

REN 

# PDIRG

PLANO DE  
DESENVOLVIMENTO  
E INVESTIMENTO  
DA RNTIAT

2024-33

Proposta  
Março 2023





# SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento constitui a proposta inicial do plano de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte ("RNTG"), Infraestruturas de Armazenamento ("AS") e Terminais de Gás Natural Liquefeito ("TGNL"), no seu conjunto "RNTIAT", para o período 2024-2033. No presente documento, são apresentados os projetos de investimento alinhados com as obrigações inerentes às respetivas concessões e metas de política energética no contexto da descarbonização da economia, nomeadamente entre outros, através da redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa ("GEE") e de introdução de gases renováveis no Sistema Nacional de Gás ("SNG"). Deste modo, para além das condições de segurança, sustentabilidade e operacionalidade das infraestruturas existentes, os temas relacionados com a transição energética assumem relevância no presente exercício de planeamento da RNTIAT como um contributo para o objetivo associado às metas de política energética estipuladas a nível nacional e europeu. Nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, o operador da RNTG elabora o Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT — o "PDIRG".

PDIRG



## PROCEDIMENTO DE ELABORAÇÃO DO PDIRG

Em conformidade com o Artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, "Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT", a proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG") e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE") até ao final do 1.º trimestre dos anos ímpares. A ERSE, no prazo de 22 dias, promove a consulta pública da proposta de PDIRG, com duração de 30 dias, findos os quais, no prazo de 22 dias, a ERSE elabora o relatório da consulta pública que é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, a DGEG e a ERSE têm 30 dias para emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos. Recebida a proposta final do PDIRG, a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo o mesmo membro do Governo de 15 dias para submeter a proposta final de PDIRG a discussão na Assembleia da República.

Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

## CONTEÚDOS E ORGANIZAÇÃO

A janela temporal abrangida pelo PDIRG, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em planos anteriores.

O PDIRG tem em conta a caracterização da RNTIAT e toma como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás para o período 2023-2040 (“**RMSA-G 2022**”), em que ambas as trajetórias Ambição e Conservadora assumem, para o mercado de eletricidade, a cessação da produção de eletricidade da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029.

Tal como no anterior, este PDIRG procura alinhar os projetos de investimento com os objetivos delineados no Decreto-Lei n.º 62/2020, estrutura do de 28 de agosto, e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (“**EN-H2**”), nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões GEE e de introdução de gases renováveis na RNTG, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal continental.

O PDIRG 2024-2033 inclui ainda projetos que visam dar resposta às determinações do Governo para a criação de duas novas cavidades no AS do Carrigo, cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, com vista a dotar Portugal de reserva estratégicas de gás, bem como à orientação estratégica da participação ativa de Portugal na criação de um corredor verde para 100% de hidrogénio (“**H2Med**”) com vista a interligar a Península Ibérica ao resto da Europa.

Os investimentos são apresentados a custos diretos externos e a custos totais, integrando os últimos os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores dos projetos apresentados neste PDIRG e o seu reflexo nas tarifas.

O PDIRG 2024-2033 é objeto de avaliação ambiental que o acompanha e do qual faz parte integrante, sendo as recomendações emanadas do exercício de avaliação ambiental incorporadas no próprio PDIRG.

O PDIRG 2024-2033, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outras partes interessadas no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço, redução de gases com efeitos de estufa e valor para o **SNG**.

PRESSUPOSTOS E  
DETERMINAÇÕES DE  
POLÍTICA ENERGÉTICA



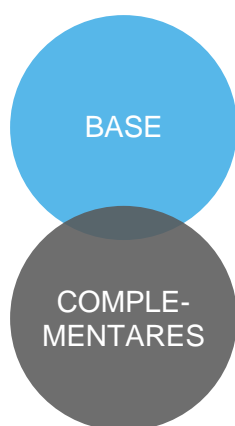
O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas.

Assim, à semelhança das propostas anteriores de PDIRG, a apresentação dos projetos do presente PDIRG — o **PDIRG 2024-2033** — é desenvolvida em dois grupos principais:

- Os **PROJETOS BASE** que dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, com o objetivo de continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação que os operadores da RNTIAT fazem sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas, bem como os que permitem assegurar as funções cometidas ao Gestor Técnico Global do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.
- Os **PROJETOS COMPLEMENTARES** que decorrem de necessidades com motivação externa e não circunscrita à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, orientados por objetivos estratégicos ou decisões de política energética com impacto relevante, quer na estrutura existente da RNTIAT, quer no seu desenvolvimento. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por outras partes interessadas, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Adicionalmente a estes dois grupos de projetos, são reportados, no Anexo 2, os investimentos aprovados pelo Estado Concedente em anteriores edições do PDIRG que se encontram em curso à data da elaboração da proposta inicial do PDIRG 2024-2033.

ORGANIZAÇÃO DOS  
PROJETOS



## ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O corpo principal do PDIRG 2024-2033 está organizado em seis capítulos, de acordo com a seguinte estrutura:

### 1. Enquadramento e âmbito

Inclui os objetivos gerais e estratégicos do PDIRG, o enquadramento legislativo e regulamentar, o planeamento da RNTIAT no contexto europeu e a candidatura à lista de Projetos de Interesse Comum, os objetivos do planeamento, os principais destaques organizativos e de conteúdo e a estrutura do Plano.

### 2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás

Características técnicas das infraestruturas da RNTIAT, análise histórica da oferta e da procura, e a qualidade de serviço.

### 3. Pressupostos

Descrição da abordagem de apresentação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, a previsão da evolução da procura e da oferta, a descarbonização e contexto legislativo e regulamentar sobre gases renováveis, o Plano RepowerEU da Comissão Europeia, o novo contexto legislativo e regulamentar associado à reserva estratégica de gás natural, a adaptação às alterações climáticas, a descrição dos critérios e indicadores da atividade de planeamento.

### 4. Projetos Base de investimento

Apresentação dos Projetos Base e respetivo investimento a custos diretos externos e a custos totais, desagregados por infraestrutura e por indutor de investimento.

### 5. Projetos Complementares de investimento

Apresentação dos Projetos Complementares, incluindo o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de hidrogénio e gás natural até 10% em volume, duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carriço (no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro), a interligação a 100% hidrogénio H2Med/CelZa (Celorico da Beira – Zamora) e o respetivo Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, bem como a instalação de uma Estação de Compressão no Carregado.

### 6. Impacto dos investimentos apresentados no PDIRG

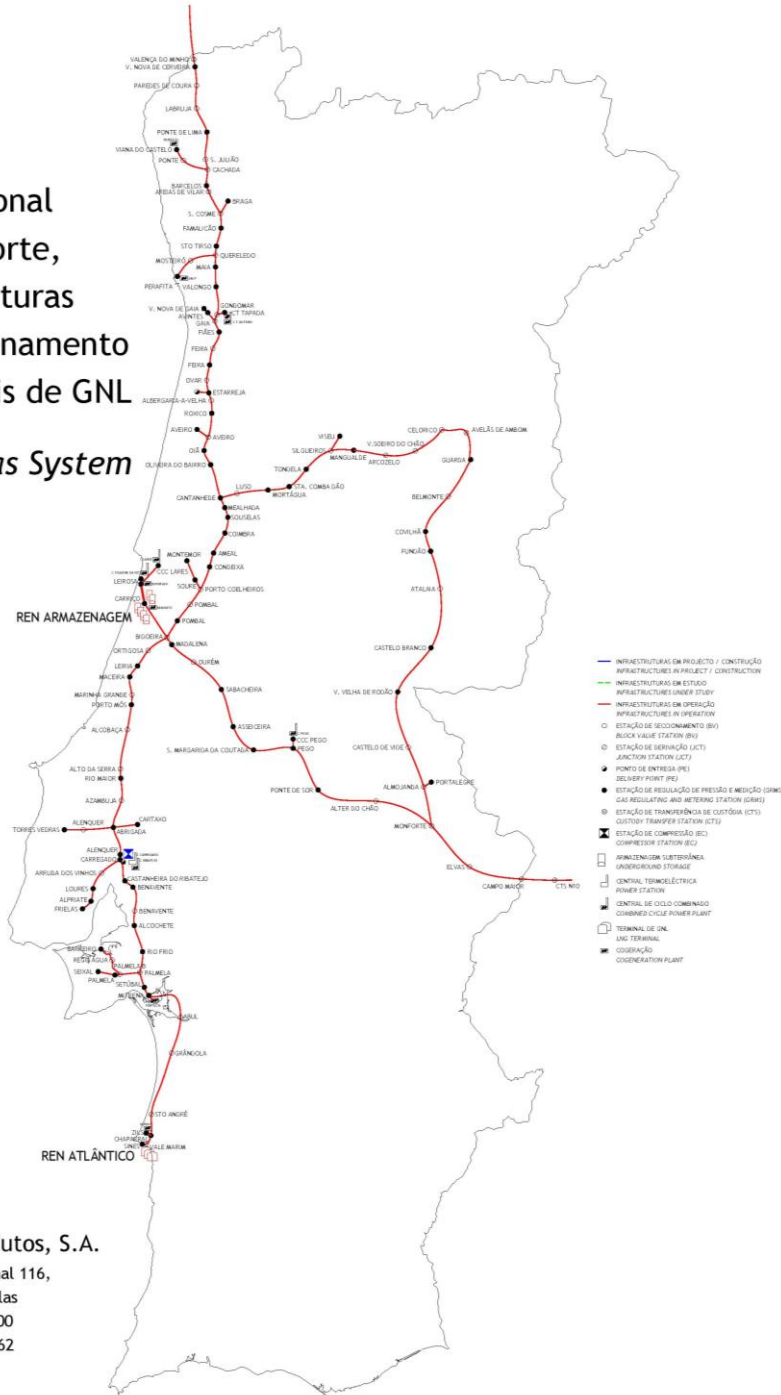
Estimativa do impacto tarifário dos projetos, aplicação da análise multicritério/custo-benefício aos Projetos Base e aos Projetos Complementares e recomendações da avaliação ambiental ao PDIRG.

ESTRUTURA DO  
DOCUMENTO



## CARACTERIZAÇÃO DA RNTIAT

Rede Nacional  
de Transporte,  
Infra-estruturas  
de Armazenamento  
e Terminais de GNL  
*Natural Gas System*



REN Gasodutos, S.A.  
Estrada Nacional 116,  
2674-505 Bucelas  
Tel. 21 968 8200  
Fax 21 968 7362  
www.ren.pt

Mapa da RNTIAT em 31 de dezembro de 2022

A RNTG é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carrigo para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

O TGNL de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

No AS do Carrigo, no concelho de Pombal, o gás é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades que utilizam a mesma estação de gás de superfície, a qual permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte nas cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte.

