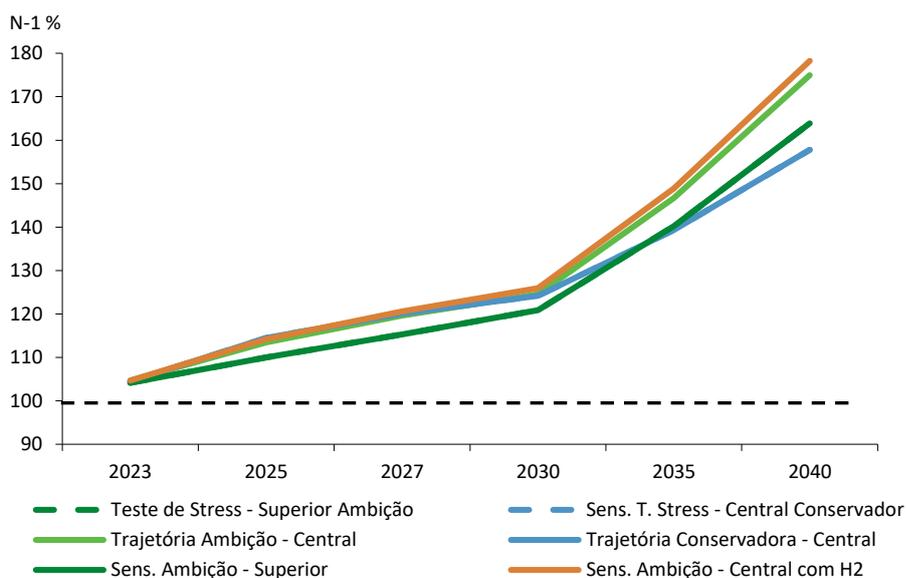


Fonte: REN

Análise de sensibilidade 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, sendo o valor mínimo da fórmula N-1 registado em 2023 para o Teste de Stress e a análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta (104,1% em ambos os casos).

Figura 77 – 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, a capacidade técnica determinada segundo a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável, sendo que na Trajetória Conservadora as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030 e apenas na condição de um reforço da capacidade de oferta. Considerando o aumento de 1,2 TWh na capacidade do AS do Carriço, a fórmula N-1 regista valores entre 107,0% em 2030 e 135,9% em 2040.

Também na Trajetória Ambição, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 107,3% nesse ano e 150,7% em 2040.

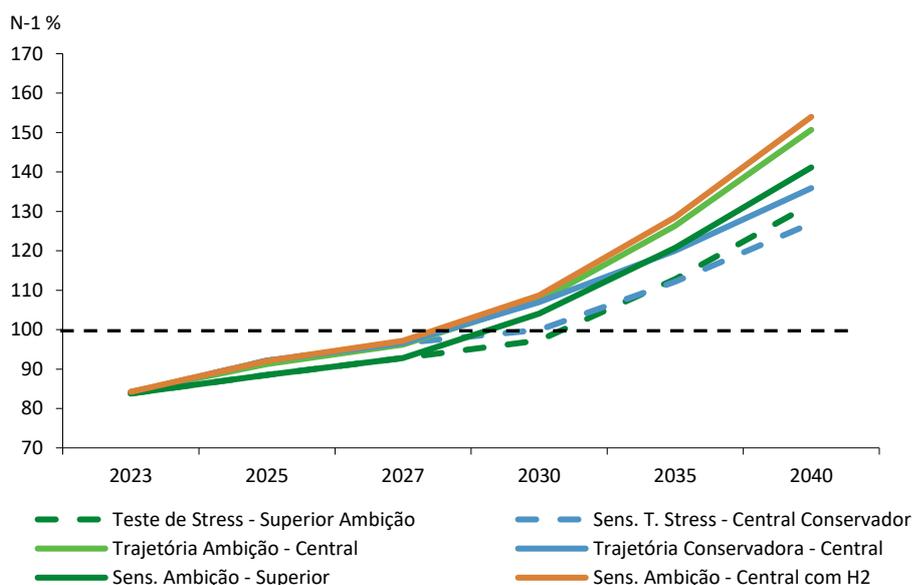
Quanto ao Teste de Stress, considerando, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, que a capacidade de extração do AS se encontra limitada a 71,4 GWh/d, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar nesse ano 112,8% e em 2040 o valor de 131,9%.

Na análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, 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, constata-se que as normas relativas às infraestruturas só são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a registar o valor de 104,1% nesse ano e o valor de 141,1% em 2040.

No caso da análise de sensibilidade que considera o cenário Central Conservador da procura e o sistema existente na oferta, tendo em consideração, para além da capacidade de importação de 30 GWh/d na interligação de Valença do Minho, a referida limitação na capacidade de extração do AS, as normas relativas às infraestruturas são cumpridas apenas a partir de 2035, com a fórmula N-1 a registar o valor de 112,1% nesse ano e 127,0% em 2040.

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, 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, as normas relativas às infraestruturas apenas são cumpridas a partir de 2030, com a fórmula N-1 a variar entre 108,7% nesse ano e 154,0% em 2040.

Figura 78 – 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 - Fórmula N-1 (%)



Fonte: REN

3. Perspetiva da oferta de GNL

Prevê-se que nas trajetórias Conservadora e Ambição a atual capacidade de oferta de GNL do Terminal de Sines (36 cisternas por dia, correspondentes a 10,4 GWh/d) seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023, incluindo o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG) existentes, das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas²⁹, bem como o consumo resultante da nova mobilidade a gás natural. Entre 2025 e 2040, nestas trajetórias, perspetiva-se que a atual capacidade do TGNL apenas permita cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2040 e 2027, no caso das Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

Considerando o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, prevê-se que a atual capacidade do TGNL seja suficiente para cobrir a ponta provável de consumo de GNL apenas em 2023. Entre 2025 e 2040 prevê-se que a atual capacidade do TGNL permita cobrir somente as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes, não permitindo acomodar as pontas prováveis de consumo associadas às UAG previstas, nem o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural. O eventual reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027.

²⁹ À data da elaboração dos Pressupostos constantes no Anexo 1.

A análise efetuada aponta, portanto, para a necessidade de reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia).

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

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, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento a que se refere o artigo 6º 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 protegidos³⁰ 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 no RMSA-G 2022 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, que se mantém constante no período em análise, 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.

³⁰ 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.

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 UAG³¹ em todo o período 2023-2040, tanto nas trajetórias Conservadora, Ambição e Teste de Stress, como nas análises de sensibilidade realizadas.

6. Ambiente e Competitividade

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H₂ de origem renovável na RPG, foi assumida a seguinte evolução crescente da concentração de H₂ 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 H₂ injetado, variam entre 1,1 e 1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,9 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 H₂ de origem renovável contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 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 CO₂. A conjuntura atual e futura aponta, igualmente, para o desenvolvimento da utilização de GNL como combustível no transporte marítimo, pelo que se torna necessária a existência de infraestruturas com capacidade para dar resposta a este mercado emergente. 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 CO₂ 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 2016-2022 a regaseificação média diária no TGNL aumentou cerca de 230%, de acordo com dados disponíveis no *Data Hub* da REN³². 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

³¹ 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.

³² <https://datahub.ren.pt/>

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.

7. Qualidade de serviço

Relativamente à avaliação da qualidade de serviço prestado no SNG em 2021, 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 1% face ao ano anterior e o tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros diminuiu aproximadamente 23%. Registou-se, ainda, um aumento de aproximadamente 2% no tempo médio efetivo de enchimento de camiões-cisterna e um aumento de cerca de 5% no tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna. Quanto às nomeações energéticas de injeção de gás natural do TGNL para a RNTGN, o cumprimento foi de 99,85%.

Na RNTG não se registaram em 2021 quaisquer interrupções de fornecimento, e na RNDG registaram-se 13 743 interrupções de fornecimento, que afetaram 0,9% do total de instalações de clientes (das quais 77% foram interrupções não controláveis acidentais). Os ORD Paxgás e Sonorgás não registaram interrupções nas suas redes. Durante esse ano, apenas a Lisboagás, a REN Portgás e a Setgás registaram interrupções controláveis, sendo que a REN Portgás foi o único ORD com interrupções controláveis acidentais. Em 2021 os valores máximos para os indicadores número médio de interrupções por 1 000 clientes e duração média das interrupções por cliente foram registados pela Tagusgás, devido à ocorrência de incidentes provocados por terceiros, com consequências de dimensão significativa.

- Na vertente das **características do gás**, 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);

- o reforço da oferta para abastecimento das UAG, nomeadamente através de uma baía de enchimento de GNL adicional (aumento da capacidade de enchimento para 48 cisternas/dia), que permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027;
- 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 CO₂ 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);
- 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^a interligação entre Portugal e Espanha, o mesmo foi substituído pelo atualmente designado projeto “CelZa”, que é parte integrante do projeto H2Med, mas que não foi considerado neste relatório (conforme indicado no Anexo 1 deste relatório), 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 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 2022

Anexo 2 – Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040”

[página em branco]

Anexo 1

Pressupostos do RMSA-G 2022

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2022, PERÍODO 2023-2040 (RMSA-G 2022)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito

O estudo tem o horizonte 2023-2040, com detalhe anual em 2023, 2025, 2027, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática. O estudo é relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, incorporando, no entanto, as necessidades estimadas de Gás Natural Liquefeito (GNL) para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo está articulado com o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), 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.

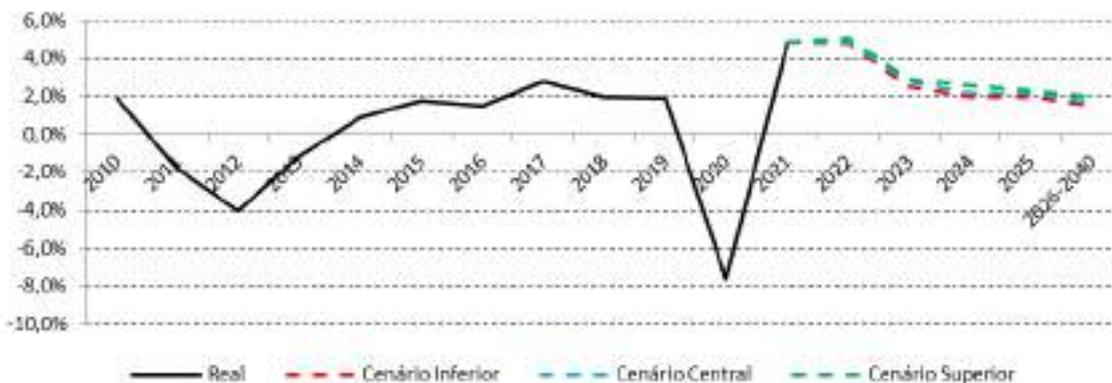
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que serviram 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)

	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Inferior	4,8%	2,5%	2,0%	2,0%	1,5%
Cenário Central	4,9%	2,8%	2,2%	2,2%	1,7%
Cenário Superior	5,1%	2,9%	2,6%	2,3%	2,0%

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



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com os considerados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal à data da elaboração dos respetivos pressupostos (maio de 2022), 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:

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

	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2022)	4,90%	2,90%	2,00%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Winter 2022, fevereiro 2022</i>)	5,50%	2,60%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2021 Issue 2, dezembro 2021</i>)	5,80%	2,80%			
FMI (<i>World Economic Outlook, october 2021</i>)	5,10%	2,50%	2,20%	2,00%	1,80%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2022-2026, março 2022)	4,80%	2,80%	2,60%	2,30%	1,70%
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2021-2025, abril 2021)	4,90%	2,80%	2,40%	2,20%	

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) e considerando os valores de 2021 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2021-2040:

Tabela 1 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais (em % do PIB)

	2021	2030	2035	2040
Impostos	12,8%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,8%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,3%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Cenários de evolução da oferta

No RMSA-G 2022 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 **3ª 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 da **3ª interligação entre Portugal e Espanha** encontra-se em processo de candidatura ao 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), de forma coordenada com o projeto da nova interligação Espanha – França, ligando por traçado submarino Barcelona em Espanha com Marselha em França (atualmente designado como projeto “BARMAR”), 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 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 a necessidade de os operadores de transporte e distribuição desenvolverem as suas infraestruturas e efetuarem os investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável 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 2022 refletirá, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários 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 6 de outubro de 2022, 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 de injeção de gases renováveis na RNTG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2022	2023	2024	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0	0,245	0	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0,929	1,430	0,339	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

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

Tipo de Gás a injetar	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,003	0,218	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0,004	0,640	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

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	2027	2030	2035	2040
Capacidade de Oferta (GWh/d)	373	373	373	373	535	535	535
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
Capacidade de Armazenamento (GWh)	6 408	6 408	6 408	6 408	7 608	7 608	7 608
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	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	2 569
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)	129						
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)	71	71	71	71	88	88	88

NOTAS:

- 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 após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- 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 seguinte:

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

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

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 seis cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2022, 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. É efetuada, ainda, para esta trajetória, uma análise de sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior 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. É efetuada, ainda, para esta trajetória, uma análise de sensibilidade à procura assumindo o cenário superior Ambição.

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 59 UAG de rede ativas, uma das quais temporária¹, e está prevista a construção de 28 novas UAG nesse horizonte. De referir igualmente a existência de 60 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação².

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 2022.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
897	3218	718	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

¹ REN Portgás – Paredes de Coura

² 16 em regime publico (3 GNC+1GNL+12GNL+GNC) e 12 em regime privativo (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 4 postos de GNV

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 2022-2030 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.

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

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

	Cenário Ambição		Cenário Conservador	
	2022	2023	2022	2023
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	1 307	803	1046	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 terrestre foi tida em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e pesados de mercadorias a gás. 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 mercadorias a gás em Portugal

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	773	763	366	364
2025	1000	800	750	500
2030	1200	900	1500	1000
2040	1000	800	1250	900

Relativamente ao transporte marítimo, foram considerados cenários de evolução da procura de GNL neste segmento, tendo 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. Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Na elaboração desses 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.

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

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2023	5	2
2024	5	2
2025	14	9
2026	101	52
2027	152	98
2030	251	161
2035	480	314
2040	600	390

Fonte: Galp

O cenário Conservador prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos a gás do que o cenário Ambição, quer em termos de pesados de passageiros e mercadorias (em número de veículos), quer em termos de transporte marítimo (em utilização de energia).

4.3 Evolução da procura

Uma parte substantiva do consumo de gás destina-se ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução considerável das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E 2022. 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 2022-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 12 – Cenários de evolução da procura total de gás

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Mercado Convencional	TWh	32,3	34,2	36,0	36,1	34,2	33,4	32,7
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,5	2,9
	Terciário	TWh	2,9	2,9	3,7	3,9	4,1	4,0	3,9
	Indústria	TWh	16,2	16,4	17,7	17,8	18,1	18,6	19,0
	Cogeração	TWh	9,5	11,3	10,8	10,5	8,2	7,3	7,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,1	13,6	4,4	3,3	1,7	0,7
	Consumo Total de GN	TWh	60,1	56,4	49,6	40,5	37,5	35,1	33,4
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	32,2	34,1	36,1	36,3	34,4	32,5	31,1
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,3	2,4
	Terciário	TWh	2,8	2,7	3,9	4,2	4,4	4,2	3,9
	Indústria	TWh	16,2	16,4	17,7	17,8	18,1	18,6	19,0
	Cogeração	TWh	9,5	11,3	10,8	10,5	8,2	6,4	5,8
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,1	14,5	6,1	5,4	3,2	0,7
	Consumo Total de GN	TWh	60,0	56,3	50,6	42,3	39,8	35,7	31,9
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	32,9	34,5	37,6	38,0	36,5	35,1	34,4
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,8	4,0	4,1	3,7	3,0
	Terciário	TWh	2,8	2,9	4,0	4,4	4,7	4,6	4,5
	Indústria	TWh	16,4	16,6	18,9	19,2	19,6	20,3	21,1
	Cogeração	TWh	10,0	11,3	10,8	10,5	8,2	6,4	5,8
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,5	15,1	6,4	6,1	3,9	1,2
	Consumo Total de GN	TWh	60,7	57,0	52,7	44,4	42,6	39,0	35,6
Cenário Inferior Conservador	Mercado Convencional	TWh	31,8	33,8	34,4	34,4	32,3	31,0	29,9
	Residencial	TWh	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,1	2,4
	Terciário	TWh	2,9	2,8	3,6	3,8	3,9	3,6	3,3
	Indústria	TWh	16,0	16,2	16,4	16,5	16,6	16,9	17,2
	Cogeração	TWh	9,3	11,3	10,8	10,5	8,2	7,3	7,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	21,8	13,2	4,1	3,0	1,4	0,5
	Consumo Total de GN	TWh	59,6	55,7	47,6	38,5	35,3	32,4	30,4

Notas: O consumo de gás associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector terciário.

Na tabela 13 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2022-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 13 – Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito³

Cenário	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	TWh	2,0	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,0
Cenário Central Ambição	TWh	2,0	2,2	2,6	2,9	3,2	3,4	3,4
Cenário Superior Ambição	TWh	2,0	2,2	2,7	3,0	3,4	3,6	3,6
Cenário Inferior Conservador	TWh	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7	2,8	2,8

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

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

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

Tabela 14 – Cenários de consumo máximo diário⁴ – ponta anual (Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	235,1	269,4	243,0	204,4	194,1	175,4	154,2
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	108,0	114,5	119,8	119,5	112,1	108,6	106,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	154,9	123,2	85,0	82,0	66,8	48,0
	Ponta Extrema	GWh/d	241,1	280,4	255,7	243,8	235,8	210,1	185,6
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	113,9	120,9	126,4	126,1	118,3	114,6	112,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	129,3	117,7	117,4	95,5	73,5
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	234,8	268,6	246,6	213,3	208,6	183,5	148,0
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	107,6	114,0	119,7	119,2	111,5	104,0	99,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	154,7	126,9	94,2	97,2	79,6	48,7
	Ponta Extrema	GWh/d	240,7	279,7	258,2	244,8	235,1	199,7	167,4
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	113,5	120,3	126,3	125,8	117,7	109,7	104,8
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	131,9	119,1	117,4	90,0	62,5
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	237,2	271,3	253,5	223,3	218,6	196,6	167,1
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,0	115,3	124,7	124,9	118,3	112,7	110,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	156,1	128,8	98,4	100,3	83,9	57,0
	Ponta Extrema	GWh/d	243,2	281,1	266,3	253,9	242,3	208,9	178,7
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	116,1	121,7	131,6	131,8	124,8	118,9	116,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	134,7	122,1	117,4	90,0	62,5
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	233,5	264,6	237,0	196,5	184,5	163,2	139,4
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	106,3	113,2	114,7	113,8	105,7	100,8	97,0
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	151,4	122,4	82,7	78,8	62,4	42,3
	Ponta Extrema	GWh/d	239,4	275,2	249,3	237,7	229,0	201,9	175,9
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	112,2	119,5	121,0	120,1	111,5	106,4	102,4
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	155,7	128,3	117,6	117,4	95,5	73,5

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

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,4	10,6	11,5	12,5	13,1	13,2
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	9,9	11,2	12,1	13,2	13,8	14,0
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,6	11,3	12,7	14,1	14,8	14,8
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	10,1	11,9	13,4	14,9	15,7	15,6
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,6	11,8	13,3	14,8	15,8	16,0
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	10,2	12,5	14,0	15,7	16,7	16,9
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,3	10,0	10,9	11,8	12,2	12,2
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	9,8	10,6	11,5	12,4	12,9	12,8

⁴ No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2022 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento.

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 2022:

- 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Serão realizadas duas análises de sensibilidade considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura. O RMSA-G 2022 incluirá, ainda, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ 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 H₂ em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2040.

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

Tabela 16 – Análises a realizar no RMSA-G 2022

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador ^{a)}	Central Ambição ^{b)}	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição	Sensibilidade ^{c)}
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) A análise de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura.

No contexto do RMSA-G 2022 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.

Anexo 2

Relatório da REN Gasodutos “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040”

The logo for REN, consisting of the letters 'REN' in a bold, blue, sans-serif font, followed by a stylized 'X' symbol composed of two overlapping triangles, one blue and one green.

RMSA-G 2022

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

2023-2040

Fevereiro 2023



ÍNDICE

1.	ENQUADRAMENTO	5
2.	METODOLOGIAS	7
3.	ESTUDOS REALIZADOS	9
3.1.	PROCURA	10
3.2.	PONTAS DA PROCURA DIÁRIA	17
3.3.	OFERTA	19
3.4.	TRAJETÓRIAS AVALIADAS	21
4.	RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	23
4.1.	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE PONTA	24
4.2.	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	28
4.3.	AMBIENTE	29
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	30

ANEXOS:

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS PARA O PERÍODO DO RMSA-G 2022

ANEXO III – PRINCIPAIS RESULTADOS (em formato apresentação sintética)

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA	10
FIGURA 2: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS.....	11
FIGURA 3: EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS INCREMENTAIS.....	12
FIGURA 4: EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS	13
FIGURA 5: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS PARA A MOBILIDADE TERRESTRE	13
FIGURA 6: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GNL ASSOCIADA AO TRANSPORTE MARÍTIMO	14
FIGURA 7: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO SETOR DA COGERAÇÃO	14
FIGURA 8: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE.....	15
FIGURA 9 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL AGREGADA DE GÁS	16
FIGURA 10: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GNL (COM MADEIRA)	16
FIGURA 11: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (SEM GNL)	18
FIGURA 12: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GNL.....	19
FIGURA 13: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DA CAPACIDADE NA PONTA DA RNTIAT.....	20
FIGURA 14: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DO ARMAZENAMENTO DA RNTIAT	21
FIGURA 15: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS.....	22
FIGURA 16: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG).....	24
FIGURA 17: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS DE LARES E TAPADA DO OUTEIRO.....	25
FIGURA 18: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE, COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS	26
FIGURA 19: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS	26
FIGURA 20: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), CONSIDERANDO UMA CAPACIDADE DE IMPORTAÇÃO DE 30 GWH/D EM VALENÇA DO MINHO	27
FIGURA 21: CAPACIDADE DO TGNL DE SINES PARA ABASTECIMENTO DE GNL ÀS UAG (ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA)	28
FIGURA 22: CAPACIDADE DA RNTIAT PARA APROVISIONAMENTO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA DO SNG.....	29
FIGURA 23: EMISSÕES DE CO2 EVITADAS POR INCORPORAÇÃO DE H ₂ NO SNG.....	29

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB.....	11
--	----

SIGLAS E ACRÓNIMOS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado a gás
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
ELPRE	Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios
EN-H ₂	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
PME	Pequenas e Médias Empresas
PNEC	Plano Nacional integrado de Energia e Clima
REN	Redes Energéticas Nacionais
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
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
SEN	Sistema Eléctrico 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



O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN- H₂, 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 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 Decreto-Lei 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 Decreto-Lei 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.

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

- **Enquadramento**
- **Metodologias**
- **Estudos Realizados**
 - Previsão da Procura (e pontas de consumo)
 - 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 H₂ 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 2023 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 Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e os resultados do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento da Eletricidade (RMSA-E) 2022, não tendo sido considerados dados sobre alterações climáticas.



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 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.

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 Carrigo 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

**ESTUDOS
REALIZADOS**

REN 

3.1. 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 radoviário 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 2022¹-2040, 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 em regime ordinário (PRO).

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 1, "Transição para uma menor intensidade carbónica" e "Crescimento Económico".

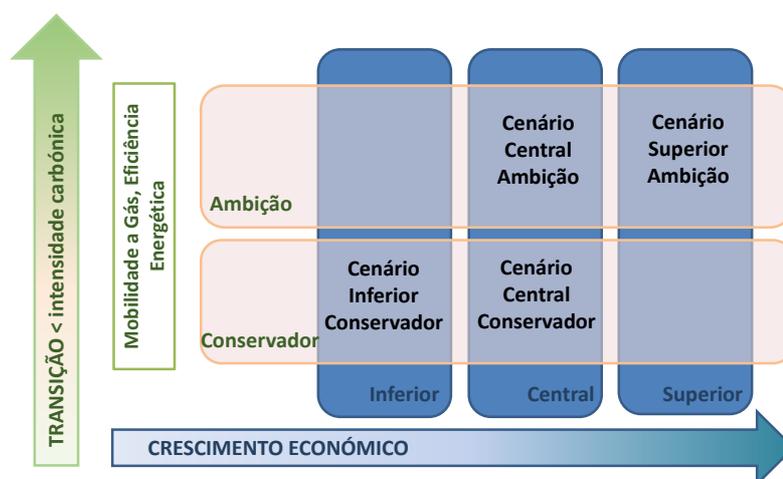


FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA

¹ No caso do ano de 2022, foram considerados dados previsionais, tendo em conta que à data de elaboração da previsão o ano de 2022 ainda não tinha terminado.

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 2 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução assumidas na construção de cada cenário, tendo por base os dois eixos anteriormente referidos.



FIGURA 2: 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	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Superior	5.1%	2.9%	2.6%	2.3%	2.0%
Cenário Central	4.9%	2.8%	2.2%	2.2%	1.7%
Cenário Inferior	4.8%	2.5%	2.0%	2.0%	1.5%

Eficiência Energética

O presente exercício de análise de segurança de abastecimento do SNG considera os impactes sobre a procura de gás da implementação de novas medidas de eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços, 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. Neste exercício de previsão é tido em consideração, para estes anos, o impacte previsto destas medidas, que por simplificação se considera afetarem apenas o setor dos Serviços.

Em concreto, a consideração do disposto na ELPRE em termos de eficiência energética impacta no consumo do MC, nomeadamente nos setores Residencial e de Serviços. Em termos práticos, consideraram-se dois cenários distintos, sendo que o cenário Ambição encontra-se 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 3 apresenta-se a evolução das poupanças de energia ao nível do consumo de gás no período 2022-2040, para o setor Residencial e Serviços.

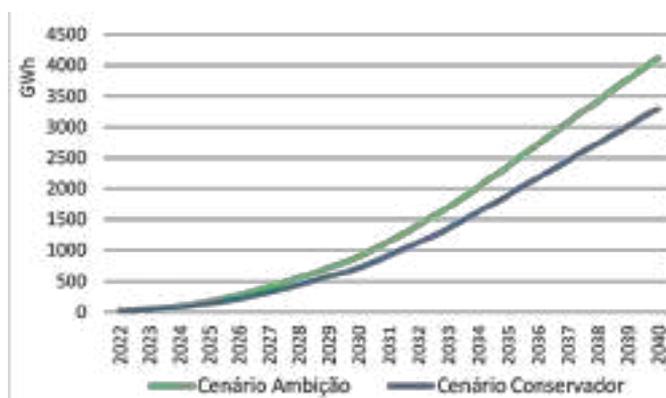


FIGURA 3: EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE GÁS ANUAIS INCREMENTAIS

Mobilidade a Gás

Foram estudados os impactes 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 4, sendo que o cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da 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.

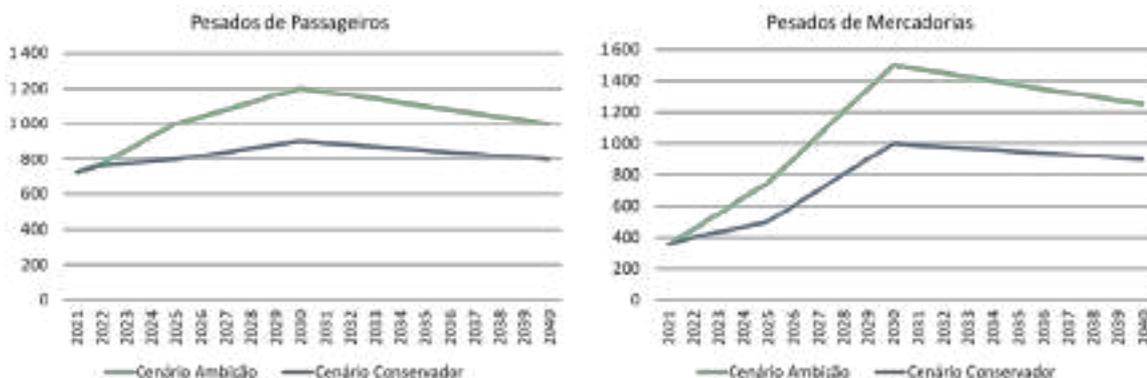


FIGURA 4: EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VEÍCULOS PESADOS A GÁS

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 5 para os cenários desenvolvidos.

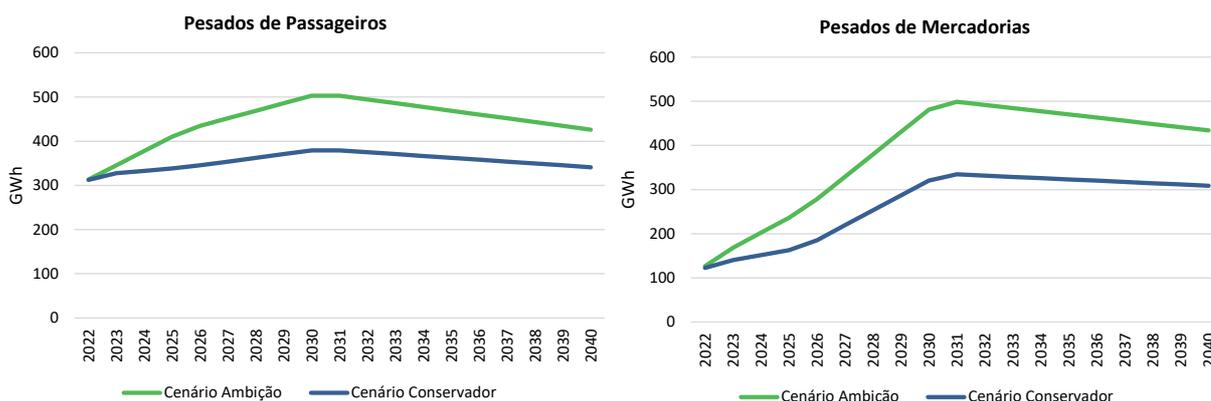


FIGURA 5: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS PARA A MOBILIDADE TERRESTRE

Relativamente ao segmento do transporte marítimo, o número de encomendas de navios de cruzeiro e de mercadorias movidos a GNL perspetivadas a nível mundial é expressivo (estima-se entre 124, em 2021, e 233, em 2026, de acordo com a GASNAM²), tendo o mesmo sido potenciado por regras cada vez mais restritivas impostas pela Organização Marítima Internacional³. O GNL é o combustível que melhor responde no imediato a estas condições, existindo, contudo, 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 6 apresentam-se as perspetivas de evolução da procura de GNL estudadas.

² Associação Ibérica para a mobilidade a gás

³ A partir de 1 de janeiro de 2020 decretou a obrigatoriedade de utilização de combustíveis com um teor de enxofre inferior a 0,5%

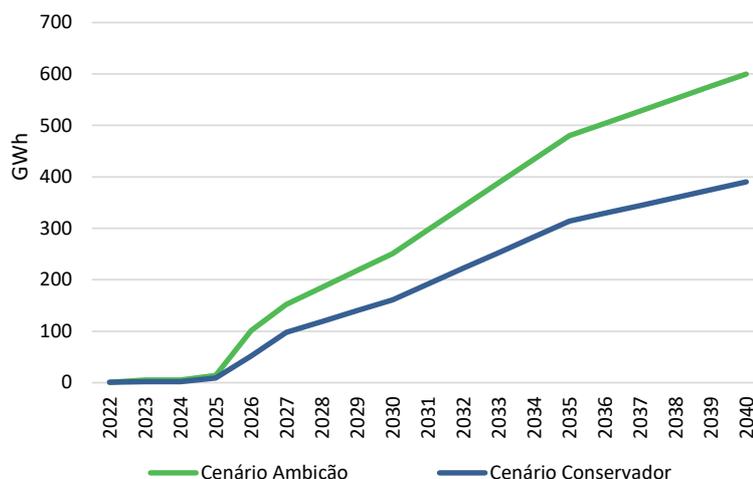


FIGURA 6: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GNL ASSOCIADA AO TRANSPORTE MARÍTIMO

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 2022, as quais apresentam uma tendência decrescente ao longo do período em análise, já anteriormente perspetivada no RMSA-E 2021, resultando no decréscimo da procura de gás neste setor. Relativamente à potência instalada prevista, o diferencial entre os dois estudos atinge valores entre -140 e -216 MW em 2030 e entre -198 e -244 MW em 2040.

Na Figura 7 ilustram-se duas perspetivas de evolução do consumo de gás neste setor, uma para o cenário Ambição, outra para o cenário Conservador.

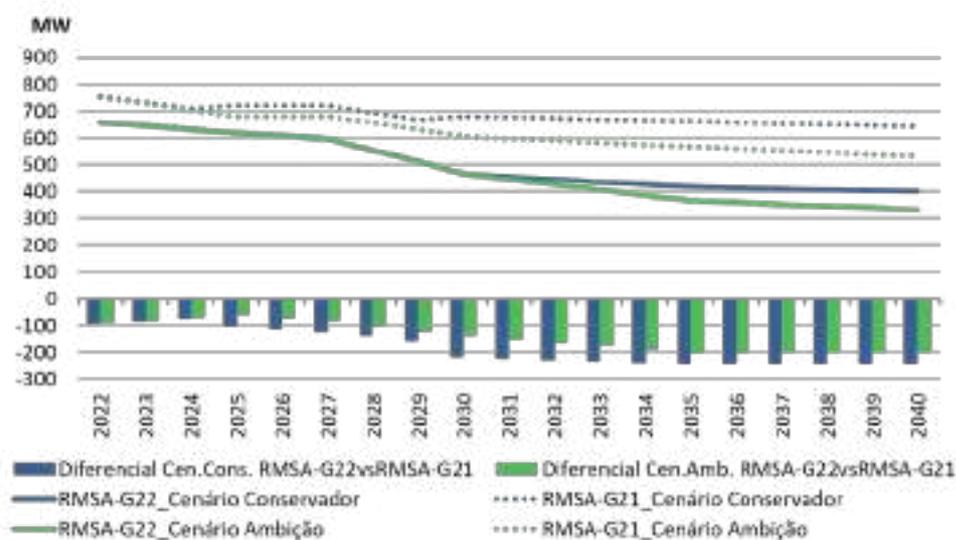


FIGURA 7: EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO SETOR DA COGERAÇÃO

Mercado de electricidade

Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de electricidade (correspondente à produção em regime ordinário do setor Elétrico) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto do RMSA-E 2022⁴. Para este efeito foram consideradas duas trajetórias estabelecidas pela DGEG: a **Trajetoória Conservadora** e a **Trajetoória Ambição**

Na Figura 8 ilustra-se a evolução prevista da procura de gás no mercado de electricidade decorrente das taxas de utilização prevista para os grupos a gás em ciclo combinado, para cada cenário estudado.

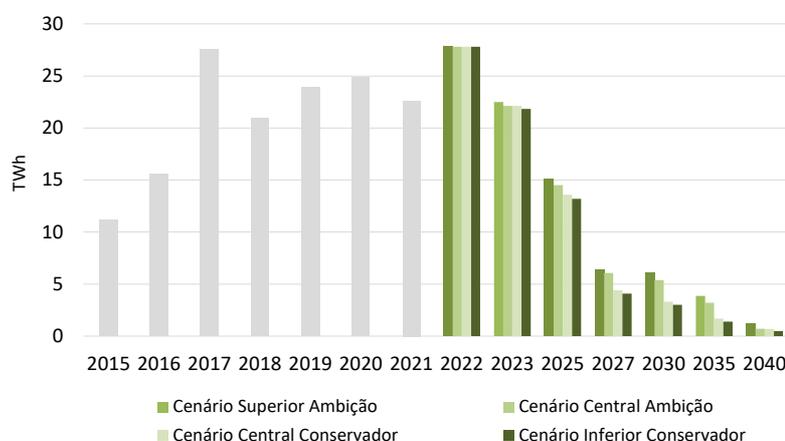


FIGURA 8: PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

As perspetivas de evolução do consumo de gás neste mercado são fortemente impactadas pela evolução considerável da instalação de FER prevista no RMSA-E 2022, 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 electricidade 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 3,0 TWh e 6,1 TWh, sendo que para 2040 o nível da banda prevista ainda se reduz mais, variando entre 0,5 TWh e 1,2 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 electricidade. Na Figura 9 apresenta-se a evolução expectável da procura anual de gás agregada (sem GNL) para os quatro cenários desenvolvidos.

⁴ Este exercício tem por base a evolução do SEN, os cenários de evolução da procura de electricidade e os restantes elementos prospetivos indicados pela DGEG e foi efetuado para o horizonte 2023-2040, 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 (2023, 2025 e 2027), bem como 2030, 2035 e 2040.

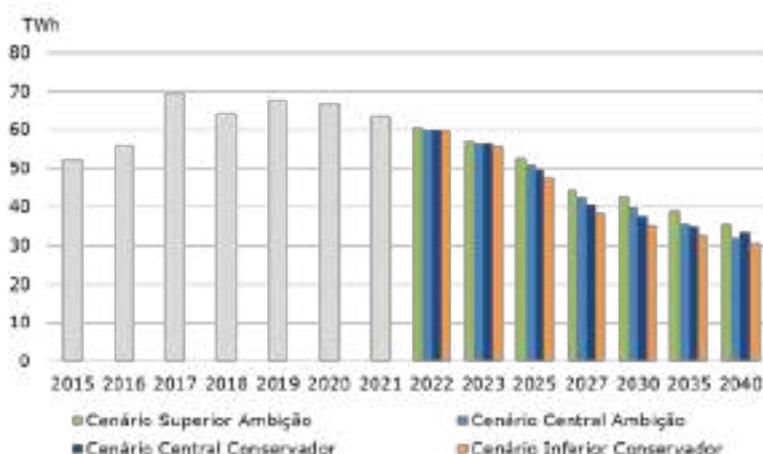


FIGURA 9 - EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA ANUAL AGREGADA DE GÁS

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. Já no mercado convencional, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE e a penetração do gás nos transportes conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.

Função dos cenários, prevê-se que a procura de gás varie entre 35 TWh e 43 TWh em 2030 e entre 30 TWh e 36 TWh em 2040. As previsões indicam que o mercado convencional continuará a manter a predominância ao nível da procura.

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 10.

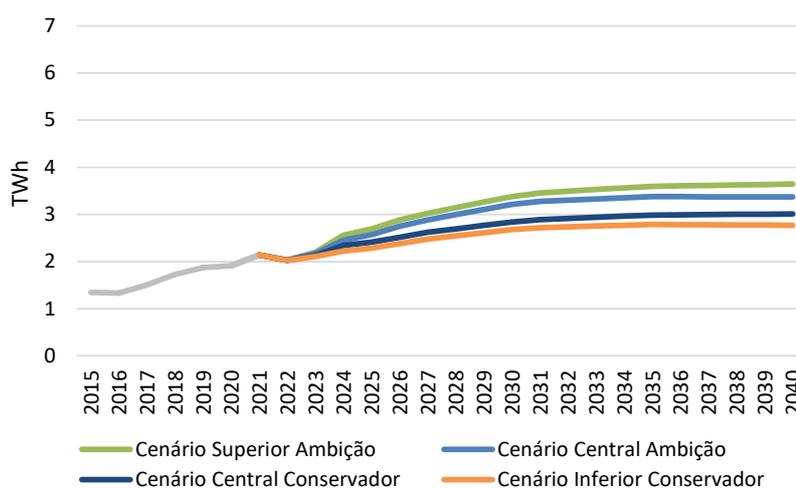


FIGURA 10: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GNL (COM MADEIRA)

A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 700 GWh em 2030 e 870 GWh em 2040. A mobilidade, terrestre e marítima, representa um peso no mercado de GNL entre 18% e 27%

em 2030 e entre 23% e 33% no horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 6,4% e 7,3% no horizonte 2030 e entre 7,2% e 8,1% no horizonte 2040. De notar, ainda, que a procura dos novos polos estimada para 2022⁵, já com os dados verificados até outubro, representa apenas cerca de 28% do consumo potencial deste ano apresentado pela Sonorgás no concurso de atribuição de licenças.

3.2. 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 diária⁶.

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 válida 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 0,35%.

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

⁵ No caso do ano de 2022, foram considerados dados previsionais, tendo em conta que à data de elaboração da previsão o ano de 2022 ainda não tinha terminado.

⁶ Metodologia seguida pela grande maioria dos TSO congéneres europeus.

consumo. Assim, as pontas previstas para este segmento são calculadas com base numa média, para o período 2015-2020, 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 a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

Mercado de Eletricidade: Ponta Provável; Ponta Extrema

Ponta Provável: corresponde ao dia de maior procura de GN com probabilidade de ser excedido de 5%;

Ponta Extrema: considera-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%.

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 11 apresentam-se as pontas agregadas da procura de gás (sem GNL) previstas para o período 2022-2040.

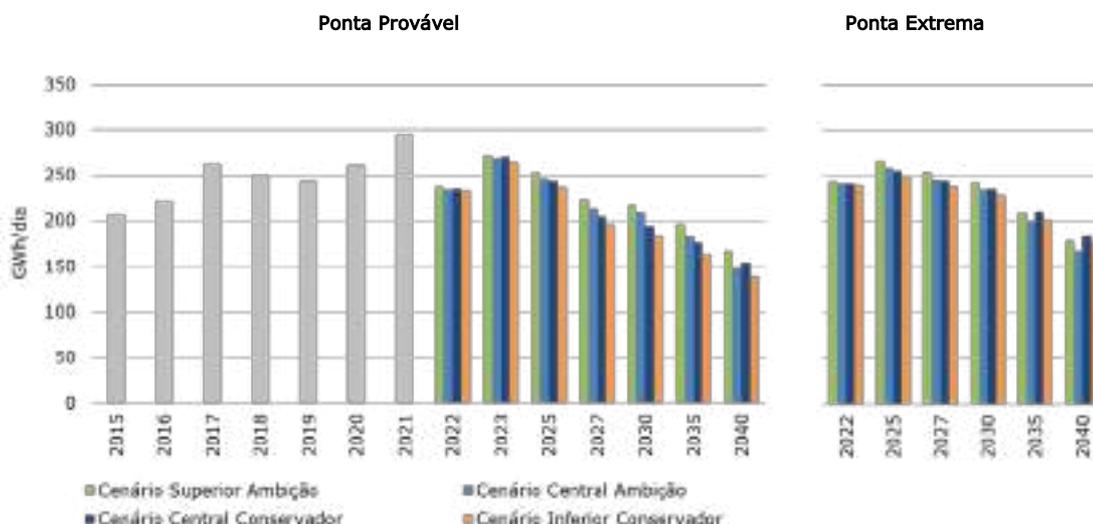


FIGURA 11: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS AGREGADAS (SEM GNL)

Quanto ao mercado de GNL, ilustram-se na Figura 12 as pontas diárias de consumo.