## PRESSUPOSTOS DO PDIRG

### EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL E DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO

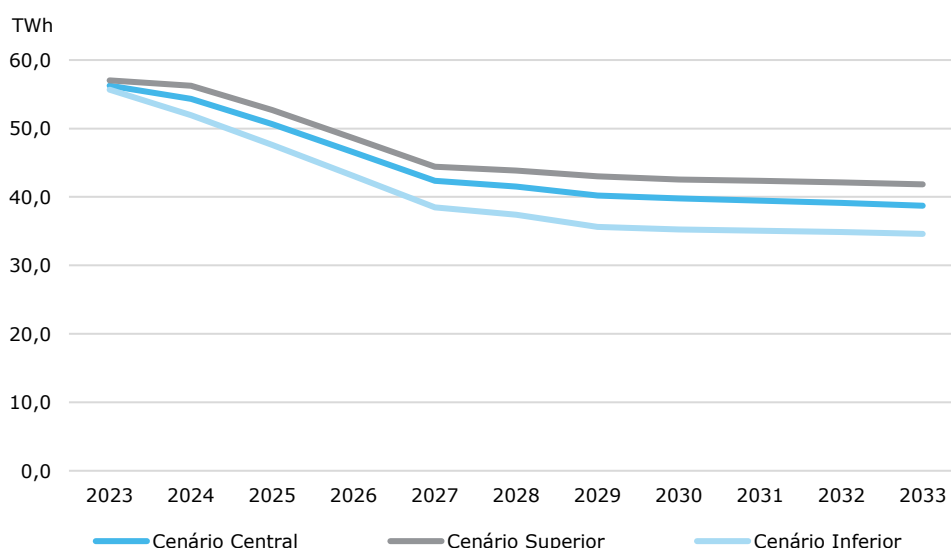
O PDIRG 2024-2033 tem em consideração três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo: Cenário Superior, Cenário Central e o Cenário Inferior de acordo com os pressupostos considerados no âmbito da elaboração do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período 2023-2040 e da preparação do RMSA-G 2022.

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. O Mercado Convencional inclui os setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário.

#### Cenários de evolução da procura de gás para o período 2023-2033

A taxa média de crescimento anual ("TMCA") da procura total de gás para o período 2023-2028 é de -5,9% para o Cenário Central, de -5,1% para o Cenário Superior, e de -7,6% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura total de gás para o período 2028-2033 é de -1,4% para o Cenário Central, de -0,9% para o Cenário Superior e de -1,6% para o Cenário de Inferior.

#### Estimativas de evolução da procura de gás no período 2023-2033



A redução da previsão de procura agregada que se verifica em todos os cenários entre 2023 e 2033, resulta essencialmente de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o Mercado de Eletricidade que pressupõe

PREVISÃO DA PROCURA ANUAL NO FINAL DO 1º QUINQUÊNIO (2028)

CENÁRIO INFERIOR

37,4  
TWh

41,5  
TWh

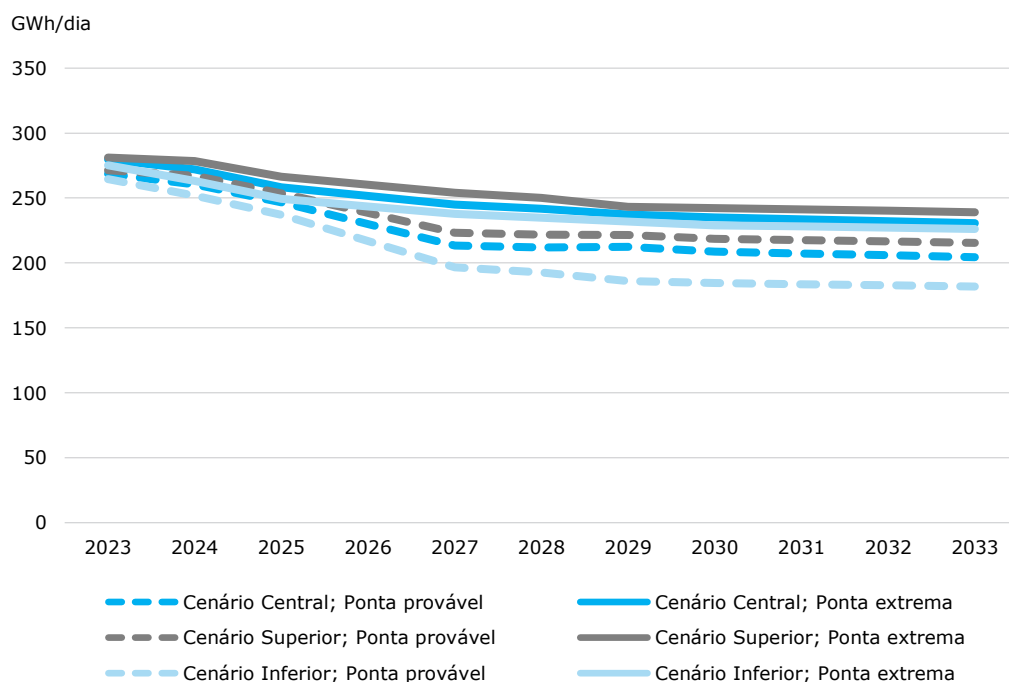
CENÁRIO CENTRAL



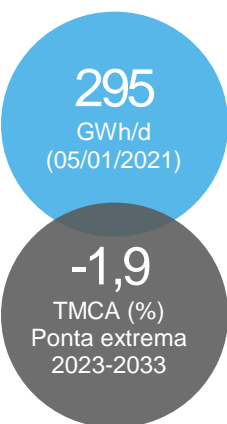
um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média. Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2024/2025 e nos anos seguintes se atingirá a trajetória média expectável depois de no período compreendido entre 2017 e 2022 se terem registado valores de procura excepcional por parte de centros electroprodutores de ciclo combinado a gás.

A estimativa de procura anual por si só é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás. Nesse sentido, apresentam-se as pontas prováveis e extremas de consumo diário do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados.

### Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG



MÁXIMO HISTÓRICO DE PONTA DE CONSUMO VERIFICADO NA RNTG



TAXA MÉDIA DE CRESCIMENTO ANUAL DA PONTA EXTREMA DE CONSUMO DO CENÁRIO CENTRAL PARA O PERÍODO 2023-2033

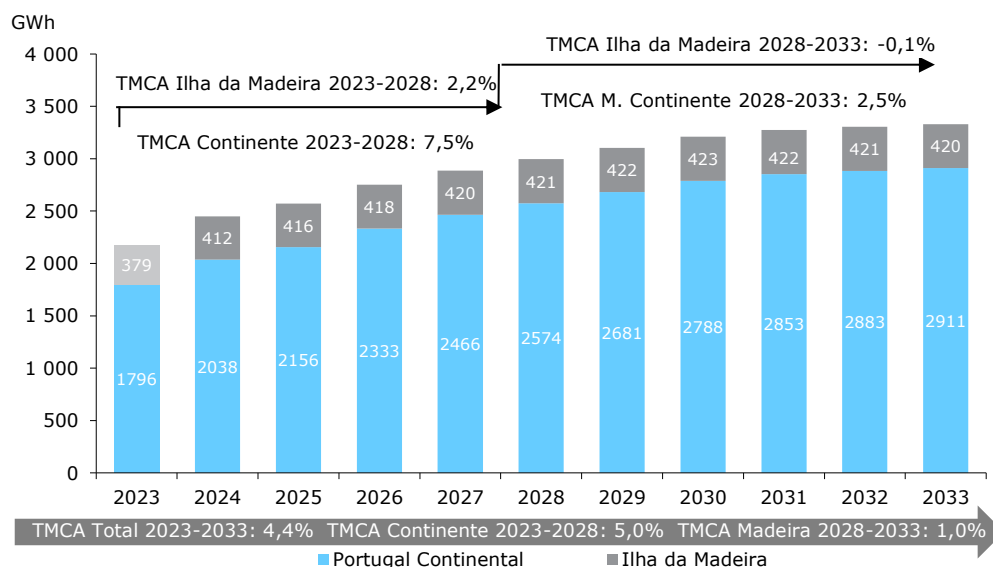
De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios, verificar-se-á uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura e que, em média, se cifrará, para o Cenário Central e para o período 2023-2033, numa variação de -2,7% para o cenário de ponta provável e de -1,9% para a ponta extrema.

O Cenário Superior apresenta variações médias de -2,3% para a situação de ponta provável e de -1,6% para a situação ponta extrema.

O Cenário Inferior apresenta variações médias de -3,7% para a situação de ponta provável e de -1,9% para a situação ponta extrema.

## PROCURA DE GÁS ABASTECIDO POR UAG DE GNL

Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por Unidades Autónomas de Gás (“UAG”) no território nacional, com particular relevo em Portugal continental, apresenta-se em baixo um gráfico com a previsão da procura de gás abastecido pelas UAG em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira, para o Cenário Central.



A taxa média de crescimento anual da procura total de gás abastecido por UAG para o Cenário Central é de 6,6% para o período 2023-2028, de 2,1% para o período 2028-2033, e de 4,4% para o período 2023-2033.

## EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE MOVIMENTAÇÃO E DE ARMAZENAMENTO DE GÁS

A RNTIAT deve oferecer condições adequadas de aprovisionamento e satisfação da procura de gás, baseadas na suficiência da oferta de capacidade das infraestruturas, viabilizando o fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG sem restrições, bem como disponibilizando capacidade de armazenamento suficiente para assegurar a constituição de reservas de gás e dar resposta às necessidades de natureza logística e comercial dos utilizadores das infraestruturas.

Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, foi determinado um incremento da capacidade de armazenamento do parque de cavidades do AS do Carriço num valor de 1,2 TWh, através da construção de duas novas cavidades. Deste modo, a capacidade de armazenamento do AS do Carriço deverá passar de 3839 GWh em 2026, para 4439 GWh em 2027 e 5039 GWh em 2028.

A realização de uma Estação de Compressão no Carregado permite o aumento da capacidade de transporte da RNTG a partir de Sines, beneficiando da capacidade de regaseificação de 321 GWh/d do TGNL de Sines, caso tal opção venha a ser tomada pelo Estado Concedente.

A concretização de uma nova interligação, desta feita para 100% de hidrogénio, no âmbito do designado corredor verde “H2Med” entre Celorico da Beira, em Portugal, e Zamora, em Espanha, associada ao Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, possibilita a oferta de uma capacidade bidirecional de exportação e importação de transporte de hidrogénio com Espanha de 81 GWh/d a partir de 2030.

## AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental, nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

Assim, em paralelo com o presente PDIRG, é apresentada a proposta de Relatório Ambiental, elaborado com o apoio da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

## PLANO DE INVESTIMENTO

### PROJETOS BASE

Os **PROJECTOS BASE** incluem

- projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço (“**Modernização**”), por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;

A arquitetura da abordagem e apoio à decisão adotada para o PDIRG no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRG anterior, comum às três concessões, agrupada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos Modernização:

- **Melhoria operacional**  
São os projetos cuja implementação traz vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança, ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado. A análise efetuada para todos os projetos apresentados no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos que geram benefícios: Indicador de Criticidade;

Capacidade em risco de interrupção; Redução de probabilidade de falha; Melhoria para a segurança de pessoas e bens; Redução de impactos ambientais; Melhoria da eficiência do sistema; Risco social; e Aumento da resiliência das instalações às consequências das alterações climáticas.

- **Adequação regulamentar**

Este tipo de projetos visa dar cumprimento ao estipulado na legislação do setor e aos normativos e regulamentos aplicáveis. São projetos maioritariamente relacionados com a monitorização da integridade estrutural das infraestruturas, com a recalibração e certificação de equipamentos de segurança e com a aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida, que têm uma calendarização periódica devidamente regulamentada.

- ***Gestão de ativos em fim de vida útil***

Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição de forma não seletiva. Assim, pretende-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço e a segurança de pessoas e bens.

- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás, a consumidores diretos em alta pressão e nas interligações);
- projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os operadores de redes de distribuição de gás ("ORD") relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos planos de desenvolvimento e investimento das respetivas redes de distribuição;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO<sub>2</sub>, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;
- projetos de gestão integrada de vegetação que visam assegurar a resiliência das infraestruturas a fenómenos climáticos extremos, nomeadamente incêndios, atuando na sua envolvente;
- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança ("RTS");

- rubrica “Investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG;
- outro investimento específico em tecnologias de informação (“IT”) e não específico, rubrica “IT e Investimento não específico”, que inclui despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às funções de suporte dos operadores da RNTIAT, sendo composto por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos.

TOTAL 2024-2028  
(E MÉDIA ANUAL)  
PROJETOS BASE



DECISÃO FINAL DE  
INVESTIMENTO  
PROJETOS BASE  
VALOR TOTAL

### Repartição dos investimentos dos Projetos Base (estimativa a custos totais)

Bloco de projetos e rubricas	2024-28	2029-33
RNTG – Modernização	29,7	25,1
TGNL de Sines – Modernização	22,2	13,2
AS do Carrigo – Modernização	4,6	3,4
Ambiente & Sustentabilidade	8,1	8,2
Gestão Integrada da Vegetação	2,1	2,2
Gestão Técnica Global do SNG e RTS	9,7	6,1
Investimento corrente urgente	9,7	-
IT e Investimento não específico	9,1	8,8
<b>TOTAL do período (e média anual)</b>	<b>95,2 (19,0)</b>	<b>67,1 (13,4)</b>
<b>Decisão Final de Investimento</b>	<b>68,9</b>	<b>-</b>

Unidade: M€

Para o conjunto dos Projetos Base, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, devem ter decisão final de investimento (“DFI”) os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2024, 2025 e 2026, bem como os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no TGNL de Sines.

Assim, no período 2024-2028, o investimento médio anual dos Projetos Base é de ca. 19 M€, e, destes, os que requerem uma **decisão final de investimento em apreciação no presente PDIRG** correspondem a um total de ca. **69 M€**.

Salienta-se que a apresentação dos projetos e investimento aqui enunciados, bem como a indicação dos que requerem uma DFI, tem como pressuposto, não só os projetos concretizados até ao final de 2022, como também a concretização dos projetos em curso que, à data de elaboração da proposta inicial deste PDIRG, têm a respetiva transferência para exploração prevista para 2023, estes últimos num total estimado de 28 M€ a custos totais, onde se inclui o projeto de *Transshipment*, para o TGNL de Sines, determinado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

## PROJETOS COMPLEMENTARES

### ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

A política pública nacional no setor da energia tem vindo a definir um conjunto de estratégias de descarbonização com recurso a gases de origem renovável, potenciando a produção endógena com recurso a fontes renováveis, nomeadamente o recurso ao hidrogénio pelo desenvolvimento de uma nova cadeia de valor na economia.

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio que consta do anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, identificou um conjunto de metas que implicavam a transformação do setor do gás natural, tendo sido materializada a alteração da sua Lei de Bases no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabeleceu a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, implicando a sua conformidade para veiculação de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio.

No ciclo de regulamentação do setor, o Governo Português reviu em 2022, através do Despacho n.º 806-C/2022 de 19 de janeiro, o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, implicando novas responsabilidades para os operadores no preâmbulo, considerando obrigatória a “adaptação das infraestruturas existentes da RNTG a novas misturas de gás que incluam a incorporação de gases renováveis [...] precedida de estudos de viabilidade técnica e análises de impactes das soluções, devendo ainda os eventuais investimentos ser tratados no âmbito do respetivo plano de desenvolvimento”.

O Projeto Complementar de adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume apresenta um potencial de descarbonização do SNG. Deste modo, do ponto de vista ambiental, considerando uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, de 7% em 2027 e de 10% em 2030, verifica-se que a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por hidrogénio verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 130-143 kton em 2025, a 147-169 kton em 2027, e a 195-234 kton em 2030.

Neste contexto, as diversas concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS do Carriço e conforme proposta do anterior PDIRG, o PDIRG 2022-2031, têm vindo a desenvolver e implementar uma estratégia, denominada por Programa H2REN, com vista a cumprir com as obrigações das diferentes concessões, mas também para alavancar a aquisição e sinergia de competências, assegurando um plano de atividades com o objetivo último de identificar as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de hidrogénio.

5% HIDROGÉNIO  
CO<sub>2</sub> ANUAL EVITADO



10% HIDROGÉNIO  
CO<sub>2</sub> ANUAL EVITADO

Relativamente à RNTG e ao AS do Carricho, o Programa H2REN visa avaliar, até final de 2023, a conformidade e certificar estas infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10%. Até final de 2024, este programa prevê a avaliação e identificação de um *roadmap* para a conversão de ativos para operação com 100% de hidrogénio.

O Programa H2REN foi lançado em 2022 e assegurou a contratação de um conjunto de entidades de referência no setor e com competências reconhecidas internacionalmente no vetor do hidrogénio para a realização dos estudos de engenharia e de consultoria para avaliar e validar a adequação das infraestruturas para a operação com hidrogénio, identificação e calendarização das modificações necessárias nas infraestruturas para a sua incorporação, realização dos projetos para as novas unidades processuais de injeção e mistura de gases, redefinição dos processos de operação e das especificações de engenharia, atualização dos modelos de simulação de rede e *gas tracking* e, por último, a certificação por entidade terceira para a receção de hidrogénio ("H2") na rede (até 10% de hidrogénio em volume).

Os trabalhos em curso produziram já algumas conclusões técnicas preliminares que permitem, nesta edição do PDIRG, consolidar e adaptar a tipologia e âmbito das intervenções a realizar nas infraestruturas, sendo já possível identificar a necessidade de um conjunto de adaptações que não haviam sido previstas no PDIRG 2022-2031, com destaque para o AS do Carricho, que incrementam o esforço de investimento a realizar para garantir certificação das infraestruturas para veicular misturas de hidrogénio com gás natural até 10% em volume. Não obstante, e estando prevista a conclusão desta primeira fase apenas no final de 2023, as necessidades específicas e mais detalhadas de intervenção estão dependentes dos resultados de cada um dos contratos de fornecimento mencionados e que apenas serão identificadas durante o ano de 2023, sem prejuízo de identificação de medidas e respetivos custos que ainda de forma preliminar se perspetiva deverem vir a ocorrer.

## REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

Os investimentos que compõem esta edição do PDIRG confirmam a necessidade do que já havia sido apresentado no PDIRG anterior, identificando ainda necessidades adicionais, com base nos primeiros resultados dos projetos "*Assessment Study and Gap Analysis*" da RNTG, para acomodar misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

### RNTG - GASODUTOS

Os impactos da introdução de misturas de gás com hidrogénio ao nível metalúrgico nos aços de baixa liga e alta resistência (tais como os utilizados em gasodutos e acessórios), nomeadamente as possíveis alterações das suas principais propriedades mecânicas, tensão limite de elasticidade, tensão de rotura e resistência à fadiga, encontram-se em estudo e não são totalmente conhecidos nesta fase do Programa H2REN.

A introdução de hidrogénio na RNTG obriga a um processo de reengenharia da infraestrutura, no sentido de verificar se o gasoduto de transporte de gás natural tal como foi concebido e construído cumpre os requisitos exigidos para a reconversão e operação com misturas de hidrogénio. Na fase atual do projeto "*Assessment Study and Gap Analysis*" – RNTG já é possível afirmar que é necessário implementar um conjunto de modificações e alterações que se identifica seguidamente:

- alteração do coeficiente de segurança associado à classe de localização da tubagem;
- avaliação da tenacidade dos aços em ambiente de hidrogénio com recurso a ensaios laboratoriais específicos de amostras retiradas do gasoduto em operação;
- cálculo de mecânica da fratura para avaliar os esforços de fadiga admissíveis na infraestrutura de forma a avaliar necessidade de alteração nos processos de operação da rede, em concreto na utilização do volume de *linepack* e, caso não seja exequível, a introdução na rede de equipamento para controlo dos ciclos de pressão, em particular nas extremidades da rede;
- avaliação das descontinuidades no material da parede do gasoduto, como os defeitos (vincos, distorções e fissuras), soldaduras e modificações realizadas no passado com recurso a picagens em carga, definindo-se novos critérios de aceitabilidade para defeitos na tubagem e reforçar os programas de inspeção para deteção precoce destes defeitos;
- A tecnologia de inspeção interna atualmente utilizada, não só pelo operador da RNTG, mas também pelas suas congéneres europeias, o *Magnetic Flux Leakage Standard*, será substituída por novas tecnologias, ainda em desenvolvimento, com maior capacidade de deteção de fendas (*Spiral Magnetic Flux Leakage e Electromagnetic Acoustic*);
- a frequência das atividades de inspeção e monitorização terá que ser aumentada para o melhor acompanhamento da integridade do gasoduto face à nova realidade operacional.

Em complemento às inspeções em linha, as restantes rotinas constantes do Plano de Gestão de Integridade serão também reforçadas tais como a deteção e localização de fugas, campanhas de inspeção e monitorização, como a caracterização de defeitos por acesso físico à tubagem.

#### RNTG - EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE

A velocidade de propagação de chama varia com o teor de hidrogénio, o que reduz a eficiência em caldeiras do tipo atmosférico que não permitem alterar a mistura ar-combustível. As caldeiras do tipo atmosférico serão substituídas e as caldeiras pressurizadas deverão ser alvo de adaptações para que a eficiência possa ser regulada de acordo com a concentração de hidrogénio.



A chama do hidrogénio apresenta temperaturas superiores à do gás natural, devendo o comportamento da caldeira, em particular a câmara de queima, ser convenientemente monitorizada e, em caso de incompatibilidade, ser substituída por equipamento adequado.

Serão também analisadas as condições de selagem dos diversos equipamentos sob pressão (válvulas, reservatórios, permutadores, entre outros) face à maior fugacidade das misturas com hidrogénio. As rotinas de inspeção e manutenção das estações deverão ser reforçadas, em particular no que se refere ao controlo dos elementos vedantes e à verificação da funcionalidade dos equipamentos de controlo, segurança e supervisão. Em resultado da maior densificação dos programas de inspeção e manutenção e, face à maior fugacidade e fragilização dos componentes, prevê-se, assim, o aumento da taxa de substituição e reposição dos equipamentos que operam em contacto direto com o gás.

#### RNTG - EQUIPAMENTOS DE ANÁLISE E MEDIÇÃO

Os cromatógrafos atualmente instalados utilizam hélio como gás de transporte (gás que transporta a mistura a analisar) resultando na incapacidade de deteção do hidrogénio que é um gás com características semelhantes, nomeadamente ao nível da condutividade. Esta situação pode ser ultrapassada reconvertendo os atuais cromatógrafos com uma coluna específica para hidrogénio e alterando o gás de transporte para árgon, com a instalação de um analisador de hidrogénio em série com os atuais cromatógrafos ou com a substituição destes por cromatógrafos certificados para misturas com hidrogénio. A solução a adotar pode ser decidida caso a caso.

O sistema de simulação de rede está a ser preparado para permitir o controlo da mistura de gás natural com hidrogénio nas diversas zonas da rede de transporte de gás – *gas tracking* -, estando ainda em estudo a quantidade de pontos de medição de qualidade do gás (cromatógrafos) necessários para garantir uma melhor convergência nos resultados de simulação.