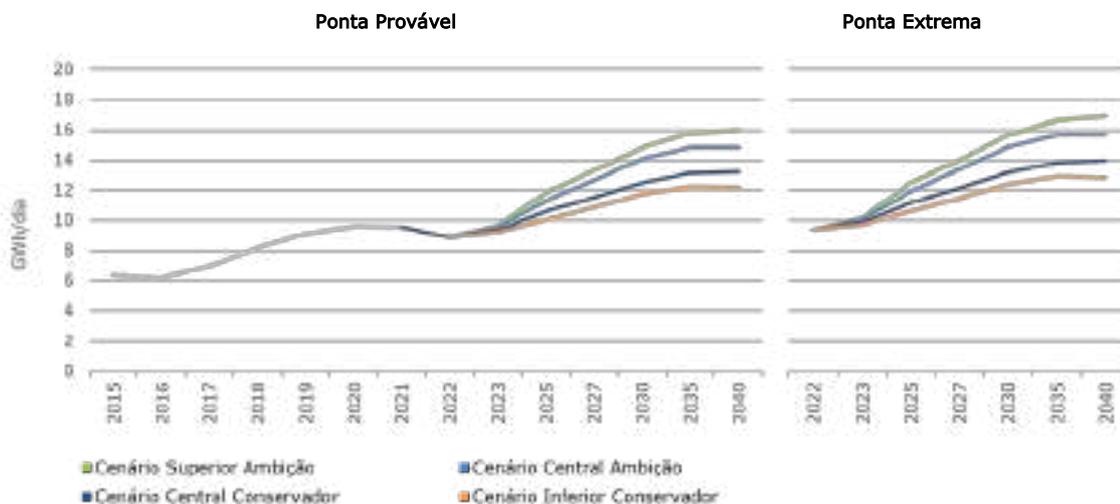


FIGURA 12: EVOLUÇÃO DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GNL

3.3. 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:

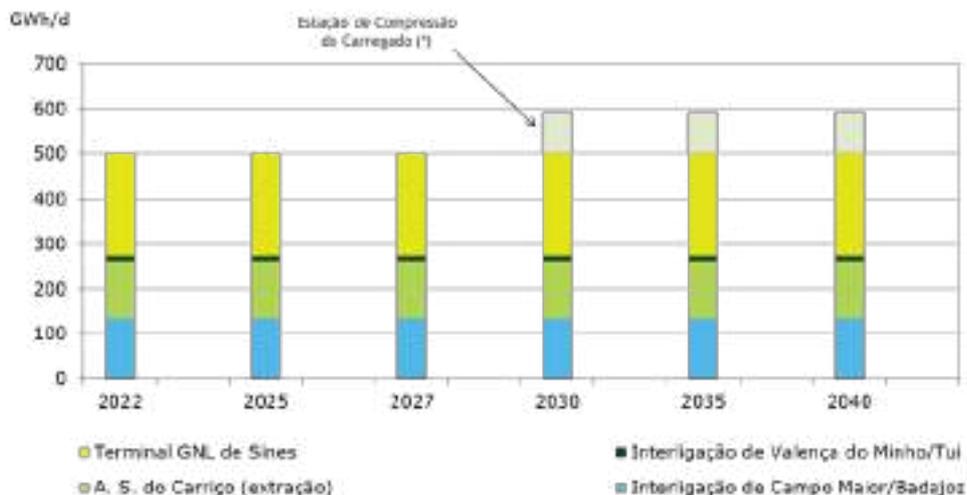
- **Evolução Expectável**, na qual se considera a evolução esperada da capacidade de oferta da RNTIAT, incluindo a concretização do aumento de capacidade no armazenamento subterrânea do Carriço (de acordo com o definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022) e a eventual concretização da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

No que se refere aos gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, enquadrados pela EN-H₂ e pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, os atuais pedidos de registo prévio para injeção na Rede Pública de Gás (RPG) de H₂ e biometano têm ainda pouco significado, pelo que não foram consideradas enquanto capacidade de oferta na ponta. Sublinha-se, contudo, que apesar do referido anteriormente, foram realizadas neste exercício de RMSA-G algumas análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ na rede, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarbonização do SNG, considerando diferentes percentagens de mistura (*blending*).

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 13 e na Figura 14, 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 ou cuja construção se inicie até final de 2021.



(*) A Estação de Compressão do Carregado permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do Terminal GNL de Sines para a RNTG, aumentando a sua capacidade de 229 GWh/d para 321 GWh/d, assegurando as necessidades de transporte de gás até ao extremo Norte da Rede, em Valença do Minho.

FIGURA 13: 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, sendo esta restrição apenas eliminada e potenciada para 321 GWh/d após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado (prevista a partir de 2030).

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 Carriço 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 Carriço).

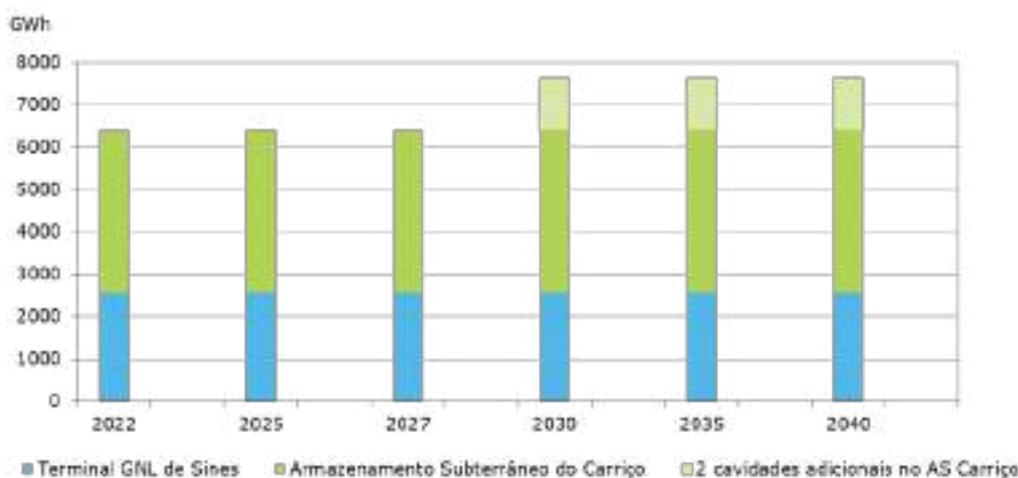


FIGURA 14: EVOLUÇÃO EXPETÁVEL DO ARMAZENAMENTO DA RNTIAT

Quanto ao armazenamento, no final de 2027 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).

3.4. TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Os estudos de segurança de abastecimento do SNG no período 2023-2040 incidem sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG e alinhadas com as análises desenvolvidas no âmbito do RMSA-E 2022:

- **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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- **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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário Superior Ambição;
- **Teste de Stress**, assume a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a 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 15 resume a evolução do SNG para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.

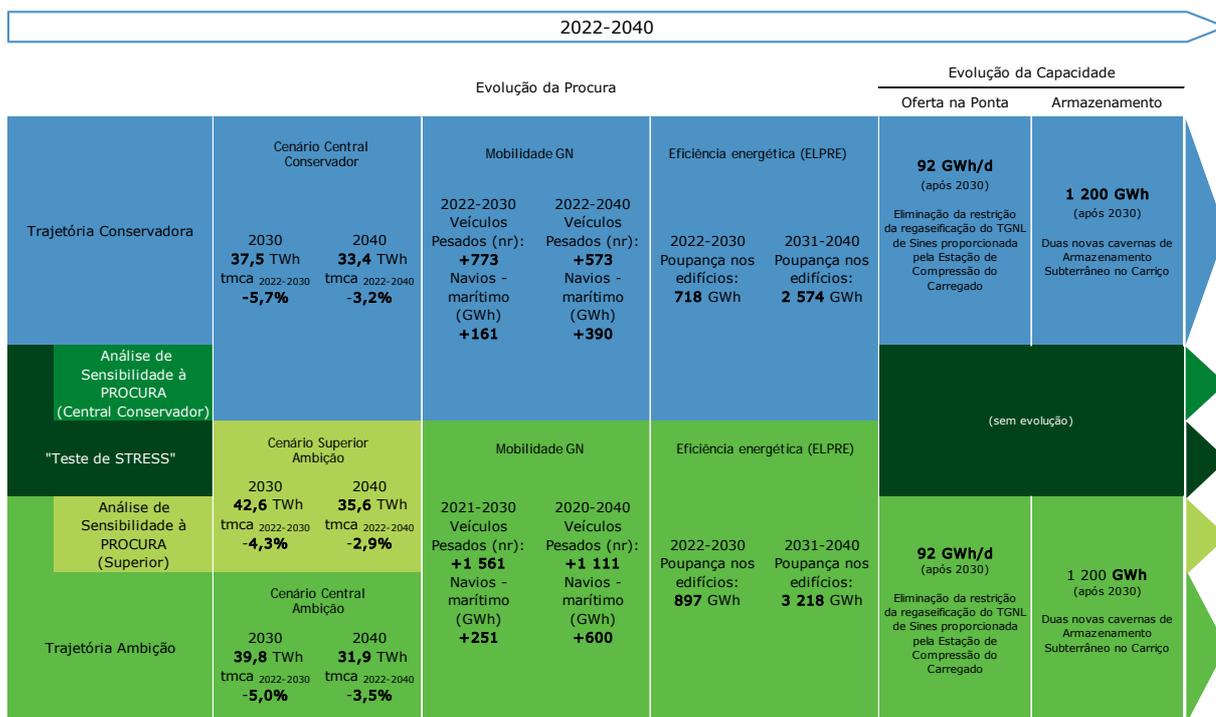


FIGURA 15: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS

O RMSA-G 2022 inclui, ainda, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ 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 H₂ em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H₂ 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 Carrigo, 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.



4

**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.

4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO – PERSPETIVA DA CAPACIDADE DE PONTA

Aprovisionamento de Consumos via RNTG

No curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta não permitem dar cumprimento à fórmula N-1 (falha do Terminal GNL Sines, correspondente a 46% capacidade total da RNTIAT, e ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas). No entanto, esta situação altera-se a prazo, demonstrando os estudos que 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, existe o cumprimento da formula N-1.

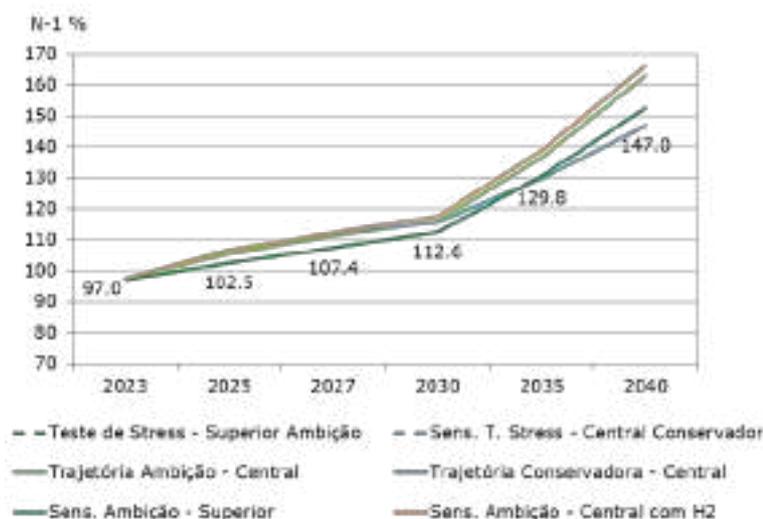


FIGURA 16: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG)

Da sensibilidade à Trajetória Ambição (Central) que considera, para efeitos de segurança de abastecimento, a progressiva incorporação de H₂⁷ no SNG, o contributo da oferta proporcionada pela injeção de H₂ no indicador N-1 é de +1.4 pp em 2030 e +3.3 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:

⁷ Para efeito da cobertura da ponta, assumiu-se que o contributo das injeções de H₂ na RNTG (GWh/d) corresponde à média diária da energia anual incorporada, tendo em consideração as concentrações de H₂ 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, de forma a substituir até aos limites da capacidade instalada a produção das centrais de Lares e da Tapada do Outeiro⁸.

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.

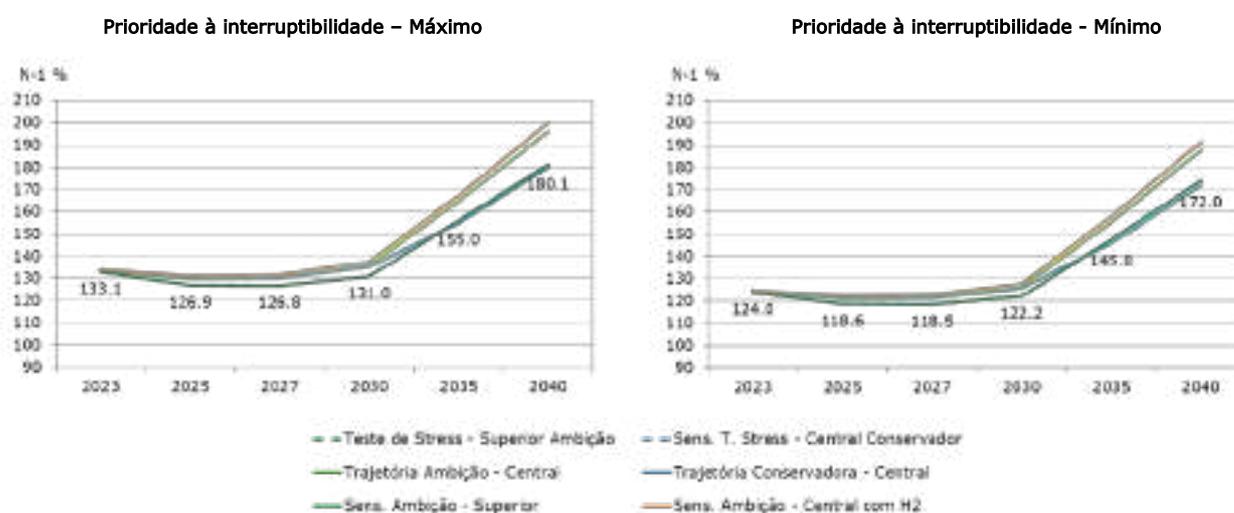


FIGURA 17: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS DE LARES E TAPADA DO OUTEIRO

No entanto, caso se verifiquem restrições na capacidade de extração no Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carricho, limitada a 71,4 GWh/d (quando o volume operacional do AS se situe abaixo dos 60%), afigura-se que na situação menos vantajosa (interruptibilidade mínima), só após a entrada em serviço das 2 novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo no Carricho, 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).

⁸ 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.

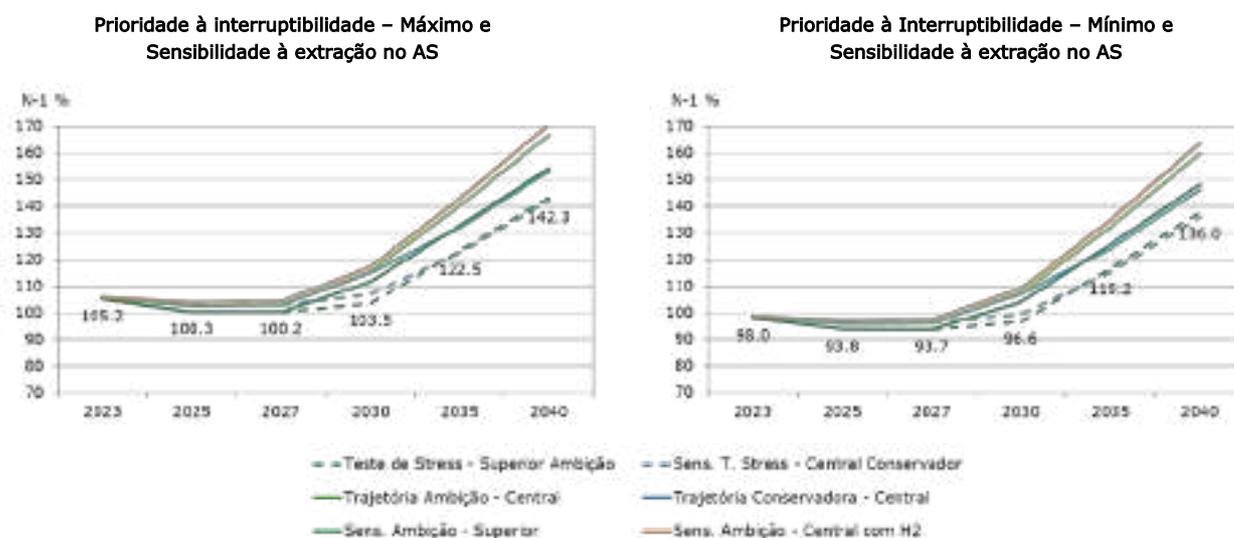


FIGURA 18: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), RECORRENDO À INTERRUPTIBILIDADE, COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

Na Figura 19 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 Carrigo, a fórmula N-1 sofre uma redução assinalável. O reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carrigo 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.

Perspetiva Gás (RNTG) - Sensibilidade à extração no AS

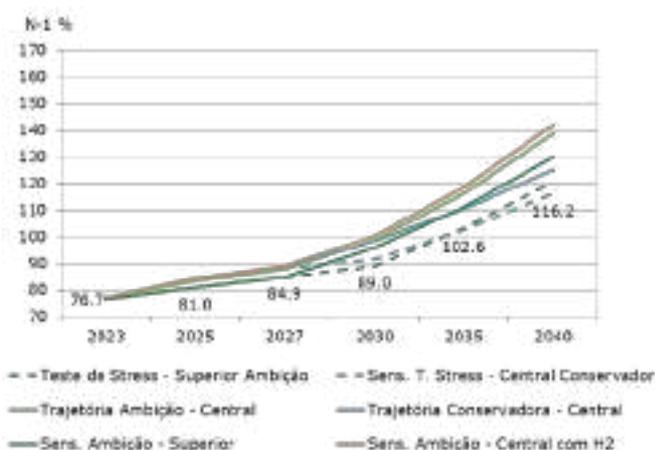


FIGURA 19: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), COM LIMITAÇÕES NA EXTRAÇÃO NO AS

A capacidade comercial total de importação atualmente anunciada no *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 excepcionais. 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.

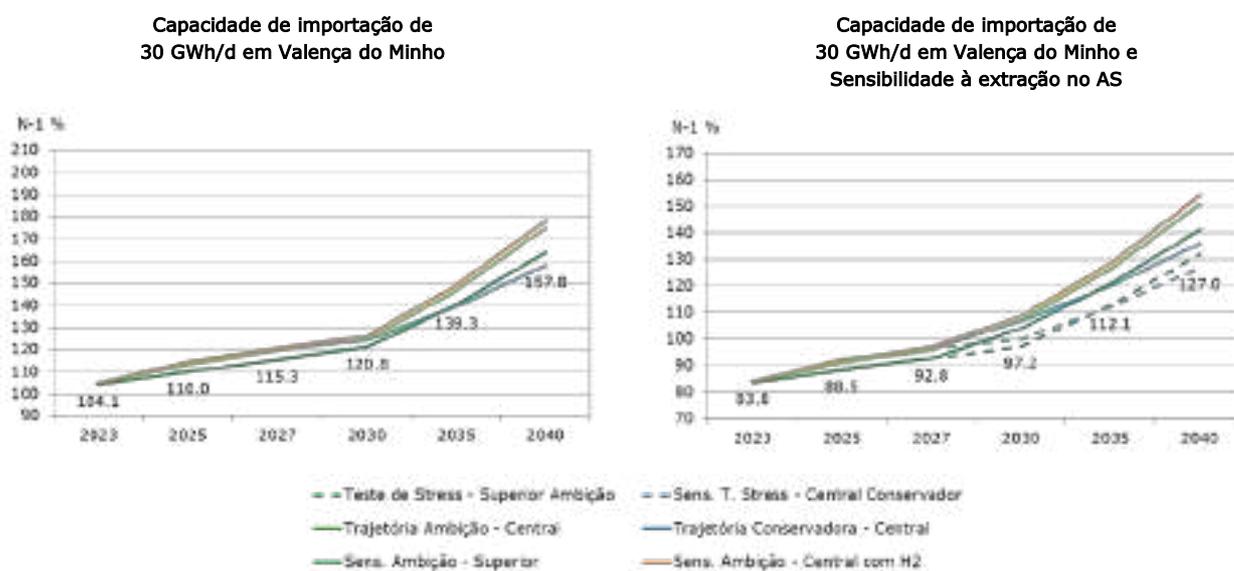


FIGURA 20: FÓRMULA N-1 APLICADA NA PERSPETIVA DO GÁS (RNTG), CONSIDERANDO UMA CAPACIDADE DE IMPORTAÇÃO DE 30 GWh/d EM VALENÇA DO MINHO

Da análise efetuada, caso exista a possibilidade de entrada de 30 GWh/d pela Interligação de Valença do Minho (Figura 20, 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 20, 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) 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 de Sines, os consumos em território nacional ficam totalmente dependentes do aprovisionamento via Espanha.

Considerando as perspetivas de evolução da procura e pontas de GNL, no curto prazo (2023), a atual capacidade de carregamento de cisternas no Terminal GNL de Sines é suficiente para cobrir a Ponta Provável. No entanto, a partir dessa data e mantendo as atuais condições operacionais, perspetiva-

se que seja necessário reforçar a oferta para abastecimento das UAG, bem como dotar o TGNL de maior resiliência nas suas operações, em particular em situação de contingência ao nível das baías de enchimento. O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2025, para além de mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens das baías em operação.

Perspetiva GNL (UAG)

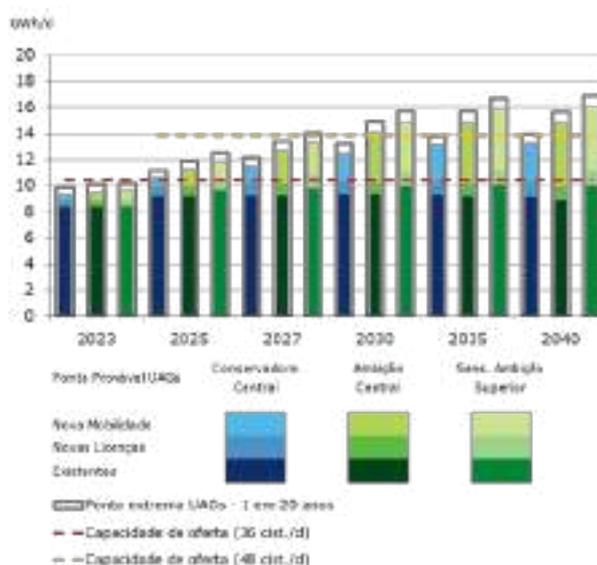


FIGURA 21: CAPACIDADE DO TGNL DE SINES PARA ABASTECIMENTO DE GNL ÀS UAG (ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA)

4.2. 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 Carriço 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 Carriço 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 3.5% da capacidade disponibilizada pelos atuais tanques do Terminal GNL de Sines.

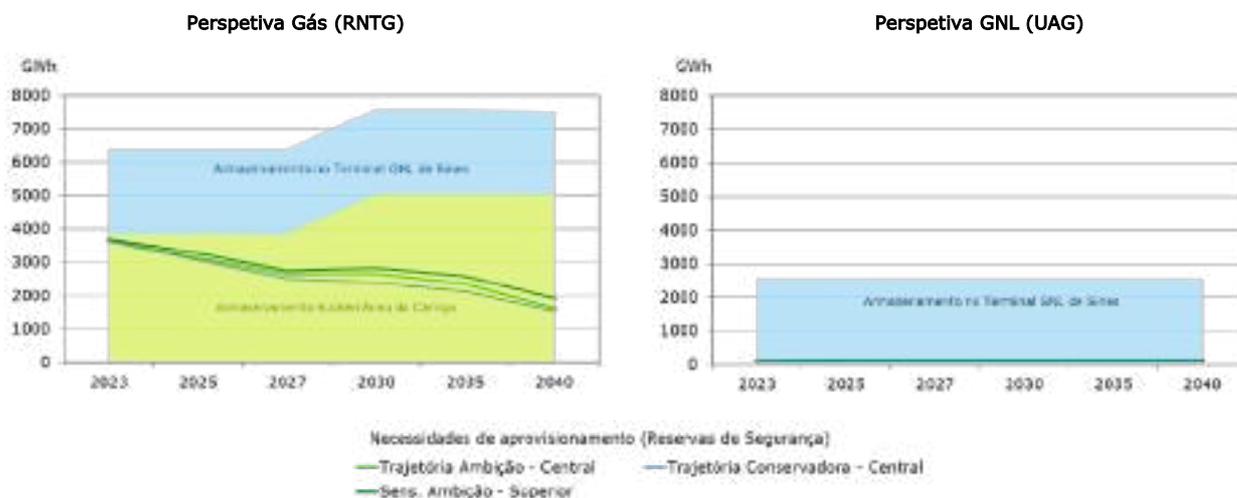


FIGURA 22: CAPACIDADE DA RNTIAT PARA APROVISIONAMENTO DAS RESERVAS DE SEGURANÇA DO SNG

4.3. AMBIENTE

Com o objetivo de avaliar os potenciais impactes, ao nível da descarbonização do SNG, decorrentes da injeção de H₂ 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 H₂ é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3) os contributos crescentes, em energia, do H₂ injetado, ascendem a valores entre 1,1-1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,9-2,3 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 H₂ verde contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 kt, em 2040.

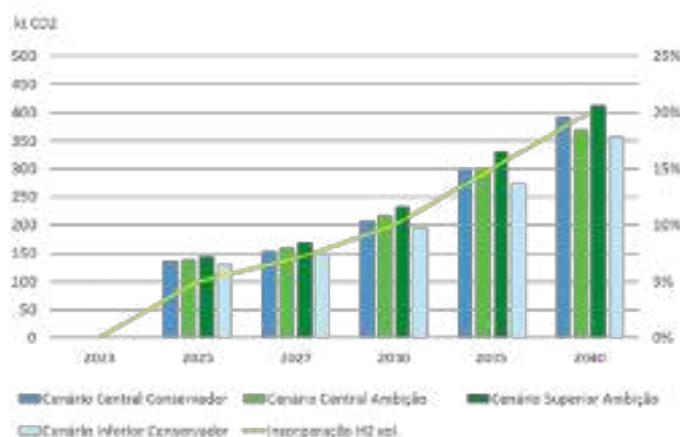


FIGURA 23: EMISSÕES DE CO₂ EVITADAS POR INCORPORAÇÃO DE H₂ NO SNG



5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

REN 

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SNG para o período 2023-2040, destacam-se as seguintes:

- No curto prazo, 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 não permitem dar cumprimento ao critério de segurança de abastecimento. No entanto, esta situação altera-se a prazo, demonstrando os estudos que, a partir de 2025, este incumprimento será ultrapassado devido ao decréscimo de consumo de gás pela cogeração, às medidas de eficiência energética e à redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade (resultado da evolução considerável das Fontes de Energia Renovável no SEN).
- A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares permite cumprir com a fórmula N-1 já em 2023. 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 Carricho 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 permaneça inferior a 100% até (pelo menos) 2027, mesmo com ativação da interruptibilidade. Em 2030, o reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carricho e a correspondente capacidade de extração superior nestas condições (88 GWh/d) permite mitigar o défice de capacidade do SNG.
- Realça-se ainda que as duas novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo do Carricho, 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 candidatos a Projeto de Interesse Comum (PCI) a desenvolver no âmbito do Corredor Verde de hidrogénio (H2Med) 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 Carricho.
- Na perspetiva dos consumos de gás que são aprovacionados às UAGs a partir de GNL transportado desde o TGNL de Sines, a atual capacidade de carregamento de camiões-cisterna no TGNL é apenas suficiente para cobrir a Ponta Extrema no curto prazo (2023) e sem redundância. A partir de dessa data perspetiva-se necessário reforçar aquela infraestrutura, de forma a fazer face ao crescimento da ponta para satisfazer a procura nas UAG. O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas

até 2027, para além de mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens 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.
- Do ponto de vista do armazenamento da RNTIAT e do cumprimento das normas de aprovisionamento de acordo com o Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, a atual capacidade é suficiente para constituir as reservas de segurança para aprovisionamento dos Clientes Protegidos do Mercado Convencional e das centrais electroprodutoras não interruptíveis, em todo o horizonte de estudo e independentemente da trajetória. O AS do Carriço é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo.
- Na perspetiva do GNL, os atuais tanques para armazenamento no Terminal GNL de Sines são suficientes para aprovisionar o gás correspondente aos Clientes Protegidos das UAG, bem como uma parcela correspondente a 30 dias de consumo médio da UAG da Madeira, abastecida a partir de Sines.
- Assumindo a incorporação de H₂ na RNTG com concentrações crescentes (em volume) que atingem 10%, em 2030, e 20%, em 2040, os contributos em energia do H₂ injetado ascendem a valores entre 1,1-1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030, e entre 1,9-2,3 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 H₂ verde contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 kt, em 2040.
- Realça-se ainda que a Estação de Compressão do Carregado permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do Terminal de GNL de Sines para a RNTG, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no terminal, aumentando assim a capacidade de receção da rede de transporte de 229 GWh/d para 321 GWh/d. Este incremento de capacidade assegura as necessidades de transporte de gás até ao extremo norte da RNTG e oferece uma melhor condição de pressão para a exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Nota-se também que o aumento da capacidade firme de regaseificação do Terminal de Sines com a instalação da estação de compressão do Carregado, possibilitará ao mercado o alargamento das suas opções para o escoamento do GNL rececionado em Sines e, por conseguinte, o reforço da segurança de abastecimento. Sublinha-se que a remoção do congestionamento persistente que afeta esta capacidade desde o ano de 2019, permitirá aumentar a rapidez de reposição de existências no armazenamento subterrâneo e possibilitará o recurso mais frequente à utilização das capacidades de exportação da interligação internacional, opção interessante para comercializadores que atuam a nível ibérico. Adicionalmente, com a referida utilização a ser realizada acima da satisfação da procura nacional (em qualquer circunstância e não apenas em situação de procura reduzida), esta permitirá melhorar a rotatividade de stocks em Sines e, por conseguinte, o reforço do aprovisionamento de GNL ao SNG, aspeto relevante para um sistema cuja segurança assenta especialmente na diversificação das origens de GNL. Realça-se que apesar da prospetiva redução da procura em termos de volume anual, o SNG continuará a ter de corresponder à

forte variabilidade que caracteriza o mercado de gás, assim como dar resposta às pontas de consumo mais elevadas sempre que os recursos renováveis não estejam disponíveis no SEN.

Por outro lado, ao nível da incorporação de H2 na RNTG, a existência de tal infraestrutura contribuirá para uma maximização da injeção de gases de origem renovável, através do aumento dos caudais em circulação e também da acrescida flexibilidade na gestão de fluxos da rede, permitindo vencer a perda de carga adicional de circuitos de recirculação que assim serão viáveis.

- Por fim, sublinha-se que apesar de se perspetivar uma redução de consumo de gás natural ao longo dos próximos anos, como se apresenta nas análises e figuras do presente documento, 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), pelo que 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 (atualmente com 3830 MW de potência) e nas centrais hídricas com bombagem (atualmente com 3580 MW de potência). Desta forma, as centrais de ciclo combinado a gás natural, como é o caso da Tapada do Outeiro com 990 MW, 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





6

ANEXOS

ANEXO I

PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

REN 

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2022, PERÍODO 2023-2040 (RMSA-G 2022)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito

O estudo tem o horizonte 2023-2040, com detalhe anual em 2023, 2025, 2027, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática. O estudo é relativo ao sistema de gás de Portugal Continental, incorporando, no entanto, as necessidades estimadas de Gás Natural Liquefeito (GNL) para a Região Autónoma da Madeira.

O estudo está articulado com o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), 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.

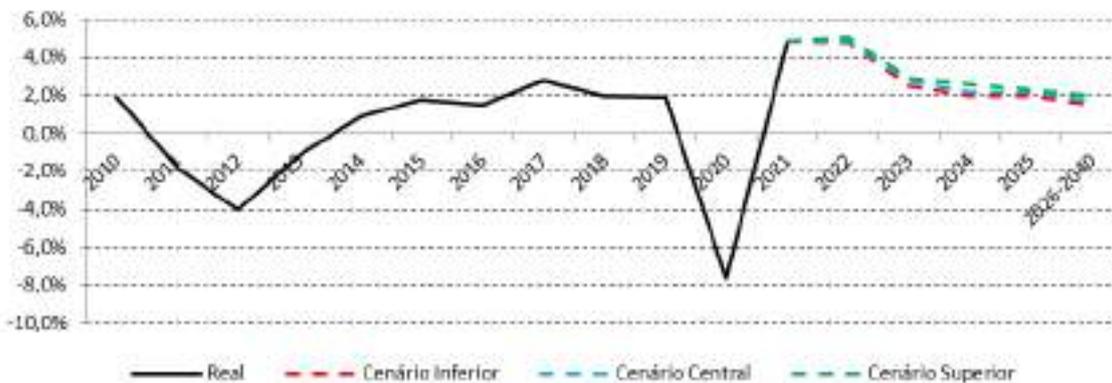
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que serviram 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)

	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Inferior	4,8%	2,5%	2,0%	2,0%	1,5%
Cenário Central	4,9%	2,8%	2,2%	2,2%	1,7%
Cenário Superior	5,1%	2,9%	2,6%	2,3%	2,0%

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



Os cenários macroeconómicos propostos estão alinhados com os considerados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022) e tiveram em conta as previsões macroeconómicas para Portugal à data da elaboração dos respetivos pressupostos (maio de 2022), 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:

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

	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2022)	4,90%	2,90%	2,00%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Winter 2022, fevereiro 2022</i>)	5,50%	2,60%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2021 Issue 2, dezembro 2021</i>)	5,80%	2,80%			
FMI (<i>World Economic Outlook, october 2021</i>)	5,10%	2,50%	2,20%	2,00%	1,80%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2022-2026, março 2022)	4,80%	2,80%	2,60%	2,30%	1,70%
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2021-2025, abril 2021)	4,90%	2,80%	2,40%	2,20%	

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) e considerando os valores de 2021 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2021-2040:

Tabela 1 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais (em % do PIB)

	2021	2030	2035	2040
Impostos	12,8%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,8%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,3%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Cenários de evolução da oferta

No RMSA-G 2022 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 **3ª 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 da **3ª interligação entre Portugal e Espanha** encontra-se em processo de candidatura ao 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), de forma coordenada com o projeto da nova interligação Espanha – França, ligando por traçado submarino Barcelona em Espanha com Marselha em França (atualmente designado como projeto “BARMAR”), 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 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 a necessidade de os operadores de transporte e distribuição desenvolverem as suas infraestruturas e efetuarem os investimentos necessários à crescente incorporação de gases de origem renovável 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 2022 refletirá, tanto quanto possível, o estado da arte atualmente conhecido, sem prejuízo de se virem a identificar outros projetos de investimento necessários 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 6 de outubro de 2022, 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 de injeção de gases renováveis na RNTG – pedidos de registo (em GWh/d)

Tipo de Gás a injetar	2022	2023	2024	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0	0,245	0	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0,929	1,430	0,339	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

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

Tipo de Gás a injetar	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Biometano	0,003	0,218	0	0	0	0	0
Hidrogénio	0,004	0,640	0	0	0	0	0

Fonte: DGEG

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	2027	2030	2035	2040
Capacidade de Oferta (GWh/d)	373	373	373	373	535	535	535
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10
Capacidade de Armazenamento (GWh)	6 408	6 408	6 408	6 408	7 608	7 608	7 608
Armazenamento Subterrâneo do Carriço	3 839	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	2 569
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional superior a 60%)	129						
Capacidade de Extração do Carriço (GWh/d) (Volume operacional inferior a 60%)	71	71	71	71	88	88	88

NOTAS:

- 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 após a entrada em serviço da Estação de Compressão do Carregado.
- 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 seguinte:

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

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

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 seis cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2022, 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. É efetuada, ainda, para esta trajetória, uma análise de sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior 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. É efetuada, ainda, para esta trajetória, uma análise de sensibilidade à procura assumindo o cenário superior Ambição.

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 59 UAG de rede ativas, uma das quais temporária¹, e está prevista a construção de 28 novas UAG nesse horizonte. De referir igualmente a existência de 60 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação².

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 2022.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
897	3218	718	2574

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

¹ REN Portgás – Paredes de Coura

² 16 em regime público (3 GNC+1GNL+12GNL+GNC) e 12 em regime privativo (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 4 postos de GNV

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 2022-2030 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.

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

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

	Cenário Ambição		Cenário Conservador	
	2022	2023	2022	2023
Plano de Poupança de Energia: novas medidas	1 307	803	1046	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 terrestre foi tida em conta a evolução prevista do número de veículos pesados de passageiros e pesados de mercadorias a gás. 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 mercadorias a gás em Portugal

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	773	763	366	364
2025	1000	800	750	500
2030	1200	900	1500	1000
2040	1000	800	1250	900

Relativamente ao transporte marítimo, foram considerados cenários de evolução da procura de GNL neste segmento, tendo 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. Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas.

Na elaboração desses 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.

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

Anos	Navios (transporte marítimo) (GWh)	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2023	5	2
2024	5	2
2025	14	9
2026	101	52
2027	152	98
2030	251	161
2035	480	314
2040	600	390

Fonte: Galp

O cenário Conservador prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos a gás do que o cenário Ambição, quer em termos de pesados de passageiros e mercadorias (em número de veículos), quer em termos de transporte marítimo (em utilização de energia).

4.3 Evolução da procura

Uma parte substantiva do consumo de gás destina-se ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente influenciado pela evolução considerável das fontes de energia renovável (FER) previstas no RMSA-E 2022. 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 2022-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 12 – Cenários de evolução da procura total de gás

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Mercado Convencional	TWh	32,3	34,2	36,0	36,1	34,2	33,4	32,7
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,5	2,9
	Terciário	TWh	2,9	2,9	3,7	3,9	4,1	4,0	3,9
	Indústria	TWh	16,2	16,4	17,7	17,8	18,1	18,6	19,0
	Cogeração	TWh	9,5	11,3	10,8	10,5	8,2	7,3	7,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,1	13,6	4,4	3,3	1,7	0,7
	Consumo Total de GN	TWh	60,1	56,4	49,6	40,5	37,5	35,1	33,4
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	32,2	34,1	36,1	36,3	34,4	32,5	31,1
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,3	2,4
	Terciário	TWh	2,8	2,7	3,9	4,2	4,4	4,2	3,9
	Indústria	TWh	16,2	16,4	17,7	17,8	18,1	18,6	19,0
	Cogeração	TWh	9,5	11,3	10,8	10,5	8,2	6,4	5,8
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,1	14,5	6,1	5,4	3,2	0,7
	Consumo Total de GN	TWh	60,0	56,3	50,6	42,3	39,8	35,7	31,9
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	32,9	34,5	37,6	38,0	36,5	35,1	34,4
	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,8	4,0	4,1	3,7	3,0
	Terciário	TWh	2,8	2,9	4,0	4,4	4,7	4,6	4,5
	Indústria	TWh	16,4	16,6	18,9	19,2	19,6	20,3	21,1
	Cogeração	TWh	10,0	11,3	10,8	10,5	8,2	6,4	5,8
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	22,5	15,1	6,4	6,1	3,9	1,2
	Consumo Total de GN	TWh	60,7	57,0	52,7	44,4	42,6	39,0	35,6
Cenário Inferior Conservador	Mercado Convencional	TWh	31,8	33,8	34,4	34,4	32,3	31,0	29,9
	Residencial	TWh	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,1	2,4
	Terciário	TWh	2,9	2,8	3,6	3,8	3,9	3,6	3,3
	Indústria	TWh	16,0	16,2	16,4	16,5	16,6	16,9	17,2
	Cogeração	TWh	9,3	11,3	10,8	10,5	8,2	7,3	7,0
	Mercado de Eletricidade	TWh	27,8	21,8	13,2	4,1	3,0	1,4	0,5
	Consumo Total de GN	TWh	59,6	55,7	47,6	38,5	35,3	32,4	30,4

Notas: O consumo de gás associado à mobilidade está incluído na atividade de transportes que faz parte do sector terciário.

Na tabela 13 apresenta-se a evolução da procura de GNL (tipicamente por UAG) para o período 2022-2040 para os diferentes cenários.

Tabela 13 – Cenários de evolução da procura de GNL – Gás Natural Liquefeito³

Cenário	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	TWh	2,0	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,0
Cenário Central Ambição	TWh	2,0	2,2	2,6	2,9	3,2	3,4	3,4
Cenário Superior Ambição	TWh	2,0	2,2	2,7	3,0	3,4	3,6	3,6
Cenário Inferior Conservador	TWh	2,0	2,1	2,3	2,5	2,7	2,8	2,8

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

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

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

Tabela 14 – Cenários de consumo máximo diário⁴ – ponta anual (Mercado Convencional sem GNL+ Mercado de Eletricidade)

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	235,1	269,4	243,0	204,4	194,1	175,4	154,2
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	108,0	114,5	119,8	119,5	112,1	108,6	106,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	154,9	123,2	85,0	82,0	66,8	48,0
	Ponta Extrema	GWh/d	241,1	280,4	255,7	243,8	235,8	210,1	185,6
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	113,9	120,9	126,4	126,1	118,3	114,6	112,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	129,3	117,7	117,4	95,5	73,5
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	234,8	268,6	246,6	213,3	208,6	183,5	148,0
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	107,6	114,0	119,7	119,2	111,5	104,0	99,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	154,7	126,9	94,2	97,2	79,6	48,7
	Ponta Extrema	GWh/d	240,7	279,7	258,2	244,8	235,1	199,7	167,4
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	113,5	120,3	126,3	125,8	117,7	109,7	104,8
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	131,9	119,1	117,4	90,0	62,5
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	237,2	271,3	253,5	223,3	218,6	196,6	167,1
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	110,0	115,3	124,7	124,9	118,3	112,7	110,1
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	156,1	128,8	98,4	100,3	83,9	57,0
	Ponta Extrema	GWh/d	243,2	281,1	266,3	253,9	242,3	208,9	178,7
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	116,1	121,7	131,6	131,8	124,8	118,9	116,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	159,5	134,7	122,1	117,4	90,0	62,5
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	233,5	264,6	237,0	196,5	184,5	163,2	139,4
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	106,3	113,2	114,7	113,8	105,7	100,8	97,0
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	151,4	122,4	82,7	78,8	62,4	42,3
	Ponta Extrema	GWh/d	239,4	275,2	249,3	237,7	229,0	201,9	175,9
	Mercado Convencional sem GNL	GWh/d	112,2	119,5	121,0	120,1	111,5	106,4	102,4
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	129,4	155,7	128,3	117,6	117,4	95,5	73,5

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

Cenário	Setor	Unid.	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Conservador	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,4	10,6	11,5	12,5	13,1	13,2
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	9,9	11,2	12,1	13,2	13,8	14,0
Cenário Central Ambição	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,6	11,3	12,7	14,1	14,8	14,8
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	10,1	11,9	13,4	14,9	15,7	15,6
Cenário Superior Ambição	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,6	11,8	13,3	14,8	15,8	16,0
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	10,2	12,5	14,0	15,7	16,7	16,9
Cenário Inferior Conservador	Ponta Provável	GWh/d	8,9	9,3	10,0	10,9	11,8	12,2	12,2
	Ponta Extrema	GWh/d	9,4	9,8	10,6	11,5	12,4	12,9	12,8

⁴ No cálculo das pontas agregadas considerou-se um fator de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, exceto no ano de 2022 em que se considerou o fator de simultaneidade verificado no dia de maior consumo ocorrido até ao momento.

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 2022:

- 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;
- 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

- Teste de Stress – assumindo a capacidade de oferta existente da RNTIAT e o cenário Superior Ambição da procura que, a médio prazo (até 2025), corresponde à situação mais exigente do ponto de vista de segurança de abastecimento.

Serão realizadas duas análises de sensibilidade considerando: (i) a evolução expectável da oferta e o cenário Superior Ambição da procura e (ii) sistema existente na oferta e o cenário Central Conservador da procura. O RMSA-G 2022 incluirá, ainda, análises de sensibilidade para determinação dos potenciais impactes da injeção de H₂ 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 H₂ em volume do total de gás consumido em 2025;
- 10% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H₂ em volume do total de gás consumido em 2040.

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

Tabela 16 – Análises a realizar no RMSA-G 2022

CENÁRIOS DE OFERTA	CENÁRIOS DA PROCURA		
	Central Conservador ^{a)}	Central Ambição ^{b)}	Superior Ambição
Evolução expectável	Trajectoria Conservadora	Trajectoria Ambição	Sensibilidade ^{c)}
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress

a) A procura do Mercado de Eletricidade resulta da Trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, 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 2022, que considera o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029;

c) A análise de sensibilidade considerando o cenário Superior Ambição da procura.

No contexto do RMSA-G 2022 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.