A introdução de hidrogénio afeta vários parâmetros com influência na medição da mistura, nomeadamente a densidade, poder calorífico, compressibilidade, viscosidade, entre outros. No caso dos caudalímetros do tipo *vortex*, existe incompatibilidade física no princípio de medição (vórtice de *Von Karman*), o que obriga à substituição de todos os caudalímetros deste tipo. Relativamente a outros princípios de medição volumétrica (turbina e ultrassom), não foram identificadas incompatibilidades no princípio de medição, mas as alterações dos parâmetros obrigam a ajustes relativamente à gama de medição, precisão e necessária recertificação. Será necessário também atualizar o algoritmo incorporado nos computadores de caudal, com a equação de estado adequada para a conversão dos valores de volume medidos pelos equipamentos de medição primária em valores de energia.

#### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

Os primeiros resultados do projeto de adequação do AS do Carriço para acomodar misturas de hidrogénio com gás natural até 10% em volume evidenciam necessidades, riscos e incertezas quanto às intervenções necessárias

para a adaptação à presença de hidrogénio, mesmo para baixas concentrações, nomeadamente no que concerne à integridade das cavidades e respetivos poços de acesso.

Os resultados preliminares indiciam que o AS do Carriço, mesmo com baixas concentrações de volume de hidrogénio, irá necessitar de intervenções de fundo para garantir a segurança e a qualidade de operação da instalação.

#### AS DO CARRIÇO - GRUPOS MOTOR/COMPRESSOR DE ALTA PRESSÃO

Os motores de combustão interna (ciclo "Otto" a gás) atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio até um máximo de 10% em volume, considerados neste PDIRG. Estes motores completaram 25 anos de operação em 2022 o que pressupõe a sua substituição por uma tecnologia de motorização mais moderna. Tendo em conta, não apenas as crescentes percentagens de hidrogénio na mistura de gás, mas também a adequação ao regime de exploração (com arranques e paragens frequentes) e a eficiência global do sistema, a solução apresentada neste PDIRG, bem como já a do PDIRG 2022-2031, determina a substituição dos atuais motores por uma tecnologia de motorização elétrica.

#### AS DO CARRIÇO – ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA E CONTROLO

No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos, será necessária a adaptação e reforço da atual instalação e alimentação elétrica, nomeadamente a aquisição e instalação de dois novos transformadores de potência, equipamentos de variação de velocidade, normobloco, subestação GIS (*Gas Insulated Substation*) e linhas de alimentação elétrica. Acresce a esta situação a necessidade de substituição/reconfiguração do sistema de controlo de processo e segurança, de modo a integrar os novos motores, compressores, circuitos de processo e sistema elétrico.

Comparativamente com a proposta de PDIRG 2022-2031, os estudos relativos à alteração da motorização dos compressores do AS do Carriço concluíram no sentido do reforço da alimentação elétrica através de uma solução de muito alta tensão e respetiva ligação à Rede Nacional de Transporte de eletricidade ("RNT"), face aos níveis de desempenho estratégico que o AS do Carriço assume no âmbito do SNG, atual e futuro, situação que induz um aumento dos custos de investimento associados a esta alteração. De facto, em face da importância e criticidade da instalação do AS do Carriço no SNG e no sistema energético nacional, à sua localização sujeita a fenómenos climáticos extremos, conclui-se que a solução mais adequada para a alimentação elétrica do AS do Carriço deve ser realizada através da implementação de duas ligações elétricas a 400 kV independentes e sem falhas de modo comum a partir da subestação da RNT de Lavos. A solução preconizada toma partido de infraestruturas existentes e planeadas da RNT, convergindo numa melhoria global, quer da própria estrutura interna da RNT, quer da alimentação elétrica ao AS do Carriço.

Esta solução consolida os trabalhos que se encontravam ainda em curso aquando da apresentação da anterior proposta de PDIRG 2022-2031, garantindo

níveis de fiabilidade, disponibilidade e continuidade de serviço alinhados com as necessidades inerentes à importância e criticidade do AS do Carriço na operação do SNG, tanto em regimes de operação mais frequentes em presença de descargas atmosféricas, como em cenários de maior exigência face a incêndios florestais (ex. os verificados na região em outubro de 2017) ou ainda a fenómenos climáticos extremos (ex. temporal na zona oeste a norte de Lisboa em 2009 ou, mais recentemente, furacão Leslie em 2018). Para assegurar uma efetiva segurança e garantia de continuidade de serviço, a alimentação elétrica ao AS do Carriço deverá ser conseguida através de dois circuitos totalmente independentes, suportados em apoios distintos e em que cada um deles tenha o seu painel próprio, tanto na subestação de Lavos como na subestação que vier a ser implementada no AS do Carriço.

### AS DO CARRIÇO - CAVIDADES

Os projetos em curso no Programa H2REN, procura validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio, identificar possíveis restrições operacionais e necessidades de modificações nos equipamentos não compatíveis com esta realidade.

Os resultados preliminares da avaliação dos sistemas de armazenamento (conjunto furos e cavidades) para a operação com misturas de hidrogénio apontam para a incompatibilidade de determinados equipamentos e componentes em serviço no furo de acesso às cavidades com o hidrogénio, mesmo para concentrações baixas de hidrogénio.

Os equipamentos em questão — cabeça do furo, *flow couplings*, válvula subterrânea de segurança, *packer* e, em certa medida, a tubagem de produção — são constituídos por aços de muito alta resistência e por ligas de níquel de estrutura martensite. Estes materiais são altamente suscetíveis à fragilização pelo hidrogénio o que, conjugado com os ciclos pronunciados de pressão e temperatura a que os equipamentos nos furos e cavidades estão sujeitos, não oferecem garantias para a operação com hidrogénio em segurança, mesmo com concentrações em volume reduzidas.

Para além da incompatibilidade dos materiais destes equipamentos para a operação com o hidrogénio, o AS do Carriço tem propensão para a formação de sulfureto de hidrogénio, como se constata nas cavidades RENC-5, RENC-1 e REN-C6. O sulfureto de hidrogénio, para além de levantar problemas de corrosão, acentua o efeito de fragilização nos materiais provocado pelo hidrogénio, pelo que há risco da situação se tornar insustentável do ponto de vista da integridade dos ativos e segurança das operações.

Assim, tudo aponta para que se afigure inevitável a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades por materiais *H2Ready* e *H2SReady* para permitir a utilização do armazenamento subterrâneo num contexto de gases renováveis, mesmo de reduzidas concentrações de hidrogénio no gás natural. A substituição destes equipamentos na cavidade em operação é uma intervenção complexa que exige um planeamento cuidadoso dadas as implicações que tem na instalação e no SNG, assim como nas valências dos recursos que é essencial mobilizar para a sua concretização.

Desta forma, por questões de eficiência operacional e minimização de custos de investimento, a substituição destes equipamentos deverá ser operacionalizada em estreita articulação com a construção das duas novas cavidades previstas para o AS do Carriço, no âmbito da determinação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro.

### AS DO CARRIÇO - EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE

As alterações enumeradas referentes à RNTG e respetivos equipamentos de superfície serão implementadas também nos equipamentos de superfície da instalação do AS do Carriço.

### GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

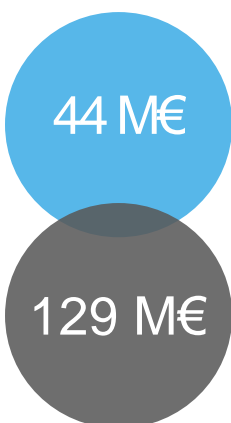
A função de Gestão Técnica Global do SNG integra a programação e monitorização permanente do equilíbrio entre a oferta e a procura global de gás, a gestão integrada dos fluxos de gás no SNG, o seguimento da utilização da capacidade oferecida e a realização dos serviços de sistema necessários à operacionalização do acesso de terceiros às infraestruturas com os níveis de qualidade e segurança adequados. Para o efeito, as equipas especializadas do operador da RNTG recorrem a um conjunto de meios técnicos de apoio à gestão da operação, com destaque para os sistemas de aquisição e tratamento de dados, de simulação numérica do escoamento do gás e de integração da operação comercial que requerem o necessário desenvolvimento.

### ESTIMATIVA DOS CUSTOS

Os custos indicados no anterior PDIRG 2022-2031 encontram-se subestimados, à luz dos estudos entretanto desenvolvidos e cujos resultados, ainda que preliminares, permitem com melhor precisão os custos necessários para a adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás e H2 até 10% em volume.

Investimento a custos totais para adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume

RNTG  
CUSTO TOTAL  
ADAPTAÇÃO A  
MISTURAS DE GÁS  
NATURAL COM H2 ATÉ  
10% EM VOLUME



AS DO CARRIÇO  
CUSTO TOTAL  
ADAPTAÇÃO A  
MISTURAS DE GÁS  
NATURAL COM H2 ATÉ  
10% EM VOLUME

	Total	<2024	2024-28	2029-33
Total	172,9	2,4	162,7	7,9
RNTG	44,1	2,2	36,0	5,9
AS do Carriço	128,9	0,3	126,7	1,9

N.B. As diferenças nos totais são devidas ao arredondamento.

Unidades: M€

## NOVAS CAVIDADES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Europa e a eventuais interrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. De acordo com a referida Resolução do Conselho de Ministros, foi determinado que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através das suas infraestruturas, a fim de:

- Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e
- Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás importa reforçar as reservas do SNG, fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

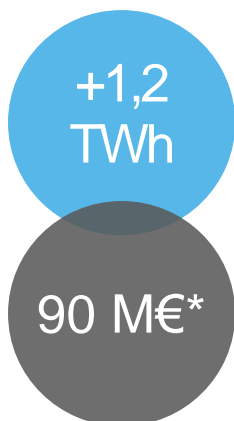
Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente PDIRG contempla a criação de duas novas cavidades de armazenamento de gás, desenvolvidas também numa perspetiva futura de armazenamento de 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço, com previsão de entrada em operação 2027 (primeira das novas cavidades) e em 2028 (a segunda das novas cavidades).

A construção destas duas cavidades deve ser articulada com as intervenções a realizar parcial ou totalmente nas adaptações das atuais cavidades para receber misturas de hidrogénio, no sentido de capitalizar sinergias ao nível das intervenções técnicas e de maquinaria, na perspetiva de minimização do tempo de execução e otimização dos custos de ambos os projetos.

A criação das duas cavidades em questão apresenta benefícios (atributos inerentes à análise multicritérios/custo-benefício associados à segurança do abastecimento, nomeadamente, reserva de capacidade, capacidade bidirecional, Índice de Herfindahl Hirschman ("IHH") da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento.

O investimento estimado com as duas novas cavidades salinas do AS do Carriço é de ca. 90 M€ (a custos totais), sem a inclusão do custo do *cushion gas*, estimando-se que este seja aproximadamente 33 Mm<sup>3</sup>(n)/cavidade.