6

ANEXOS

REN 



6

ANEXOS

ANEXO II

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE
GÁS PARA O PERÍODO DO RMSA-G 2022

REN 

Índice

1.	Introdução e Objetivo.....	6
2.	Mercado Convencional	10
2.1	Análise da Procura Anual	10
2.2	Cenarização e Vetores de Mudança	16
2.3	Metodologia de Previsão	20
2.3.1	Modelos estimados.....	21
2.3.2	Cogeração	25
3.	Cenários Macroeconómicos.....	26
4.	Previsão da Procura Anual.....	28
4.1	Mercado Convencional.....	29
4.1.1	Mobilidade a gás.....	32
4.1.2	Eficiência energética.....	36
4.1.3	Indicadores económico-energéticos	40
4.1.4	Mercado de GNL	41
4.2	Mercado de Eletricidade	43
4.3	Mercado Agregado (Mercado Convencional e Mercado de Eletricidade)	45
4.4	Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2021.....	47
5.	Previsão das Pontas da Procura Diária.....	52
5.1	Mercado Convencional.....	52
5.2	Mercado de Eletricidade	55
5.3	Mercado Agregado (Mercado Convencional, sem GNL, e Mercado de Eletricidade).....	56
5.4	Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2021.....	58
6.	Procura para Aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938.....	61
6.1	Normas do Aprovisionamento.....	61
6.2	Norma das Infraestruturas.....	70

Índice de Figuras

Figura 1 - Procura de gás natural por sector de consumo. Período 1997-2021	10
Figura 2 - Peso sectorial da procura de gás natural no Mercado Convencional. Período 2000-2021	12
Figura 3 - Taxas de crescimento anual da procura de gás natural no MC e do PIB em volume. Período 2000-2021	12
Figura 4 - Evolução anual da intensidade da procura de gás natural do Mercado Convencional no PIB. Período 2000-2021	13
Figura 5 - Evolução anual do número de pontos de abastecimento. Período 2010-2021	14
Figura 6 - Evolução anual da procura de gás natural do Mercado Convencional por ponto de abastecimento. Período 2010-2021	14
Figura 7 - Procura de gás natural no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2002-2021	15
Figura 8 - Procura de gás natural por ponto de abastecimento no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2010-2021	15
Figura 9 - Intensidade da procura de gás natural no PIB (corrigido da PPC) no Mercado Convencional em Portugal e Espanha. Período 2000-2021	16
Figura 10 - Caracterização dos diferentes cenários.....	19
Figura 11 - Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário. Período 2023-2040...	20
Figura 12 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de gás no sector da Indústria e Agricultura.....	23
Figura 13 - Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de gás no sector Residencial.....	24
Figura 14 - Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de gás no sector Terciário	25
Figura 15 - Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2022-2040	27
Figura 16 - Evolução prevista para o RDBF - com base nos Cenários do PIB DGEG 2022-2040	27
Figura 17 - Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção - com base nos Cenários do PIB da DGEG 2022-2040	28
Figura 18 - Evolução prevista para o VAB dos Serviços - com base nos Cenários do PIB da DGEG 2022-2040	28
Figura 19 - Cenários de evolução da procura anual de gás no Mercado Convencional ...	29

Figura 20 - Evolução sectorial prevista da procura anual de gás no Mercado Convencional	29
Figura 21 - Evolução do parque de veículos a GNC e GNL em Portugal. Período 2016-2021	32
Figura 22 - Evolução prevista do número de veículos pesados a gás - Cenários DGEG..	33
Figura 23 - Evolução prevista da procura de gás associado à mobilidade terrestre	34
Figura 24 - Navios operados a GNL no Mundo	34
Figura 25 - Evolução prevista da procura de gás associado ao transporte marítimo.....	35
Figura 26 - Impacte da mobilidade na procura prevista de gás	36
Figura 27 - Evolução prevista das poupanças de gás acumuladas para o período de previsão	37
Figura 28 - Impacto das poupanças de gás na procura prevista	38
Figura 29 - Evolução anual prevista da intensidade da procura de gás no PIB no Mercado Convencional	40
Figura 30 - Evolução anual prevista da procura de gás <i>per capita</i> no Mercado Convencional	41
Figura 31 - Evolução da procura anual no mercado de GNL (tipicamente UAG) no período 2014-2021	42
Figura 32 - Cenários de evolução da procura anual no mercado de GNL (tipicamente UAG)	42
Figura 33 - Caracterização resumida das diferentes trajetórias avaliadas	44
Figura 34 - Cenários de evolução da procura anual de gás no Mercado de Eletricidade..	45
Figura 35 - Evolução prevista da procura anual de gás (Mercado Convencional e Mercado Eletricidade)	46
Figura 36 - Comparação dos cenários de evolução da procura anual de gás, por mercados. RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021	48
Figura 37 - Comparação entre o número de veículos a gás no RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021	50
Figura 38 - Comparação entre a potência disponível da cogeração no RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021	51
Figura 39 - Cenários de evolução do PIB. RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021	51
Figura 40 - Evolução prevista da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no Mercado Convencional sem GNL	53

Figura 41 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado Convencional sem GNL.....	54
Figura 42 – Evolução prevista da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no Mercado de GNL.....	54
Figura 43 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado de GNL	55
Figura 44 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás no Mercado de Eletricidade	56
Figura 45 – Evolução prevista das pontas da procura diária de gás agregadas (MC sem GNL + ME)	56
Figura 46 – Cenários de evolução prevista das pontas da procura diária, por mercados. RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021	58
Figura 47 – Evolução prevista da procura anual associada aos clientes protegidos.....	62
Figura 48 – Resposta estimada para a procura em função de uma variação nos valores da temperatura	64
Figura 49 – Peso anual dos 7 dias de maior procura na simulação de condições extremas	66
Figura 50 - Peso anual dos 30 dias de maior procura dos clientes protegidos.....	67
Figura 51 – Evolução da procura de gás para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento do regulamento (EU) 2017/1938.....	68
Figura 52 – Evolução da procura de gás no Mercado de Eletricidade para definição das obrigações adicionais de aprovisionamento	69
Figura 53 - Peso anual da procura do Mercado Convencional na simulação de condições extremas de temperatura no período de 7 dias	70

Índice de Tabelas

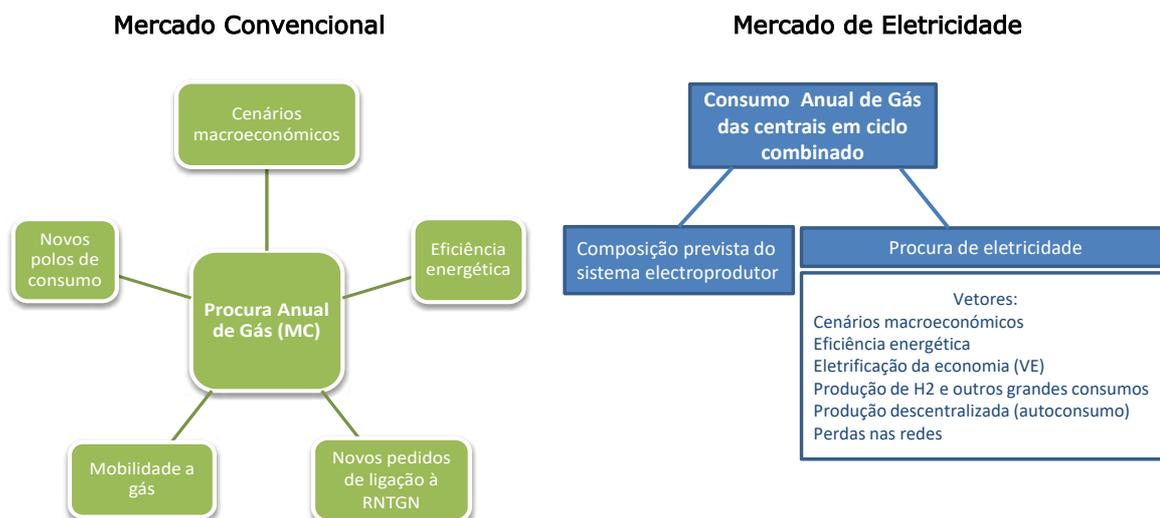
Tabela 1 - Taxas médias de crescimento anual da procura de gás natural no Mercado Convencional	11
Tabela 2 - Taxas médias de crescimento anual implícitas nos cenários de evolução da procura de gás no Mercado Convencional	31
Tabela 3 - Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura de gás no PIB no Mercado Convencional.....	40
Tabela 4 - Taxas médias de crescimento anual previstas da procura de gás <i>per capita</i> no Mercado Convencional.....	41
Tabela 5 - Taxas médias de crescimento anual da procura no Mercado de GNL	42
Tabela 6 - Taxas médias de crescimento anual implícitas na procura prevista de gás (Mercado Convencional e Mercado Eletricidade)	47
Tabela 7 - Estatísticas relativas às temperaturas médias anuais nos meses de Inverno .	67
Tabela 8 - Pesos da procura anual obtidos para os diferentes períodos e condições de temperatura, a aplicar aos clientes protegidos	68

1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de evolução da procura de gás para o período 2022-2040, 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 em regime ordinário (PRO).

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 do Pacote Energia Limpa, foi determinada 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, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, e a respetiva ligação ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e da redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE).

Neste sentido, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE), responde à necessidade identificada no Plano Nacional de Energia e Clima (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 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.

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. É de salientar que as medidas de redução de consumo constantes deste plano se complementam e não se sobrepõem às medidas de implementação já existentes em instrumentos de política pública em vigor, como por exemplo o PNEC e a ELPRE.

Assim, neste exercício de previsão são incorporadas não apenas as perspetivas de evolução das poupanças de gás previstas decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços alicerçadas na ELPRE para os horizontes 2030 e 2040, mas também as poupanças previstas para 2022 e 2023 decorrentes do Plano de Poupança de Energia referido.

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:

- ✓ 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.

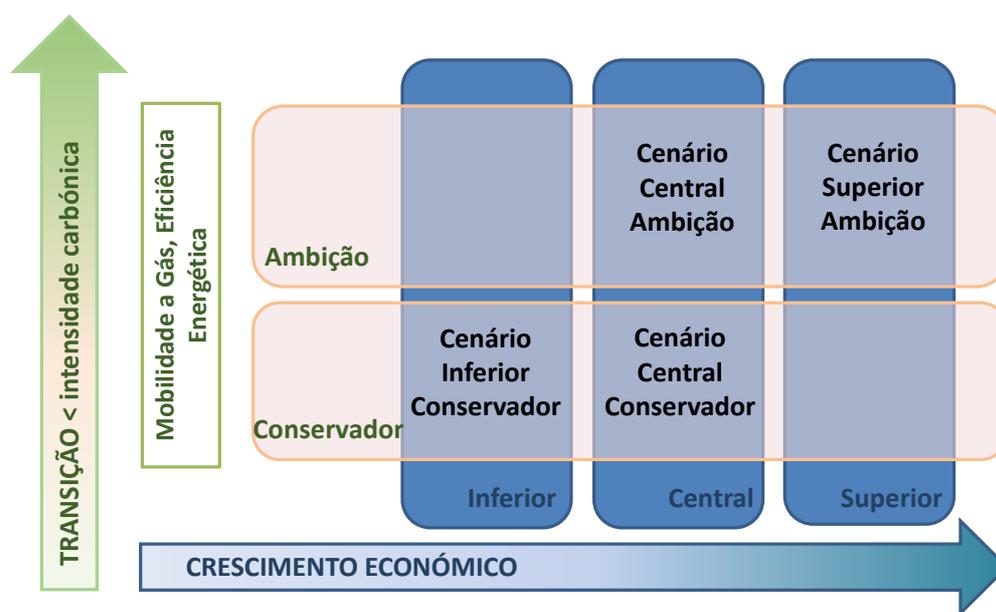
Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade (pelas centrais de ciclo combinado a gás natural) têm por base os estudos desenvolvidos no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2023-2040" (RMSA-E 2022), e estão alicerçados em 2 trajetórias:

- ✓ **Trajectoria Conservadora:** assume o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024, e o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura (procura inferior), assumindo o cenário Inferior Conservador;
- ✓ **Trajectoria Ambição:** assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024, e o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória são ainda efetuadas duas análises de sensibilidade à procura com base no cenário Superior Ambição (a primeira para todos os horizontes e a segunda para 2027 e 2030 com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base)) e uma análise de sensibilidade à oferta no estágio de 2025.

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

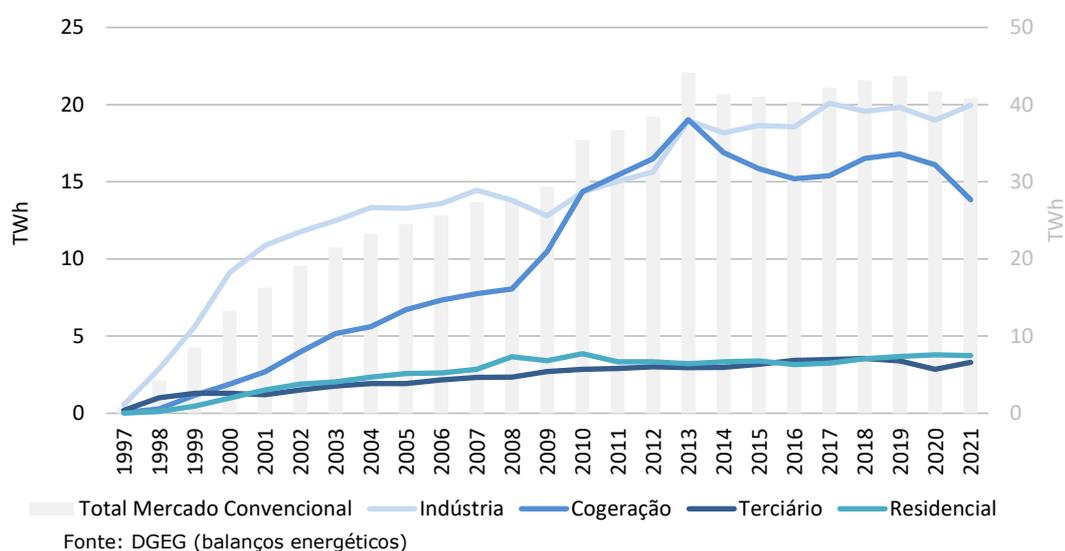
2. Mercado Convencional

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 1997-2021



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 da 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.

A Tabela 1 mostra as taxas médias de crescimento anual da procura de gás natural em diversos períodos.

TABELA 1 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL

Período	Indústria	Cogeração	Terciário	Residencial	Mercado Convencional
2001-2021	3,1%	8,5%	5,2%	4,6%	4,7%
2001-2011	3,3%	19,1%	9,2%	8,2%	8,5%
2011-2021	2,9%	-1,1%	1,3%	1,1%	1,1%
2011-2016	4,3%	-0,3%	3,4%	-1,1%	1,9%
2016-2021	1,5%	-1,9%	-0,7%	3,4%	0,2%

Como seria expectável num mercado em desenvolvimento, a penetração do gás natural a nível nacional traduziu-se em taxas de crescimento anuais significativas entre 2001 e 2011. 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.

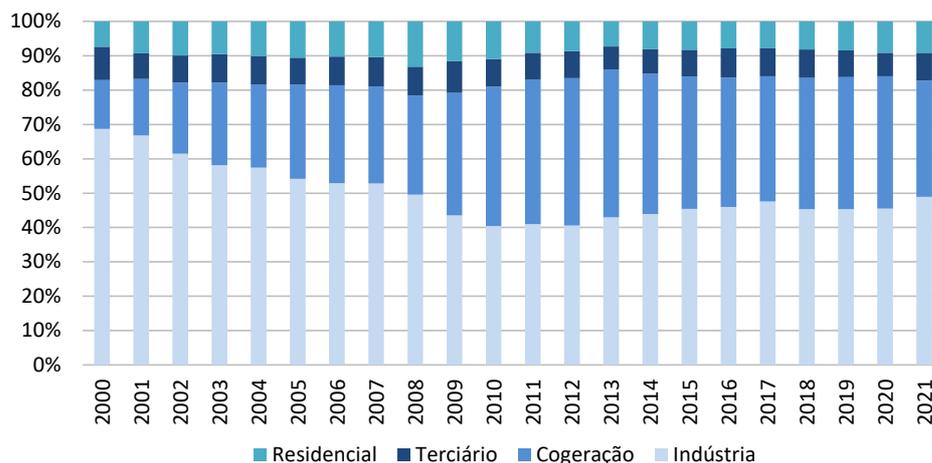
Com a extensão da cobertura territorial do gás natural decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 (18 licenças) e em 2019 (8 licenças) e com os investimentos de expansão previstos nas redes de infraestruturas é de esperar que a procura de gás possa incrementar, pese embora, em 2021 a procura decorrente das novas licenças atribuídas em 2015 tenha sido de apenas cerca de 42 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.

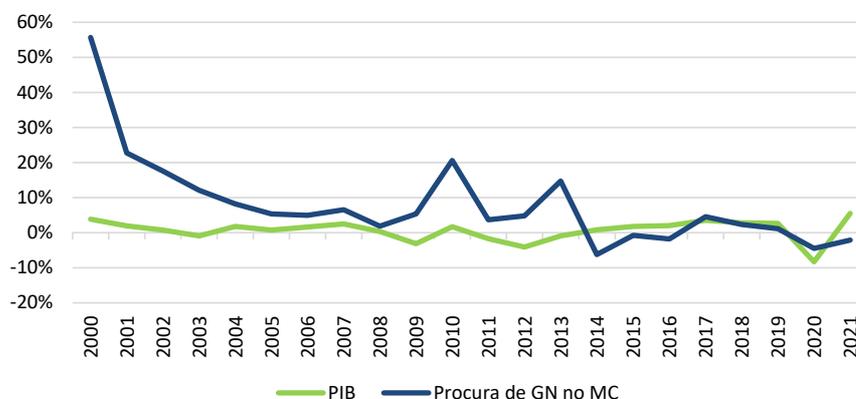
FIGURA 2 - PESO SECTORIAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL. PERÍODO 2000-2021



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.

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 2000-2021



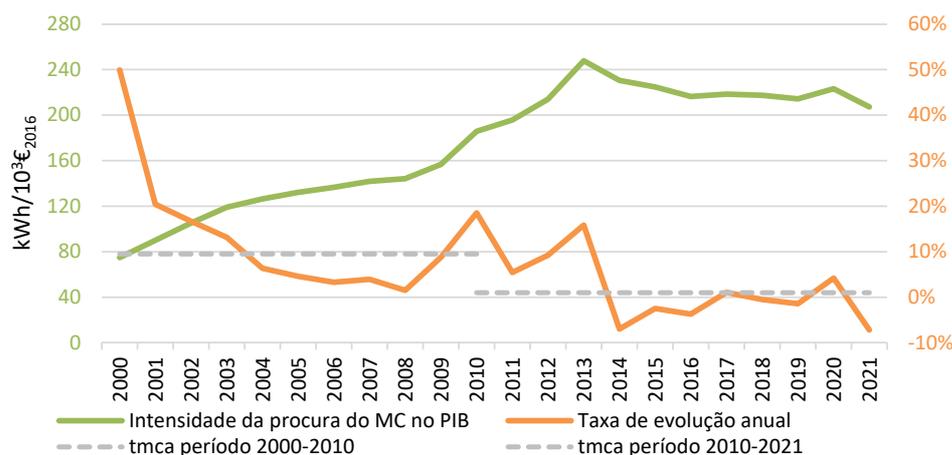
Até 2013 o crescimento da procura de gás natural foi sempre superior ao crescimento do PIB, sendo que as elevadas taxas no início do período representado estão em consonância com o rápido crescimento do gás natural em Portugal após a sua introdução. No período 2000-2013, o PIB

creceu, em média, 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 2021, contudo, o crescimento do PIB foi, em média, superior ao da procura de gás natural (1,3% ao ano vs. -0,2% 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 é responsável por uma parte substancial dessa redução, para além da crise de saúde pública 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 2000-2021. 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.

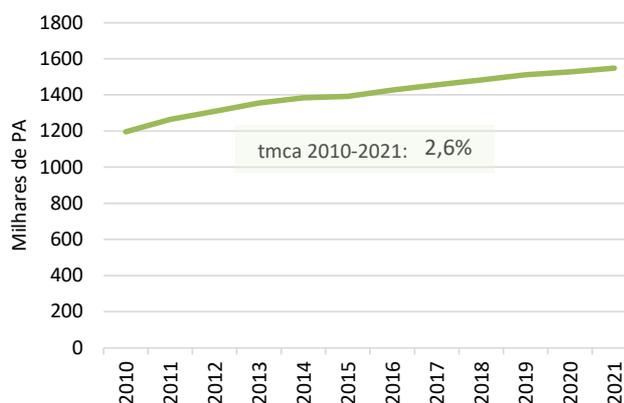
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL NO PIB. PERÍODO 2000-2021



No período 2000-2010 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 9,5% em contraste com uma taxa média anual de 1,0% no período 2010-2021, 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 -0,9%.

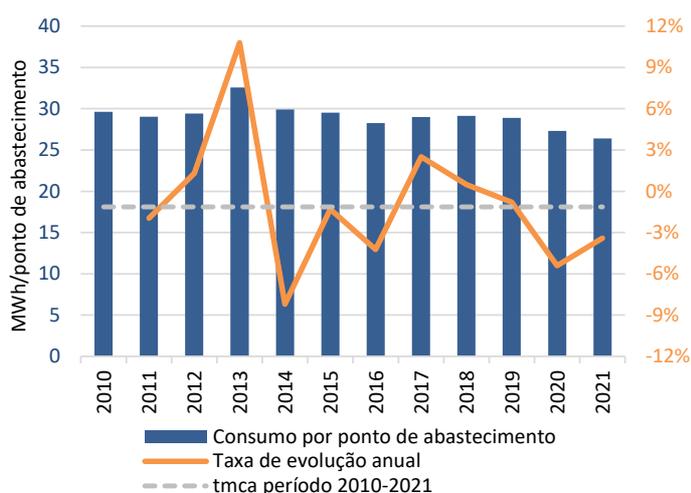
Relativamente aos pontos de abastecimento, a Figura 5 evidencia a sua evolução entre 2010 e 2021, sendo de assinalar uma taxa de crescimento média anual de cerca de 2,6% ao ano.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO ANUAL DO NÚMERO DE PONTOS DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2021



No mesmo período, a procura de gás natural por ponto de abastecimento caracterizou-se por alguma estabilidade, exceto nos anos de 2013, 2016, 2020 e 2021, sendo, contudo, de assinalar um decréscimo anual de cerca de 1,1% ao ano, em média.

FIGURA 6 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA DE GÁS NATURAL DO MERCADO CONVENCIONAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO. PERÍODO 2010-2021

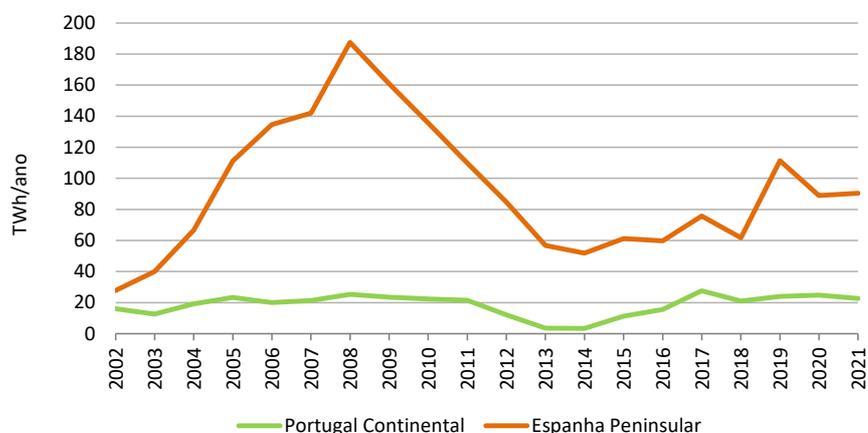


No período em análise, a procura por ponto de abastecimento representou, em média, 29,1 MWh, com um valor máximo ocorrido em 2013, fundamentalmente, por influência da procura dos sectores da Indústria e da Cogeração que cresceram 18,3%, face a um decréscimo da procura dos sectores Residencial e Terciário 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 afecta os sectores da Indústria e da Cogeração.

Comparação com Espanha

A procura de gás natural no mercado convencional em Portugal é significativamente inferior à de Espanha.

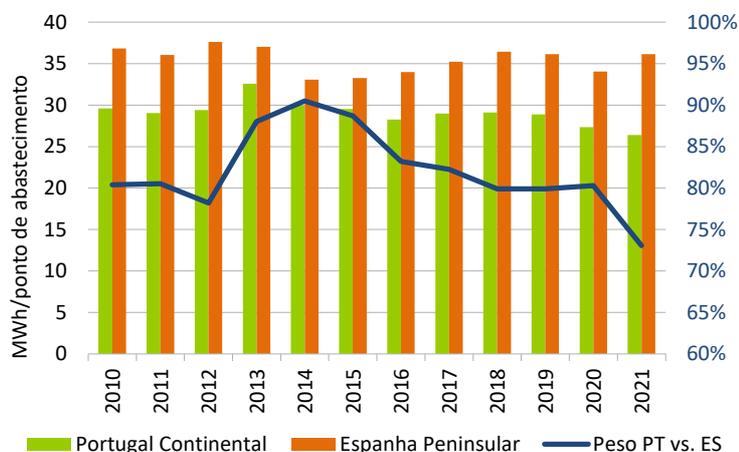
FIGURA 7 – PROCURA DE GÁS NATURAL NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2002-2021



Em 2021 a procura de gás natural no mercado convencional em Portugal representou 14,2% 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 2010-2021.

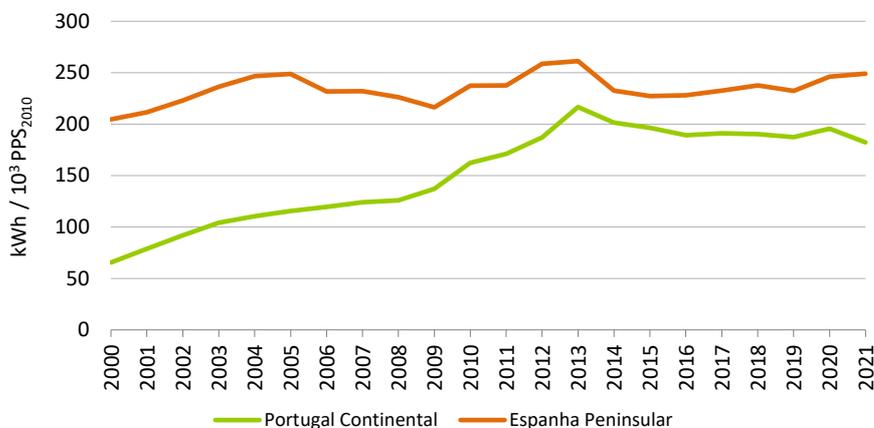
FIGURA 8 – PROCURA DE GÁS NATURAL POR PONTO DE ABASTECIMENTO NO MERCADO CONVENCIONAL EM PORTUGAL E ESPANHA. PERÍODO 2010-2021



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 no último ano correspondeu a apenas 73% da procura em Espanha.

A intensidade da procura de gás natural no PIB em Portugal tem sido sempre inferior à de Espanha, embora seja visível, 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 2000-2021



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, com os preços a subir ao ritmo mais elevado das últimas décadas, e as dificuldades de fornecimento de algumas matérias-primas, equipamentos e materiais levarão ao adiamento das decisões de investimento, contribuindo para a estagnação económica e conseqüente redução nos consumos de gás. O efeito na atividade económica resultante desta crise, 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 e sociais. 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 continuarão a permitir um aumento da base de clientes.
- **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, sendo, no entanto, de assinalar a continuada aposta em veículos a gás no segmento de pesados de passageiros (exemplo dos STCP - Serviço de Transportes Coletivos do Porto, Carris, TCB - Transportes Coletivos do Barreiro, TUB - Transportes Urbanos de Braga, etc.). 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 CO₂ (até 25%), bem como a redução expressiva das emissões de partículas sólidas (96%), NOx (85%) e SO₂ (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 e um investimento total estimado na ordem dos 143 mil milhões de euros (4 950 M€/ano) até 2050.

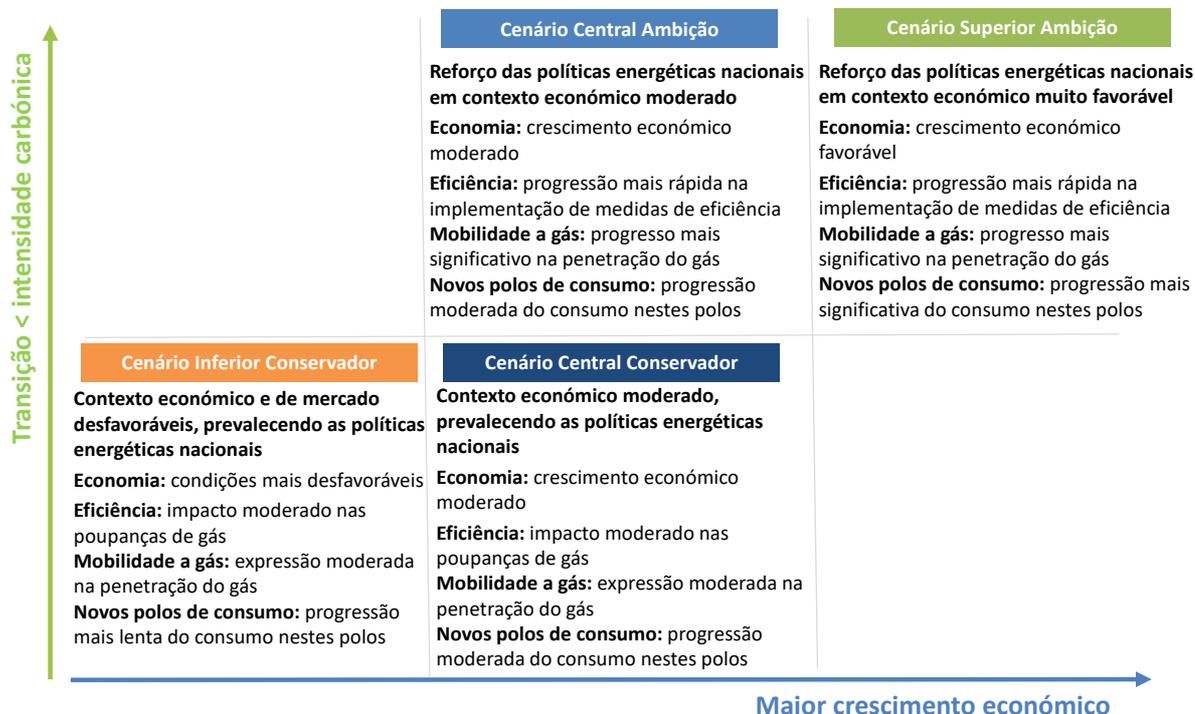
Ao mesmo tempo, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, 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 CO₂. 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 CO₂ 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.

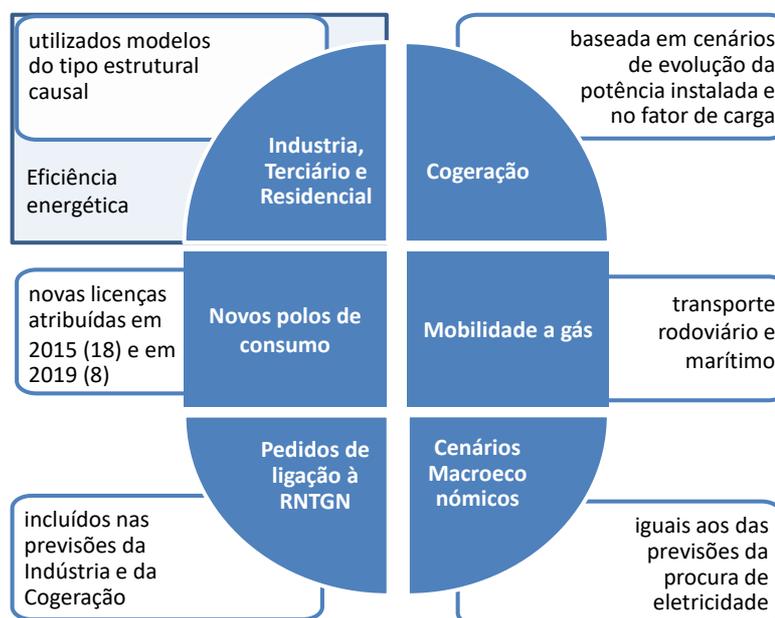
Acresce mencionar que a movimentação dos cenários de procura de gás no mercado convencional num outro eixo para além do “Crescimento Económico”, induz ao desenvolvimento de cenários

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 2023-2040



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 2022, as previsões da procura de gás têm por base o cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade, combinado 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 decorrestes 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.

Adicionalmente, é igualmente tido em consideração para os anos de 2022 e 2023 o impacto previsto do conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado plasmado no Plano de Poupança de Energia 2022-2023 aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022. Por simplificação assume-se que as poupanças previstas se referem apenas ao setor dos serviços.

Para o ano de 2022 as taxas de crescimento projetadas para todos os sectores resultam de estimativas com base nos valores observados para o consumo entre janeiro e outubro.

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 , μ_t representa a tendência da série, γ_t representa a componente sazonal da série, ψ_t representa a componente ciclo e ε_t a parcela residual. Para efeitos do presente estudo apenas interessa desenvolver a definição da tendência da série. Esta é descrita como:

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\eta^2)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \zeta_t, \quad \zeta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\zeta^2)$$

em que β_t representa o declive da tendência μ_t . Consoante a presença ou não de β_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.

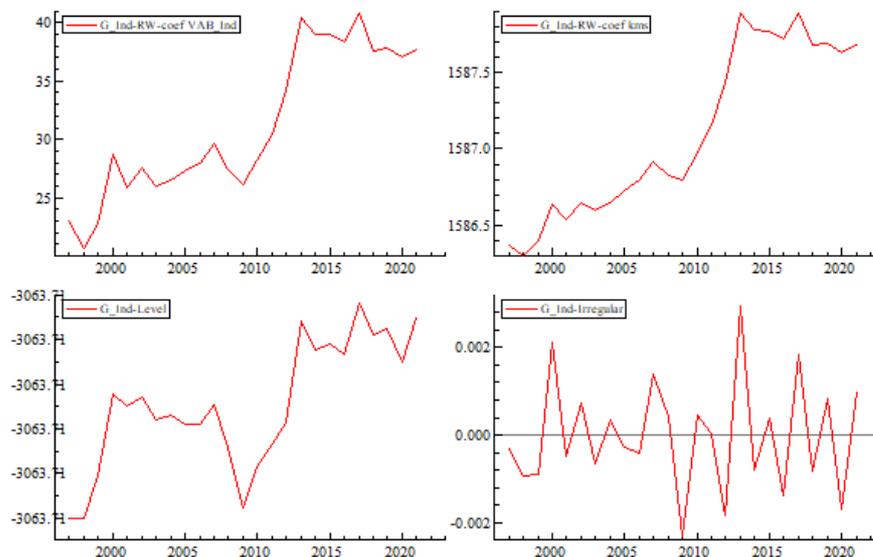
Indústria

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 funcionamento 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 e estabilizando e que resulta na 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 2021, com exceção da variável associada 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 0,4% ao ano em termos médios.

Importa referir que em virtude da atual crise energética e da incerteza associada ao impacto nos consumos no curto e médio prazo, torna-se pertinente questionar se a redução significativa observada nos consumos deste sector em 2022 se vai manter ou se haverá alguma recuperação no futuro próximo. Por conseguinte, e não obstante toda a incerteza do atual contexto energético, considerou-se que parte desses consumos serão recuperados em 2024 em diferentes níveis consoante os cenários. Assim, para este ano as taxas de crescimento resultantes das projeções geradas pelos modelos são ajustadas por um coeficiente que pretende medir o nível de recuperação dos consumos “perdidos” em 2022, tendo por base o consumo médio ocorrido entre 2018 e 2021 sem a refinaria de Matosinhos, que foi encerrada em 2021. Foi, então, assumido um fator de recuperação desses consumos de 75% no cenário Superior, de 35% no cenário Central e de 0% no cenário Inferior.

Não estão previstos novos pedidos de ligação à rede para projetos industriais com significativo impacto na procura de gás.

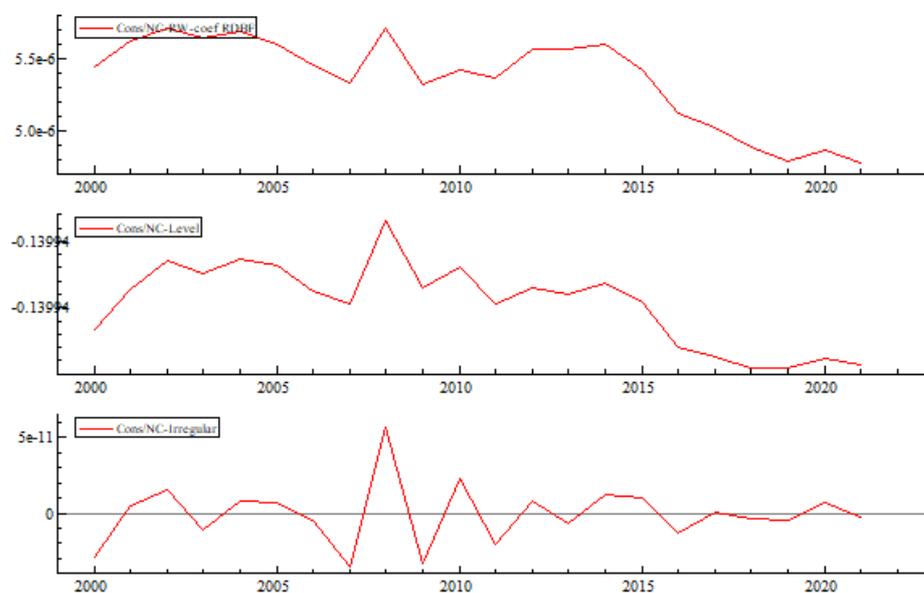
Residencial

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 2021; o cenário intermédio assume 75% das taxas projetadas no cenário mais elevado e o cenário inferior 50%.

Devido à atual 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.

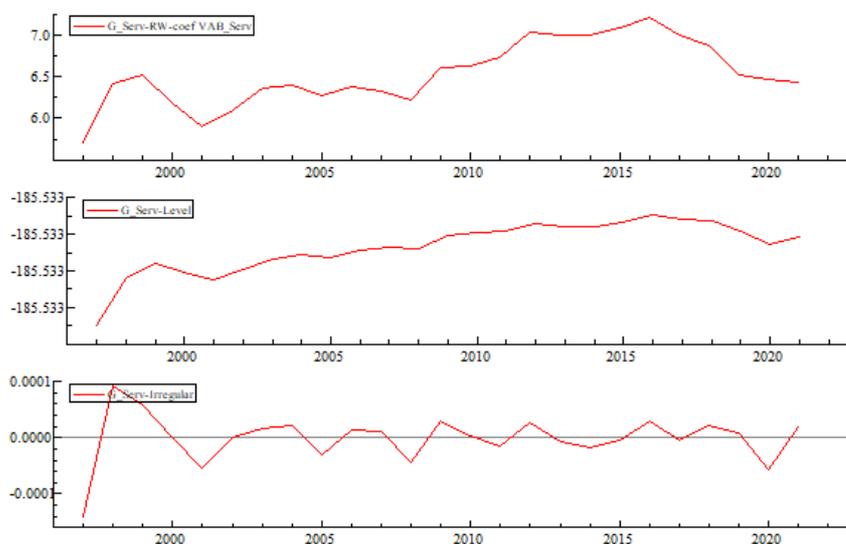
Terciário

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 natural no setor da Cogeração têm por base os cenários de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade constantes dos pressupostos do RMSA-E 2022, elaborados pela DGEG.

Deste modo, na medida em que os pressupostos do cenário Conservador e Ambição são idênticos até 2030 e dado o impacto dos preços de gás natural nas centrais a Cogeração no ano 2021, foi assumido para os dois cenários (Cenário Conservador e Cenário Ambição) o seguinte relativamente às instalações de Cogeração:

- no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais de cogeração a gás natural foi assumido um valor mais conservador correspondendo a uma utilização de 4 800 hpc, referente ao ano 2021. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi igualmente considerado o mesmo período, que corresponde a um valor de 900 hpc.
- assumiu-se para ambos os cenários um consumo específico médio de 0,26 m³N/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 2022, sendo iguais aos do RMSA-E 2022.

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-E 2022.

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 2022-2040

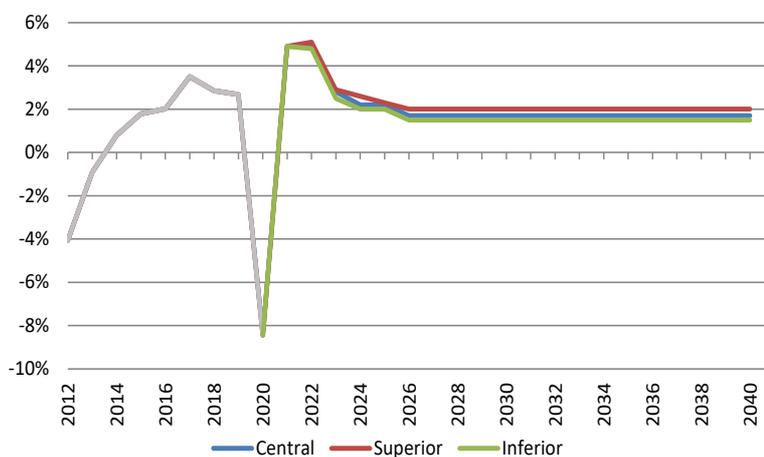


FIGURA 16 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2022-2040

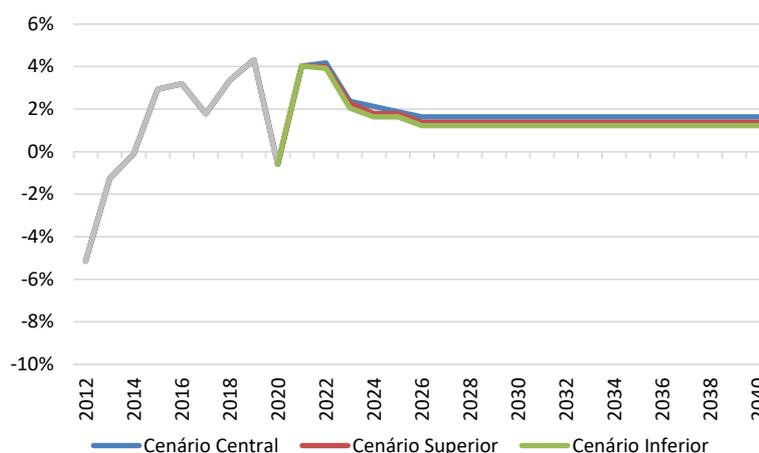


FIGURA 17 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGE 2022-2040

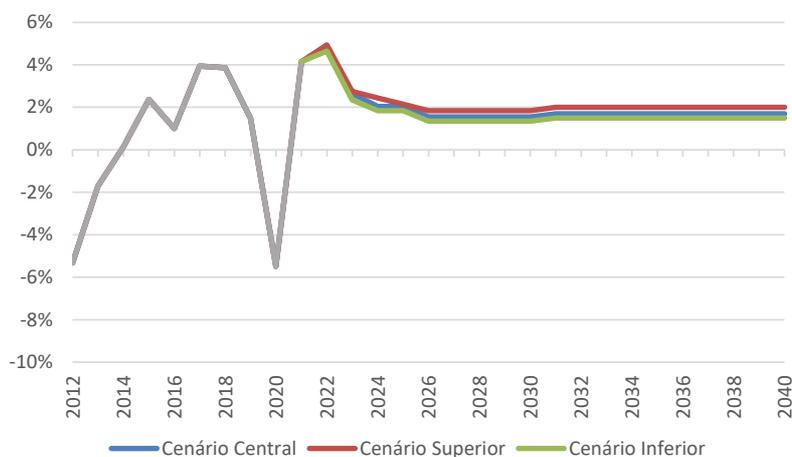
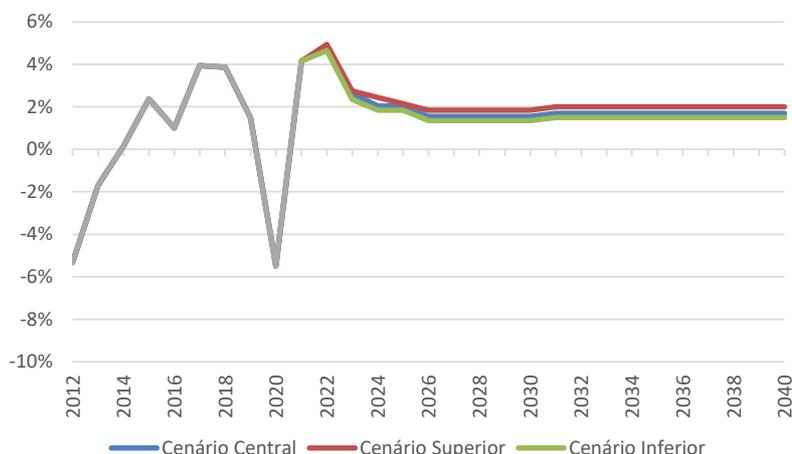


FIGURA 18 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGE 2022-2040



4. Previsão da Procura Anual

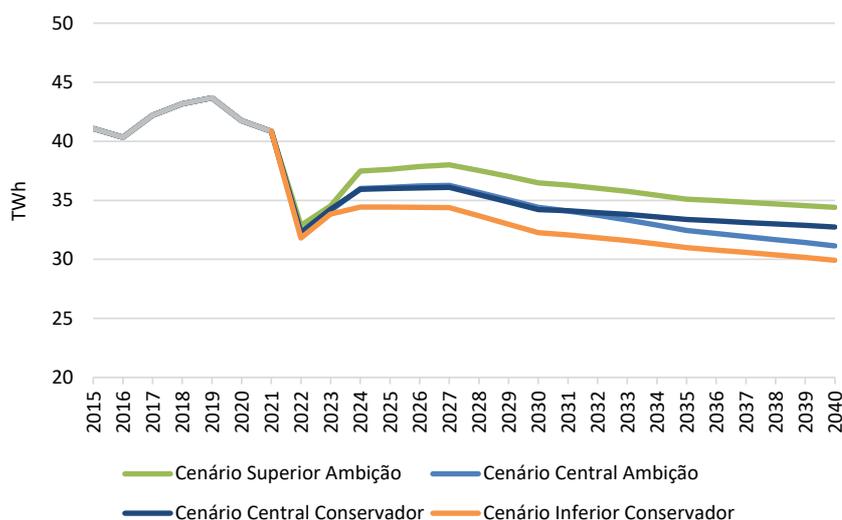
A previsão da procura anual de gás tem por base as previsões desagregadas pelos seguintes mercados:

- 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 em regime ordinário (PRO).

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

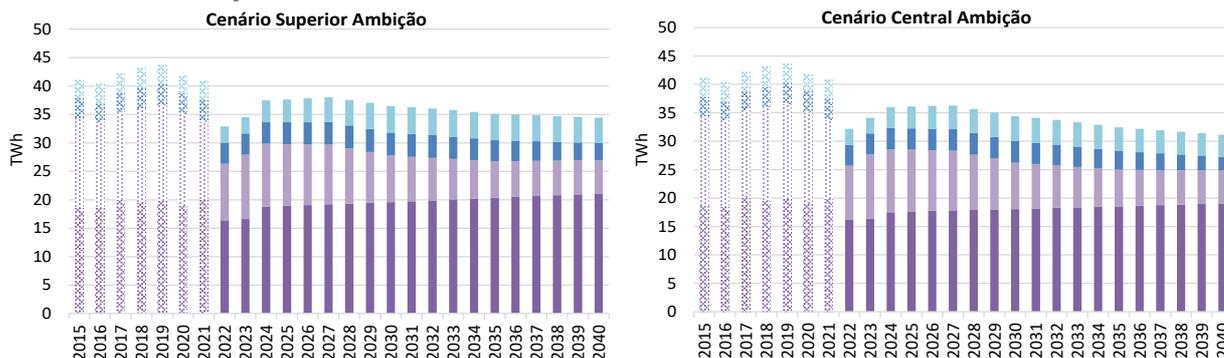


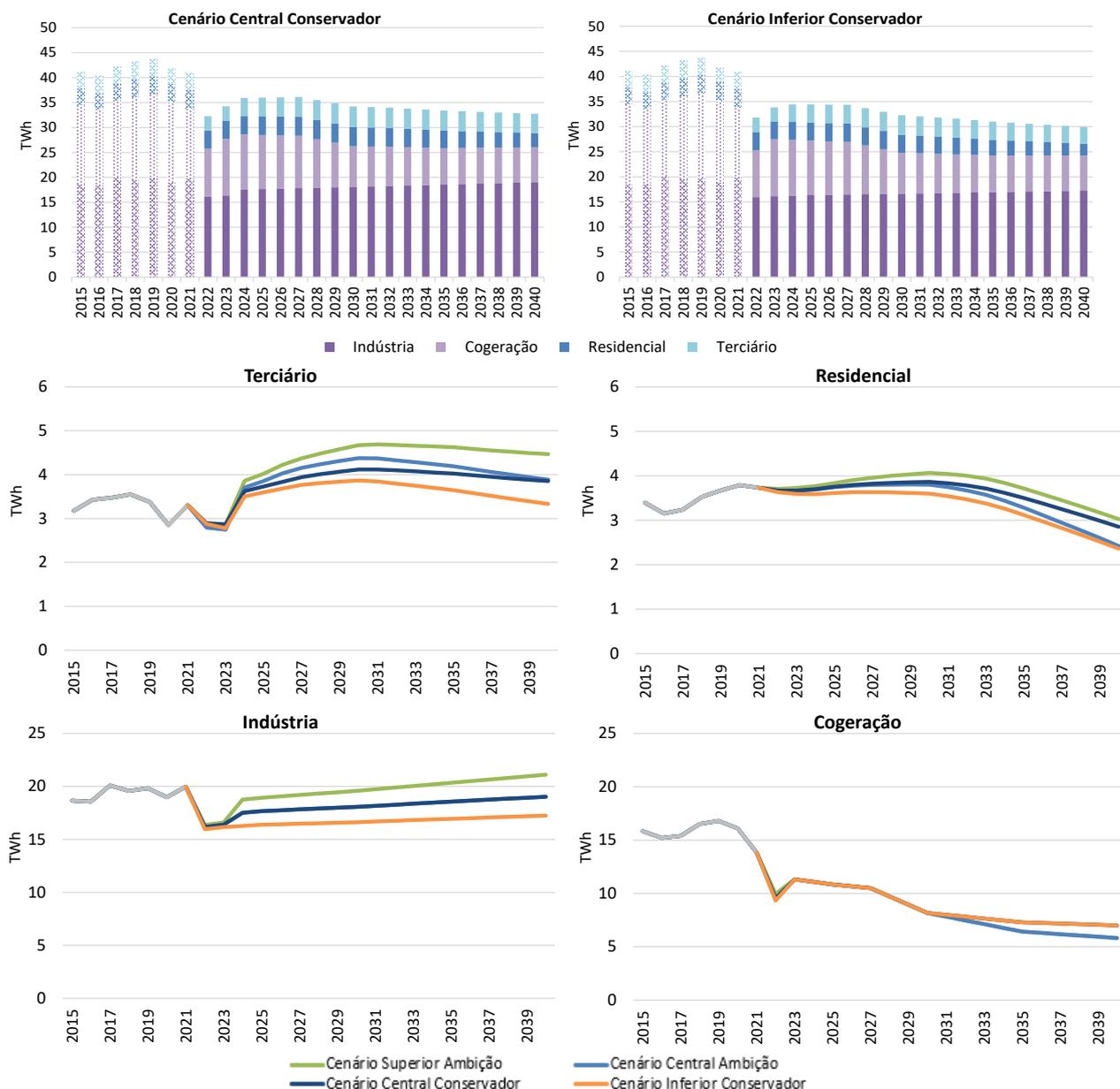
Pelas razões já apontadas, as estimativas para 2022 apontam para um decréscimo da procura de gás neste mercado em torno de -20% e -22% consoante os cenários.

As previsões indicam que em 2030 a procura anual de gás poderá variar, consoante os cenários, entre 32 TWh e 36 TWh. Para o horizonte 2040 as previsões apontam para níveis entre cerca de 30 TWh e 34 TWh. Fazendo uma análise à tendência de evolução de longo prazo poder-se-á concluir que os cenários apresentados apontam para um pendor decrescente a partir de 2027 em todos os cenários desenvolvidos.

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 crescimento do consumo de gás dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética e da mobilidade a gás. Na Figura 20 apresenta-se a procura anual de gás prevista por sectores, para todos os cenários.

FIGURA 20 - EVOLUÇÃO SECTORIAL PREVISTA DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL





De destacar a continuação da predominância dos sectores da Indústria e da Cogeração que se prevê possam representar entre 76% e 80% da procura anual do mercado convencional, ao longo do período de previsão. Prevê-se que o sector da Indústria continue a ser o setor de maior procura de gás no mercado convencional. Contudo, o setor da Cogeração apresenta um decréscimo significativo na procura prevista de gás. Face aos valores ocorridos em 2021 esta redução atinge valores de 41% em 2030 e entre 49% e 58% em 2040.

A este respeito considera-se relevante destacar que os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E 2022) apresentam uma tendência decrescente ao longo do período de previsão, resultando no decréscimo da procura de gás neste setor. Por outro lado, a atual crise energética e o encerramento da refinaria de Matosinhos poderão explicar uma componente significativa da redução da procura no ano corrente. Importa salientar que em 2022 as entregas de eletricidade à rede por parte das unidades de cogeração a gás natural reduziram-se em cerca de 29%.

No mesmo sentido, o efeito da implementação das medidas de eficiência energética previstas na 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. Quanto ao 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.

Para além do efeito da aplicação das medidas de eficiência energética previstas nas ELPRE, no curto prazo também se considera o impacto das medidas previstas no Plano de Poupança de Energia 2022-2023, que, por simplificação, neste exercício de previsão se assume estejam direcionadas para o sector dos Serviços.

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%				2,2%				5,4%		
2015-2020		2,2%				-2,1%				0,4%		
2020-2025	-0,2%	-0,3%	0,2%	-0,9%	5,5%	6,2%	7,1%	4,7%	-1,4%	-1,4%	-0,1%	-2,9%
2025-2030	0,6%	0,3%	1,2%	-0,1%	2,0%	2,6%	3,1%	1,5%	0,5%	0,5%	0,7%	0,3%
2030-2035	-2,0%	-2,9%	-1,8%	-2,8%	-0,5%	-0,9%	-0,2%	-1,2%	0,5%	0,5%	0,8%	0,4%
2035-2040	-4,0%	-5,9%	-4,0%	-5,4%	-0,9%	-1,5%	-0,7%	-1,8%	0,5%	0,5%	0,7%	0,3%
2020-2030	0,2%	0,0%	0,7%	-0,5%	3,7%	4,4%	5,1%	3,1%	-0,5%	-0,5%	0,3%	-1,3%
2030-2040	-3,0%	-4,4%	-2,9%	-4,1%	-0,7%	-1,2%	-0,4%	-1,5%	0,5%	0,5%	0,8%	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%				3,0%		
2015-2020		0,3%				0,3%		
2020-2025	-7,6%	-7,6%	-7,6%	-7,6%	-2,9%	-2,9%	-2,1%	-3,8%
2025-2030	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-5,5%	-1,0%	-1,0%	-0,6%	-1,3%
2030-2035	-2,2%	-4,7%	-4,7%	-2,2%	-0,5%	-1,2%	-0,8%	-0,8%
2035-2040	-0,8%	-2,0%	-2,0%	-0,8%	-0,4%	-0,8%	-0,4%	-0,7%
2020-2030	-6,6%	-6,6%	-6,6%	-6,6%	-2,0%	-1,9%	-1,3%	-2,5%
2030-2040	-1,5%	-3,3%	-3,3%	-1,5%	-0,4%	-1,0%	-0,6%	-0,7%

No mercado convencional a procura de gás apresenta taxas de evolução negativas em todos os cenários. 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, na década 2020-2030 as taxas de crescimento são bastante 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 e do Plano de Poupança de Energia 2022-2023. No setor da Cogeração destaque para o maior decréscimo da procura entre 2020 e 2030. 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.

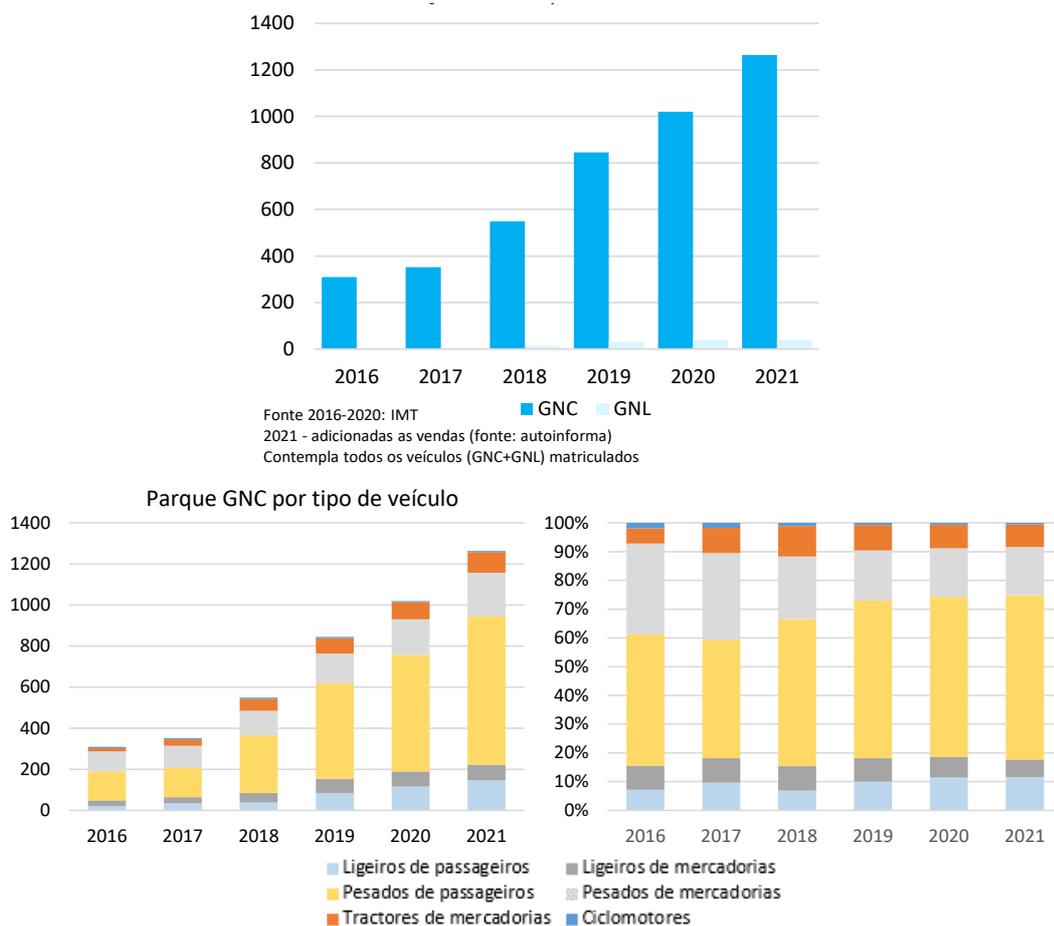
4.1.1 Mobilidade a gás

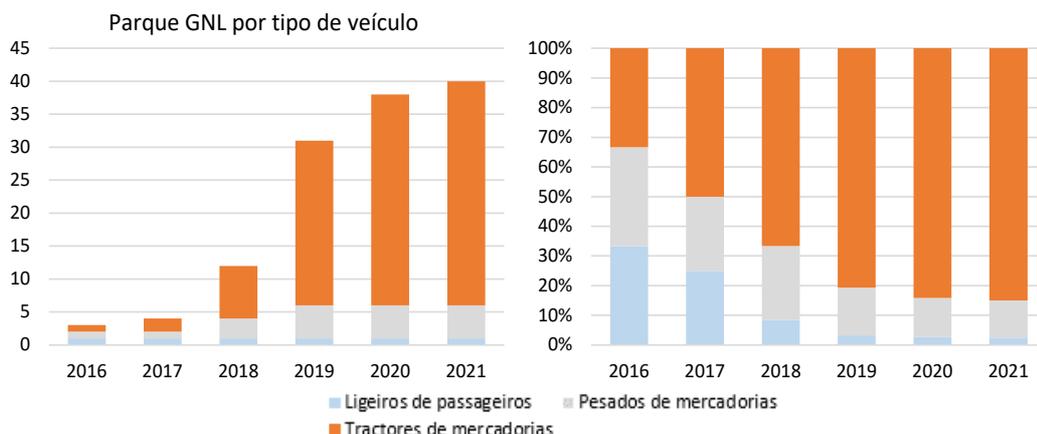
No que diz respeito à mobilidade a gás, foram estudados os impactos sobre a procura de gás decorrente da penetração deste combustível no segmento rodoviário de pesados de passageiros e de pesados de mercadorias e no segmento do transporte marítimo. Para este efeito não foi considerado o segmento de veículos 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 2021 representou cerca de 57% do parque a GNC. Os pesados de mercadorias (incluindo tratores) representaram no mesmo ano 25%.

FIGURA 21 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DE VEÍCULOS A GNC E GNL EM PORTUGAL. PERÍODO 2016-2021





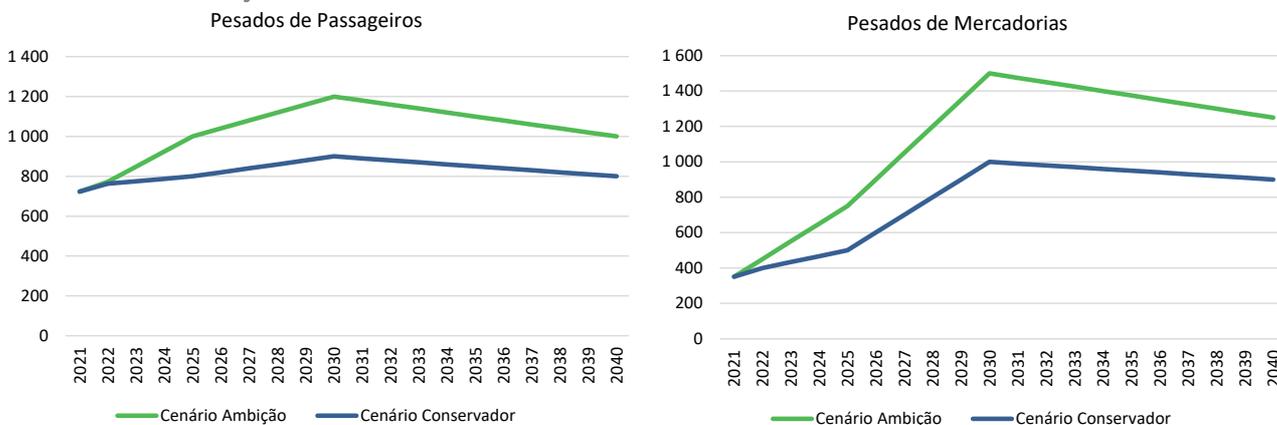
No vetor do GNL assistiu-se a um crescimento acentuado em 2019 e 2020, principalmente no segmento dos tratores de mercadorias.

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/H₂). 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

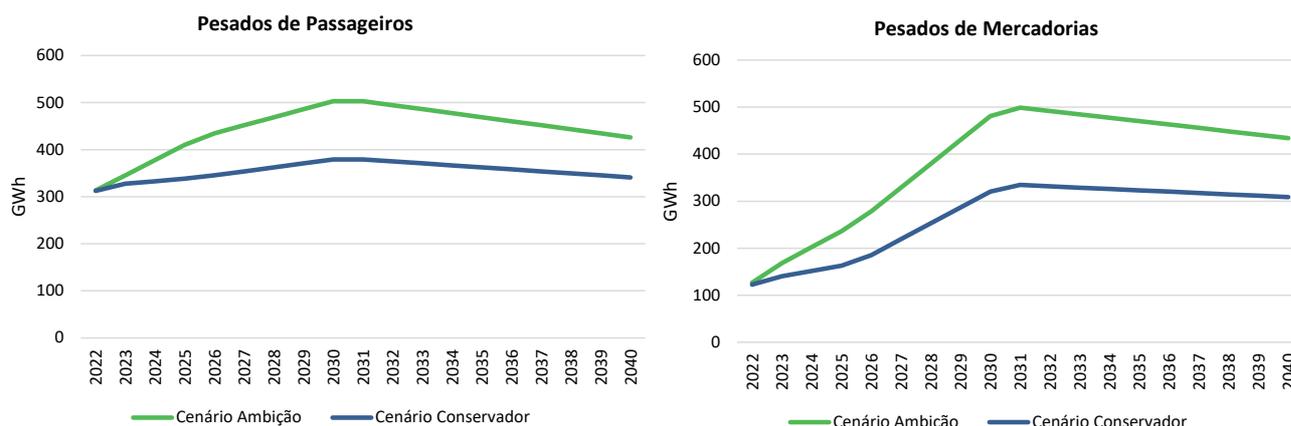


Na caracterização da procura de gás associado à mobilidade terrestre assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Pesados de passageiros: consumo específico de 60 m³N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 60 000 km percorridos por ano;
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 38 m³N/100 km em todo o período de previsão; considera-se um total de 75 000 km percorridos por ano.

Destas assunções resulta a procura de gás ilustrada na Figura 23 para os cenários desenvolvidos.

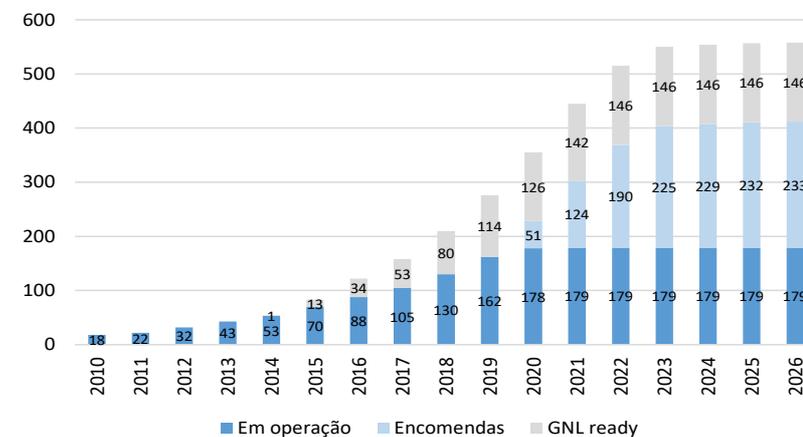
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO À MOBILIDADE TERRESTRE



Para o horizonte 2030 prevê-se, no segmento dos pesados, uma procura de cerca de 985 GWh para o cenário Ambição, em contraste com um valor de cerca de 700 GWh para o cenário Conservador. Em 2040 a procura prevista é de 860 GWh no cenário Ambição e 650 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.

FIGURA 24 – NAVIOS OPERADOS A GNL NO MUNDO



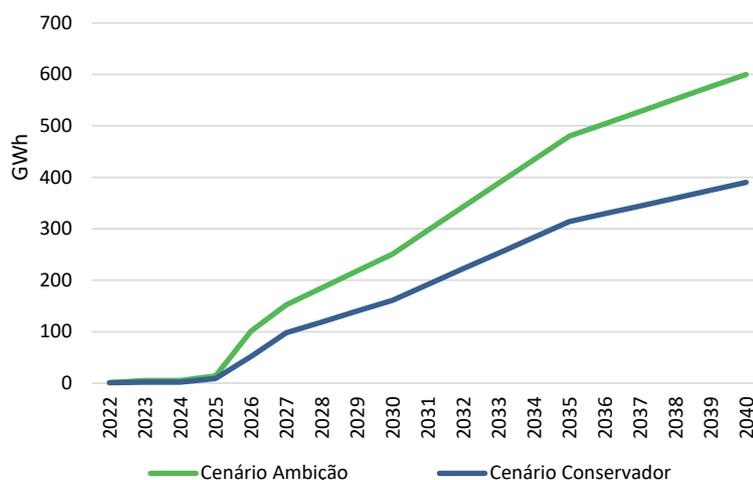
Fonte: Gasnam (Gas Natural en el transporte 2020)

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.

Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas. Na elaboração desses 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.

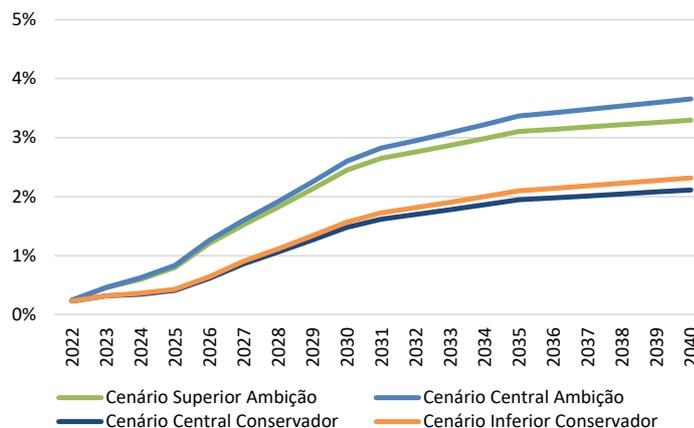
FIGURA 25 – EVOLUÇÃO PREVISTA DA PROCURA DE GÁS ASSOCIADO AO TRANSPORTE MARÍTIMO



Nos cenários ilustrados assume-se uma penetração 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 250 GWh em 2030 e cerca de 600 GWh em 2040. No cenário Conservador as previsões são de cerca de 160 GWh e 390 GWh, respetivamente, para os horizontes 2030 e 2040.

O impacte 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 impacte da procura de gás dos transportes na procura do mercado convencional varia entre 2,6% e 2,5% em 2030 e entre 3,7% e 3,3% em 2040. Em contrapartida, nos cenários Conservador esse impacte é inferior, resultando numa variação entre 1,6% e 1,5% em 2030 e entre 2,3% e 2,1% 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 CO₂. Nesse sentido, com vista ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e redução das emissões de GEE, o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE, na sua redação atual, determina a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Por conseguinte, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aprovou a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima, constantes do PNEC 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), assim como para o cumprimento de outros objetivos estratégicos, designadamente o combate à pobreza energética 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.

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. Portanto, neste exercício de previsão é igualmente tido em consideração, para estes anos, o impacto previsto destas medidas, que por simplificação se considera afetarem apenas o setor dos Serviços.

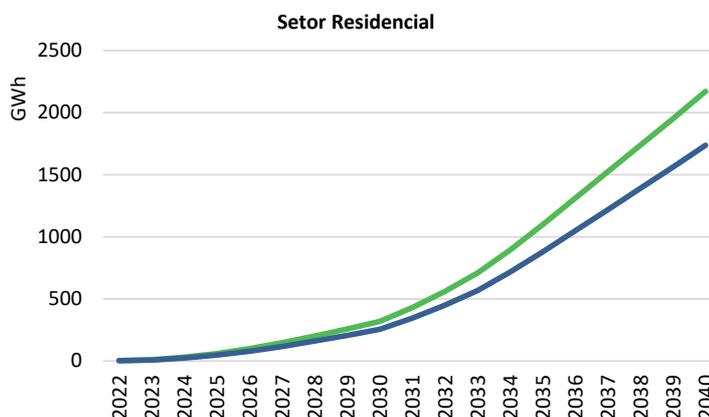
Assim, no que respeita à evolução prevista das poupanças de gás consideradas neste exercício de previsão, os setores Residencial e dos Serviços têm por base as metas definidas na ELPRE e no Plano de Poupança de Energia 2022-2023.

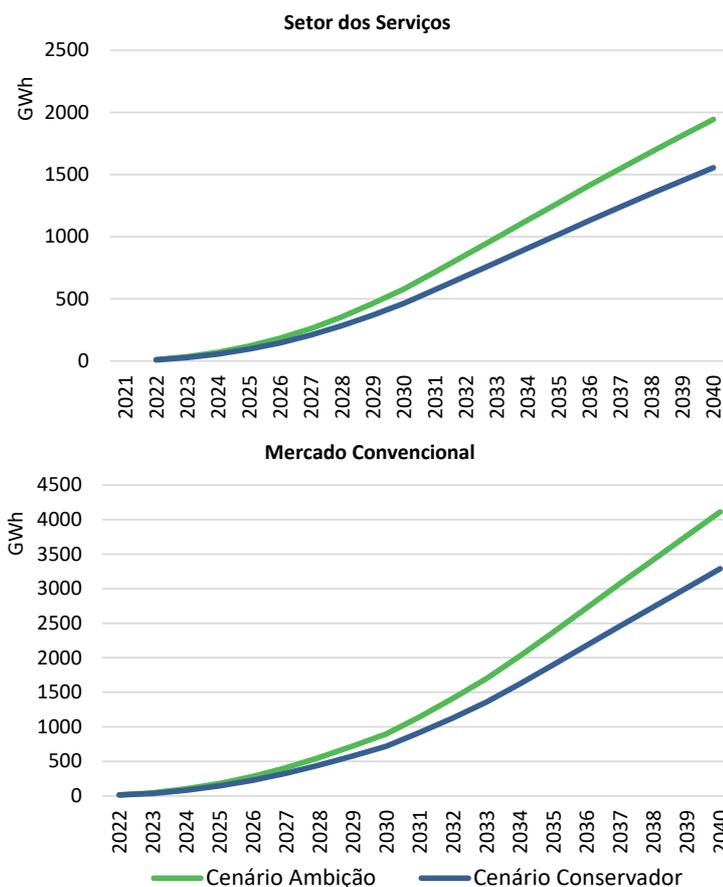
Concretamente na ELPRE, o cenário Ambição encontra-se alinhado com os objetivos definidos para os horizontes de 2030 e 2040, com o setor dos Serviços a representar 64% e 42% destas poupanças nos períodos de 2022-2030 e 2031-2040, respetivamente. Quanto ao cenário Conservador a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

- **Período 2022-2030:** cenário Ambição 897 GWh; cenário Conservador 718 GWh
- **Período 2031-2040:** cenário Ambição 3 218 GWh; cenário Conservador 2 574 GWh
- **Período 2022-2040:** cenário Ambição 4 115 GWh; cenário Conservador 3 292 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 ACUMULADAS PARA O PERÍODO DE PREVISÃO

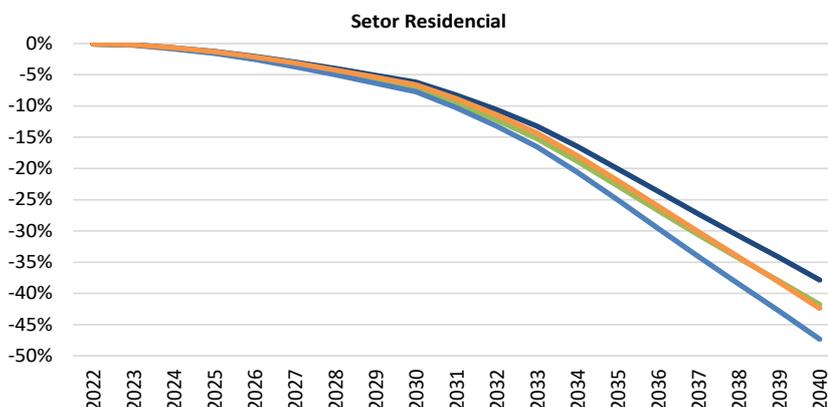


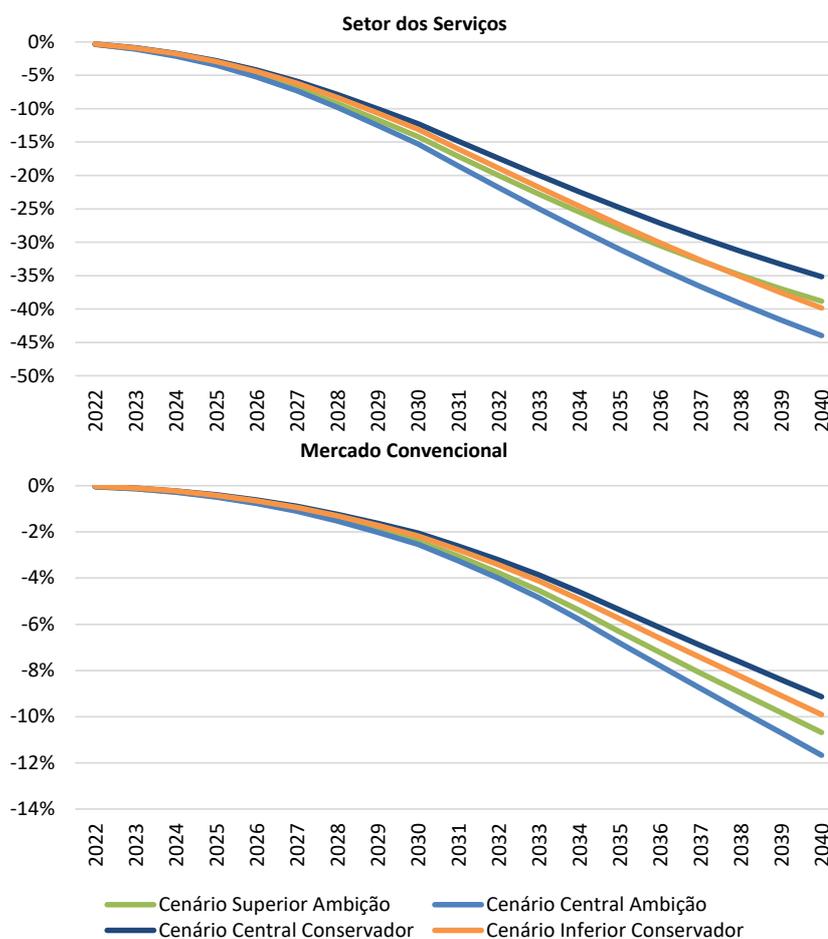


De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década no setor Residencial face ao setor dos Serviços. Em termos acumulados, para todo o período de previsão, as poupanças de gás no cenário Ambição totalizam um valor previsto de 2 171 GWh no setor Residencial e 1 944 GWh no setor dos Serviços, totalizando 4 115 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 -36% e -46% em 2040. No setor dos Serviços varia entre -12% e -15% em 2030 e -35% e -44% em 2040. Contabilizando as poupanças previstas para os dois setores, o impacto na procura do mercado convencional atinge uma gama entre 2,1% e 2,5% em 2030 e 9,1% e 11,7% em 2040.

Quanto ao Plano de Poupança de Energia 2022-2023, considera-se que o cenário Ambição se encontra alinhado com o objetivo definido neste plano e quanto ao cenário Conservador assumiu-se que a evolução das poupanças corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:

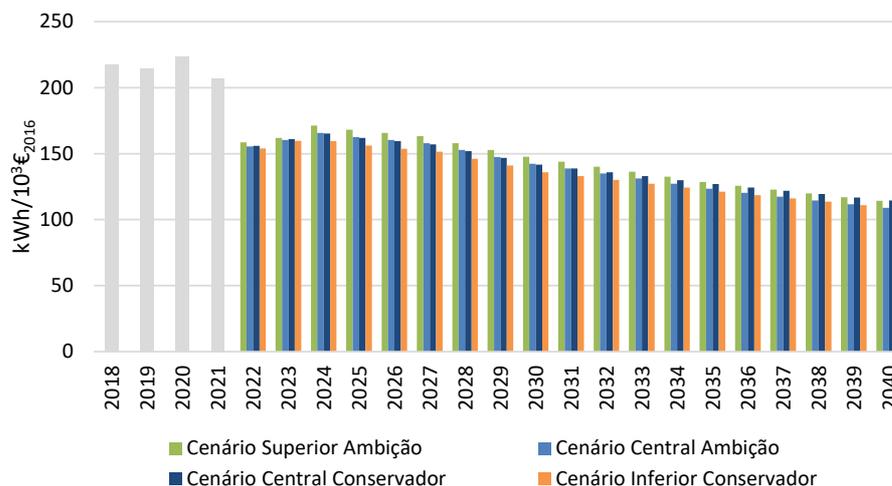
- **2022**: cenário Ambição 1 307 GWh; cenário Conservador 1 046 GWh
- **2023**: cenário Ambição 803 GWh; cenário Conservador 642 GWh

De salientar que se assume que as medidas preconizadas neste plano terão um impacto temporário e apesar do atual requisito ser a redução do consumo até março de 2023, a vigência do Plano de Poupança de Energia 2022-2023 será até ao fim de 2023.

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 a partir de 2024 até ao horizonte do estudo.

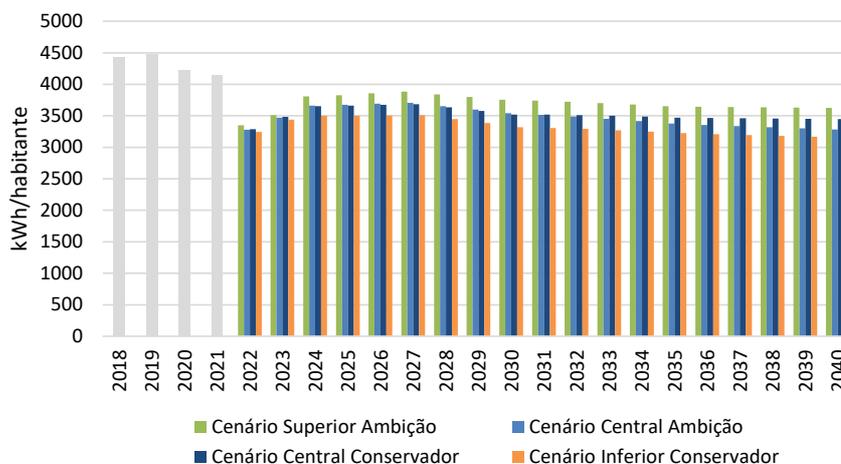
A Tabela 3 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura de gás no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

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
2022-2040	-1,8%	-2,0%	-1,7%	-1,9%
2022-2030	-0,9%	-1,1%	-1,2%	-1,5%
2030-2040	-2,5%	-2,6%	-2,1%	-2,2%

Estas taxas apontam para uma evolução neste indicador inferior à verificada na última década (+0,6% ao ano, em média) e no último quinquénio (-0,9% 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 entre 2024 e 2028 e comece a decrescer ligeiramente em quase todos os cenários desenvolvidos, em particular no cenário Central Ambição e cenário Inferior Conservador.

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
2022-2040	0,4%	0,0%	0,3%	-0,2%
2022-2030	1,4%	1,0%	0,9%	0,3%
2030-2040	-0,3%	-0,8%	-0,2%	-0,5%

Para o período 2022-2040 estas taxas apontam para um ritmo de crescimento entre -0,2% e 0,4% ao ano, em média, embora com ritmos bastante diferenciados nos períodos analisados.

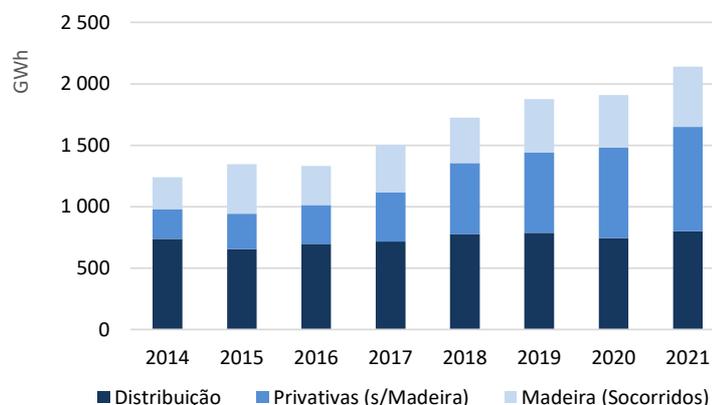
Comparativamente com o passado, estas taxas são inferiores às da última década (1,3% ao ano, em média) e enquadradas com as do último quinquénio (0,1% ao ano, em média).

4.1.4 Mercado de GNL

Na Figura 31 apresenta-se a evolução da procura no mercado de GNL¹ (tipicamente por UAG para redes de distribuição, clientes individuais e mobilidade) nos segmentos distribuição, privadas (sem Madeira) e Madeira, para o período 2014-2021.

¹ Este mercado, sem a UAG da Madeira, está incluído no mercado convencional.

FIGURA 31 – EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL NO MERCADO DE GNL (TÍPICAMENTE UAG) NO PERÍODO 2014-2021



Da sua análise conclui-se que este mercado tem crescido consideravelmente nos últimos anos, em especial o segmento das UAG's privadas. No período 2016-2021 este foi o segmento que mais cresceu com uma taxa média de crescimento anual de 21,9%.

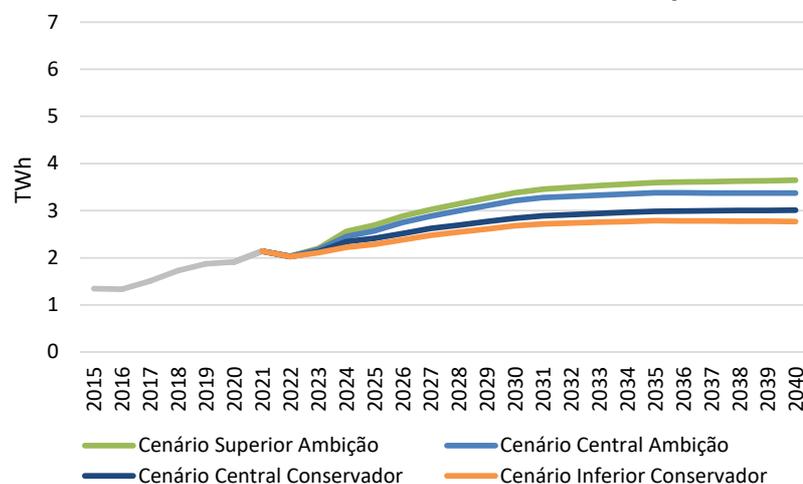
TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA NO MERCADO DE GNL

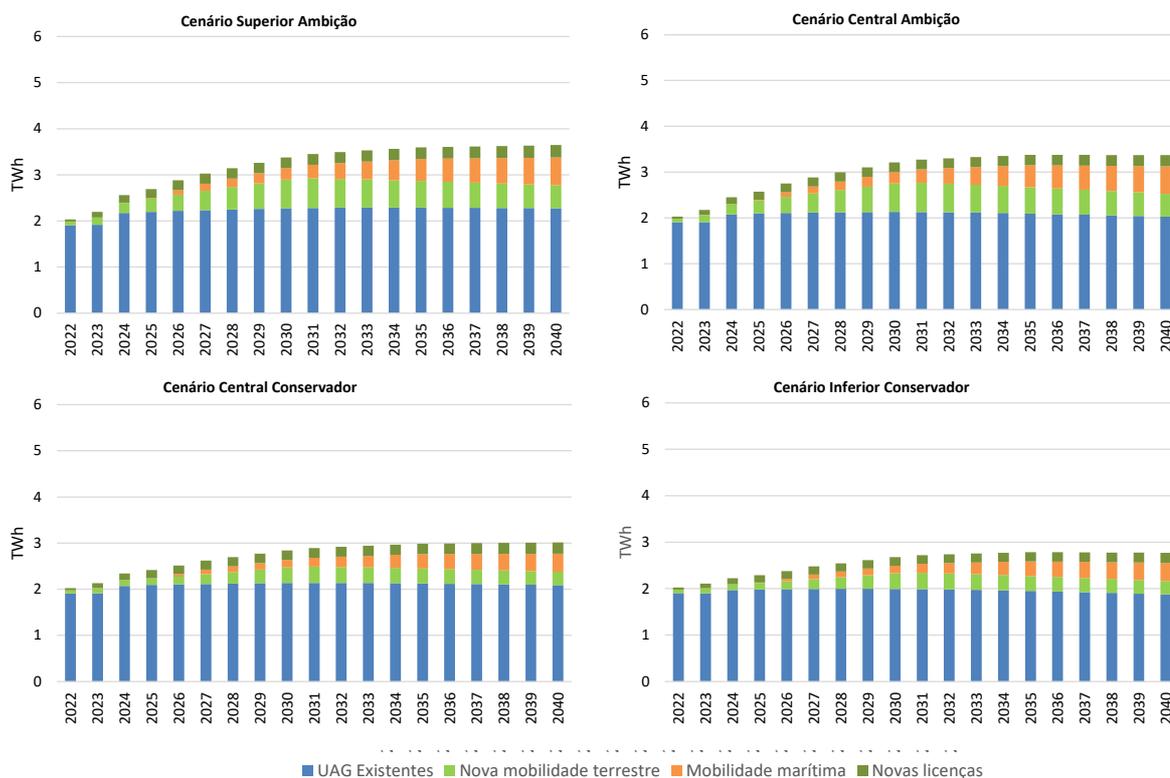
Períodos	Distribuição	Privativas (s/Madeira)	Madeira (Socorridos)	Total (c/Madeira)	Total (s/Madeira)
2016-2021	2,9%	21,9%	9,0%	10,0%	10,3%
2018-2021	1,0%	13,6%	9,9%	7,5%	6,8%

O mercado de GNL cresceu, em média, no mesmo período, 10,0% e 10,3% 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.