### AS DO CARRIÇO DUAS CAVIDADES RESERVAS ESTRATÉGICAS DE GÁS



\* ESTIMATIVA NÃO INCLUI CUSTO COM CUSHION GAS (~33 Mm<sup>3</sup>/CAVIDADE)

## INTERLIGAÇÃO CELZA E EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO

Este projeto surge no seguimento do acordo anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente de França, Emmanuel Macron, o Presidente do governo espanhol, Pedro Sánchez e o Primeiro Ministro português, António Costa. Os líderes destes três países acordaram na criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, o qual inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira em Portugal e Zamora em Espanha, bem como um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona em Espanha e Marselha em França. No dia 9 de dezembro de 2022, em Alicante, os mesmos líderes confirmaram o lançamento deste corredor verde, o "H2Med", associado a eixos internos de transporte de hidrogénio em Portugal, Espanha e França, cujos contornos foram definidos na presença da Presidente da Comissão Europeia, Ursula Von der Leyen, que mostrou o seu apoio à iniciativa.

O projeto H2Med/CelZa (ou simplesmente "CelZa") irá potenciar o desenvolvimento de um dos principais corredores de hidrogénio via Mediterrâneo do plano REPowerEU, através da construção de uma interligação de transporte de hidrogénio com 248 km, incluindo ca. 162 km do troço português compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d bidirecional.

Além da interligação CelZa, o projeto global inclui o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio ("ENTH2") constituído por uma nova linha Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carricho) - Cantanhede, bem como os gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte, a converter para o transporte de H2 a 100%.

### Projeto CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio



O custo estimado global é de 414 M€, sem subsídio de fundos da União Europeia, nomeadamente do *Connecting Europe Facility*, repartido por 204 M€ e 210 M€ para o CelZa e ENTH2, respetivamente, com data pretendida para entrar em operação de 1 de janeiro de 2030.

100% HIDROGÉNIO  
INTERLIGAÇÃO (CelZa) E  
EIXO NACIONAL DE  
TRANSPORTE DE  
HIDROGÉNIO

414 M€  
(s/ subsídio)

2030

100% HIDROGÉNIO  
ENTRADA EM  
OPERAÇÃO

Refira-se que a conversão das linhas existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte deve ser compatibilizada e coordenada com as necessárias intervenções ao nível das redes de distribuição e instalações de consumo que atualmente são servidas por aquelas linhas da RNTG.

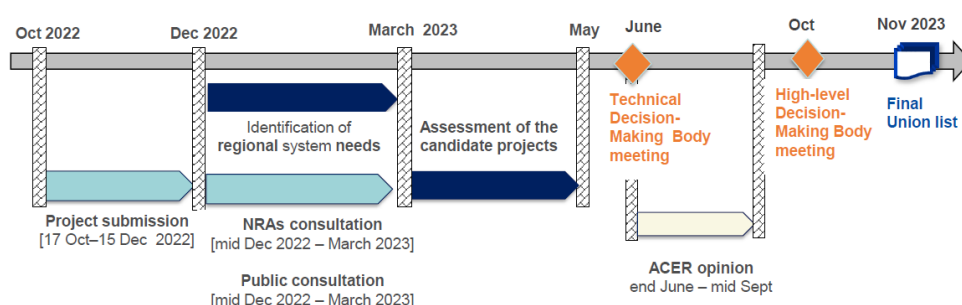
Os projetos de Portugal, Espanha e França associados ao H2Med foram submetidos, pelos respetivos operadores de rede de transporte envolvidos, a candidatura ao estatuto de Projeto de Interesse Comum ("PIC"), em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no TEN-E: 'Gasodutos para o transporte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

Caso os projetos mencionados venham a estar incluídos na lista de PIC, os projetos são elegíveis para candidatura a apoio financeiro da União Europeia através do *Connecting Europe Facility*.

A Comissão Europeia estabeleceu um calendário de avaliação dos projetos candidatos ao estatuto PIC, como é caso dos projetos para 100% de hidrogénio CelZa e ENTH2, contemplando diversas etapas, com vista à publicação da lista final de projetos PIC previsivelmente em novembro de 2023.

A figura *infra* apresenta o cronograma com as atividades e datas-chave previstas neste processo para adoção da próxima lista de PIC, de acordo com a informação fornecida pela Comissão Europeia nas reuniões dos grupos regionais de acompanhamento dos projetos de hidrogénio no âmbito do TEN-E.

### Atividades e datas-chave associadas ao processo PIC



Fonte: Comissão Europeia

Dada a indefinição relativamente à metodologia a aplicar e os respetivos atributos de avaliação do PIC, bem como a necessidade de ainda terem que ser consolidada informação que, à data da elaboração deste PDIRG ainda não se encontrava fixada, o presente PDIRG não apresenta uma análise específica de custo-benefício para estes projetos remetendo-se para momento posterior a sua aplicação.

## ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

A realização da Estação de Compressão do Carregado ("EC Carregado") permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL de Sines para a RNTG, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines, aumentando 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.

À partida, a potência desta estação de compressão cifrar-se-ia em cerca de 12 a 14 MW, com capacidade para movimentar caudais na ordem de 650 000 m<sup>3</sup>/h e com uma impulsão de 35 a 40 bar, com impacto no incremento da capacidade de exportação de gás em ca. de 20 GWh/d.

Importa referir que uma tomada de decisão quanto à construção da Estação de Compressão do Carregado deve acautelar um período mínimo de três a quatro anos entre uma eventual tomada de decisão final de investimento e a sua efetiva concretização e entrada em exploração, não se apresentando neste PDIRG uma data objetivo específica para entrada em exploração da EC Carregado.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento e tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas, a EC Carregado detém os seguintes atributos benéficos:

- Integração de Mercados e interoperabilidade - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento.

O custo estimado da EC Carregado é de ca. 46 M€ (a custos totais).

## IMPACTO TARIFÁRIO

A análise do impacto dos projetos do presente PDIRG é realizado recorrendo à estimativa da evolução dos proveitos unitários (por unidade de energia) para recuperação dos custos incorridos. A volatilidade acentuada da procura de gás tem sido uma característica do setor, sendo os respetivos efeitos tarifários

**EC CARREGADO**  
INCREMENTO DE  
CAPACIDADE DE  
RECEÇÃO DA RNTG A  
PARTIR DO TGNL DE  
SINES



**EC CARREGADO**  
CUSTO TOTAL  
ESTIMADO



atenuados pelos mecanismos instituídos na regulamentação em vigor com efeito positivo na mitigação dessa volatilidade.

A análise do impacto tarifário através dos proveitos unitários é muito sensível à evolução da procura, mesmo num quadro de redução significativa da base de ativos regulados. Com efeito, a estimativa do proveito embora reflita a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no horizonte temporal do PDIRG, o seu valor unidade de energia é influenciado pela previsão de procura, sendo que os três cenários de procura projetados para o período do presente PDIRG traduzem uma redução da procura no mercado total com variações que oscilam entre -3,0% e -4,6% para o horizonte temporal em análise (2023-2033).

Para a realização da análise, foi assumido um conjunto de pressupostos que se encontram descritos nos pontos seguintes:

- O custo associado ao capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos previstos em exploração até ao final de 2023 e os novos investimentos previstos no período 2024-2033 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 8% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
- Considera-se que o custo de exploração se mantém constante ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
- Os ajustamentos/desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,7%;
- A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso e decididos em anteriores ciclos de planeamento e (3) Projetos Base apresentados no presente PDIRG;
- Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários dos pressupostos para a elaboração do RMSA-G 2022: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior, cf. apresentado no Capítulo 3 do presente PDIRG.

Salienta-se ainda que os cálculos efetuados consideram, para além dos investimentos colocados em operação até final de 2022, também os que à data de elaboração deste PDIRG se previa virem a ser transferidos para exploração até final de 2023.

A partir dos pressupostos expressos *supra*, efetuaram-se simulações, relativas ao impacto dos Projetos Base e ao impacto dos Projetos Base acrescidos de Projetos Complementares.

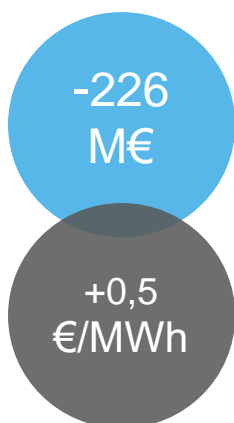
O Quadro que se segue apresenta, por concessão, a evolução da base de ativos regulados ("RAB") considerando os Projetos Base apresentados neste PDIRG para o período 2024-2033.

### Evolução do RAB considerando os Projetos Base

	2022	2023	2028	2033
<b>Total</b>	<b>852,0</b>	<b>822,6</b>	<b>626,1</b>	<b>437,7</b>
RNTG	553,4	537,1	435,8	307,9
AS do Carricho	169,0	164,3	136,3	109,6
TGNL de Sines	129,6	121,2	54,0	20,2
<b>Varição acumulada</b>	<b>-</b>	<b>-29,4</b>	<b>-225,9</b>	<b>-414,3</b>

Unidade: M€

### VARIAÇÃO DO RAB DA RNTIAT EM 2028 PROJETOS BASE



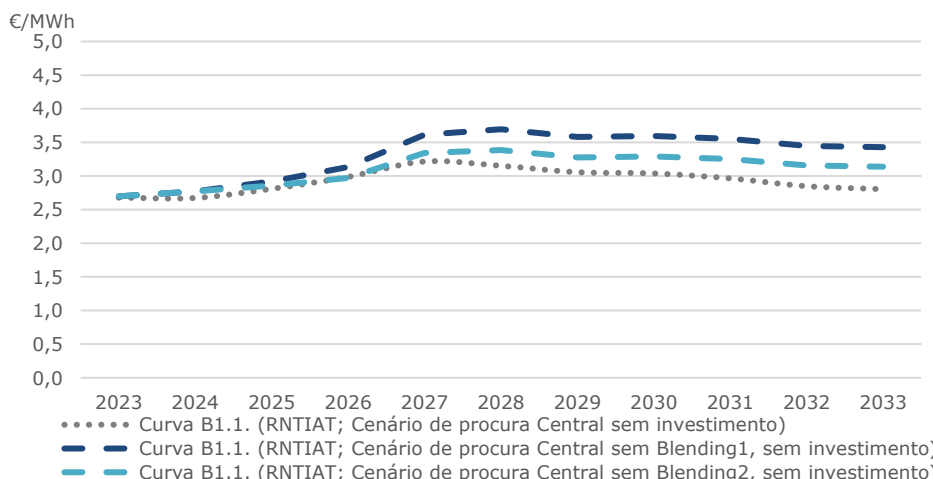
### VARIAÇÃO DOS PROVEITOS UNITÁRIOS 2024-2028 SÓ COM EFEITO DA REDUÇÃO DA PROCURA (SEM INVESTIMENTO)

CENÁRIO CENTRAL

Como se verá, apesar do forte decréscimo da base de ativos regulados, o efeito do decréscimo da procura promove um aumento proveito unitário. Assim, o gráfico seguinte mostra a evolução dos proveitos unitários sem o investimento.

Adicionalmente, procedeu-se a uma análise de sensibilidade da ausência de misturas de hidrogénio com gás natural no cenário de procura Central, ausência essa que impacta no sentido da redução da procura de gás pela maior eletrificação dos consumos, o que se traduz no aumento dos proveitos unitários, com ou sem investimento.

### Evolução dos proveitos unitários na RNTIAT sem investimento e sem misturas de gás natural e hidrogénio (Cenário Central de procura)



Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico *supra*, só com a evolução negativa da procura, mesmo sem investimento, verifica-se para o cenário de procura Central, em 2028, o aumento dos proveitos unitários em +0,5 €/MWh, correspondendo a um aumento de 19% face aos proveitos unitários de 2024.