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.

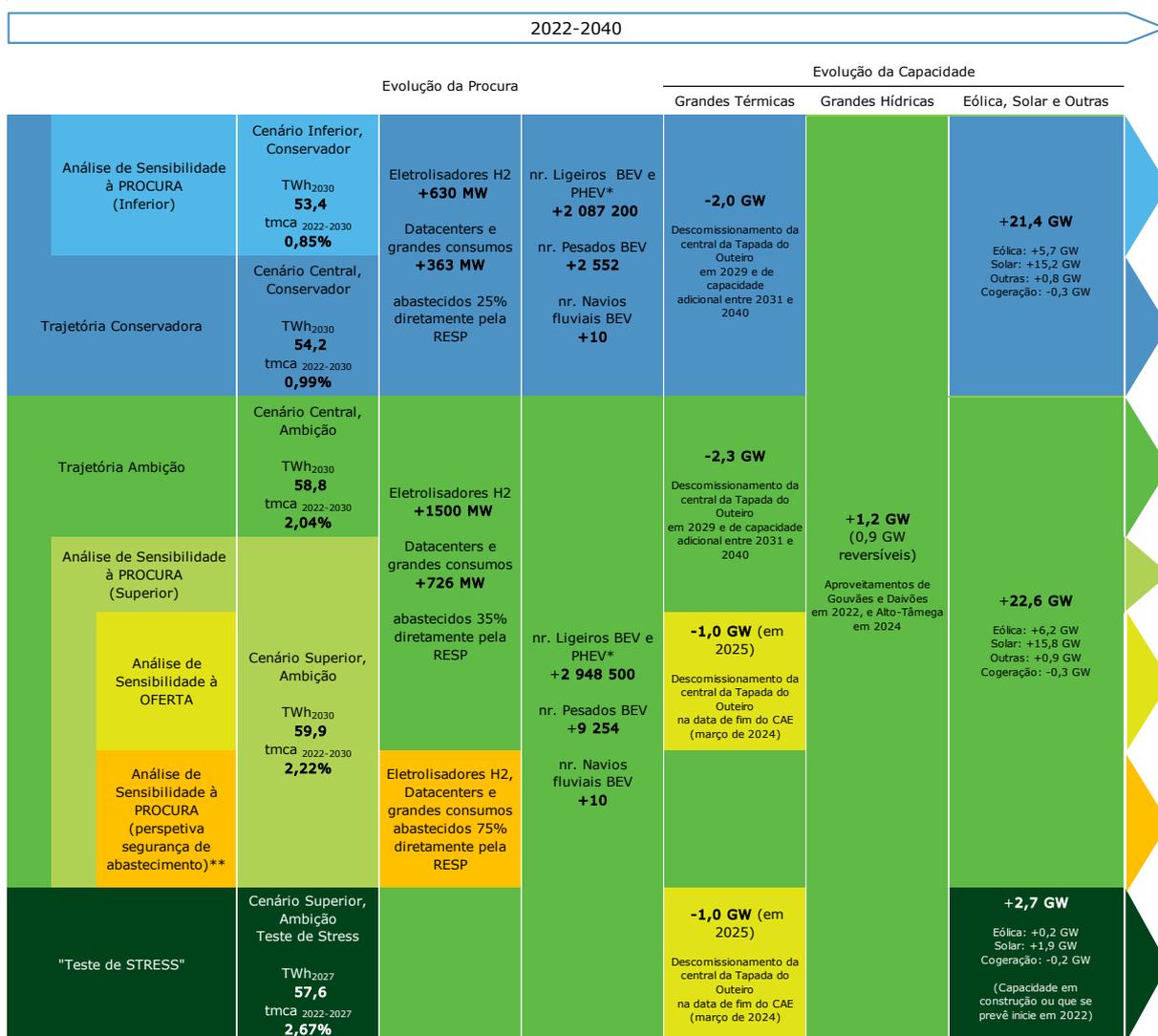
A amplitude entre os cenários que delimitam as previsões é de 700 GWh em 2030 e 870 GWh em 2040. A mobilidade, terrestre e marítima, representa um peso no mercado de GNL entre 18% e 27% em 2030 e entre 23% e 33% no horizonte 2040. Quanto à procura dos novos polos decorrente das novas licenças, o seu peso no mercado de GNL varia entre 6,4% e 7,3% no horizonte 2030 e entre 7,2% e 8,1% no horizonte 2040. De notar, ainda, que a procura dos novos polos estimada para 2022, já com os dados verificados até outubro, representa apenas cerca de 28% 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 2022. 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 2022 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 2023-2040, com detalhe anual nos anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática (2023, 2025 e 2027), 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



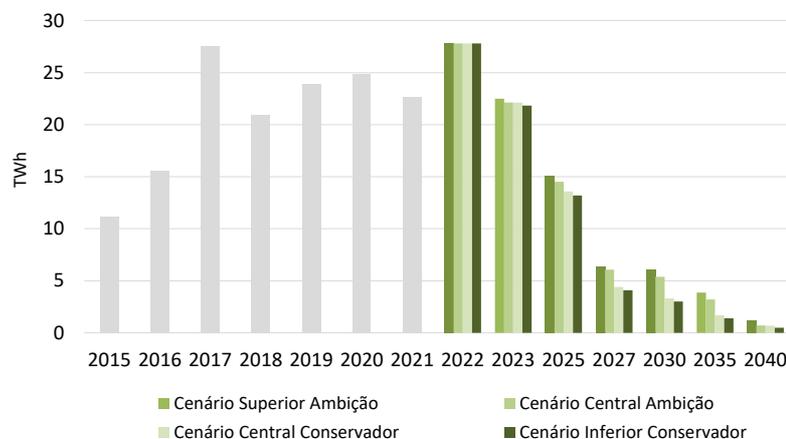
* Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)

** Análise de Sensibilidade realizada apenas para os estádios 2027 e 2030

Para efeitos deste relatório são considerados apenas os resultados decorrentes das trajetórias Conservadora e Ambição, para a média dos regimes hidrológicos.

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 Fontes de Energias Renováveis (FER) para produção de eletricidade previsto no RMSA-E 2022, 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 3,0 TWh e 6,1 TWh, sendo que para 2040 o nível da banda prevista ainda se reduz mais, variando entre 0,5 TWh e 1,2 TWh.

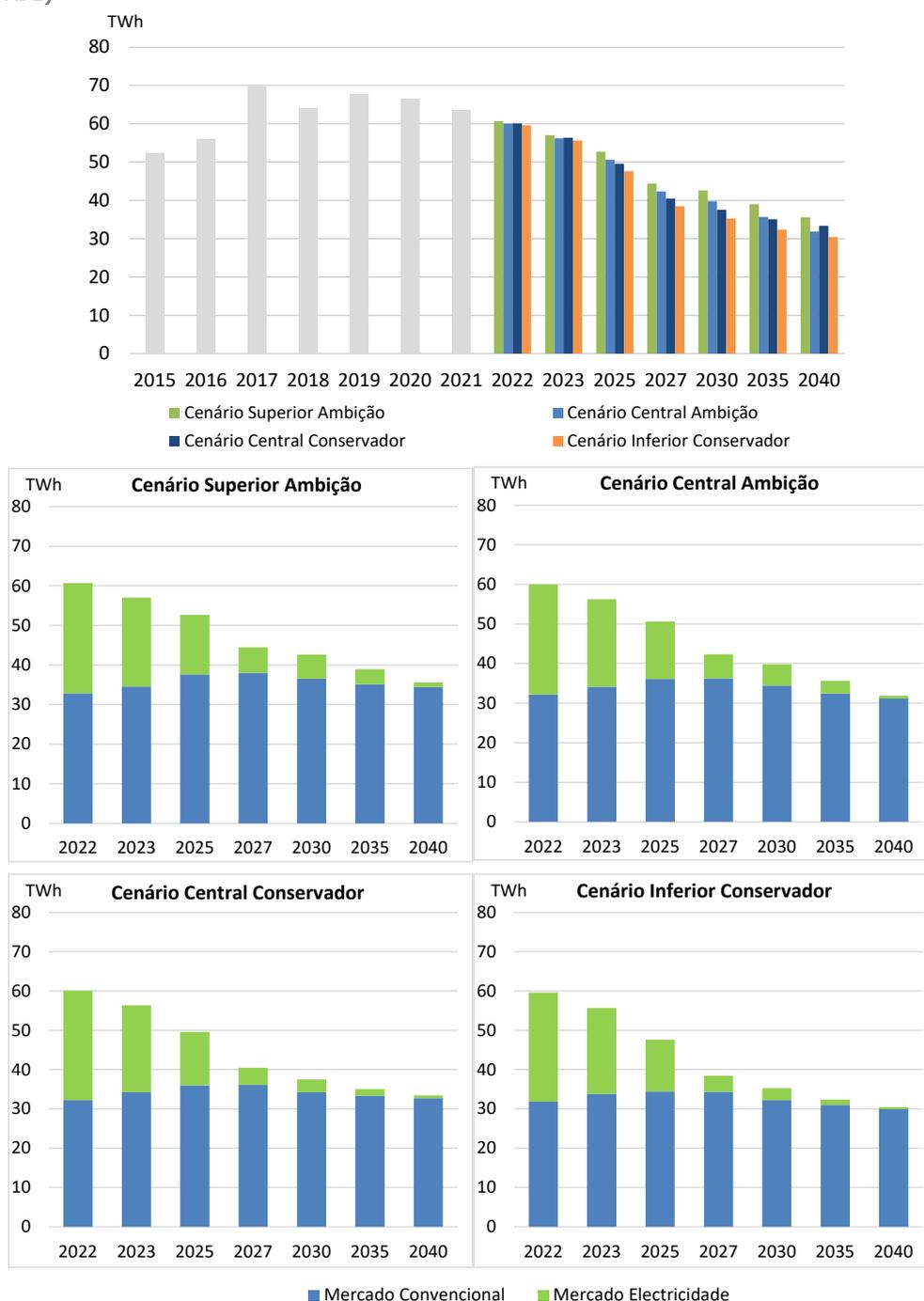
A procura de gás neste mercado também está dependente da hidrologia, sendo que os resultados aqui apresentados são para a média de regimes. Para um regime húmido, a procura de gás seria inferior ao representado e para um regime seco seria superior.

4.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional e Mercado de Eletricidade)

As previsões agregadas da procura de gás resultam do somatório das previsões obtidos 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 ELÉTRICIDADE)



A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Electricidade alcança considerável relevância, uma vez que atualmente uma parte da 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 e a penetração do gás nos transportes conduzem a efeitos contrários nos vários cenários, mais evidenciados no cenário Ambição.

Função dos cenários prevê-se que a procura de gás varie entre 35 TWh e 43 TWh em 2030 e entre 30 TWh e 36 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 2022-2040, 2022-2030 e 2030-2040.

TABELA 6 - TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL IMPLÍCITAS NA PROCURA PREVISTA DE GÁS (MERCADO CONVENCIONAL E MERCADO ELETRICIDADE)

	MC	ME	Total
Cenário Superior Ambição			
2022-2040	-0,9%	-14,4%	-3,0%
2022-2030	-1,2%	-13,6%	-4,3%
2030-2040	-0,6%	-15,2%	-1,8%
Cenário Central Ambição			
2022-2040	-1,4%	-16,6%	-3,6%
2022-2030	-1,9%	-14,8%	-5,1%
2030-2040	-1,0%	-18,3%	-2,2%
Cenário Central Conservador			
2022-2040	0,1%	-18,6%	-3,2%
2022-2030	0,7%	-23,4%	-5,7%
2030-2040	-0,4%	-14,6%	-1,2%
Cenário Inferior Conservador			
2022-2040	-1,6%	-18,3%	-3,8%
2022-2030	-2,6%	-20,1%	-6,3%
2030-2040	-0,7%	-16,7%	-1,5%

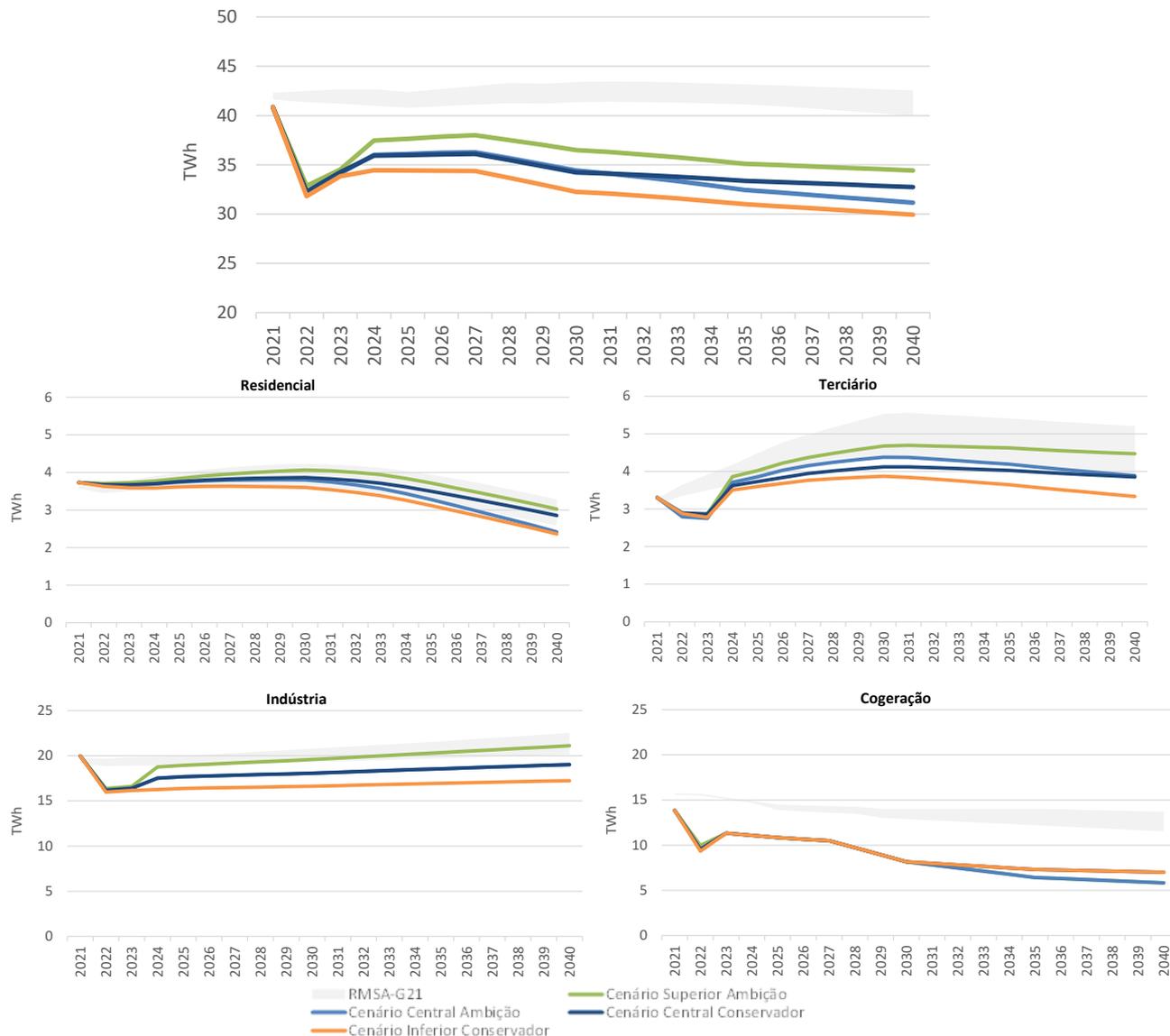
Face ao evidenciado nas figuras anteriores, no período em análise prevêem-se taxas médias de crescimento anual negativas para a procura de gás em quase todos os cenários, decorrente, principalmente, da evolução prevista na procura do mercado de eletricidade, mas também em alguns cenários do mercado convencional.

4.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2021

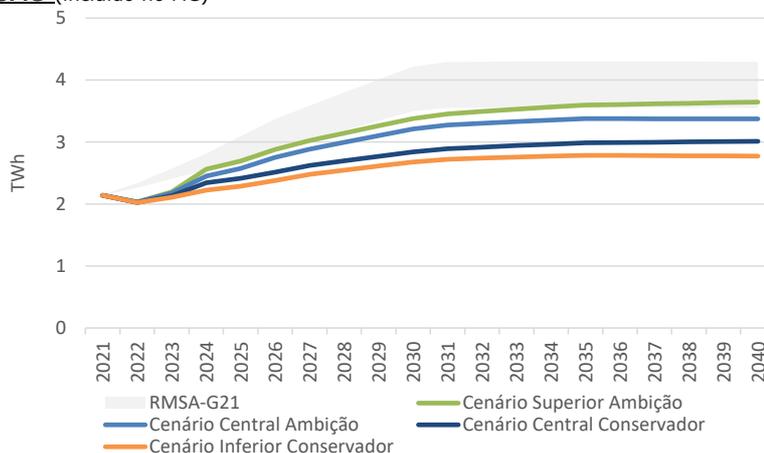
Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões da procura anual de gás obtidas neste estudo e as realizadas no ano passado no âmbito do RMSA-G 2021. As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 36, para o mercado convencional, mercado de GNL, mercado de eletricidade e mercado agregado.

FIGURA 36 – COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS, POR MERCADOS. RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021

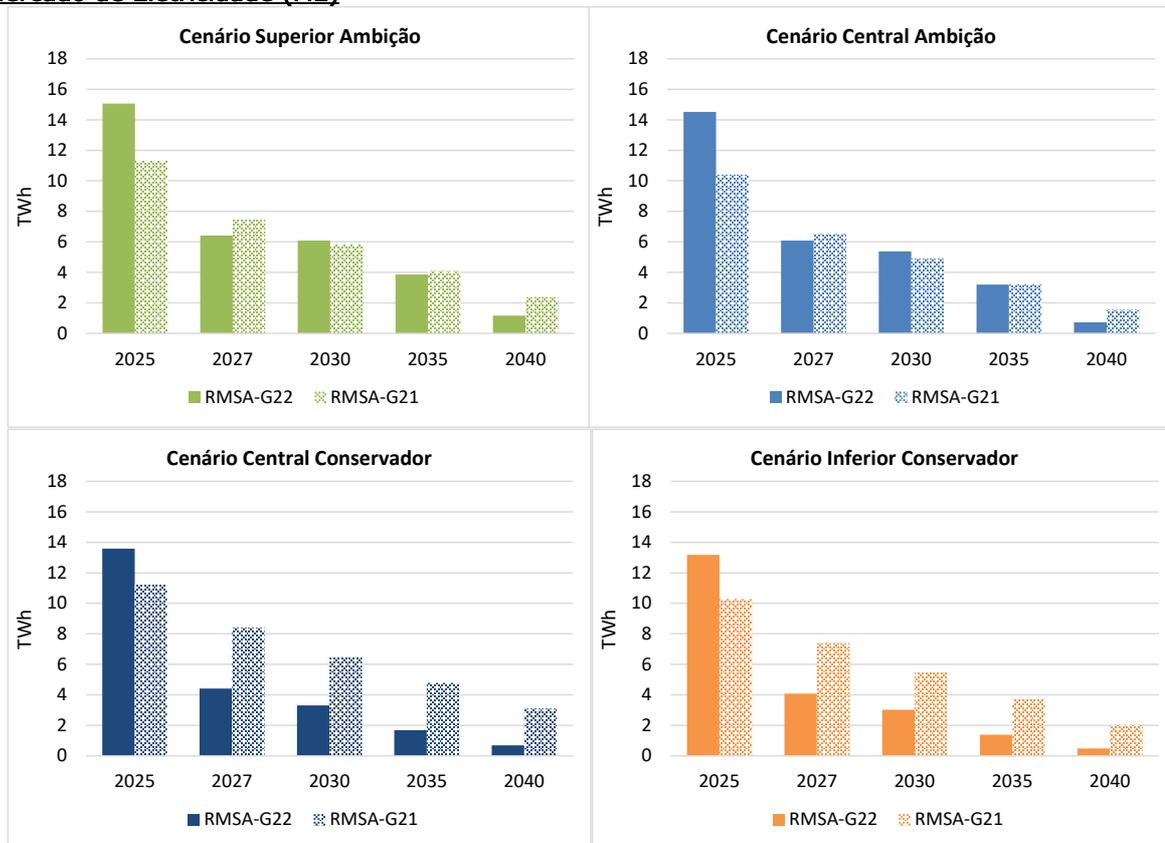
Mercado Convencional (MC)



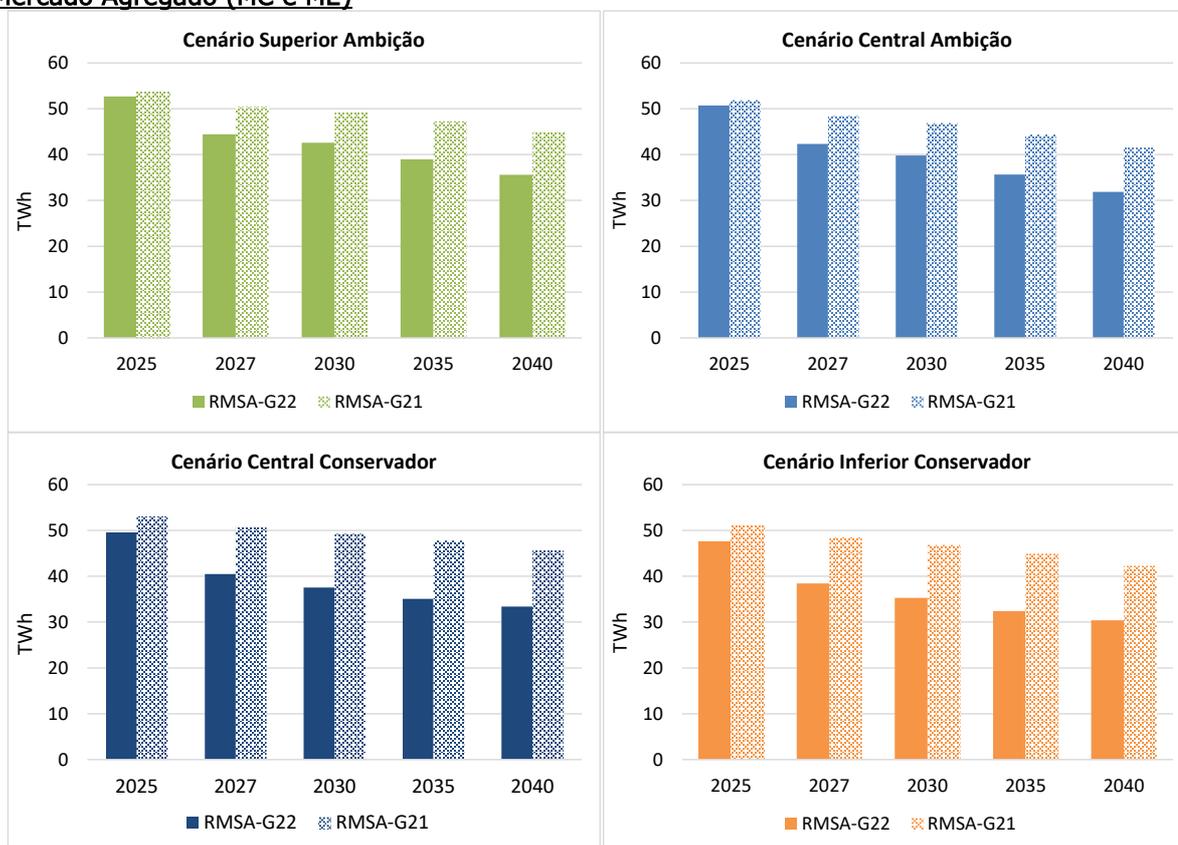
Mercado de GNL/UAG (incluído no MC)



Mercado de Eletricidade (ME)



Mercado Agregado (MC e ME)



Como se pode observar, as previsões atuais são bastante inferiores às do estudo anterior. 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 as taxas de utilização das centrais a ciclo combinado, justificam as diferenças entre os dois exercícios de previsão.

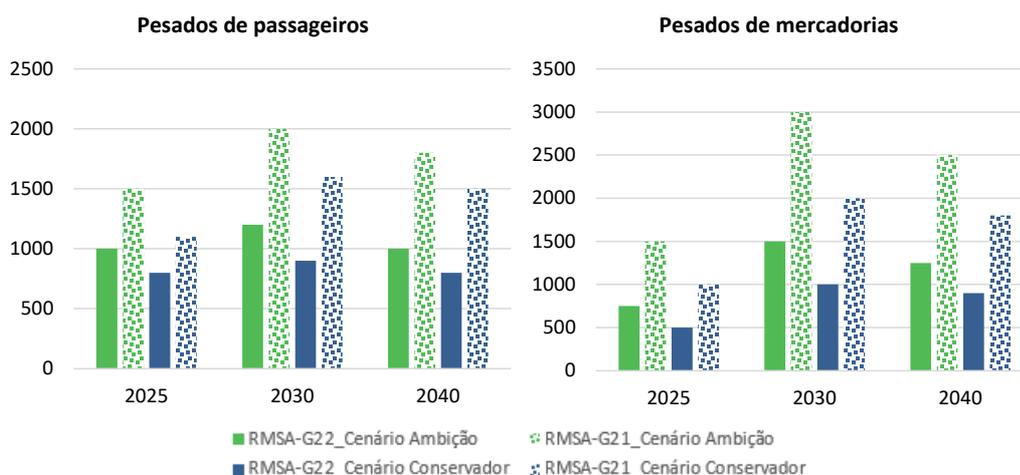
Comparativamente aos valores do ano passado, os valores da procura de gás do mercado agregado variam entre -14% e -25% em 2030 e -21% e -28% em 2040 consoante os cenários. No que se refere ao mercado convencional, o diferencial face ao estudo anterior varia entre -6,9 e -9,1 TWh em 2030 e -8,1 e -10,3 TWh em 2040, sendo que todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-G 2021 em todo o período de previsão. Em particular destaca-se o impacto do decréscimo da potência instalada no setor da Cogeração cujo impacto na procura varia entre -4,7 e -5,9 TWh em 2030 e -5,7 e -6,7 TWh em 2040.

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 2022 vs. RMSA-G 2021



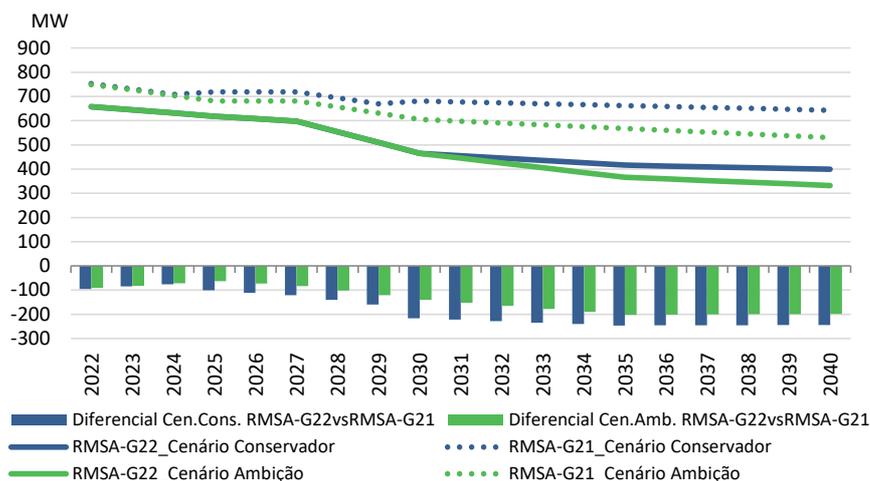
Potência disponível da cogeração a gás

Como já referido, os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E 2022) apresentam uma tendência decrescente ao longo do período de previsão, tendência

essa que tem um impacto significativo no consumo de gás no médio e longo prazo como se pode observar pelos diferenciais entre os dois estudos apresentados anteriormente.

Relativamente à potência instalada prevista, o diferencial entre os dois estudos atinge valores entre -140 e -216 MW em 2030 e entre -198 e -244 MW em 2040.

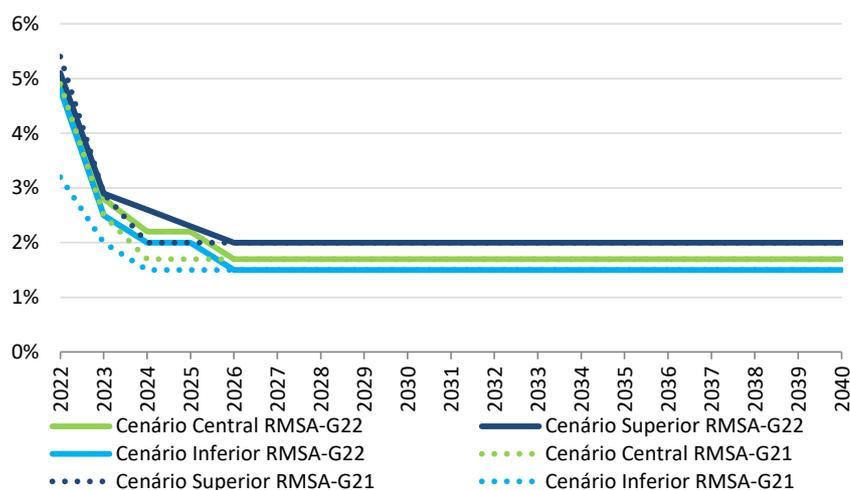
FIGURA 38 - COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA DISPONÍVEL DA COGERAÇÃO NO RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021



Evolução do PIB

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos, nomeadamente a evolução do PIB.

FIGURA 39 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021



Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para os três próximos anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores. Após 2025 há uma convergência entre as previsões nos três 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 0,35%.

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 2016-2021, 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.

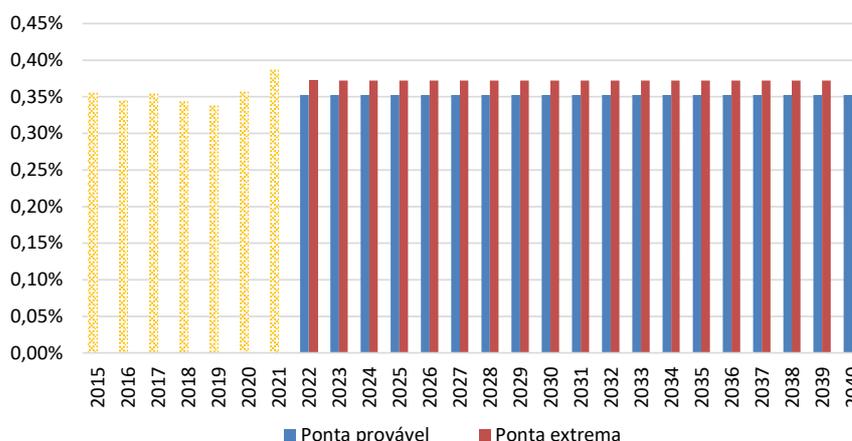
Em virtude do referido, as pontas de procura diária neste mercado têm implícito um efeito de alisamento alicerçado na flexibilidade de operação existente no TGNL no que respeita à componente de enchimento de camiões-cisternas. O valor do rácio resultante desta metodologia é ainda corrigido do efeito 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

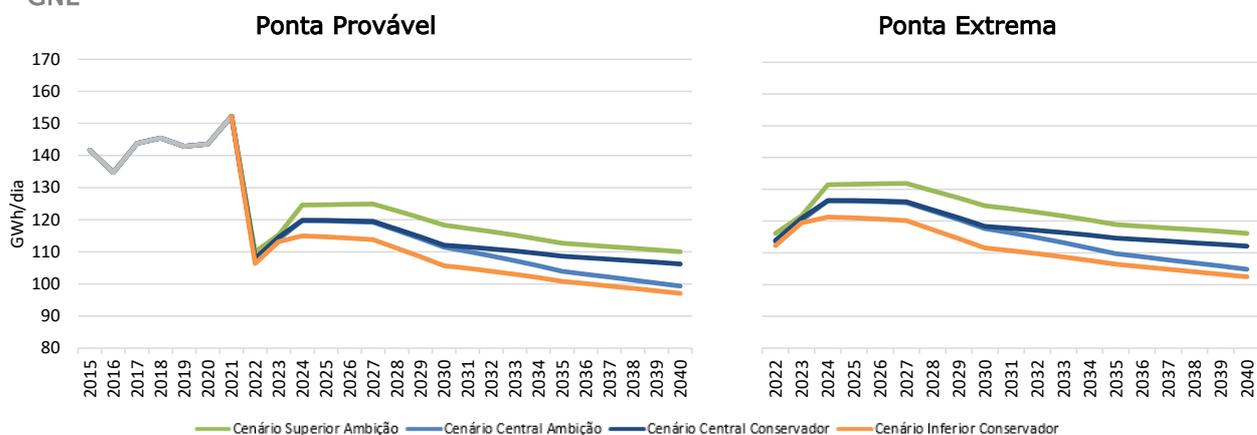
A Figura 40 mostra a evolução da relação entre a procura diária máxima e a procura anual no mercado convencional sem GNL, para a ponta provável, que decorre do modelo de redes neuronais para temperaturas médias, e para a ponta extrema, que resulta da aplicação da metodologia preconizada no regulamento 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 no decréscimo da ponta em 2022 decorrente da redução da procura de gás estimada para esse ano. Para o período 2022-2040, as previsões apontam para um crescimento médio anual, quer da ponta provável quer da ponta extrema entre -0,5% e -0,0%. Dependendo dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis variem entre 106 e 118 GWh/dia em 2030 e entre 97 e 110 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 112 e 125 GWh/dia em 2030 e entre 102 e 116 GWh/dia em 2040.

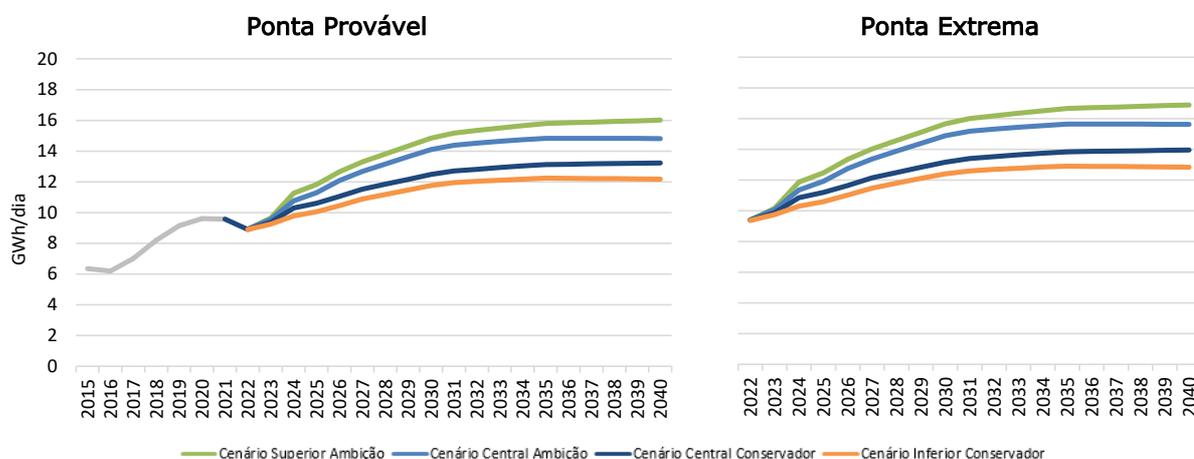
Quanto ao mercado de GNL a relação entre a procura diária máxima e a procura anual, calculada de acordo com a metodologia acima descrita, prevê-se que evolua conforme ilustrado na Figura 42.

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



Como seria expectável, com o crescente impacto da mobilidade na procura de gás, prevê-se que as pontas do mercado de GNL, na ótica das cargas dos camiões-cisternas no TGNL de Sines, cresça a um ritmo significativo. Em 2021 o valor foi de 9,6 GWh/dia, atingindo no horizonte 2030, função dos cenários, um valor entre 12 e 15 GWh/dia na ponta provável e entre 12 e 16 GWh/dia na ponta extrema. Em 2040 a gama de variação dos cenários atinge valores entre 12 e 16 GWh/dia na ponta provável e entre 13 e 17 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.

De realçar, ainda, que no período 2016-2021 as pontas deste mercado cresceram em média cerca de 9,1% ao ano, ou seja, é um mercado marcado por um crescimento acentuado nos últimos anos e que se espera continue a crescer no futuro.

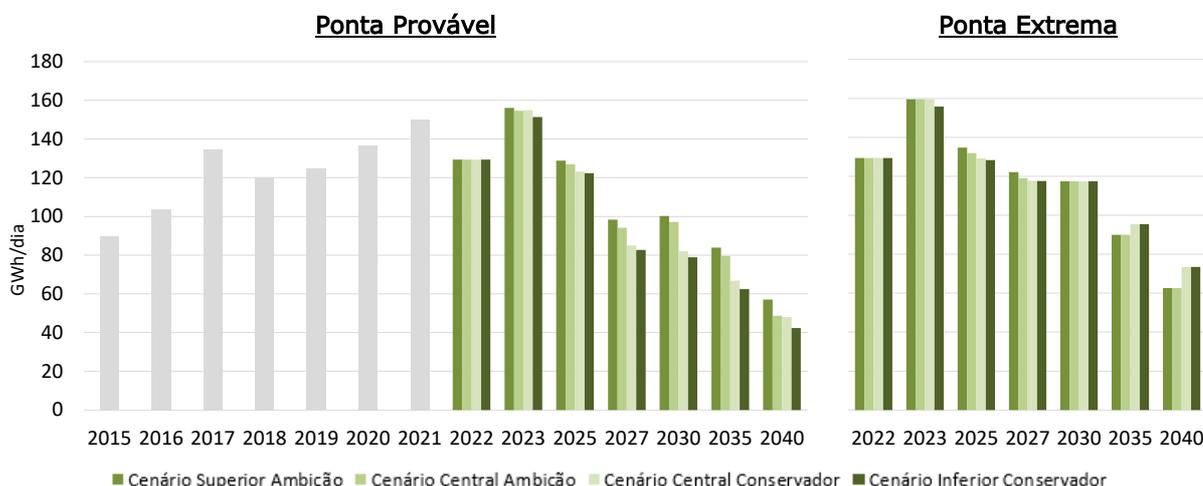
5.2 Mercado de Eletricidade

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 2022 e para 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 aplicação destes critérios permite avaliar as necessidades de gás no dia de ponta pelo lado da segurança. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 44.

FIGURA 44 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS PONTAS DA PROCURA DIÁRIA DE GÁS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

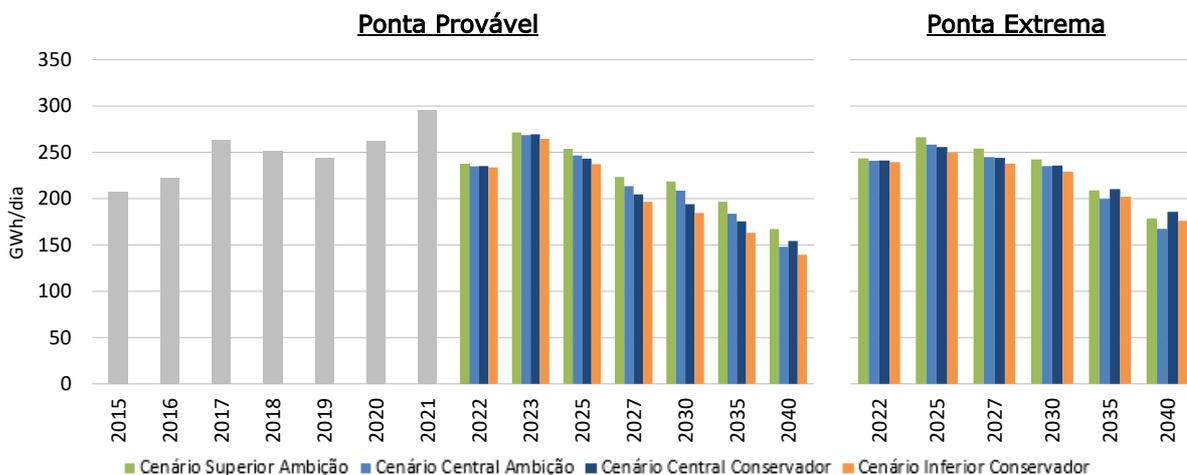


5.3 Mercado Agregado (Mercado Convencional, sem GNL, e Mercado de Eletricidade)

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 2022-2040.

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



Nos anos de 2035 e 2040 não é o cenário Superior Ambição a delimitar superiormente as pontas extremas da procura, mas sim o cenário Central Conservador. Para esses anos e também para a ponta extrema, o limite inferior é determinado pelo cenário Central Ambição.

Função dos cenários, prevê-se que as pontas diárias prováveis oscilem entre 184 e 219 GWh/dia em 2030 e entre 139 e 167 GWh/dia em 2040. As pontas extremas variam entre 229 e 242 GWh/dia em 2030 e entre 167 e 186 GWh/dia em 2040.

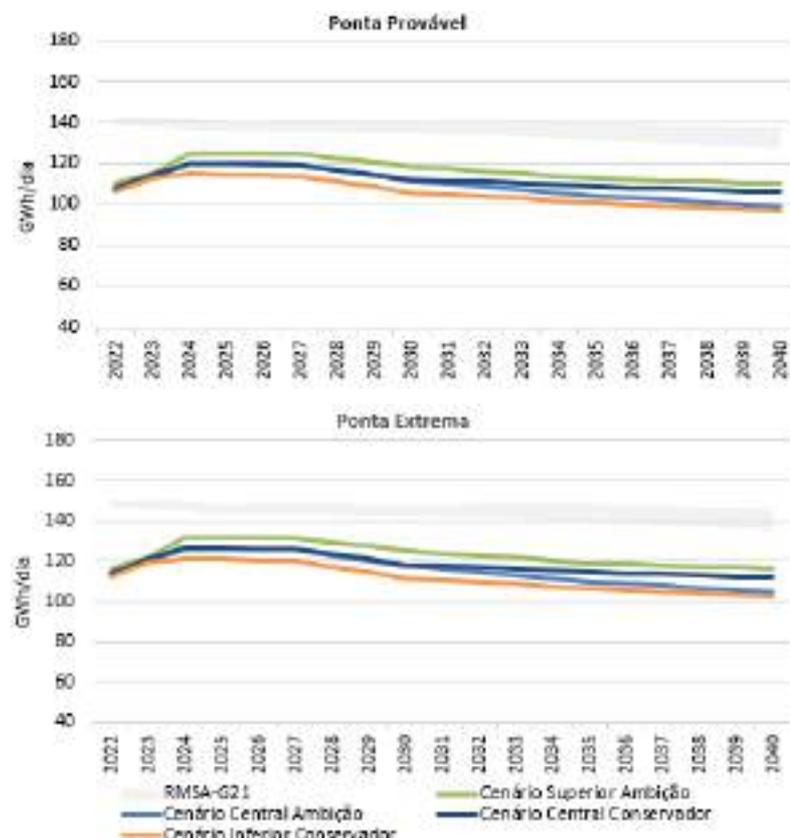
5.4 Comparação com as previsões realizadas para o RMSA-G 2021

Nesta secção apresenta-se a análise comparativa entre as previsões das pontas da procura diária obtidas neste estudo e as realizadas no ano passado no âmbito do RMSA-G 2021. As previsões de ambos os estudos estão ilustradas na Figura 46, por mercados.

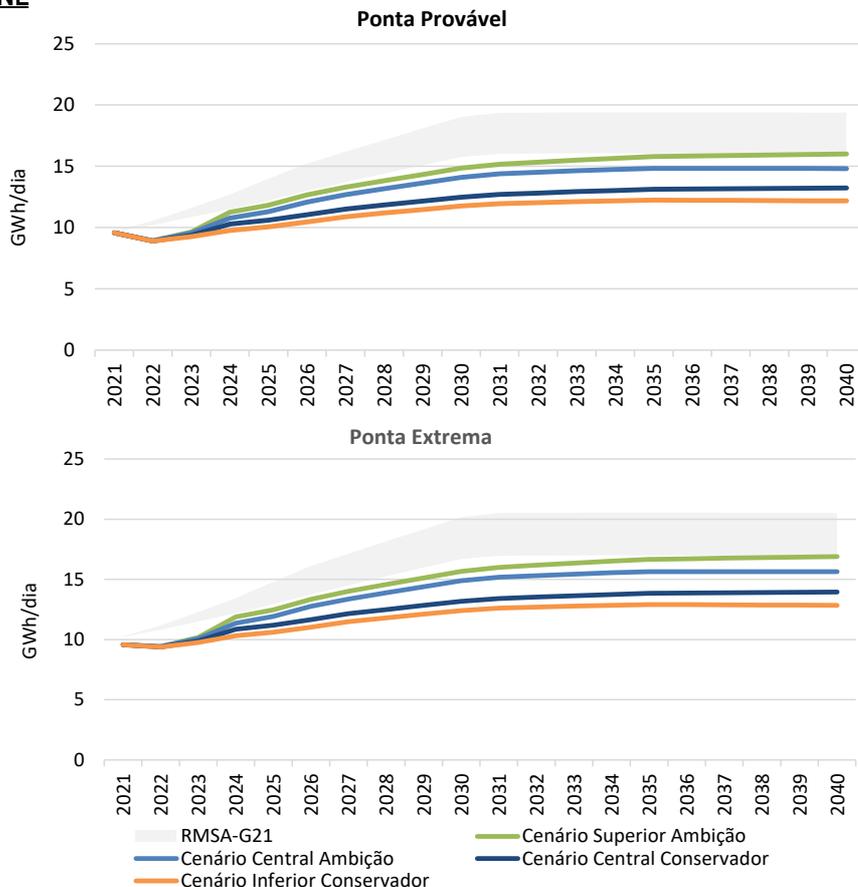
Da comparação efetuada conclui-se, pelas razões já elencadas, que as previsões atuais para o mercado convencional são inferiores às do estudo anterior, quer no mercado convencional sem GNL, quer no mercado de GNL, embora neste último com uma redução menos acentuada. Quanto ao mercado de eletricidade, 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 2022 vs. RMSA-G 2021

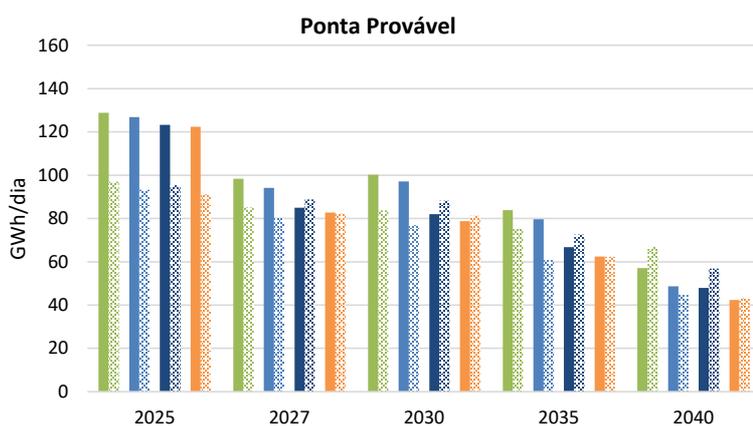
Mercado Convencional sem GNL

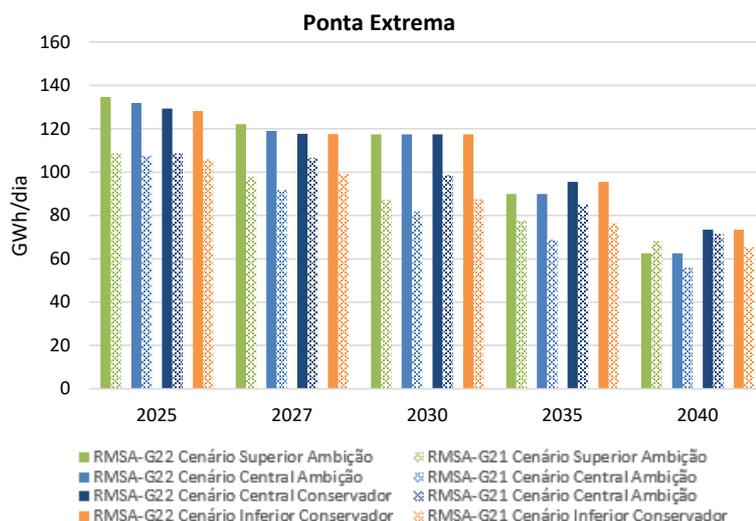


Mercado de GNL

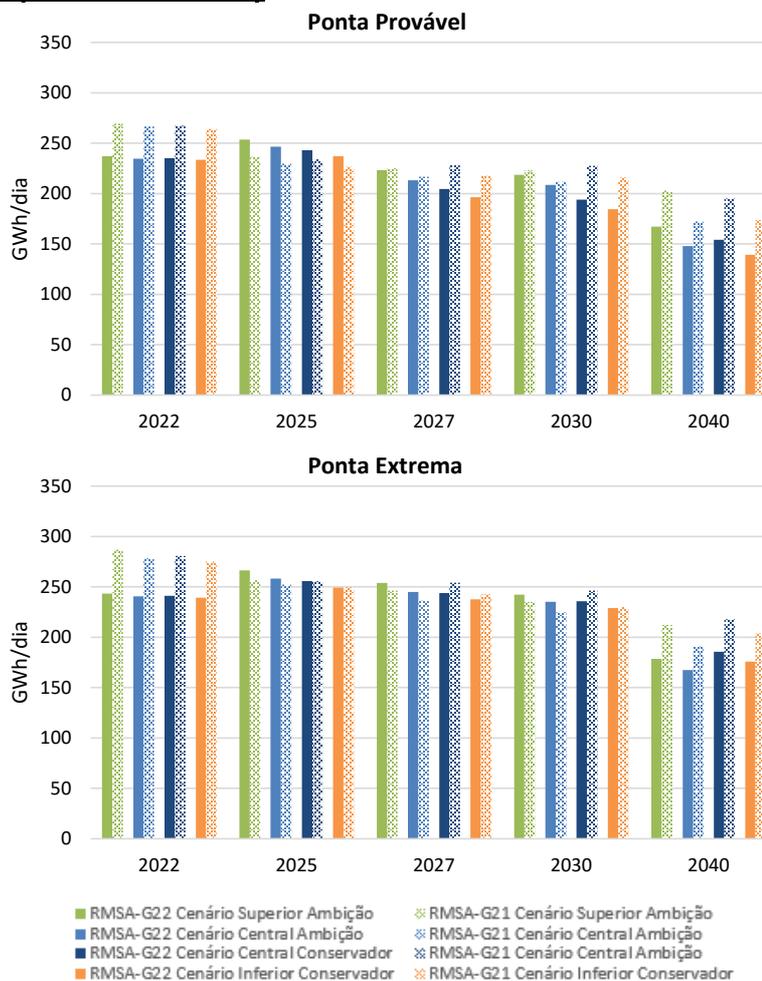


Mercado de Eletricidade





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 excecionalmente 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 invernais 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>	<i>0,28</i>	<i>5,9</i>
<i>Essential social services</i>	<i>0,13</i>	<i>2,7</i>
<i>Small and medium sized enterprises</i>	<i>0,66</i>	<i>13,9</i>
<i>Subtotal (Essential social services + Small and medium sized enterprises)</i>	<i>0,79</i>	<i>16,6</i>
<i>Total - Protected Costumers</i>	<i>1,07</i>	<i>22,4</i>
<i>Total</i>	<i>4,75</i>	<i>-</i>

Fonte: DGEG

A procura dos clientes protegidos totalizou, em 2016, um valor de 1,07 mil milhões de m³.

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:

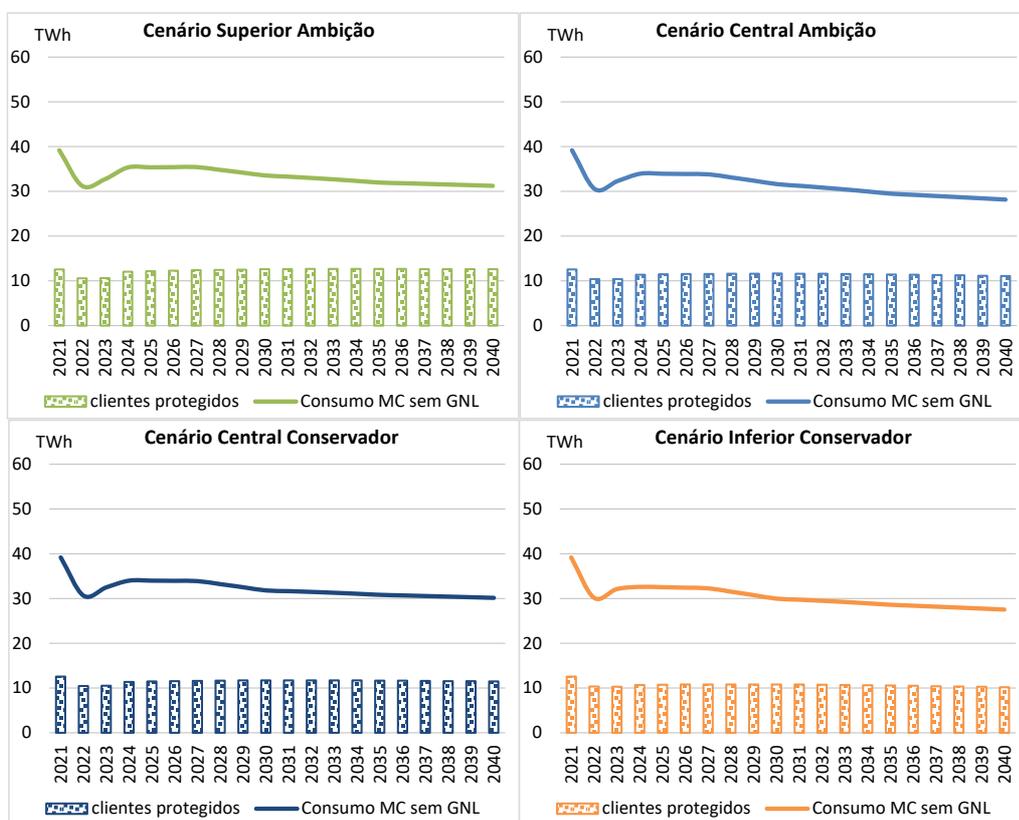
- **Mercado Convencional sem GNL:** para 2016 a procura dos clientes protegidos deste mercado corresponde à procura do sector residencial (deduzida da procura estimada do sector residencial abastecido por UAG) acrescido de 16,6% da procura total de gás sem GNL, que representa o peso da procura dos outros 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 2021, da procura das UAG's das distribuidoras e após 2021 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 notificado à CE.

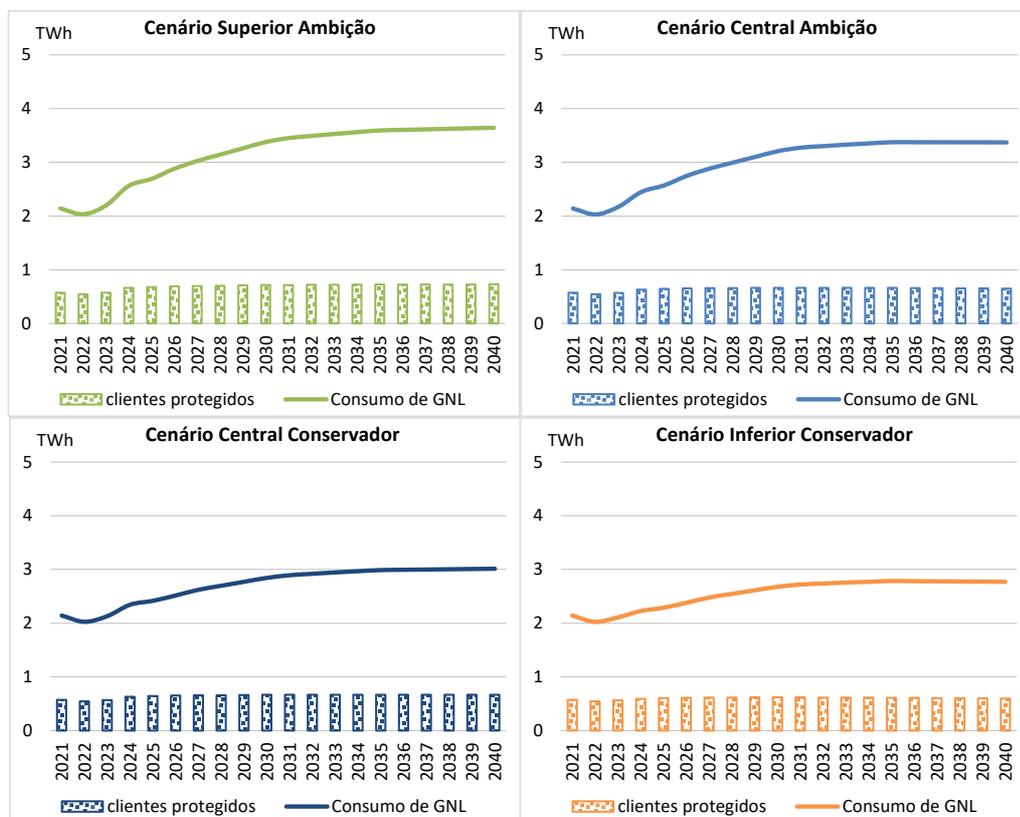
A Figura 47 mostra a evolução prevista da procura dos clientes protegidos para os cenários desenvolvidos.

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 disponíveis na REN e que remontam a 1941. 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 6,75°C e 1,34°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 GiveWin/PcGive que dispõe do teste de normalidade proposto em Doornik e Hansen (1994). A estatística de teste calculada foi de 6,5 o que, a um nível de significância de 10%, 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 4,11°C. Dito de outra maneira, a probabilidade de, num determinado ano, ocorrer uma média móvel de 7 dias igual ou inferior a 4,11°C é de uma vez em cada 20 anos.

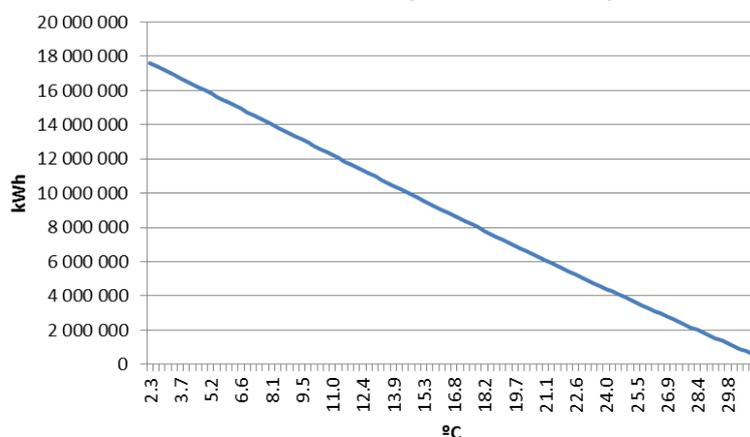
Para avaliar o impacto de uma série de 7 dias com temperaturas extremamente frias é necessário construir um modelo de previsão que permita simular a ocorrência dessas condições e depois calcular o seu impacto expresso em função da procura anual total. Para modelizar a evolução da procura diária de gás 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 2000 e não em 1997, pois só a partir de 2000 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 e 2013. 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.

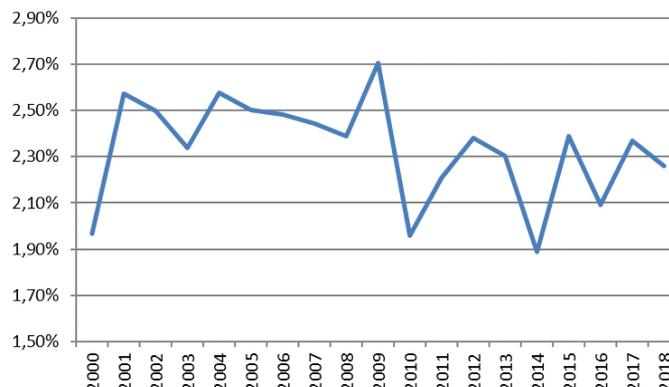
Para estimar o impacto de um conjunto de 7 dias de frio com uma média de 4,11°C na procura de gás há que realizar análises de sensibilidade em que se compara a procura ajustada em condições verificadas com aquela que teria ocorrido se as temperaturas fossem na ordem dos 4,11°C por um período de 7 dias, 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 2000 e 2018. 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 obtém-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 2016, 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 2,68% da procura anual.

Em termos previsionais bastará aplicar esta percentagem à procura anual prevista dos clientes protegidos.

Alínea b) artigo 6º

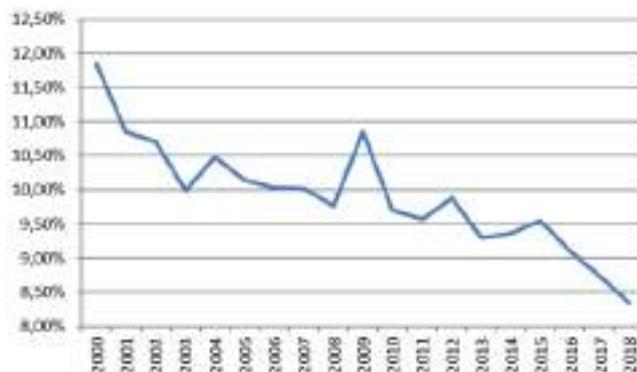
Para o cumprimento da obrigação de garantia de abastecimento de 30 dias de procura excepcionalmente elevado aos clientes protegidos, decidiu-se realizar uma análise estatística das temperaturas médias em períodos de 30 dias observadas em cada ano entre 1941 e 2018.

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 2000 e 2018 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 11,84%. 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 inverniais médias, é necessário determinar quais são essas condições inverniais médias. Para isso recorreu-se novamente às séries de temperaturas médias diárias entre 1941 e 2018 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 inverniais 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%)
Dez	10,62	1,22	2,4
Jan	9,94	1,11	2,2
Fev	10,75	1,21	2,4

De seguida, para cada ano (de 2000 a 2018) 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 Inverniais médias, sobre a procura anual é de 9,22%.

Procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento

Os pesos da procura anual obtidos para os diferentes períodos estão ilustrados na Tabela 8.

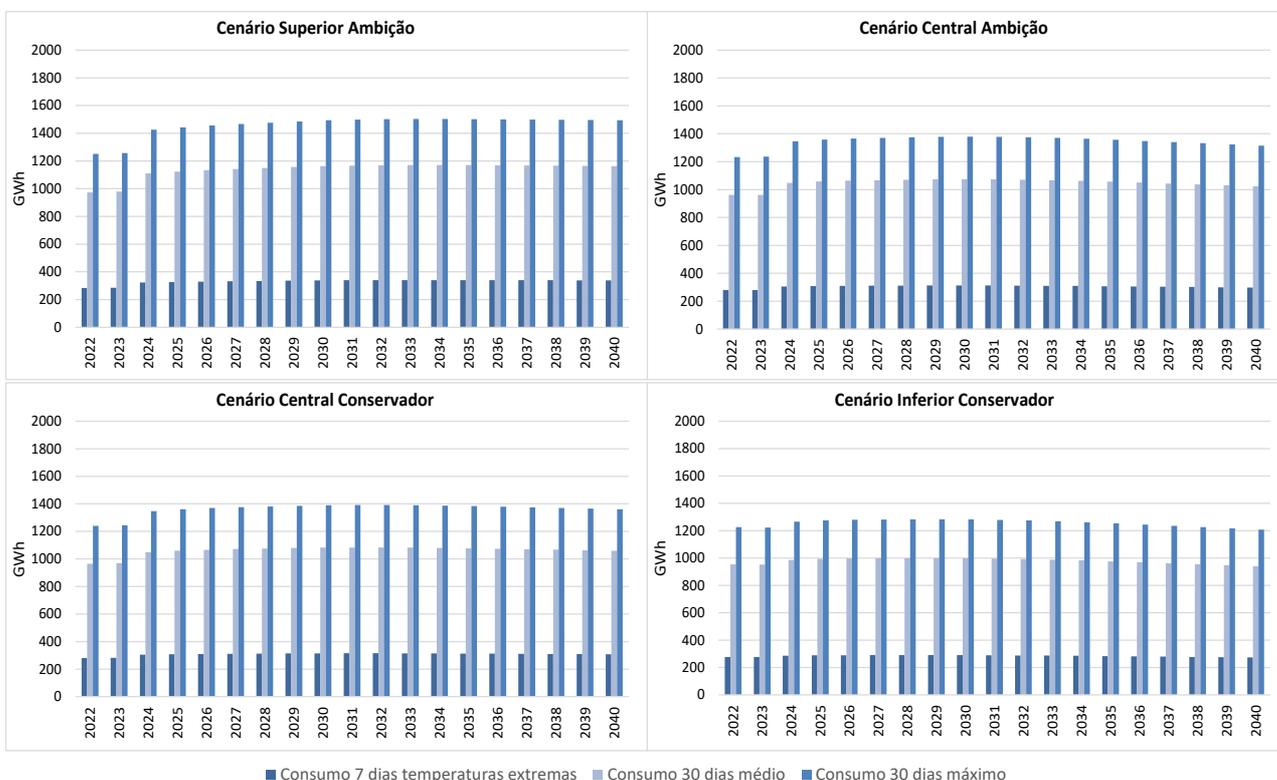
TABELA 8 – PESOS DA PROCURA ANUAL OBTIDOS PARA OS DIFERENTES PERÍODOS E CONDIÇÕES DE TEMPERATURA, A APLICAR AOS CLIENTES PROTEGIDOS

Condições impostas pelo artigo 6º	Pesos
7 dias em condições de temperatura extrema	2,68%
30 dias em condições de temperatura extrema	11,84%
30 dias em condições inverniais médias	9,22%

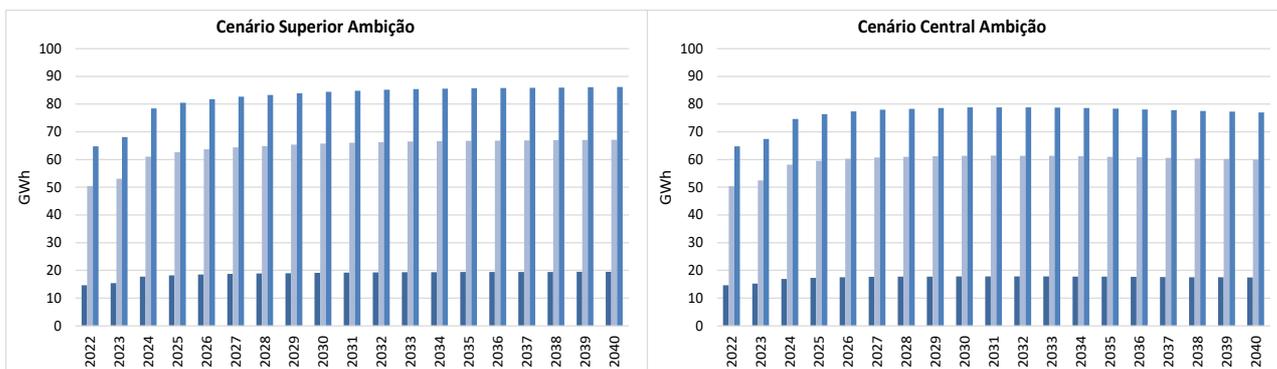
A partir dos pesos obtidos e dos cenários da procura para os clientes protegidos, obtém-se a evolução anual prevista da procura para os requisitos mínimos das normas de aprovisionamento. Os resultados são apresentados na Figura 51 para todos os cenários.

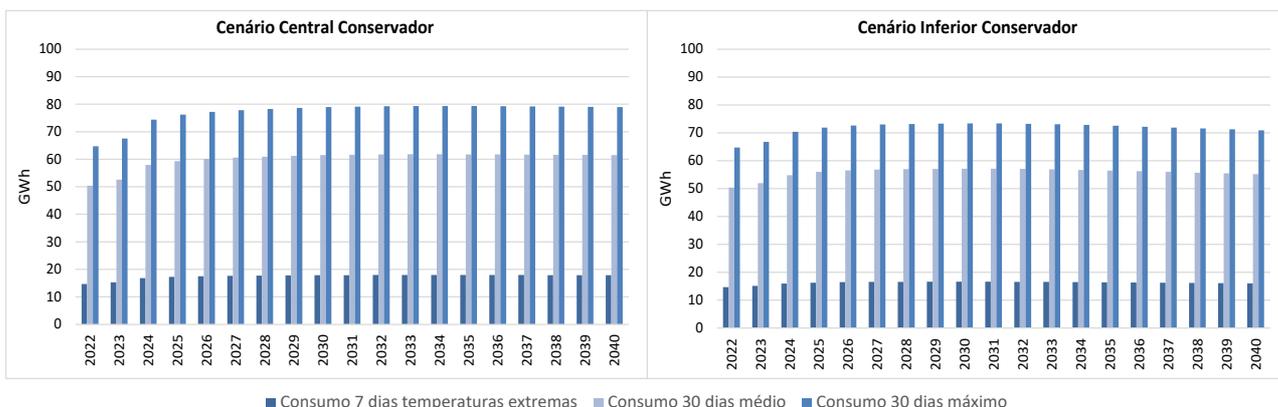
FIGURA 51 – EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS PARA OS REQUISITOS MÍNIMOS DAS NORMAS DE APROVISIONAMENTO DO REGULAMENTO (EU) 2017/1938

Mercado Convencional sem GNL



Mercado de GNL





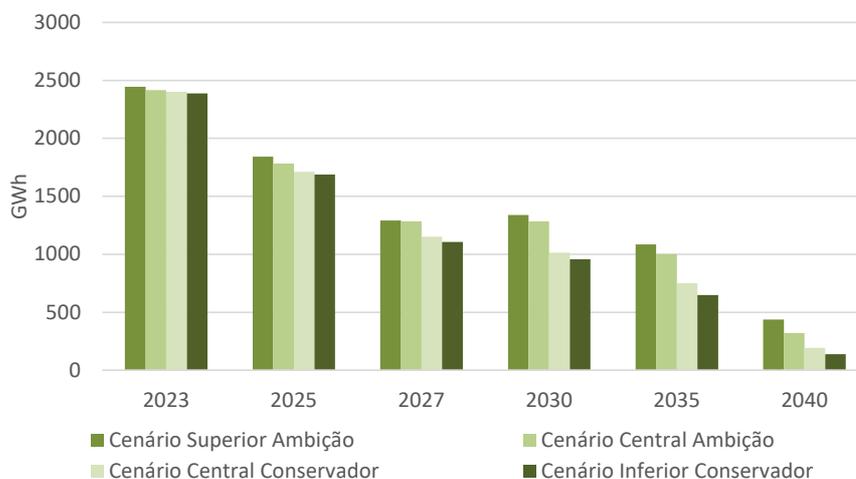
Obrigações adicionais para aprovisionamento de gás aos centros electroprodutores

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 excecionalmente 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 cada estágio simulado, 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%.

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

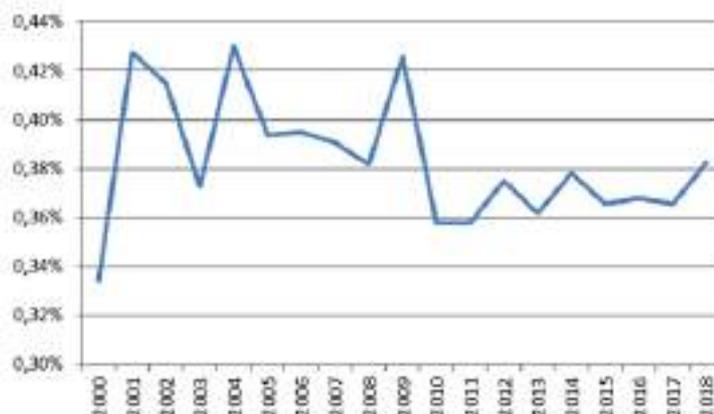
"Os Estados-Membros [...] asseguram que sejam tomadas as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 [...] possa [...] satisfazer a procura total de gás 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 2000 e 2018, 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 4,11°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



A média dos valores estimados para cada ano é de cerca de 0,37% e é este o valor usado na previsão da ponta extrema ao abrigo do artigo 5º do regulamento, no mercado convencional.

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 excepcionalmente 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.

Desta feita, optou-se por construir um método de trabalho que associasse a probabilidade de ocorrência da ponta à probabilidade de ocorrência de condições de temperatura extremas.

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 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, correspondente a 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%.



6

ANEXOS

REN 



6

ANEXOS

ANEXO III

PRINCIPAIS RESULTADOS

(em formato apresentação sintética)

REN 

RMSA Gás 2022 (RMSA-G 2022)

Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento
do SNG 2023-2040

Resultados

07 fevereiro

2023

Índice

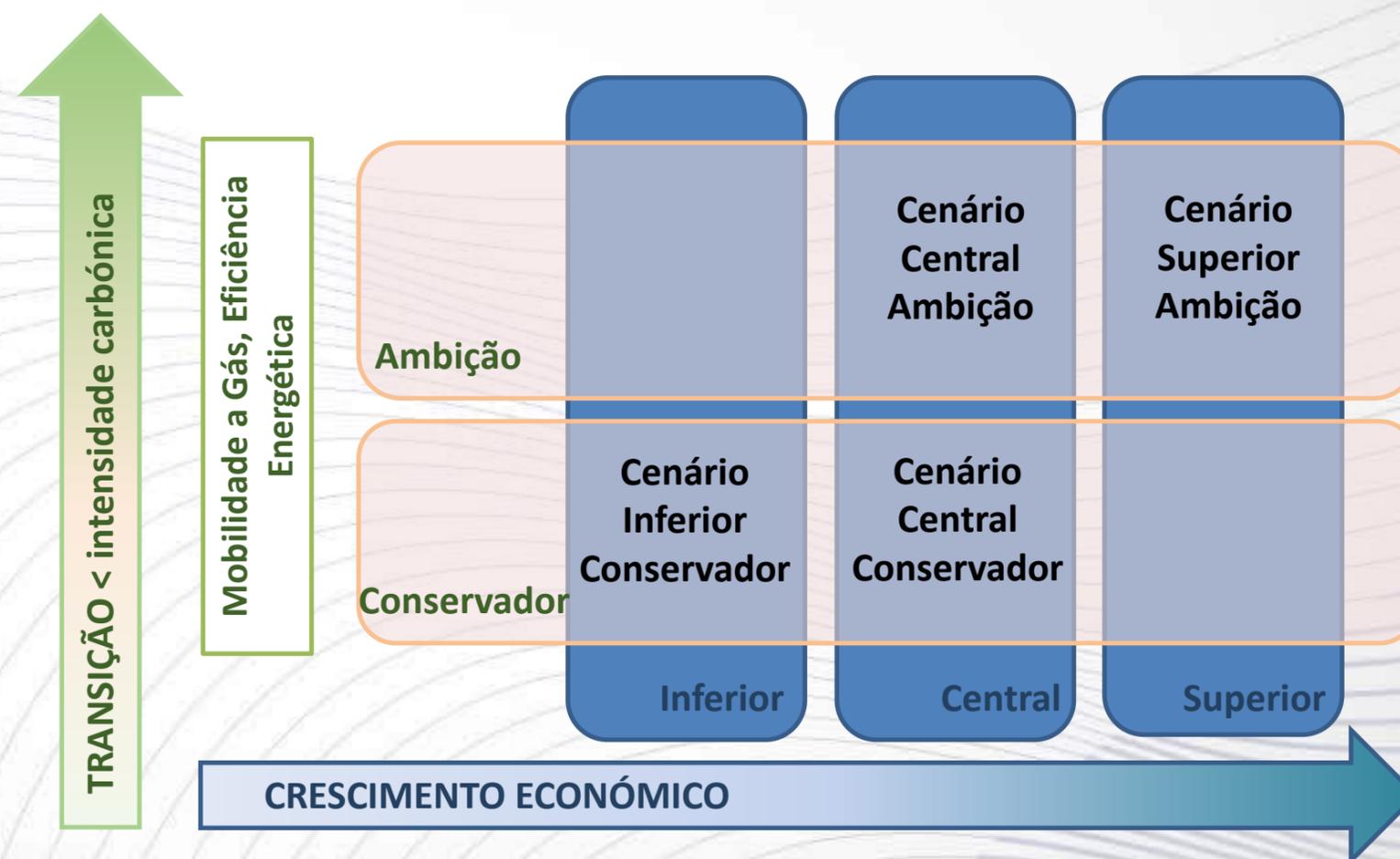
- 1. Procura**
- 2. Oferta**
- 3. Trajetórias em Análise**
- 4. Segurança de Abastecimento**
- 5. Ambiente**
- 6. Considerações finais**

Procura (1/10)

Combinação das diferentes dimensões na construção dos cenários de procura do Mercado Convencional

Foram 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 CO₂. 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 CO₂ 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 (2/10)

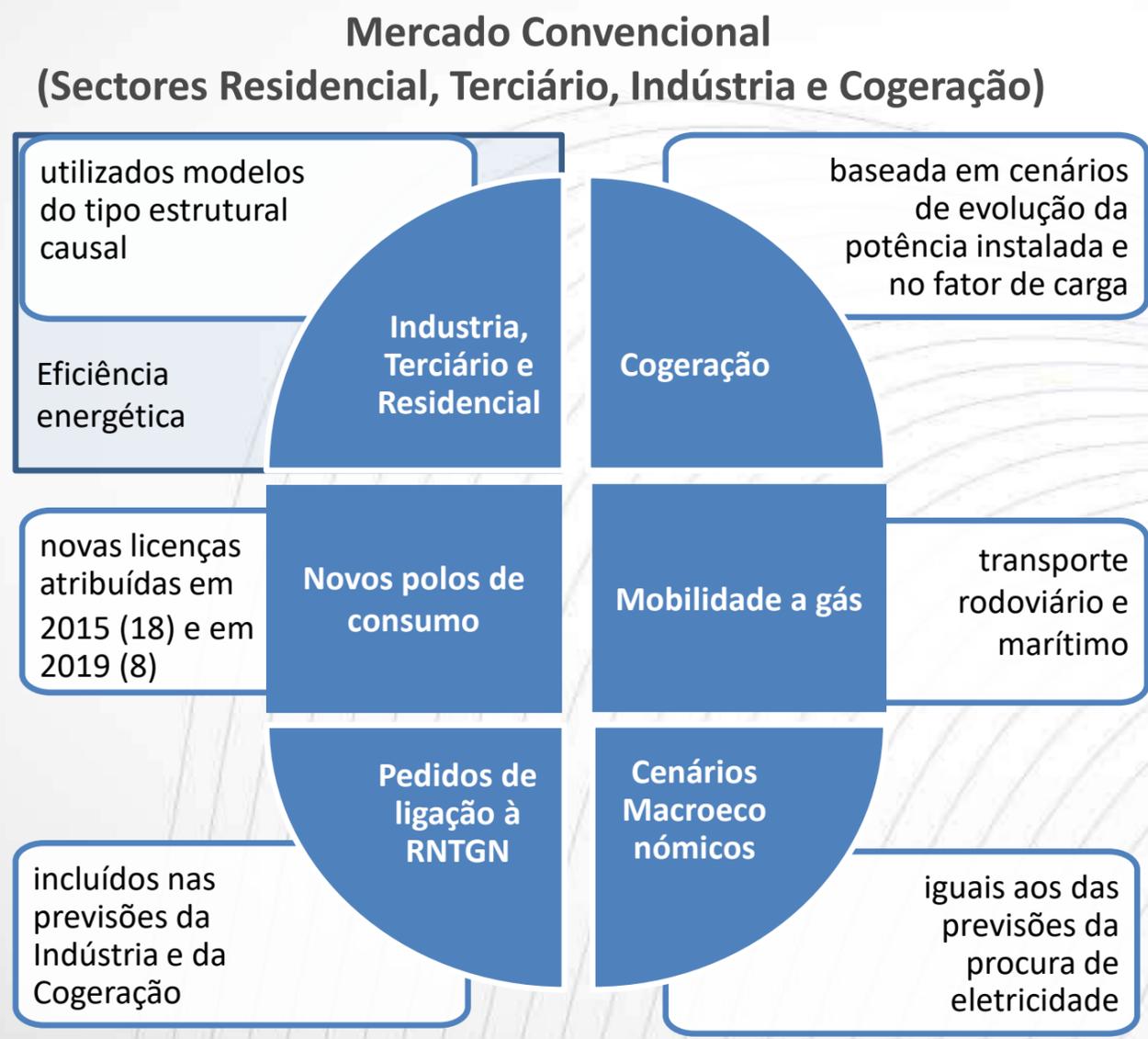
Caraterização dos cenários desenvolvidos

- 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

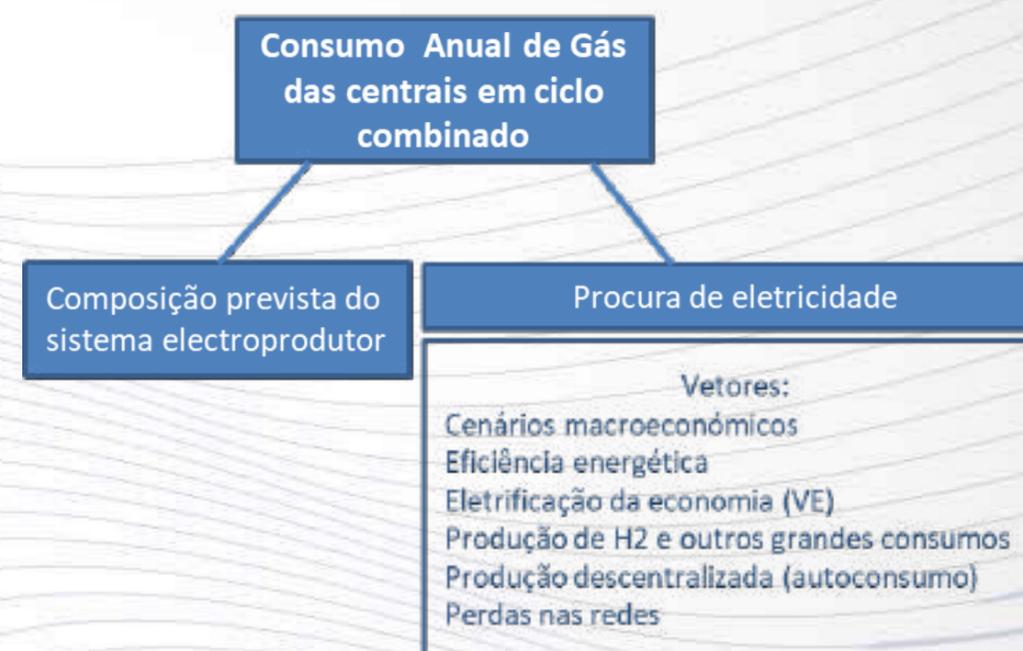


Procura (3/10)

Principais vetores dos mercados analisados



Mercado da Eletricidade (RMSA-E)



Da consulta a diversos *stakeholders* (construtores e operadores logísticos), identificou-se um potencial de crescimento da utilização do gás, nomeadamente no transporte rodoviário pesado e transporte marítimo

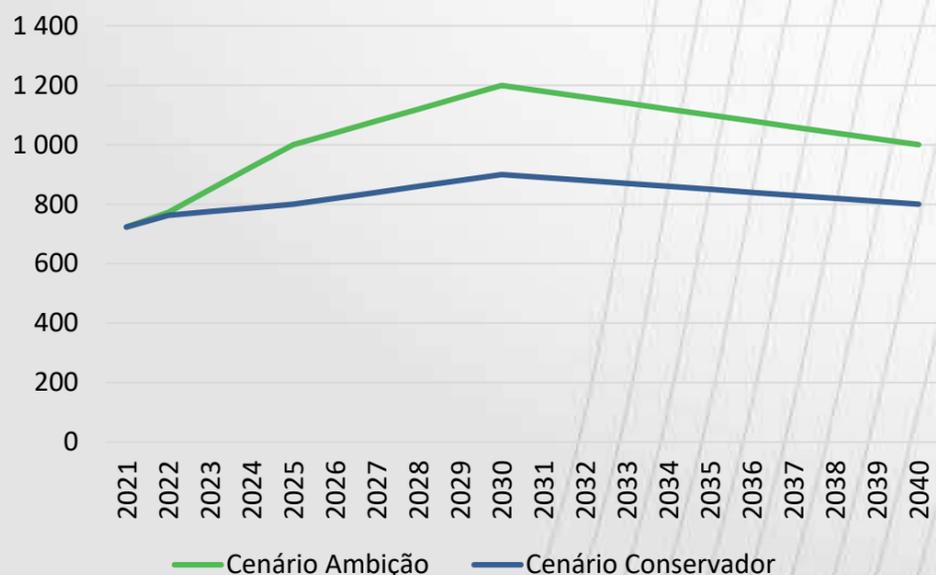
Mobilidade Rodoviária Pesada (nº veículos)

Anos	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2022	773	763	366	364
2025	1 000	800	750	500
2030	1 200	900	1 500	1 000
2040	1 000	800	1 250	900

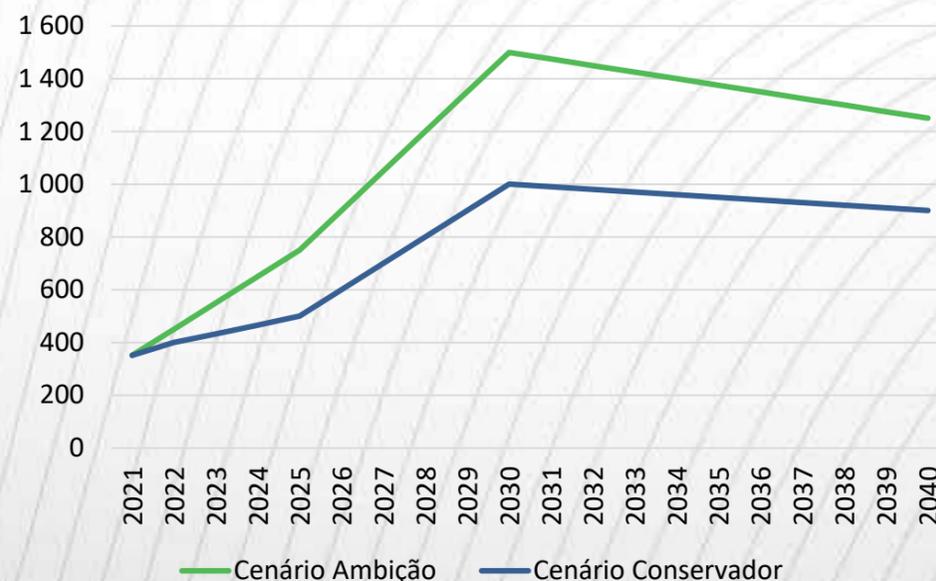
Bancas Marítimas (GWh)

Anos	Cenário Ambição	Cenário Conservador
2023	5	2
2025	5	2
2030	251	161
2040	600	390

Pesados de Passageiros



Pesados de Mercadorias



- No transporte marítimo os cenários de evolução da procura de GNL 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.
- Prevê-se, numa fase inicial, o abastecimento *truck to ship*, e, a partir de 2025, o abastecimento *ship to ship*, momento a partir do qual se garante um incremento das quantidades fornecidas

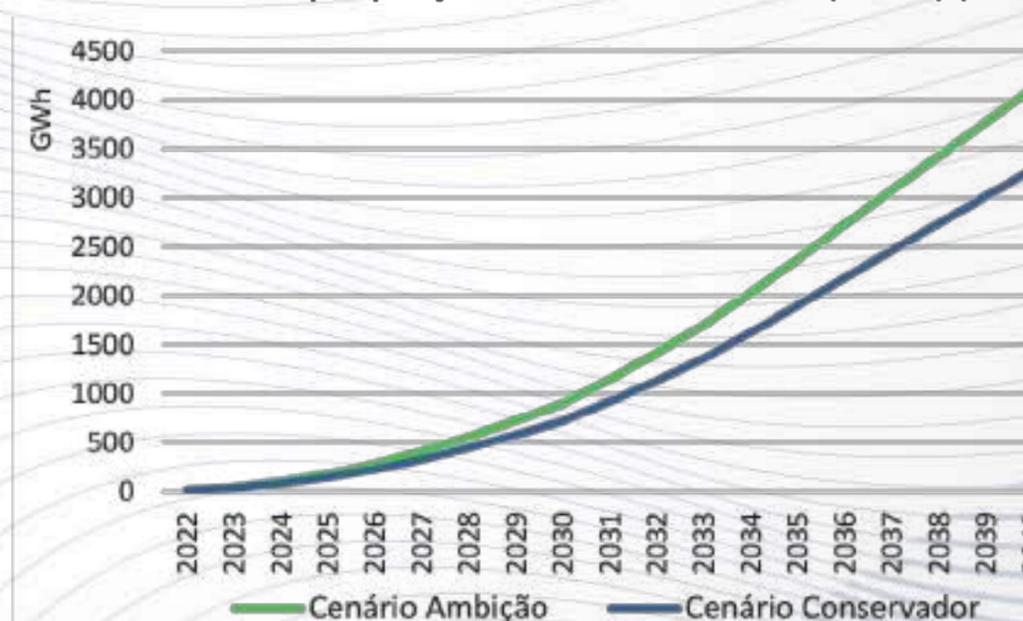
São incorporadas perspetivas de evolução das poupanças de gás decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços alicerçadas na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE) para os horizontes 2030 e 2040 e no Plano de Poupança de Energia 2022/2023 (PPE 2022/2023).