No que se refere à análise de sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural, verifica-se, mesmo sem investimento, o seguinte:

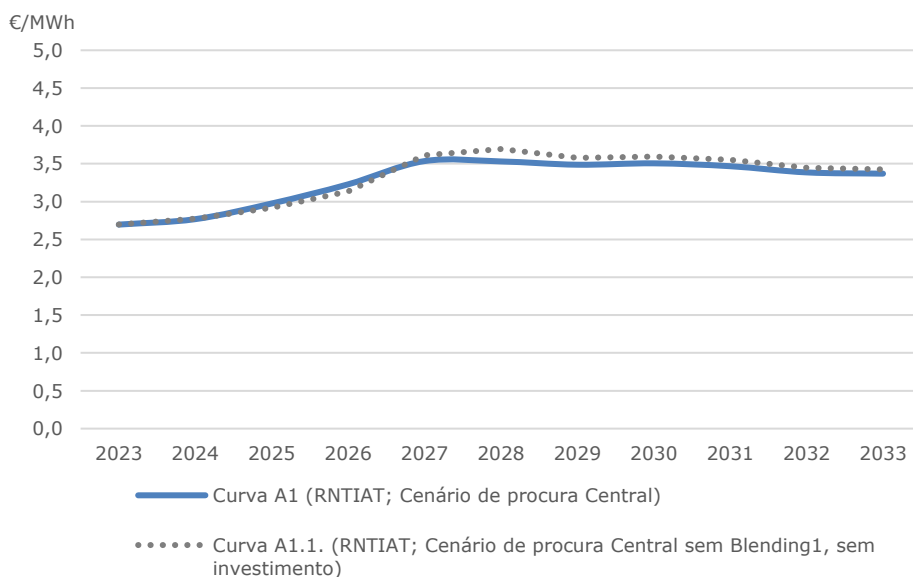
- para um cenário sem misturas “sem Blending1”<sup>1</sup>, um aumento de proveitos unitários de 0,9 €/MWh, correspondendo a um aumento de 33% face aos proveitos unitários de 2024 e
- para outro cenário sem misturas “sem Blending2”, um aumento de proveitos unitários de 0,6 €/MWh, correspondendo a um aumento de 22% face aos proveitos unitários de 2024.

Nesse sentido, o efeito da presença de misturas de hidrogénio com gás natural reduz, com maior ou menor intensidade, o impacto nos proveitos unitários da RNTIAT.

Procedendo à inclusão dos Projetos Base, poderá verificar-se através do gráfico da figura seguinte, para o cenário de procura Central, em 2028, um decréscimo de (-0,2 €/MWh) face aos proveitos unitários de 2028 com um cenário de Procura Central sem Blending1 e sem investimento.

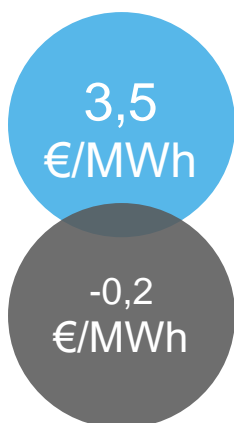
Refira-se que, naturalmente, face à sensibilidade apresentada no gráfico anterior, em qualquer dos cenários sem misturas, o aumento dos proveitos unitários seria ainda maior.

### Evolução dos proveitos unitários na RNTIAT com os Projetos Base (Cenário Central de procura)



#### PROVEITOS UNITÁRIOS EM 2028 PROJETOS BASE

CENÁRIO CENTRAL

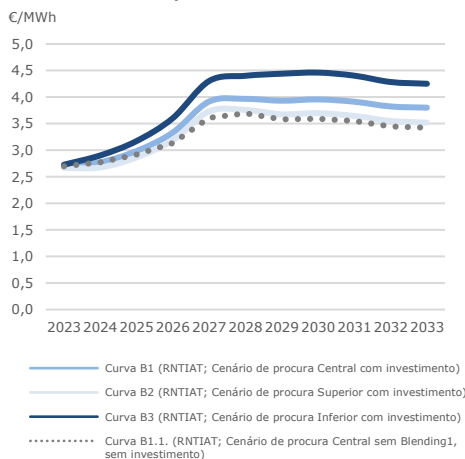


#### DIFERENÇA DOS PROVEITOS UNITÁRIOS EM 2028 PROJETOS BASE VS. CENÁRIO CENTRAL SEM BLENDING1 E SEM INVESTIMENTO

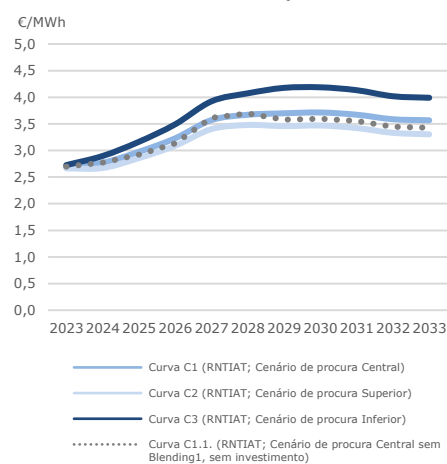
<sup>1</sup> O cenário sem Blending1 corresponde a um exercício de sensibilidade à redução de consumo de gás natural por eletrificação devido à ausência de opções de Blending. O cenário sem Blending2, apresentado neste Sumário Executivo, corresponde a uma visão intermédia.

Nos gráficos das figuras seguintes, são apresentadas as evoluções dos proveitos unitários com os Projetos Base acrescidos de Projetos Complementares.

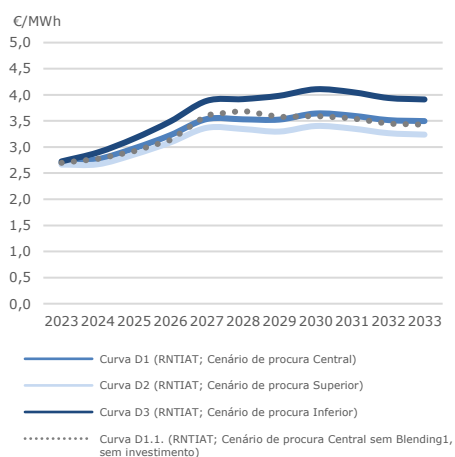
**Projetos Base + Projeto Complementar de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas com H2 até 10%**



**Projetos Base + Projeto Complementar de construção de duas novas cavidades no AS do Carriço**



**Projetos Base + Projeto Complementar de construção da Estação de Compressão do Carregado**



# ÍNDICE

## SUMÁRIO EXECUTIVO

<b>ÍNDICE</b>	<b>1</b>
<b>SIGLAS E ABREVIATURAS</b>	<b>4</b>
<b>ENQUADRAMENTO E ÂMBITO</b>	<b>6</b>
1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS	7
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR	8
1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU	13
1.3.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE	13
1.3.2. ENQUADRAMENTO DOS PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRG 2024-2033	14
1.3.3. SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	17
1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO	18
1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO	20
1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	22
1.6.1. ENQUADRAMENTO	22
1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRG E OS PDIRD	23
<b>2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS</b>	<b>24</b>
2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG	27
2.1.1. REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	27
2.1.2. TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES	30
2.1.3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	31
2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA	33
2.2.1. PROCURA ANUAL	33
2.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DA RNTG	37
2.2.3. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	40
2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA	41
2.3.1. EVOLUÇÃO DO ABASTECIMENTO	42
2.3.2. CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTG	44
2.3.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NA RNTIAT	46
2.3.4. TAXAS DE UTILIZAÇÃO DA RNTIAT	47
2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO	57
2.4.1. CONTINUIDADE DO SERVIÇO	57
2.4.2. CARACTERÍSTICAS DO GÁS	59
2.4.3. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	60
<b>3. PRESSUPOSTOS</b>	<b>61</b>
3.1. ENQUADRAMENTO	62
3.2. APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO	63
3.2.1. PROJETOS BASE	63
3.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	64
3.3. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO	65
3.4. O PLANO REPOWEREU DA COMISSÃO EUROPEIA COM O OBJETIVO DE TORNAR A UNIÃO EUROPEIA INDEPENDENTE DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS RUSSOS ANTES DE 2030	70
3.5. NOVO CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR ASSOCIADO À RESERVA ESTRATÉGICA DE GÁS NATURAL	71
3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	72
3.6.1. PROCURA ANUAL	73
3.6.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	78
3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	84
3.7.1. PROJETOS BASE	84
3.7.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	85
3.8. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	89

3.8.1. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DOS ATIVOS (PROJETOS BASE)	90
3.8.2. ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO SISTÊMICO DA RNTIAT	95
<b>4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO</b>	<b>98</b>
4.1. ENQUADRAMENTO	99
4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	101
4.2.1. INVESTIMENTO ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	101
4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO	104
4.3.1. ENQUADRAMENTO E AGREGAÇÃO DE PROJETOS	104
4.3.2. INVESTIMENTO EM PROJETOS DE MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS PARA O PERÍODO 2024-2028	105
4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	108
4.4.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	108
4.4.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NA RNTG	109
4.4.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NA RNTG	110
4.4.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NA RNTG	111
4.4.5. PROJETOS DE AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE NA RNTG	112
4.4.6. PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO NA RNTG	113
4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	114
4.5.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	114
4.5.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO TGNL DE SINES	115
4.5.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DO TGNL DE SINES	115
4.5.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO TGNL DE SINES	116
4.5.5. PROJETOS DE AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE NO TGNL DE SINES	117
4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	118
4.6.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	118
4.6.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO AS DO CARRIÇO	119
4.6.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR PARA O AS DO CARRIÇO	119
4.6.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO AS DO CARRIÇO	120
4.6.5. PROJETOS DE SUSTENTABILIDADE E AMBIENTE NO AS DO CARRIÇO	121
4.7. AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS	122
4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL	125
4.8.1. ENQUADRAMENTO	125
4.8.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE	126
4.8.3. REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA (RTS)	127
4.8.4. MONTANTES DE INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL	128
4.9. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS	129
<b>5. PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRG</b>	<b>130</b>
5.1. ENQUADRAMENTO	131
5.2. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME	132
5.2.1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO	132
5.2.2. ESTUDOS EM CURSO PARA ADEQUAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS (RNTG E AS CARRIÇO) PARA RECEÇÃO DE HIDROGÉNIO	132
5.2.3. INTERVENÇÕES TÉCNICAS A REALIZAR NAS INFRAESTRUTURAS PARA ADAPTAÇÃO À RECEÇÃO DE HIDROGÉNIO	135
5.2.4. PRÓXIMOS PASSOS	142
5.2.5. INVESTIMENTO A CUSTOS DIRETOS EXTERNOS NA RNTG E AS CARRIÇO PARA ADAPTAÇÃO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME	143
5.2.6. VALORES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS ASSOCIADOS À ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS CARRIÇO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO ATÉ 10%	144
5.3. NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	146
5.3.1. ENQUADRAMENTO E DESCRIÇÃO DO PROJETO	146
5.3.2. INVESTIMENTO A CUSTOS DIRETOS EXTERNOS ASSOCIADO ÀS NOVAS CAVIDADES DO AS CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	147
5.3.3. VALORES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS REFERENTES À IMPLEMENTAÇÃO DE DUAS NOVAS CAVIDADES NO AS CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	148
5.4. PROJETO DE INTERLIGAÇÃO H2MED/CELZA E EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO	149
5.4.1. ENQUADRAMENTO E DESCRIÇÃO DOS PROJETOS H2MED/CELZA E EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE H2	149

5.4.2. INVESTIMENTO RELATIVO AO PROJETO DA NOVA INTERLIGAÇÃO CELZA E AO EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO	152
<b>5.5. ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO</b>	<b>155</b>
5.5.1. ENQUADRAMENTO E DESCRIÇÃO DO PROJETO	155
5.5.2. MONTANTE DE INVESTIMENTO A CUSTOS DIRETOS EXTERNOS ASSOCIADO AO PROJETO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO	155
5.5.3. VALOR DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS DO PROJETO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO	156
<b>6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRG</b>	<b>158</b>
6.1. IMPACTO TARIFÁRIO	159
6.1.1. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2024-2033	162
6.1.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2024-2033 + PROJETO COMPLEMENTAR ASSOCIADO À INTRODUÇÃO DE MISTURAS DE HIDROGÉNIO NA RNTG E NO AS DO CARRIÇO	163
6.1.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2024-2033 + PROJETO COMPLEMENTAR DE DUAS NOVAS CAVERNAS NO AS CARRIÇO (SEM INCLUSÃO DO CUSTO DO CUSHION GAS)	165
6.1.4. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2024-2033 + PROJETO COMPLEMENTAR DA EC DO CARREGADO	167
6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	170
6.2.1. PROJETOS BASE (REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)	170
6.2.2. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO – PROJETOS BASE	181
6.2.3. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO – PROJETOS COMPLEMENTARES ASSOCIADOS ÀS NOVAS CAVERNAS DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022) E ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS DO CARREGADO	216
6.2.4. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO – PROJETOS COMPLEMENTAR DE INTERLIGAÇÃO A 100% HIDROGÉNIO H2MED CELZA E EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO	245
6.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	247

## **ANEXOS**

**ANEXO 1 - PRESSUPOSTOS DO RMSA-G 2022**

**ANEXO 2 - PROJETOS DECIDIDOS EM ANTERIORES EDIÇÕES DO PDIRG**

**ANEXO 3 - NECESSIDADES DECORRENTES DA RCM N.º 82/2022**

**ANEXO 4 - PROJETOS BASE A INICIAR OU A TRANSFERIR PARA EXPLORAÇÃO EM 2023**

**ANEXO 5 - METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO**

**ANEXO 6 - FICHAS DE CONSULTA DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO, SUSTENTABILIDADE E DOS INVESTIMENTOS NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL**

# SIGLAS E ABREVIATURAS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BEI	Banco Europeu de Investimento
BV	Estação de seccionamento (Block Valve)
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCCG	Central de Ciclo Combinado a Gás
CCDR-LVT	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado (Combined Cycle Gas Turbine)
CD	Centro de Despacho
CDE	Custos diretos externos
CE	Comissão Europeia
CEF	Connecting Europe Facility
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CTS	Interligação (Custody Transfer Station)
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DPB	Despacho Principal de Bucelas
GTG	Gestor Técnico Global do SNG / Gestão Técnica Global do Sistema
EC	Estação de Compressão
EEA	Estudo de Enquadramento Ambiental
EM	Estado Membro
EN H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ENTSOG	Associação Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESG	Governança ambiental, social e corporativa ( <i>Environmental, social, and corporate governance</i> )
FER	Fonte de Energia Renovável
GCG	<i>Gas Coordination Group</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
G	Gás
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (Gas Regulating and Metering Station)
GS	Gestor do Sistema
H2	Hidrogénio
HSST	Higiene, segurança e saúde no trabalho
ICJCT	Estação de derivação em T simples (Branch Station)
IT	Tecnologias de Informação (Information Technology)
JCT	Estação de derivação (Junction Station)
JRC	Joint Research Centre da Comissão Europeia
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás
Mm <sup>3</sup> (n)	Milhão de metro cubico normalizado
OPEX	Operational Expenditure
PCI	<i>Project of Common Interest</i>
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição



PDIRG	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás natural e Terminais de GNL
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PIB	Produto Interno Bruto
PIC	Projeto de Interesse Comum
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRO	Produção de eletricidade em regime ordinário
QAN	Quadro de Ação Nacional
RAB	Base de Ativos Regulados ( <i>Regulated Asset Base</i> )
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
REN	Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
RIP	Relevante Interesse Público
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional
RMSA-G	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
RPG	Rede Pública de Gás
RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
SEOTCN	Secretaria de Estado do Ordenamento do Território e Conservação da Natureza
SEEC	Secretaria de Estado da Energia e Clima
SEN	Sistema Elétrico Nacional
Slot	Período de dias atribuído para uma operação de carga ou descarga de navio de GNL no TGNL de Sines
SNG	Sistema Nacional de Gás
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
STEP	Primeira fase da nova interligação Espanha-França
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito
TMCA	Taxa Média de Crescimento Anual
TU	Taxa de Utilização
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia
VAB	Valor Acrescentado Bruto
VIP	Virtual Interconnection Point



1

# ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

# 1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

A rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento de gás e terminais de gás natural liquefeito ("RNTIAT") é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito ("GNL").

A rede nacional de transporte de gás ("RNTG") é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carriço para injeção nas cavidades dessa infraestrutura.

O terminal de gás natural liquefeito ("TGNL") de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

Nas instalações do armazenamento subterrâneo ("AS") do Carriço, no concelho de Pombal, o gás é armazenado em alta pressão em cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, S.A. que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavidades e a extração de gás das cavidades para a rede de transporte.

A rede nacional de distribuição de gás ("RNDG") é constituída pelo conjunto das redes de distribuição da REN Portgás Distribuição, Duriensegás, Sonorgás, Beiragás, Lusitaniagás, Tagusgás, Lisboagás GDL, Setgás, Dianagás, Medigás e Paxgás, tendo por objetivo transportar até aos clientes finais, em média e baixa pressão, o gás recebido da rede de alta pressão. Alternativamente, o gás pode ser recebido das unidades autónomas de gaseificação ("UAG") após vaporização do GNL contido nos reservatórios criogénicos dessas unidades.

Nas UAG, o GNL recebido dos camiões cisterna ou de contentores-cisterna criogénicos é armazenado e posteriormente gaseificado para as redes de distribuição ou para consumidores finais de gás.

## 1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

Dando cumprimento ao disposto no Artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à REN - Gasodutos, S.A. ("REN"), operador da RNTG, a elaboração nos anos ímpares de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT ("PDIRG"). De acordo com o Artigo 87.º "Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento na RNTIAT", a proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG") e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE") até ao final do 1.º trimestre dos anos ímpares.

A ERSE, no prazo de 22 dias, promove a consulta pública da proposta de PDIRG, com duração de 30 dias, findos os quais, no prazo de 22 dias, a ERSE elabora o relatório da consulta pública que é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Recebido o relatório da consulta pública, DGEG e ERSE têm 30 dias para emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

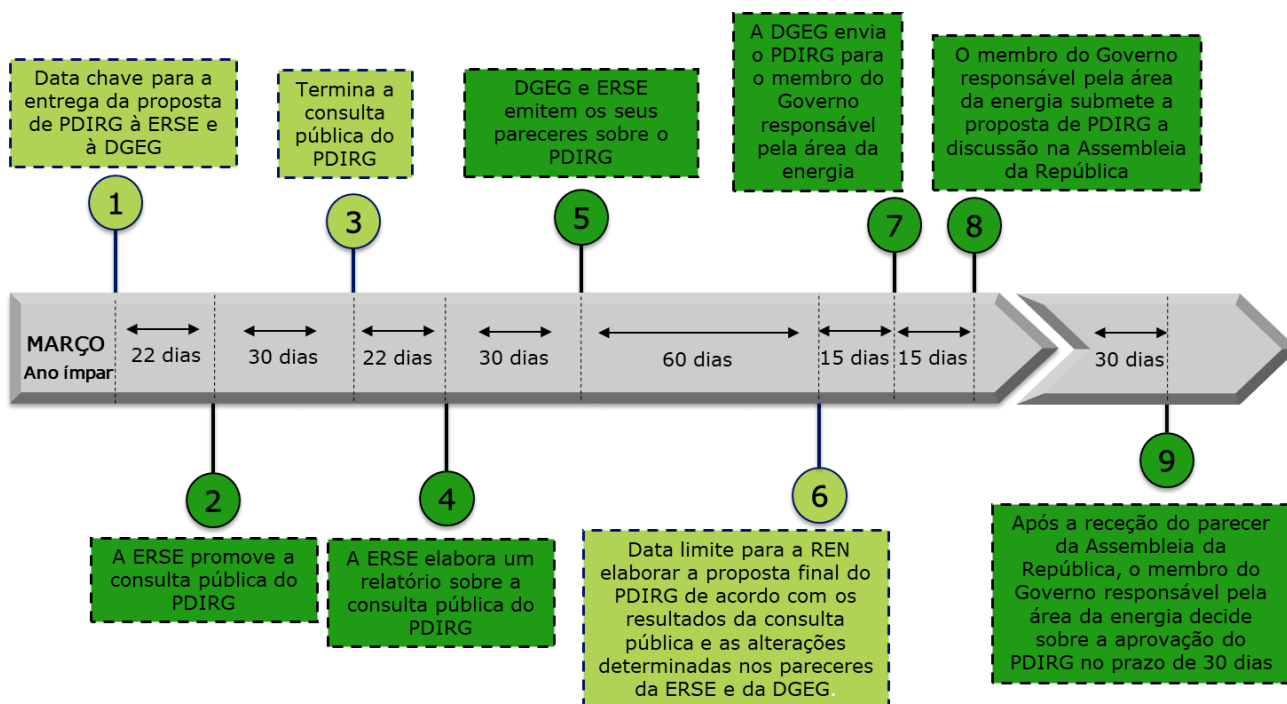
Recebida a proposta final do PDIRG, a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo este de 15 dias para submeter a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República.

Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG no prazo de 30 dias.

A figura seguinte ilustra o cronograma associado ao procedimento de elaboração do PDIRG.

FIGURA 1-1

### Procedimento de elaboração do PDIRG



O PDIRG encontra-se enquadrado por legislação e regulamentação a nível nacional e comunitário, identificando-se neste ponto do Plano a legislação relevante que o suporta.

#### LEGISLAÇÃO NACIONAL

- O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, nomeadamente os seguintes artigos:
  - Artigo 29.º Obrigações do operador da RNTG;
  - Artigo 86.º Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito;
  - Artigo 90.º Garantia da segurança do abastecimento de gás;
  - Artigo 96.º Obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança;
  - Anexo I, Capítulo I - Disposições e princípios gerais, Base I - Objeto da Concessão;
  - Anexo I, Capítulo IV - Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas, Base XV - Projetos e Base XVII - Planeamento, remodelação e expansão da Rede Nacional de Transporte de Gás;
- A Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, designadamente no Artigo 1.º Reservas de segurança;

- O Regulamento de Relações Comerciais dos Setores Elétrico e Gás, designadamente no Artigo 316.º Atividade de transporte de gás n.º 2 alínea a) e no Artigo 11.º Obrigação de ligação (dos operadores das redes de transporte e de distribuição);
- O Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Sector do Gás, no Capítulo III Investimentos nas infraestruturas, designadamente os Artigos 28.º Informação sobre novos projetos de investimento, 29.º Supervisão dos projetos de investimento e 30.º Realização de investimentos nas infraestruturas;
- O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro, da DGEG;
- O Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais, Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro, da DGEG;
- O Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, da DGEG;
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada e publicada na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto;
- O Plano Nacional de Energia e Clima 2030, aprovado e publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho;
- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado e publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho;
- O Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto, que estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável, atualizando as metas de energia de fontes renováveis;
- O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002;
- A Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que apresenta o Plano de Poupança de Energia nacional e que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia.
- O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro que cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás.