Previsão das poupanças no consumo de gás nos edifícios (ELPRE) (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
897	3218	718	2574

As poupanças anuais acumuladas previstas ascendem em 2040 a cerca de 4 115 GWh no cenário Ambição (2 171 GWh no Residencial e 1 944 GWh nos Serviços) e 3 292 GWh no cenário Conservador (1 737 GWh no Residencial e 1 555 GWh nos Serviços)

Previsão das poupanças anuais incrementais (ELPRE) (GWh)



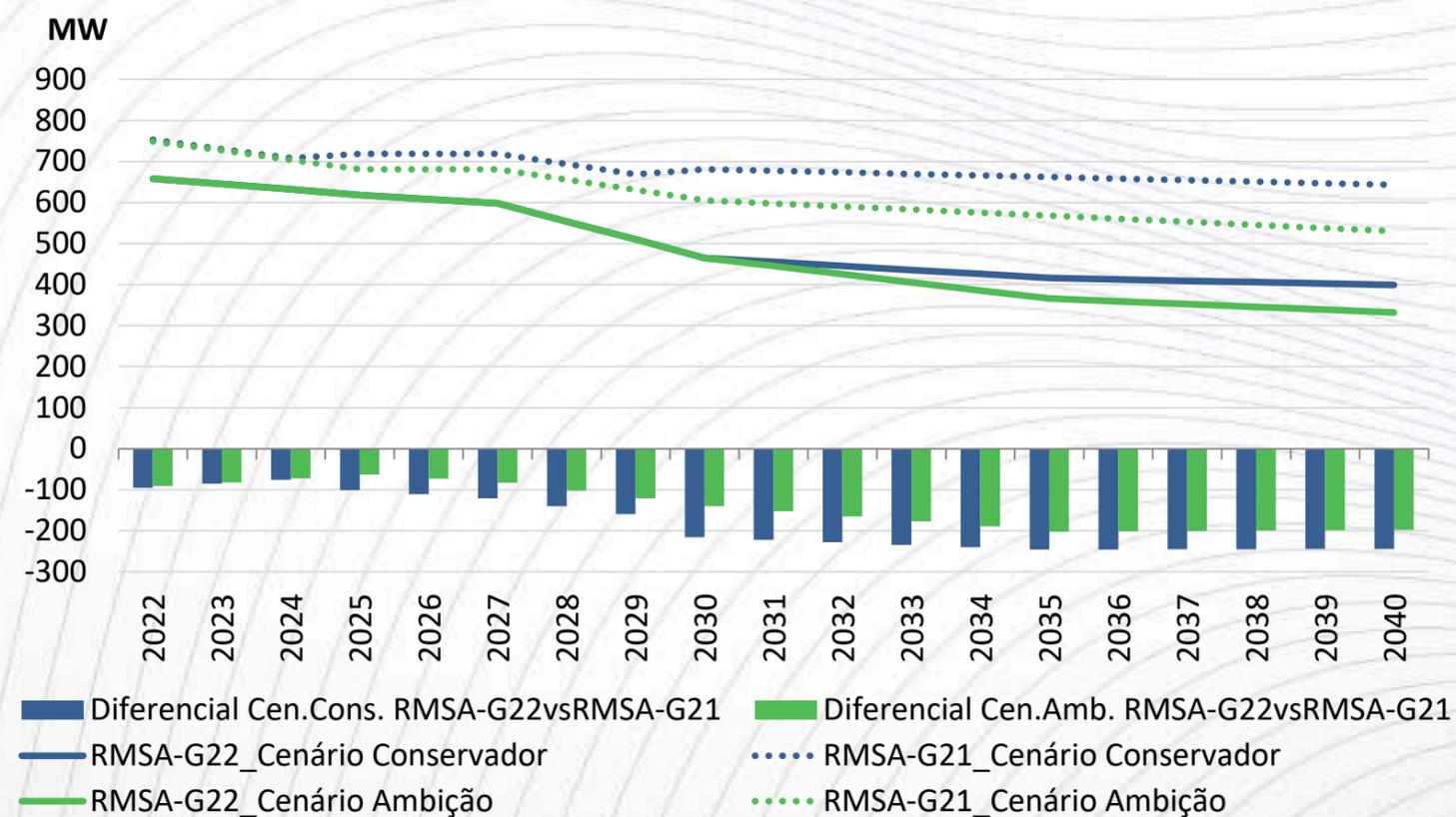
- A ELPRE responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado. As medidas constantes desta reforma, compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas/equipamentos 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.
- O Plano de Poupança de Energia 2022-2023, aprovado pela RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro de 2022, também foi tido em consideração, definindo um conjunto de medidas para a redução do consumo energético nos setores da administração pública e privado em 2022 e 2023 (cenário Ambição 1 307 GWh em 2022 e 803 GWh em 2023; cenário Conservador 1 046 GWh em 2022 e 642 GWh em 2023).

1

Procura (6/10)

Cogeração a Gás

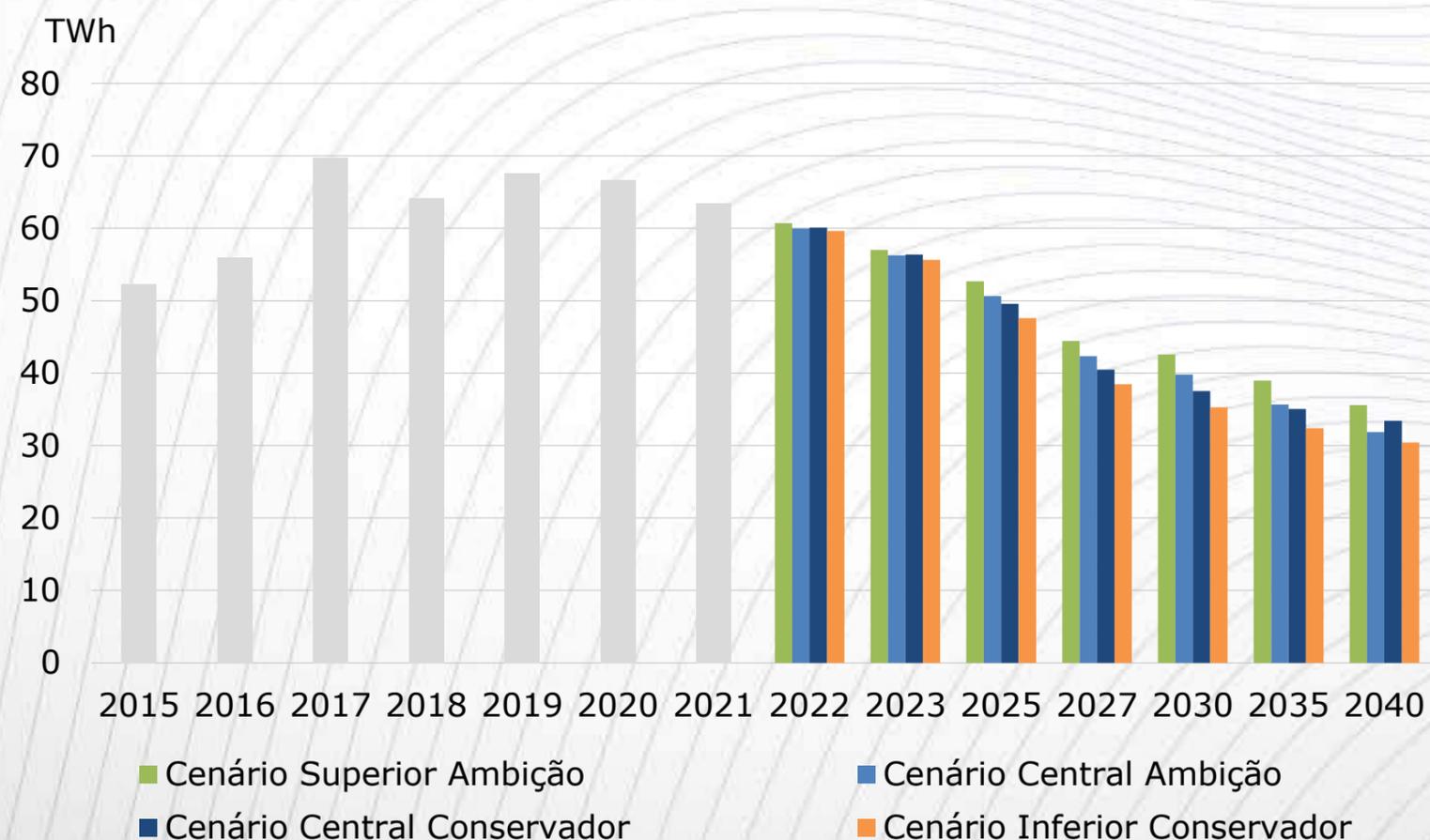
Os cenários de evolução da potência instalada em cogeração não renovável (RMSA-E 2022) apresentam valores bastante inferiores comparativamente ao exercício de previsão anterior. A tendência decrescente ao longo do período de previsão agrava-se, com impacte significativo no consumo de gás no médio e longo prazo. Em 2021 o consumo da Cogeração representou cerca de 22% do consumo total de gás natural.



Procura (7/10)

Evolução do consumo anual de Gás

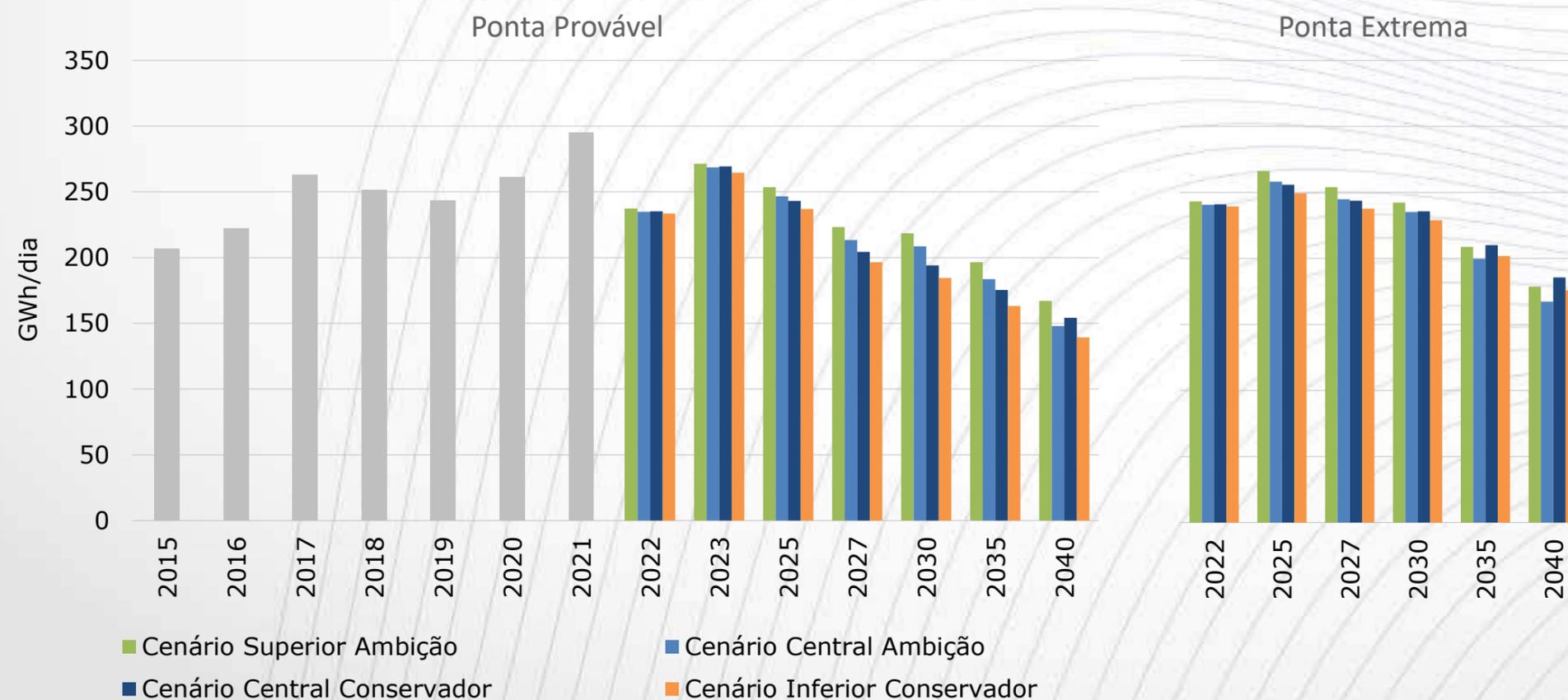
- O Cenário Superior Ambição determina o limite superior da procura prevista de gás
- Os cenários beneficiam de efeitos contrários: no Mercado Convencional há um incremento da procura devido à maior penetração do gás nos transportes, mas, por outro lado, há uma redução por via da implementação de medidas de eficiência energética. 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 35 e 43 TWh em 2030 e entre 30 e 36 TWh em 2040



Procura (8/10)

Evolução das pontas de consumo de Gás (RNTG)

- Entre 2022 e 2030 o cenário Superior Ambição delimita superiormente as pontas extremas de consumo, sendo a partir desse horizonte são delimitadas pelo cenário Central Conservador.
- As pontas extremas previstas para 2030 variam entre 229 e 242 GWh/dia. No horizonte 2040 variam entre 167 e 186 GWh/dia
- Em função dos cenários, as previsões das pontas prováveis apontam em 2030 para valores que variam entre 184 e 219 GWh/dia. Para 2040 as pontas variam entre 139 e 167 GWh/dia



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

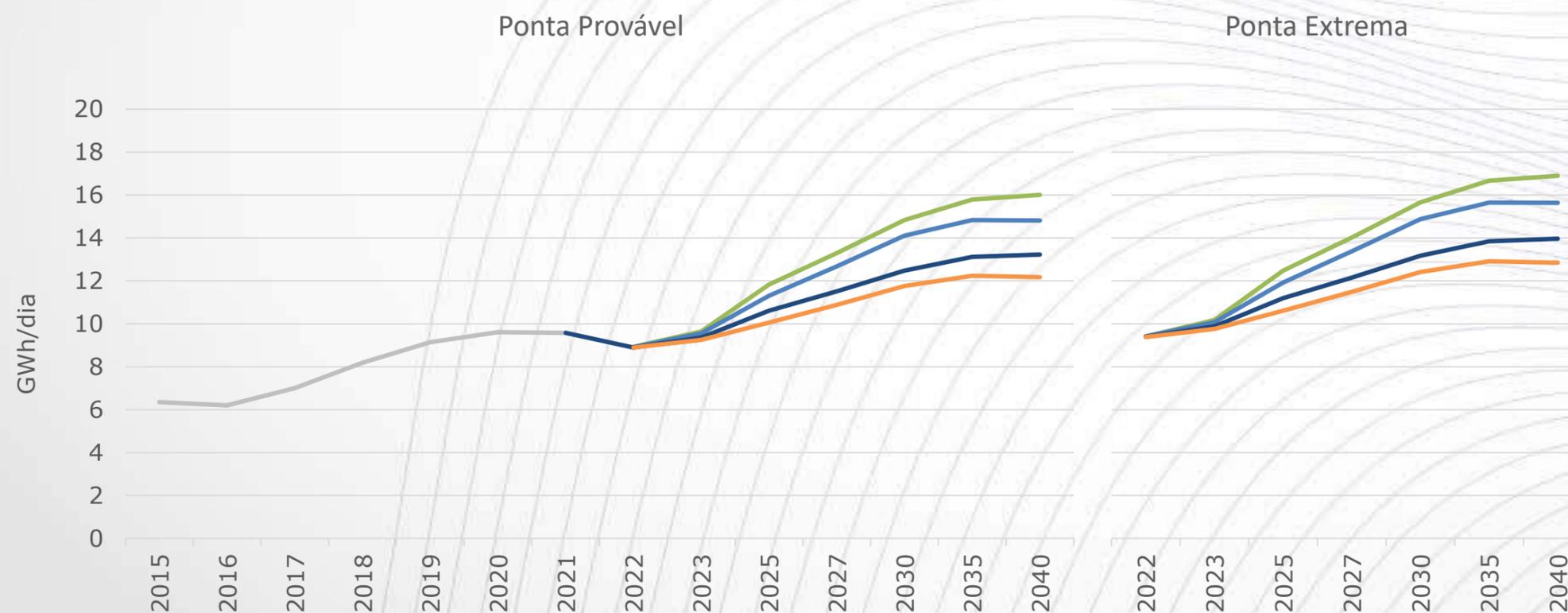
RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás

1

Procura (9/10)

Evolução das pontas de consumo de GNL (UAG) (*)

Com o crescente impacte da mobilidade na procura de gás, 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 12 GWh/dia e 15 GWh/dia, na ponta provável, e entre 13 GWh/dia e 17 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 2016-2021, 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.

(*) Inclui aprovisionamento da UAG da Ilha da Madeira dado que o seu abastecimento é feito a partir do terminal de Sines

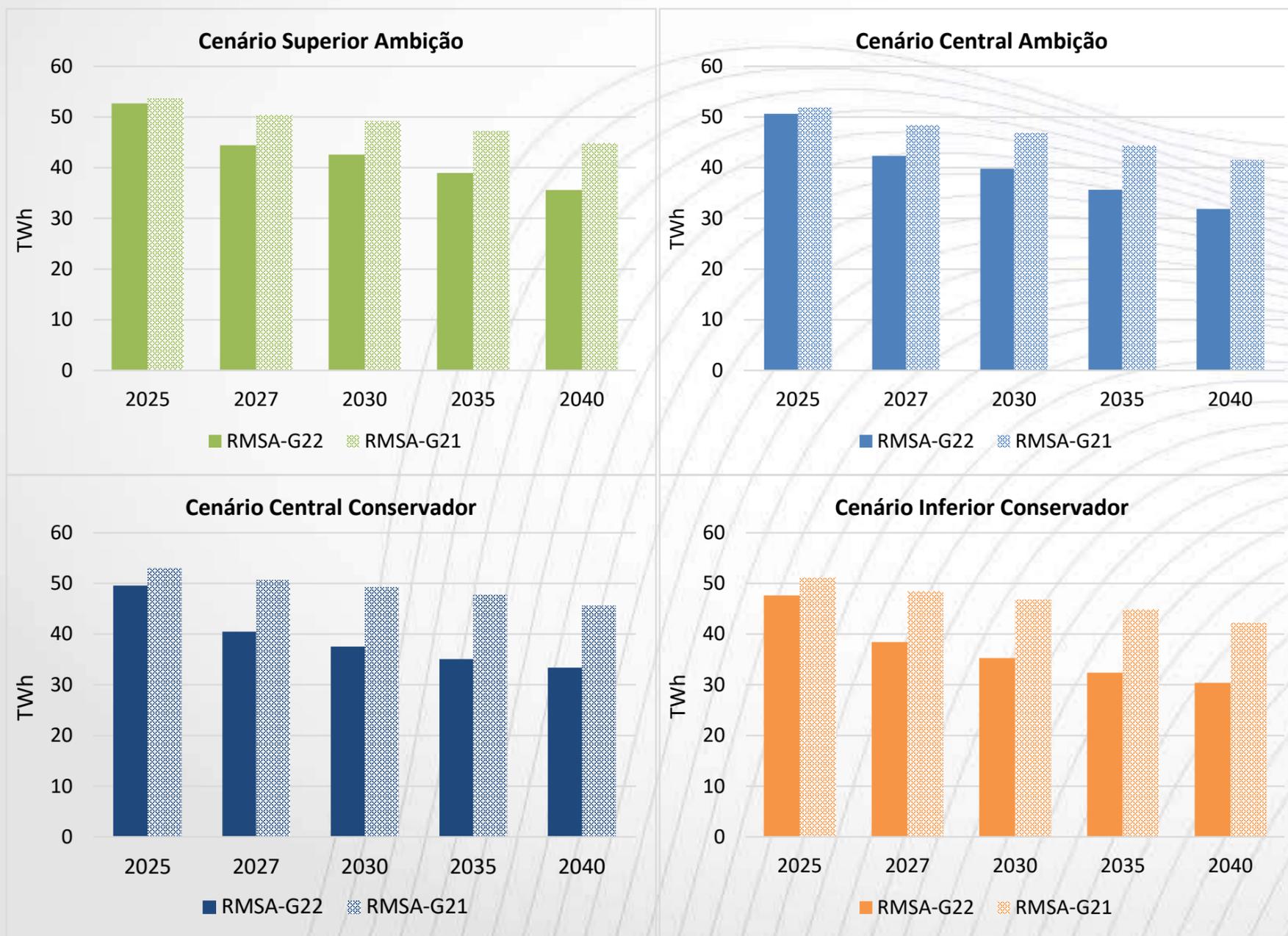
A Ponta Extrema do mercado de GNL é calculada mantendo a mesma relação entre ponta provável e ponta extrema do mercado convencional sem GNL.

GNL – Gás Natural Liquefeito
UAG – Unidade Autónoma de Gás
TGNL – Terminal de GNL

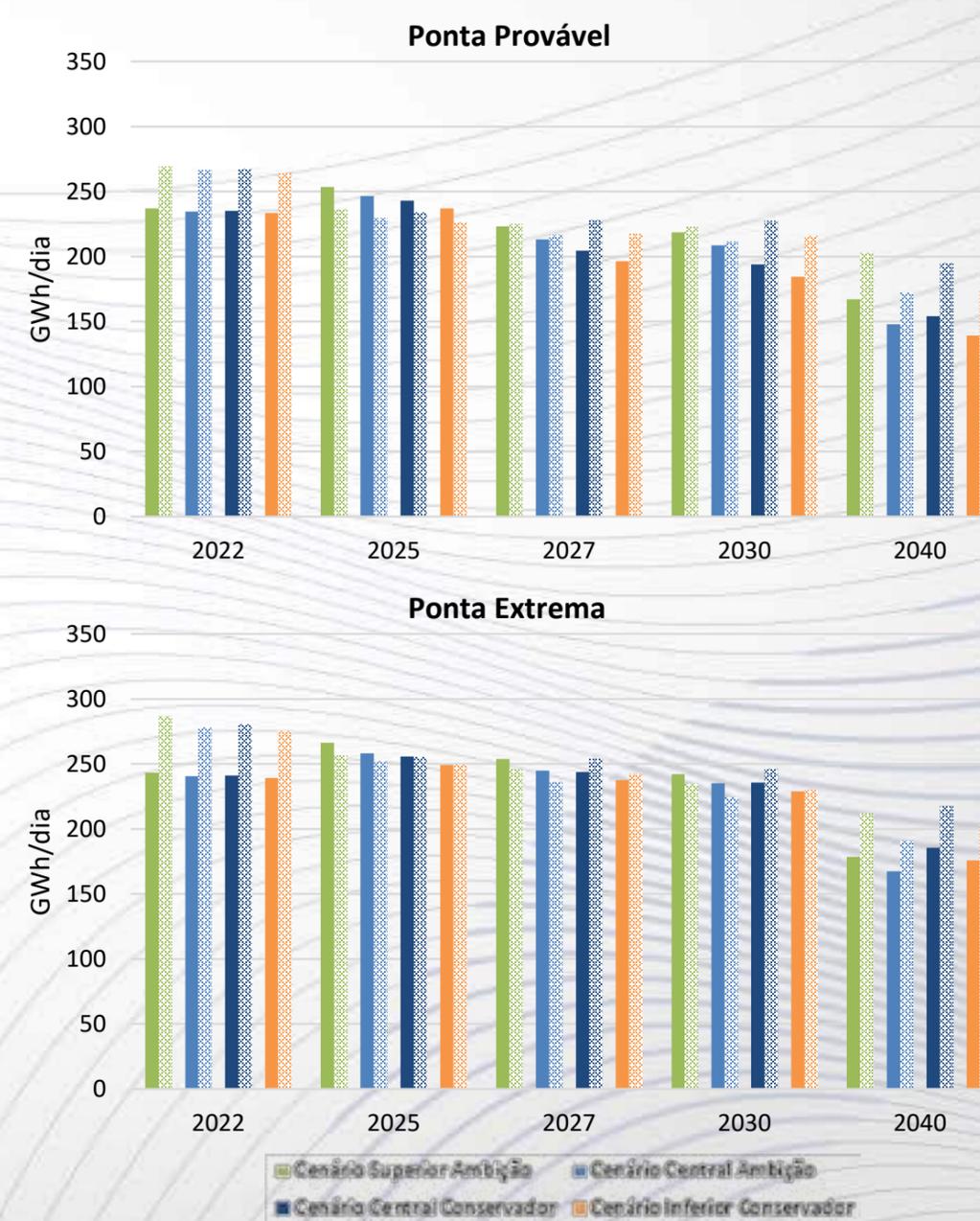
Procura (10/10)

Comparação RMSA-G 2022 vs RMSA-G 2021

Procura Anual (MC+ME)



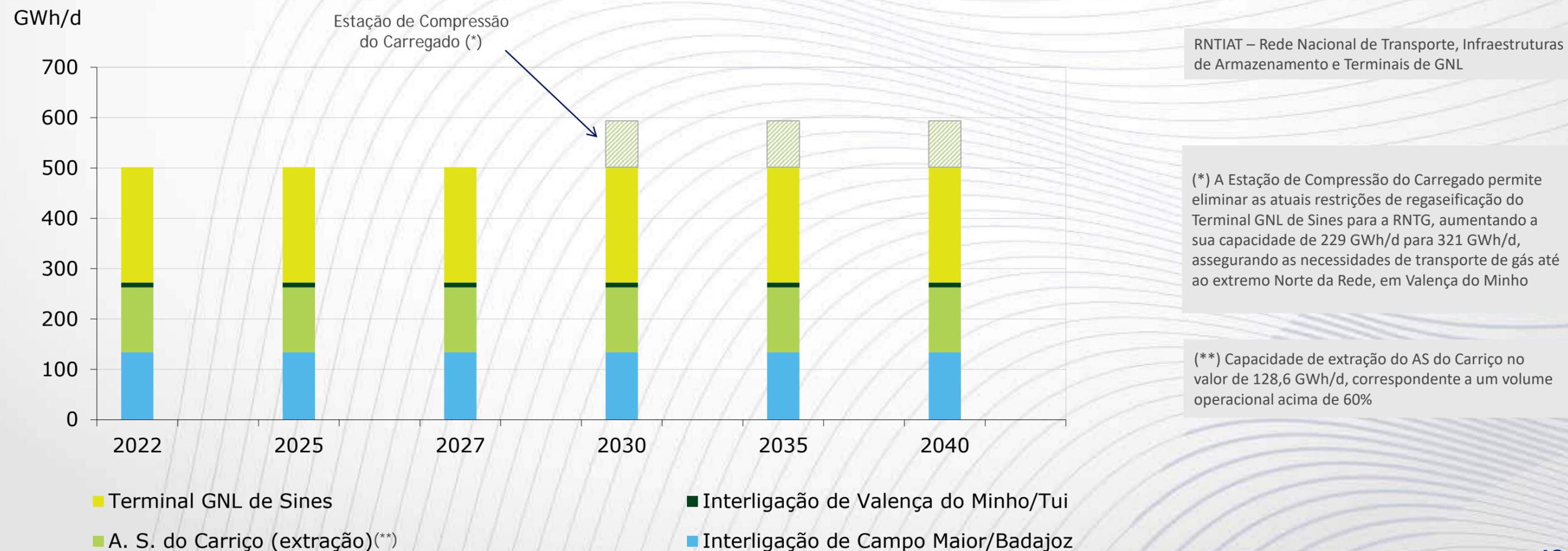
Pontas Diárias (MC s/GNL + ME)



Oferta (1/2)

Evolução da capacidade na ponta da RNTIAT

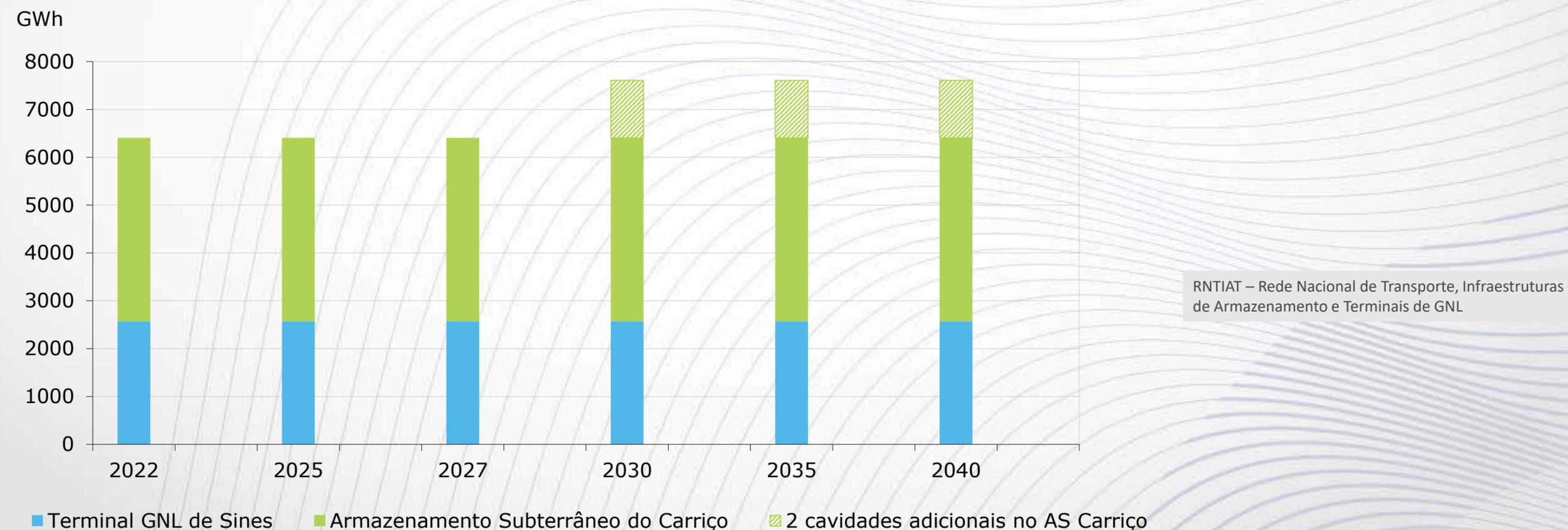
- A capacidade atualmente anunciada no *Virtual Interconnection Point* (VIP) entre Portugal e Espanha é de 144 GWh/d, correspondente a 134 GWh/d em Campo Maior e 10 GWh/d em Valença do Minho, o que se espera possa ser mantido durante o horizonte do estudo
- A capacidade de oferta da RNTIAT considerada no Teste de Stress não tem em conta a construção da Estação de Compressão do Carregado, que permite aumentar a capacidade de oferta do Terminal de GNL de Sines



Oferta (2/2)

Evolução do armazenamento da RNTIAT

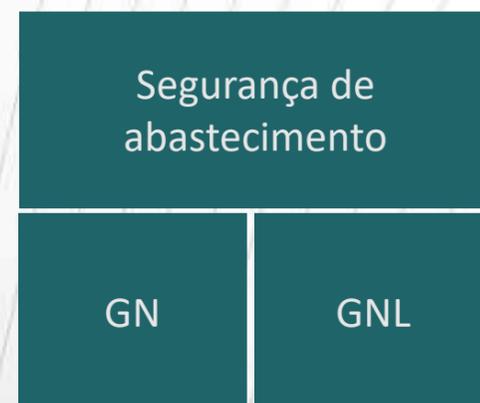
Relativamente ao armazenamento, no final de 2027 está prevista a entrada em serviço de duas novas cavernas de Armazenamento Subterrâneo no Carricho com uma capacidade total de 1 200 GWh a somar às atuais 6 cavernas do Armazenamento Subterrâneo no Carricho (3 839 GWh) e aos 3 tanques do Terminal GNL em Sines (2 569 GWh)



Trajetoórias em análise

Rela o entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

	Cenários da Procura		
Cenários de Oferta	Central Conservador	Central Ambi�o	Superior Ambi�o
Evolu�o expetável	Trajeto�ria Conservadora	Trajeto�ria Ambi�o (*)	Sensibilidade
Sistema existente	Sensibilidade		Teste de Stress



Análises complementares

- 1 Prioridade   interruptibilidade das centrais térmicas de Lares e da Tapada do Outeiro
- 2 Redu o da capacidade de extra o do armazenamento subterrâneo do Carriço (volume operacional inferior a 60%)
- 3 30 GWh/d de capacidade de importa o em Valença

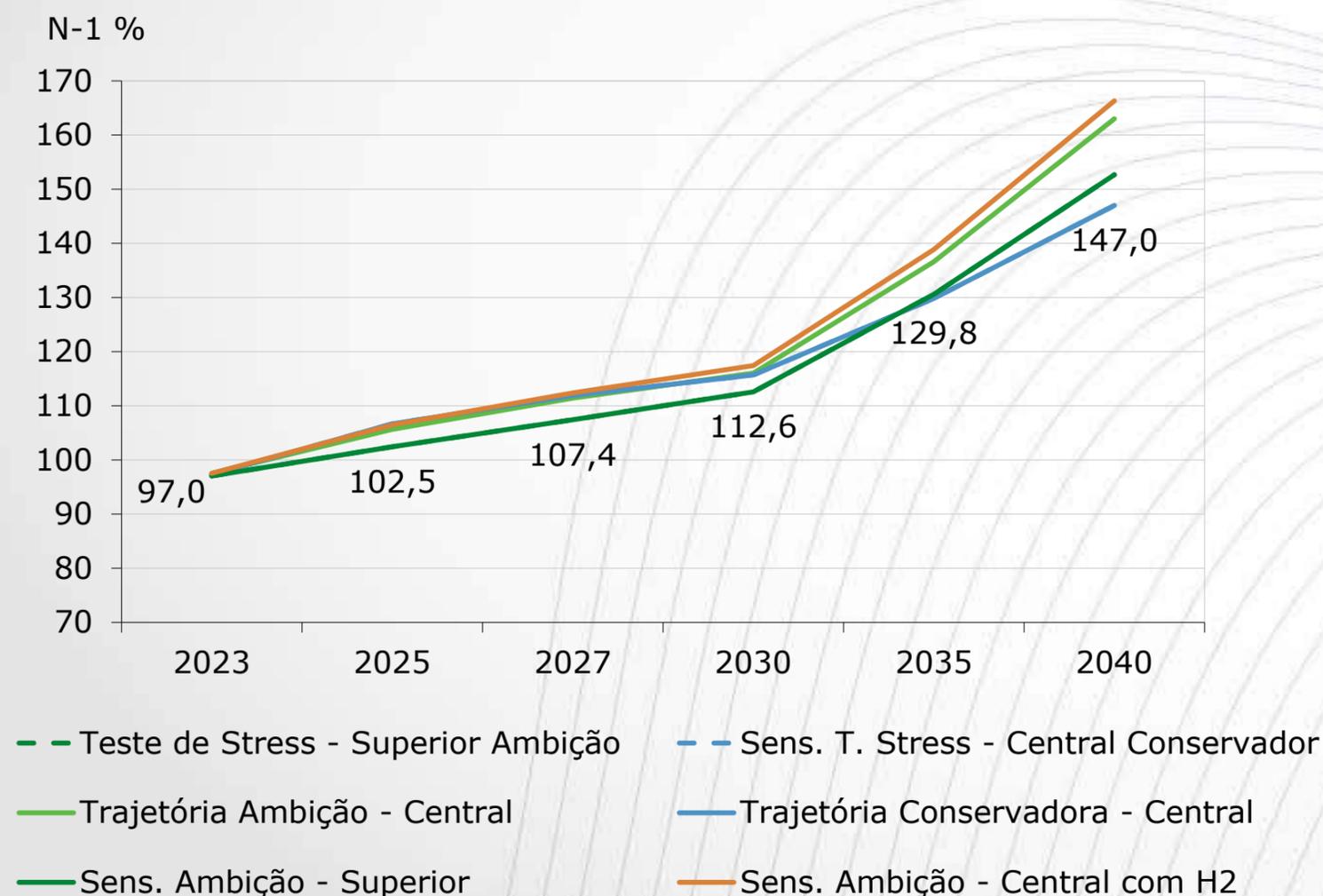
As Trajetórias avaliadas incorporam os cenários estabelecidos nos Cenários e Pressupostos da DGEG

(*) Sobre a Trajetória Ambi o   realizada uma sensibilidade para determina o dos potenciais impactes da inje o de H2 na rede, do ponto de vista de segurança de abastecimento (critério N-1) e da descarboniza o do SNG

Segurança de Abastecimento (1/7)

Capacidade de Ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

Perspetiva Gás (RNTG)



Norma das infraestruturas:

Fórmula N-1 (falha TGNL Sines) em dia de ponta excepcionalmente elevada (1 em 20 anos)

- No curto prazo, as atuais infraestruturas de oferta não permitem dar cumprimento à fórmula N-1 (falha do Terminal GNL Sines, correspondente a 46% capacidade total da RNTIAT, e ocorrência de pontas excepcionalmente elevadas).
- Esta situação altera-se a prazo, demonstrando os estudos que 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, existe o cumprimento da fórmula N-1.
- Da sensibilidade à Trajetória Ambição (Central), ao considerar a progressiva incorporação de H2* no SNG para efeitos de segurança de abastecimento, o contributo da oferta proporcionada pela injeção de H2 no indicador N-1 é de +1.4 pp em 2030 e +3.3 pp em 2040.

(*) Para efeito da cobertura da ponta, assumiu-se que o contributo das injeções de H2 na RNTG (GWh/d) corresponde à média diária da energia anual incorporada, tendo em consideração as concentrações de H2 em volume de gás acordadas: 5% em 2025; 10% em 2030; 15% em 2035 e 20% em 2040

Segurança de Abastecimento (2/7)

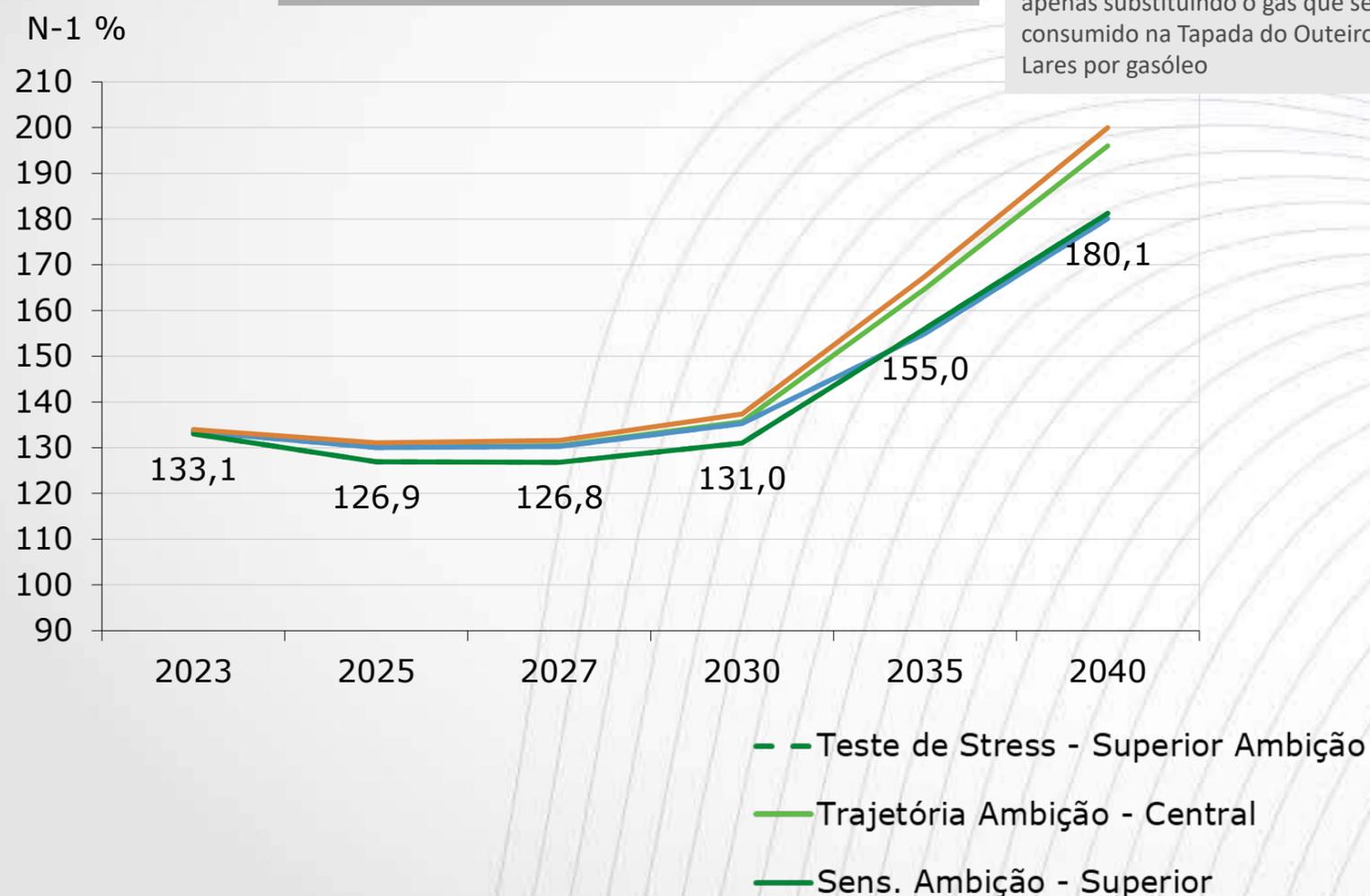
Capacidade de Ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

Interruptibilidade das centrais PRO: 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 PRO - MÁXIMO

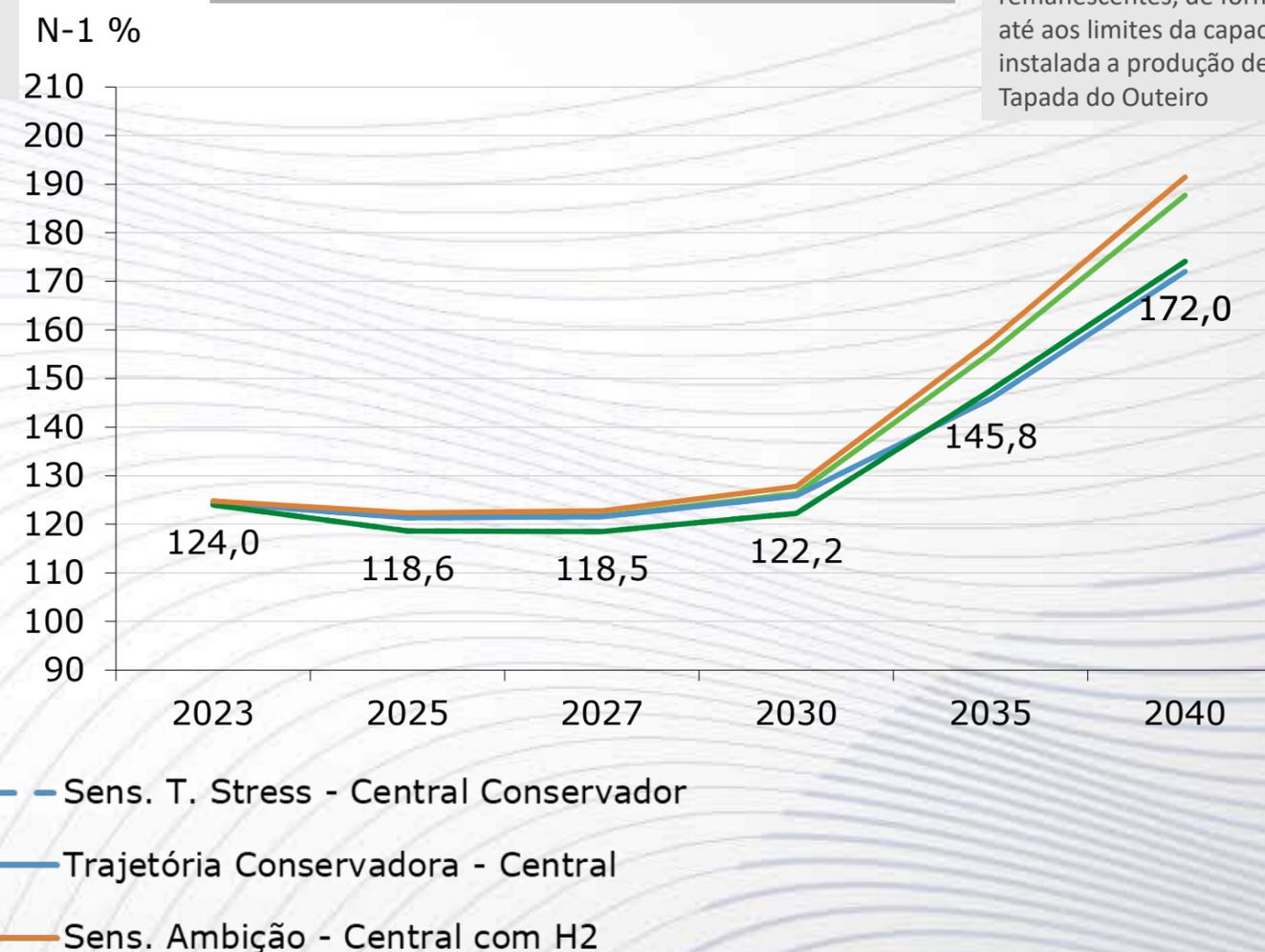
Interruptibilidade Máxima (teórica): Sem impactes no mercado elétrico, i.e. mantendo a ordem de mérito das centrais termoeletricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido na Tapada do Outeiro e Lares por gasóleo



1

Perspetiva Gás (RNTG) - Prioridade à interruptibilidade das centrais PRO - 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 em 2023. 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 (3/7)

Capacidade de Ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

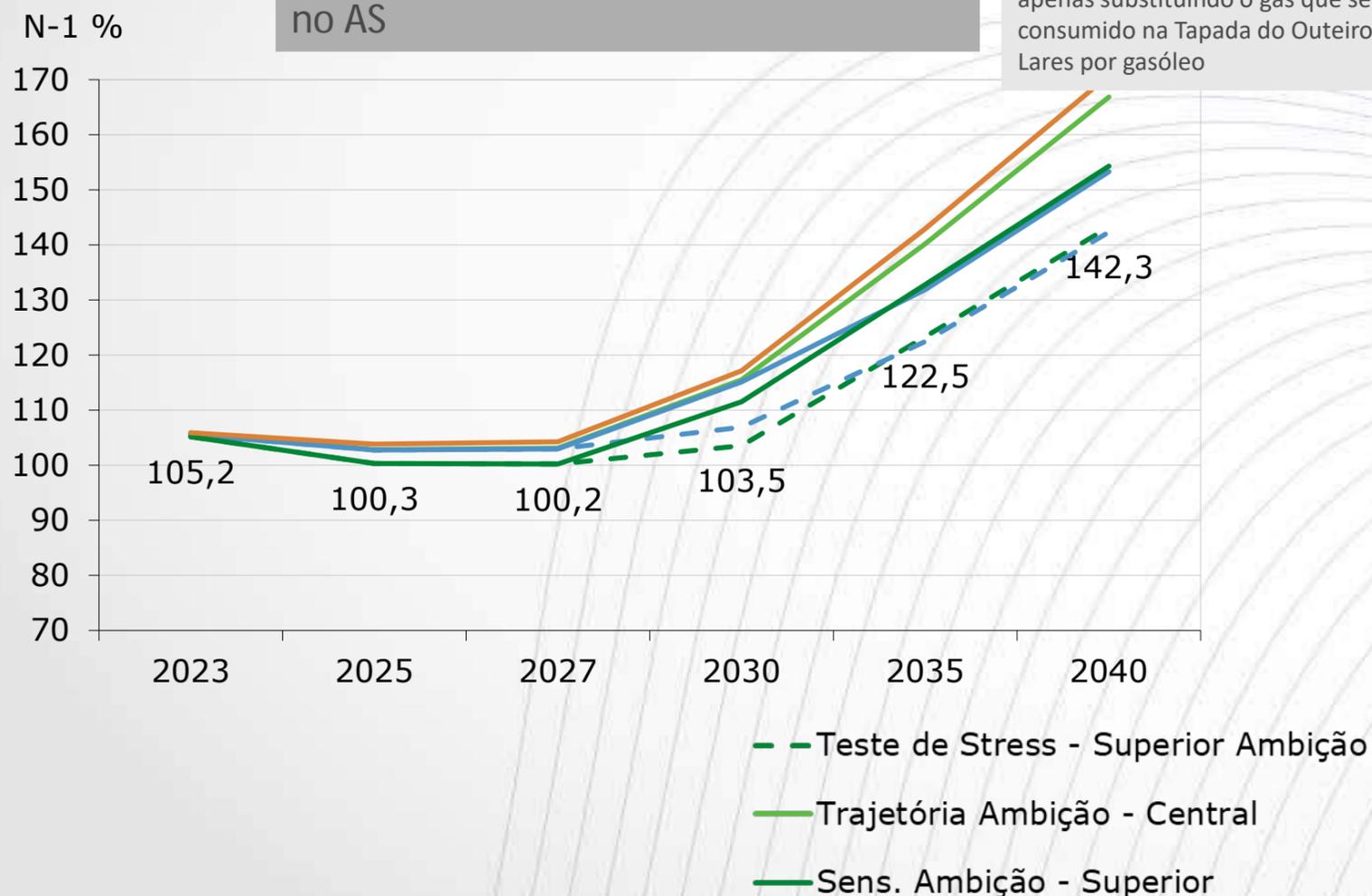
Interruptibilidade das centrais PRO:
contratos em vigor para as centrais de Lares e da Tapada do Outeiro, que dispõem de combustível alternativo

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

1 + 2

Perspetiva Gás (RNTG) - Prioridade à interruptibilidade das centrais PRO - MÁXIMO e Sensibilidade à extração no AS

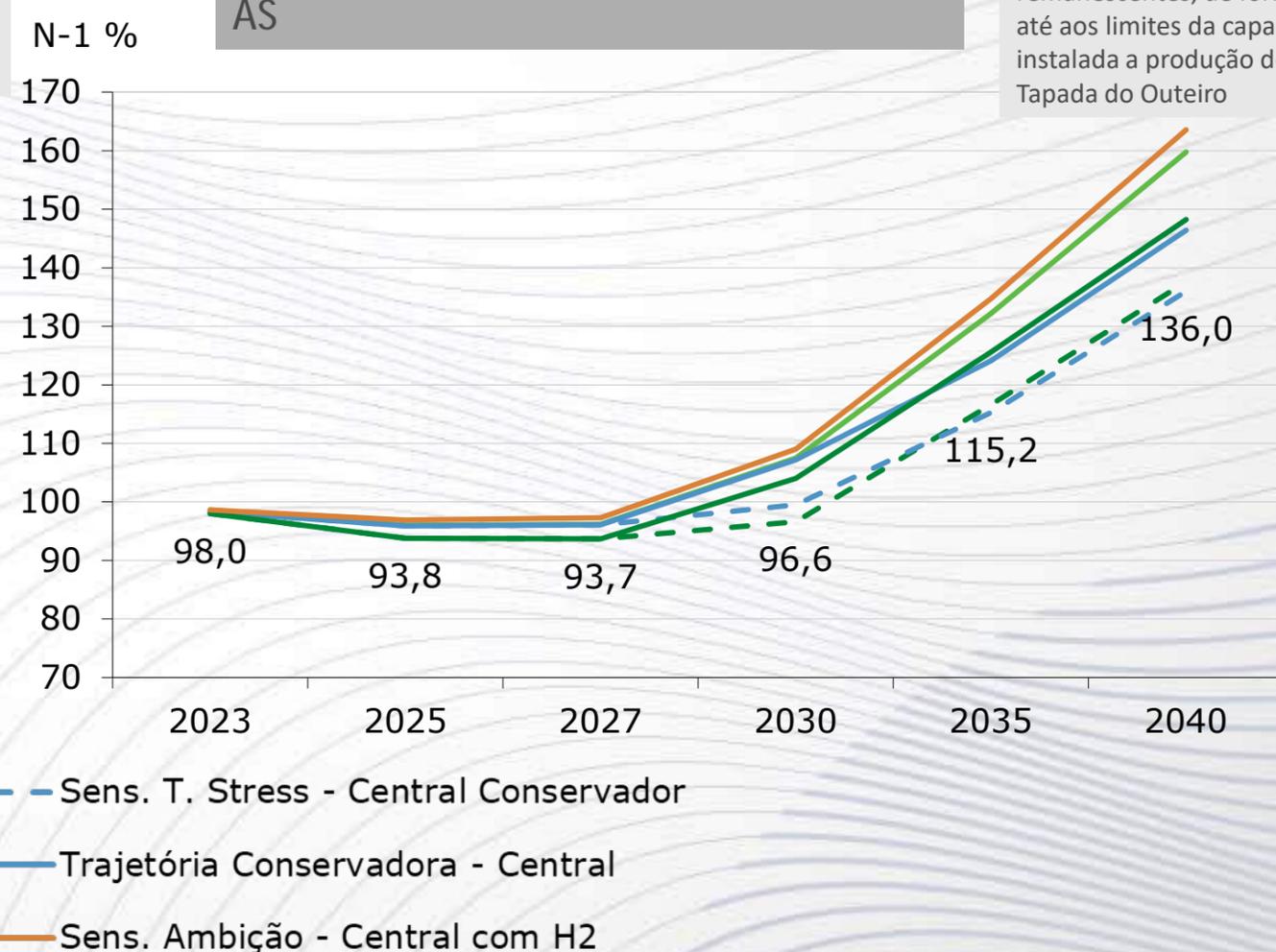
Interruptibilidade Máxima (teórica): Sem impactes no mercado elétrico, i.e. mantendo a ordem de mérito das centrais termoeletricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido na Tapada do Outeiro e Lares por gasóleo



1 + 2

Perspetiva Gás (RNTG) - Prioridade à interruptibilidade das centrais PRO - 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 (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).

4

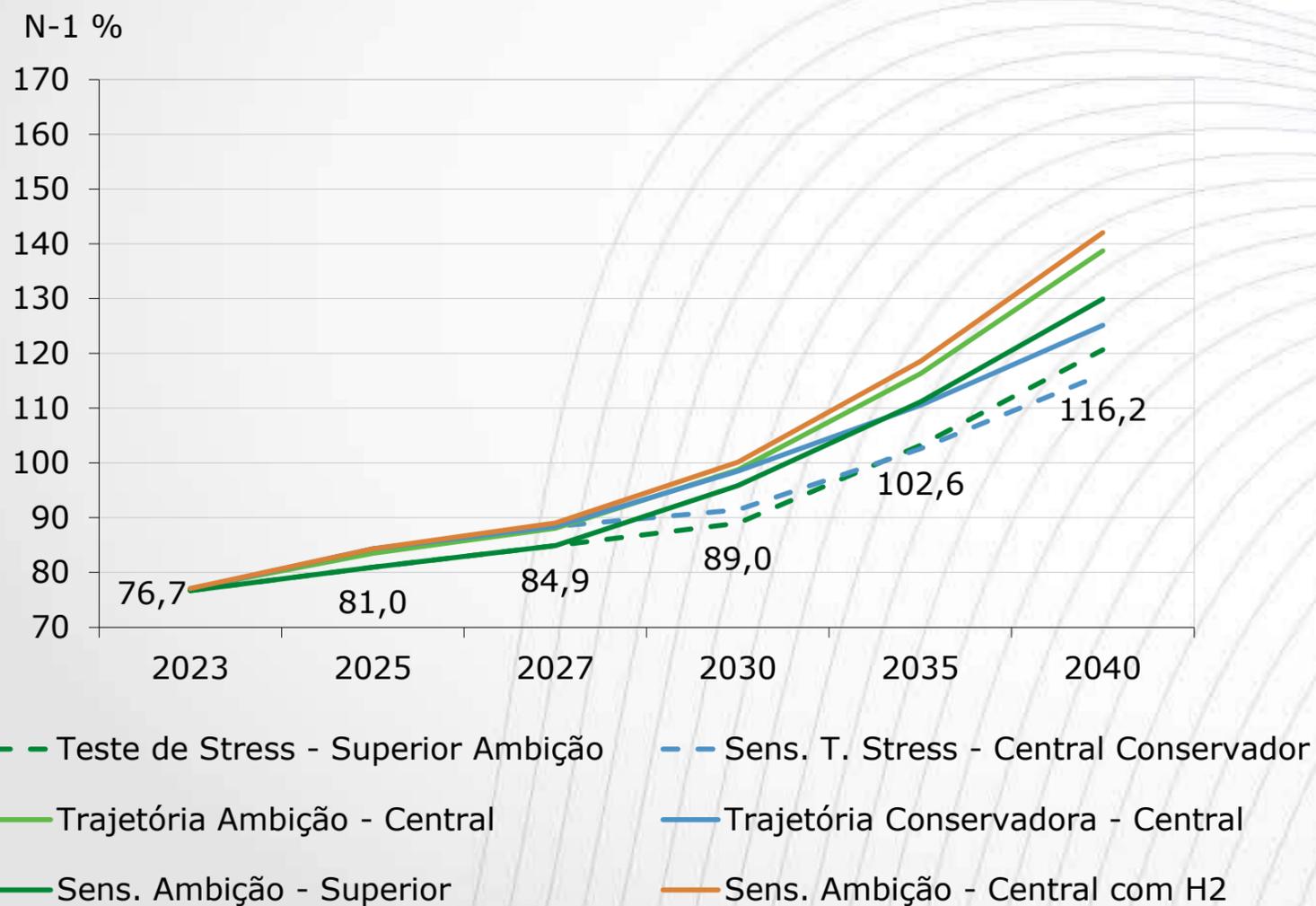
Segurança de Abastecimento (4/7)

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% permite mitigar o déficit de capacidade do SNG a partir de 2030.

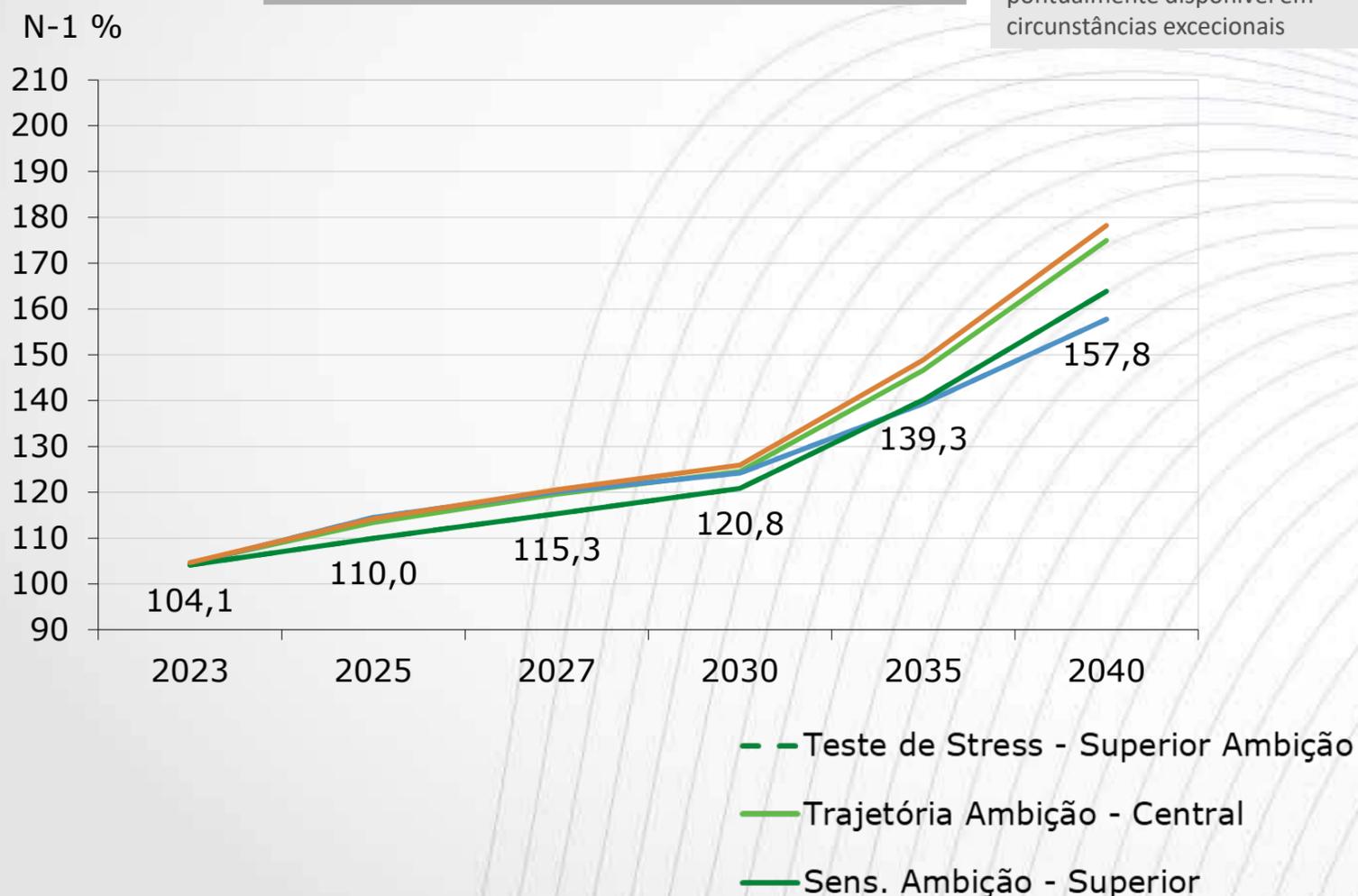
Segurança de Abastecimento (5/7)

Capacidade de Ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

3

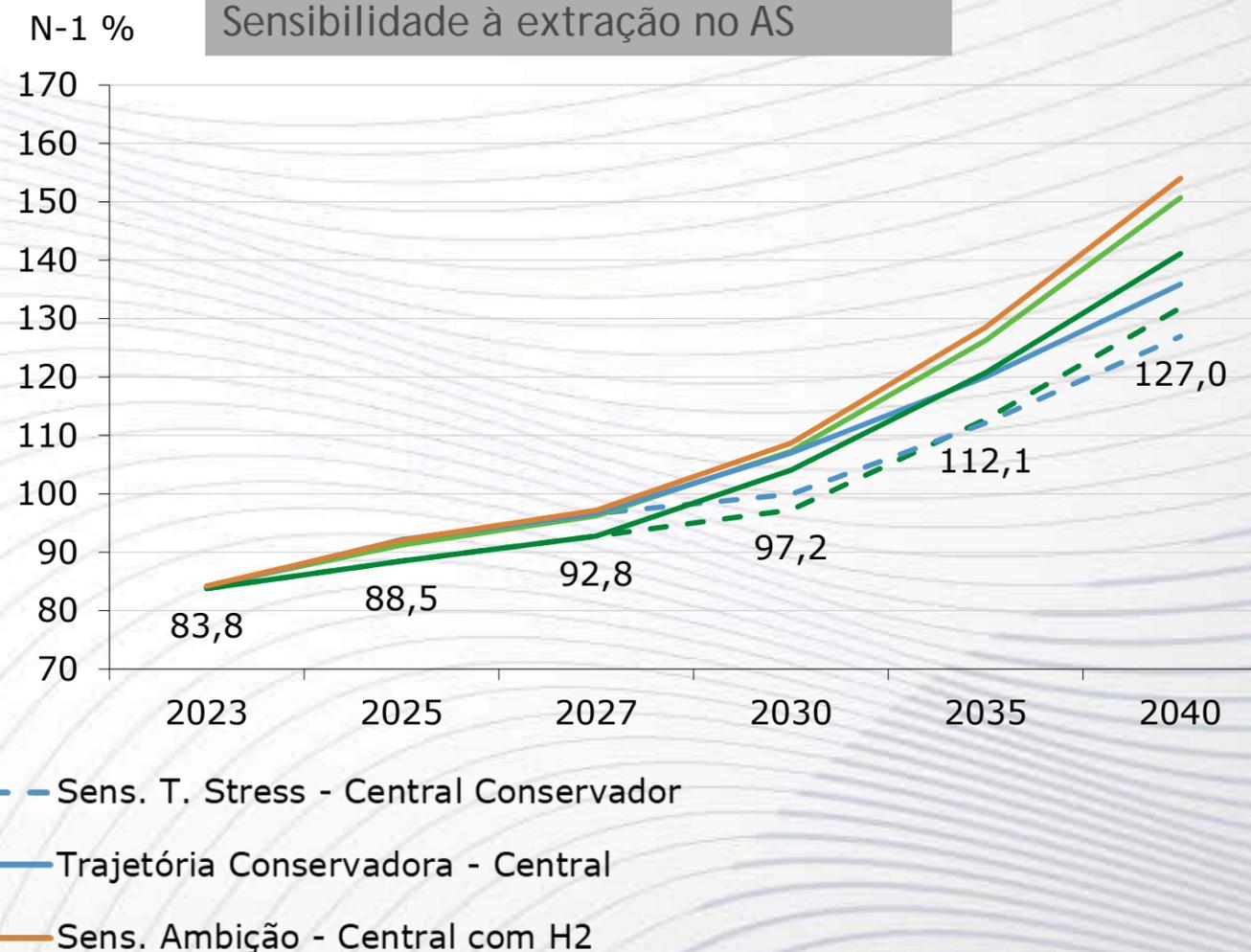
Perspetiva Gás (RNTG) - 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho

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



2 + 3

Perspetiva Gás (RNTG) - 30 GWh/d de capacidade de importação em Valença do Minho e Sensibilidade à extração no AS



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.

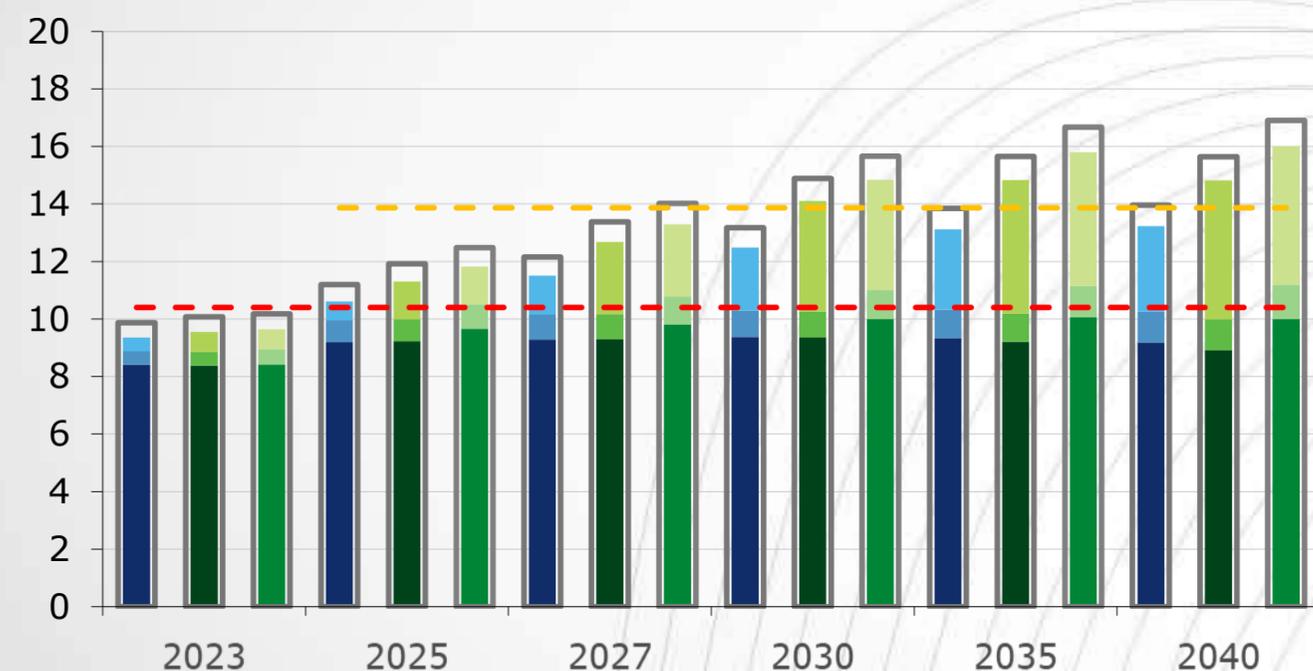
O acréscimo de capacidade de + 20 GWh/d por Valença do Minho assumida nesta análise não é suficiente para garantir o cumprimento da fórmula N-1 que, em 2030, só é assegurado com o contributo das 2 cavernas adicionais no Carriço.

Segurança de Abastecimento (6/7)

Capacidade de Ponta (Regulamento Europeu 2017/1938)

Perspetiva GNL (UAG)

GWh/d



Ponta Provável UAGs

Conservadora
CentralAmbição
CentralSens. Ambição
Superior

Nova Mobilidade

Novas Licenças

Existentes

Ponta extrema UAGs - 1 em 20 anos

Capacidade de oferta (36 cist./d)

Capacidade de oferta (48 cist./d)

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)

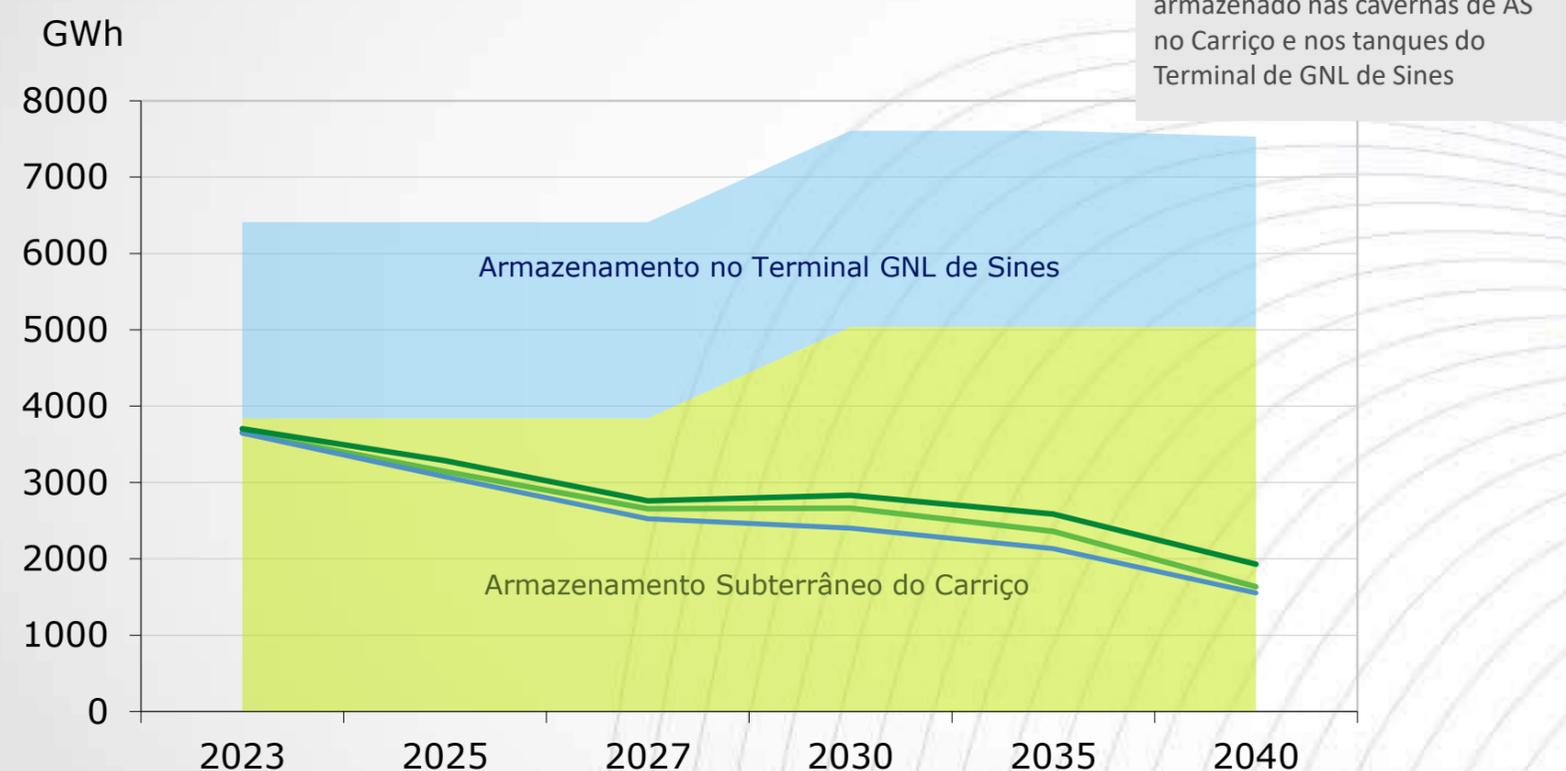
- No curto prazo (2023), a atual capacidade de carregamento de cisternas no TGNL é suficiente para cobrir os valores de Ponta Extrema. No entanto, a partir dessa data perspectiva-se que esta capacidade permita apenas fazer face ao crescimento da ponta nas UAG existentes. Por outro lado, será oportuno dotar o TGNL de redundância, que permita mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens das baías em operação.
- O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de um baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027.
- Por outro lado, é de registar que, em caso de paragem prolongada do Terminal de Sines, os consumos em território nacional ficam totalmente dependentes do aprovisionamento via Espanha.

Segurança de Abastecimento (7/7)

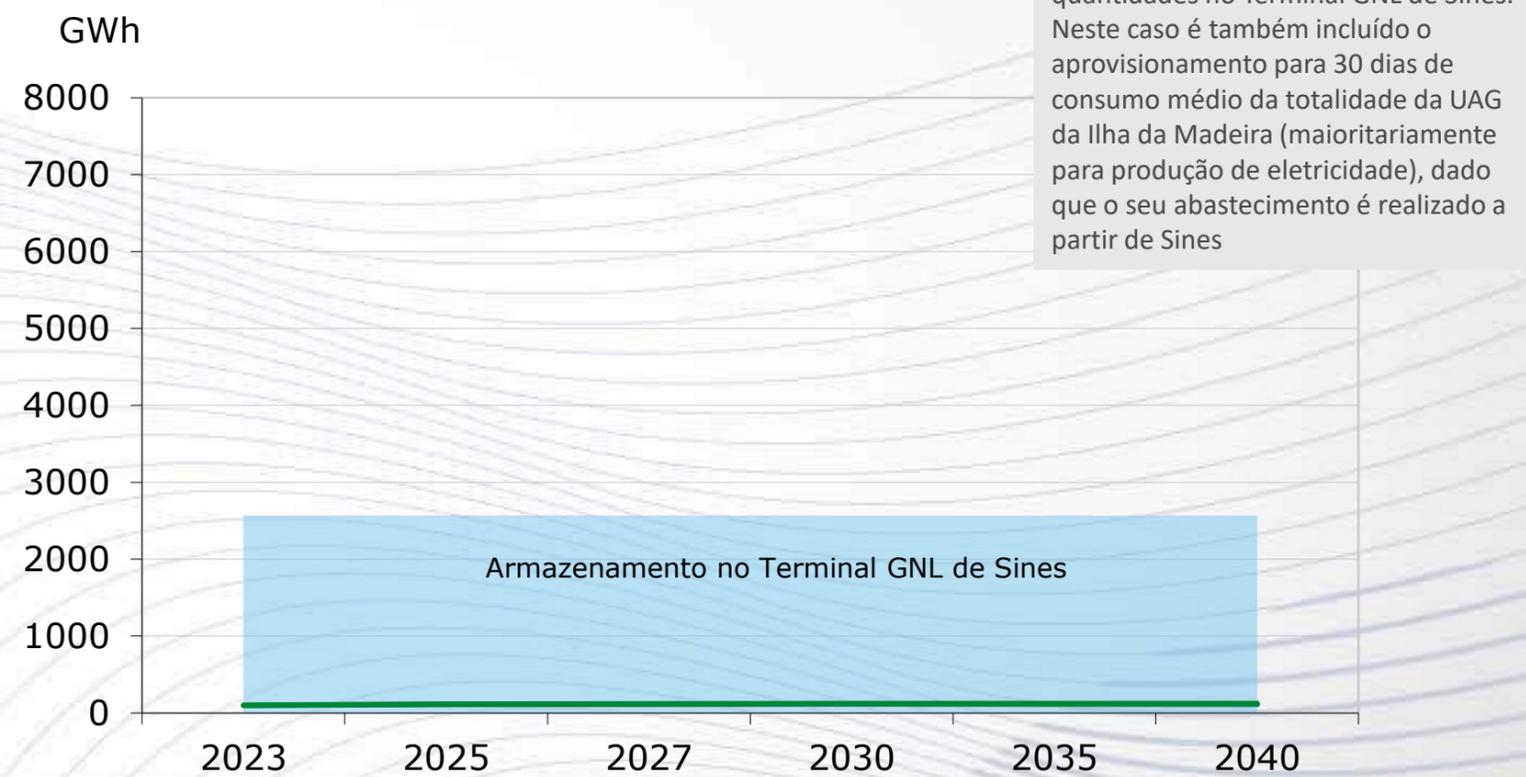
Armazenamento (Regulamento Europeu 2017/1938)

Norma do aprovisionamento:
30 dias consumo extremo (1/20) dos Clientes Protegidos e do Mercado de Eletricidade não interruptível (nec. adicionais)

Perspetiva Gás (RNTG)



Perspetiva GNL (UAG)



Necessidades de aprovisionamento (Reservas de Segurança)

— Trajetória Ambição - Central

— Sens. Ambição - Superior

— Trajetória Conservadora - Central

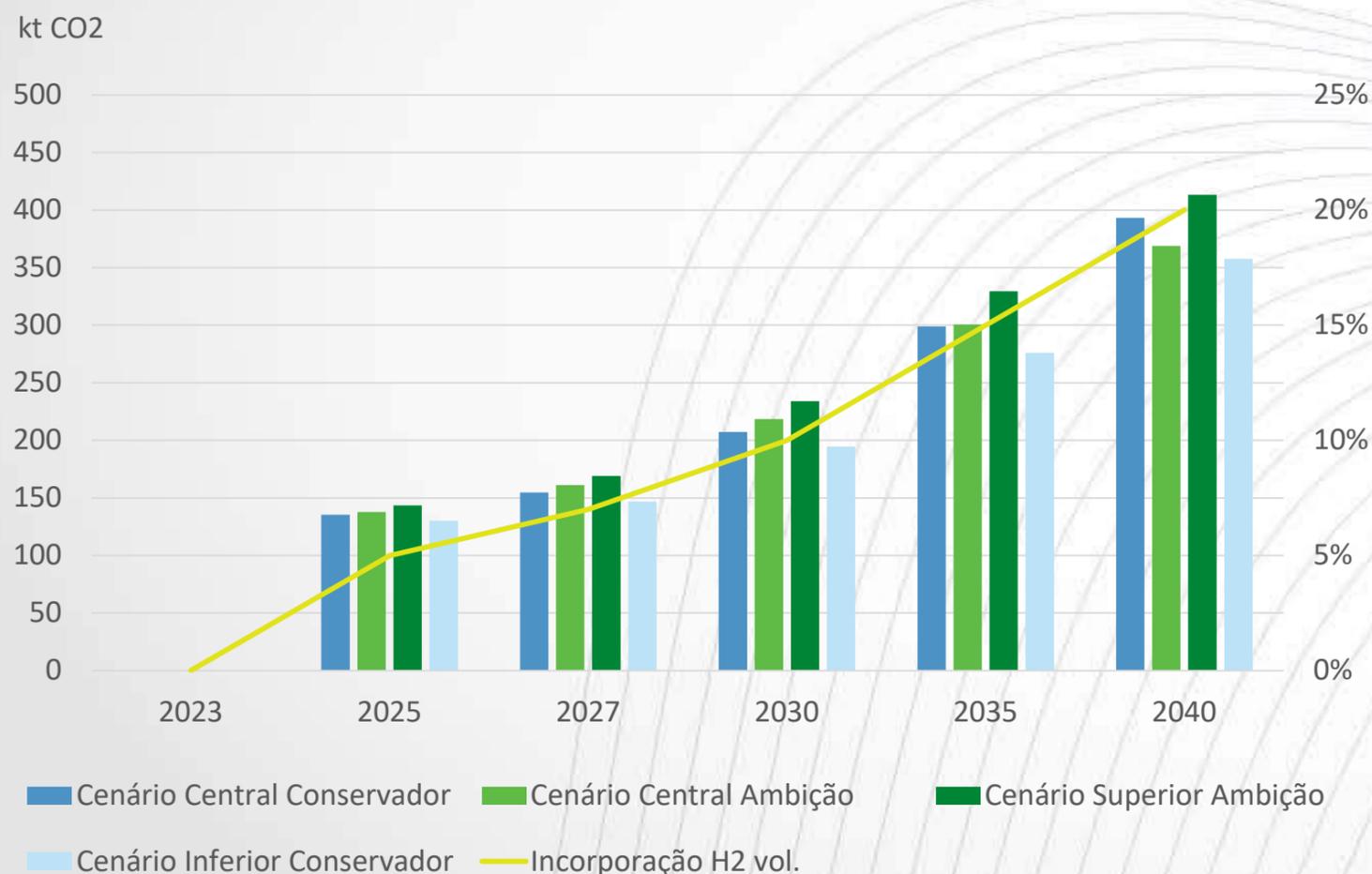
O armazenamento atual é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança de gás em todo o horizonte de estudo, independentemente da trajetória. O AS do Carrigo é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo.

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.

Ambiente

Impacte da incorporação de H2 na descarbonização do SNG

Perspetiva Gás (RNTG) - emissões de CO2 evitadas pela incorporação de H2



- A mistura de H2 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 H2 é substancialmente inferior ao do gás natural (cerca de 1/3) os contributos crescentes, em energia, do H2 injetado ascendem a valores entre 1,1-1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030 e entre 1,9-2,3 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 H2 verde contribui para evitar emissões de CO2 que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 kt, em 2040.

(*) Em 2027, assumiu-se uma concentração de 7% de H2 (valor interpolado)

Considerações finais (1/3)

- **No curto prazo, 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 não permitem dar cumprimento ao critério de segurança de abastecimento.** No entanto, esta situação altera-se a prazo, demonstrando os estudos que, a partir de 2025, este incumprimento será ultrapassado devido ao decréscimo de consumo de gás pela cogeração, às medidas de eficiência energética e à redução da utilização do gás no Mercado da Eletricidade (resultado da evolução considerável das Fontes de Energia Renovável no SEN).
- **A ativação da interruptibilidade das centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares permite cumprir com a fórmula N-1 já em 2023.** 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 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 permaneça inferior a 100% até (pelo menos) 2027, mesmo com ativação da interruptibilidade. Em 2030, o reforço do armazenamento subterrâneo proporcionado pelas 2 cavernas adicionais no Carriço e a correspondente capacidade de extração superior nestas condições (88 GWh/d) permite 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 candidatos a Projeto de Interesse Comum (PCI) a desenvolver no âmbito do Corredor Verde de hidrogénio (H2Med) 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.

Considerações finais (2/3)

- Na perspetiva dos consumos de gás que são aprovisionados às UAGs a partir de GNL transportado desde o TGNL de Sines, a atual capacidade de carregamento de camiões-cisterna no TGNL é apenas suficiente para cobrir a Ponta Extrema no curto prazo (2023) e sem redundância. A partir de dessa data perspetiva-se necessário reforçar aquela infraestrutura, de forma a fazer face ao crescimento da ponta para satisfazer a procura nas UAG. O reforço da capacidade de carregamento para 48 cisternas/dia, através de uma baía de enchimento adicional, permitiria cobrir as necessidades das pontas prováveis estimadas até 2027, para além de mitigar eventuais problemas decorrentes de paragens 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.
- Do ponto de vista do armazenamento da RNTIAT e do cumprimento das normas de aprovisionamento de acordo com o Artigo 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, a atual capacidade é suficiente para constituir as reservas de segurança para aprovisionamento dos Clientes Protegidos do Mercado Convencional e das centrais electroprodutoras não interruptíveis, em todo o horizonte de estudo e independentemente da trajetória. O AS do Carriço é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo.
- Na perspetiva do GNL, os atuais tanques para armazenamento no Terminal GNL de Sines são suficientes para aprovisionar o gás correspondente aos Clientes Protegidos das UAG, bem como uma parcela correspondente a 30 dias de consumo médio da UAG da Madeira, abastecida a partir de Sines.
- Assumindo a incorporação de H2 na RNTG em concentrações crescentes (em volume) que atingem 10%, em 2030, e 20%, em 2040, os contributos em energia do H2 injetado ascendem a valores entre 1,1-1,3 TWh (3,2% do consumo), em 2030, e entre 1,9-2,3 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 H2 verde contribui para evitar emissões de CO2 que ascendem a 195-234 kt, em 2030, e 358-414 kt, em 2040.

Considerações finais (3/3)

- A **Estação de Compressão do Carregado** permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do Terminal de GNL de Sines para a RNTG, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no terminal, aumentando assim a capacidade de receção da rede de transporte de 229 GWh/d para 321 GWh/d.
- Este incremento de capacidade **i)** assegura as necessidades de transporte de gás até ao extremo norte da RNTG e oferece uma melhor condição de pressão para a exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, **ii)** possibilita ao mercado o alargamento das suas opções para o escoamento do GNL rececionado em Sines e, por conseguinte, o reforço da segurança de abastecimento, **iii)** permitirá aumentar a rapidez de reposição de existências no armazenamento subterrâneo, **iv)** possibilitará o recurso mais frequente à utilização das capacidades de exportação da interligação internacional, opção interessante para comercializadores que atuam a nível ibérico, **v)** permitirá melhorar a rotatividade de stocks em Sines e, por conseguinte, o reforço do aprovisionamento de GNL ao SNG, e **vi)** contribuirá para uma maximização da injeção de gases de origem renovável, através do aumento dos caudais em circulação e também da acrescida flexibilidade na gestão de fluxos da rede, permitindo vencer a perda de carga adicional de circuitos de recirculação que assim serão viáveis.
- Por fim, sublinha-se que **apesar de se perspetivar uma redução de consumo de gás natural ao longo dos próximos anos**, como se apresenta nas análises e figuras do presente documento, 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), pelo que 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 (atualmente com 3830 MW de potência) e nas centrais hídricas com bombagem (atualmente com 3580 MW de potência). Desta forma, **as centrais de ciclo combinado a gás natural, como é o caso da Tapada do Outeiro com 990 MW, 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.



6

ANEXOS

REN 