- A Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.

### LEGISLAÇÃO EUROPEIA

- O Regulamento (UE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho, designadamente no Artigo 4.º “Rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás”, Artigo 12.º “Cooperação regional dos operadores das redes de transporte”; Artigo 18.º “Requisitos de transparência aplicáveis aos operadores das redes de transporte” e Artigo 19.º “Requisitos de transparência aplicáveis às instalações de armazenamento e de GNL”;
- O Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (UE) n.º 713/2009, (UE) n.º 714/2009 e (UE) n.º 715/2009;
- O Regulamento (UE) n.º 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro veio alterar, no que diz respeito à lista de Projetos de Interesse Comum (“PIC”), o Regulamento (UE) n.º 347/2013, disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 1.ª lista de PIC;
- O Regulamento (UE) n.º 2016/89 da Comissão de 18 de novembro, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, e publica a segunda lista de PIC; O Regulamento (UE) n.º 1938/2017 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro, designadamente no Artigo 5.º “Normas relativas às infraestruturas”, Artigo 6.º “Normas relativas ao aprovisionamento”, Artigo 7.º “Avaliação de Riscos e Artigos 8.º e 9.º Plano Preventivo de Ação”;
- O Regulamento (UE) n.º 2018/540 da Comissão de 23 de novembro de 2017, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, e publica a terceira lista de PIC;
- O Regulamento (UE) n.º 2020/389 da Comissão de 31 de outubro de 2019, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, e publica a quarta lista de PIC;
- O Regulamento (UE) n.º 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, que altera os Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013;
- A Estratégia Europeia para o Hidrogénio da Comissão Europeia, publicada em 8 de julho de 2020;
- A Estratégia para a integração do Sistema Energético da Comissão Europeia, publicada em 8 de julho de 2020;

- O Plano REPowerEU da Comissão Europeia de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030;<sup>2</sup>
- O Regulamento (UE) n.º 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) n.º 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento;
- O Regulamento (UE) n.º 2022/1369 do Conselho de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás.

---

<sup>2</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>



## 1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU

### 1.3.1. Coordenação europeia da expansão da rede

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 715/2009, de 13 de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de gás a nível europeu, passou a ser assegurada pela "European Network of Transmission System Operators for Gas"<sup>3</sup> ("ENTSOG"), da qual a REN é associada. Do ponto de vista operacional e organizativo, o grupo do investimento, "Investment Working Group" (INV-WG), tem a responsabilidade dos temas de planeamento e desenvolvimento das redes da ENTSOG.

Ainda de acordo com o mesmo regulamento, a ENTSOG é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de gás à escala Europeia "Ten-Year Network Development Plan" ("TYNDP"). A versão *draft* da lista de projetos da sétima edição deste plano, o "TYNDP 2022"<sup>4</sup>, foi disponibilizada no página eletrónica da ENTSOG no dia 21 de outubro de 2022 e a sua versão final deverá ser publicada no mês de julho de 2023. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas visam apoiar as ambições europeias de energia e clima, incluindo o "REPowerEU"<sup>5</sup>, o "Fit for 55"<sup>6</sup>, o "Green Deal" e as estratégias europeias para a integração do sistema de hidrogénio<sup>7</sup> e a "Energy System Integration"<sup>8</sup>, tendo sido sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais *stakeholders*, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias.

O plano de desenvolvimento europeu deve incluir a modelização da rede integrada, a elaboração de cenários, uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia e uma avaliação da resiliência do sistema. Como referido, a elaboração deste plano tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor do gás, cumprir com princípios como a sustentabilidade, a segurança de abastecimento, a competitividade e a integração do mercado de gás.

Os operadores de rede nacionais, juntamente com os operadores das redes interligadas em cada grupo regional, realizam os estudos técnicos necessários à identificação das necessidades de infraestruturas em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, propondo os projetos a inscrever no TYNDP. A promoção da cooperação regional está consagrada na Diretiva (UE) 2009/73 da Comissão Europeia e mais detalhada pelo Regulamento (UE) n.º 715/2009, que exige que os operadores de redes de transporte europeus publiquem planos de investimento regionais de gás, "Gas Regional Investment Plan" ("GRIP") numa base bienal. Com base na análise das interligações

<sup>3</sup> Designada na legislação portuguesa por "Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte".

<sup>4</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2022>

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131)

<sup>6</sup> <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

<sup>7</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_20\\_1296](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296)

<sup>8</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en)

e no funcionamento das redes de transporte, bem como nas necessidades de desenvolvimento das infraestruturas, os planos regionais encontram-se agrupados em seis regiões:

- GRIP North-West;
- GRIP South;
- GRIP Central Eastern Europe;
- GRIP BEMIP;
- GRIP Southern Corridor;
- GRIP South-North Corridor.

A REN contribui para a elaboração do GRIP South, juntamente com os operadores de Espanha (Enagás e Reganosa) e de França (GRTgaz e Teréga). No dia 1 de agosto de 2022 foi publicado o GRIP 2021, cujos conceitos, metodologias e cenários utilizados foram baseados no TYNDP 2020.

Até ao final do primeiro semestre de 2024 deverá ser publicada a edição do GRIP 2023, assente nas metodologias e cenários do TYNDP 2022.

A informação contemplada no TYNDP baseia-se em informação dos planos nacionais e dos planos regionais.

### 1.3.2. Enquadramento dos Projetos de Interesse Comum no PDIRG 2024-2033

Os projetos de Portugal, Espanha e França associados ao corredor verde de hidrogénio H2Med foram submetidos a candidatura ao estatuto de Projeto de Interesse Comum ("PIC") em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no TEN-E: 'Gasodutos para o transporte de hidrogénio, sobretudo de alta pressão, incluindo infraestruturas de gás natural reconvertidas, dando acesso a múltiplos utilizadores da rede de uma forma transparente e não discriminatória'. (Anexo II.3 Regulamento (EU) 2022/869)'.

Estes projetos surgem no seguimento do anúncio feito no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente de França, Emmanuel Macron, o Presidente do governo espanhol, Pedro Sánchez e o Primeiro Ministro português, António Costa. Os líderes dos três países acordaram na criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, que inclui a interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira com Zamora, associado a um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona e Marselha. No dia 9 de dezembro de 2022, em Alicante, os mesmos líderes confirmaram o lançamento deste corredor verde, nomeando-o de H2Med, associado a eixos internos de transporte de hidrogénio em Portugal, Espanha e França, cujos contornos foram definidos na presença da Presidente da Comissão Europeia, Ursula Von der Leyer, que mostrou o seu apoio à iniciativa.

O projeto H2Med/CelZa, ou simplesmente "**CelZa**", – componente do H2Med relativa à interligação entre Celorico da Beira e Zamora – irá potenciar o desenvolvimento de um dos principais corredores de hidrogénio via Mediterrâneo do plano REPowerEU, através da construção de uma interligação de transporte de hidrogénio com 248 km, incluindo os 162 km do troço português,

compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d<sup>9</sup>.

Em território Português, o projeto CelZa está associado ao Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, que compreende a construção e adequação dos gasodutos Figueira da Foz (com possibilidade de ligação ao AS do Carrigo) - Celorico da Beira - Monforte, também submetidos a candidatura à lista de PIC, que de forma conjugada permitirão a descarbonização sustentada e mais rápida dos consumos atuais de gás, ao mesmo tempo que disponibilizam meios para exportar hidrogénio verde para a Europa, produzido a partir de fontes de energia renovável endógena, aproveitando o potencial onshore e offshore em Portugal. Além do gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades, a figura seguinte apresenta o novo gasoduto de hidrogénio Cantanhede - Figueira da Foz, bem como os gasodutos existentes a adaptar para o transporte de hidrogénio a 100%: Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte.

FIGURA 1-2

### CelZa e troços Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS Carrigo) – Cantanhede – Mangualde - Celorico da Beira - Monforte



No quadro seguinte, apresentam-se as características técnicas e o ano de comissionamento proposto para os troços de gasoduto de transporte de hidrogénio no âmbito do projeto CelZa e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, apresentados a candidatura a PIC em dezembro de 2022.

<sup>9</sup> Capacidade máxima diária considerando o poder calorífico superior do hidrogénio

QUADRO 1-1

**Características técnicas dos troços de gasoduto de hidrogénio da Interligação CelZa e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio**

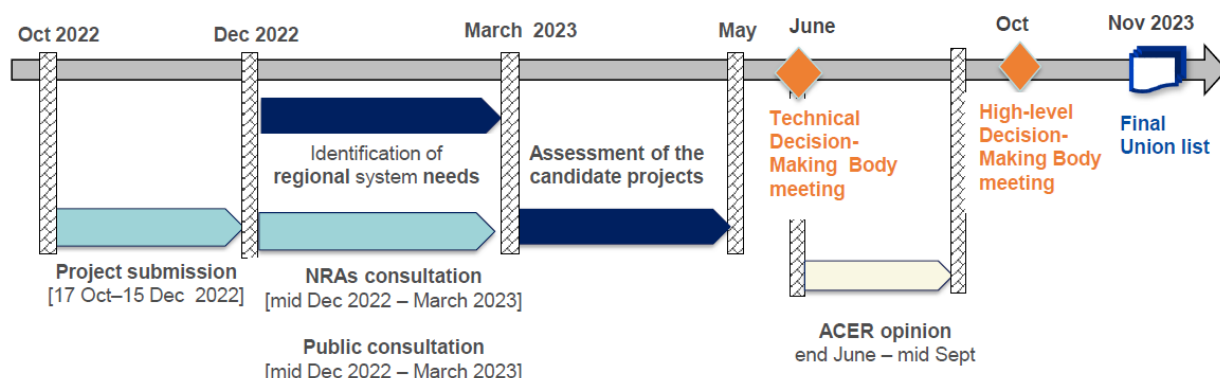
Especificações Técnicas		
Nome da Secção	Parâmetros Técnicos / Descrição	Ano de comissionamento proposto
Celorico da Beira - Vale de Frades	Novo gasoduto para 100% hidrogénio com extensão de 162 km e 28 " de diâmetro	final de 2029
Cantanhede - Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS Carrigo)	Novo gasoduto para 100% hidrogénio com extensão de ca. 50 km e 28" de diâmetro	final de 2029
Cantanhede - Mangualde	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio a 100%. Troço com 68 km e 2 " de diâmetro e troço com 8 km e 8" de diâmetro	final de 2029
Mangualde - Celorico da Beira	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio a 100%. Troço com 48 km e 28" de diâmetro	final de 2029
Celorico da Beira - Monforte	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio a 100%. Troço com 213 km e 12" de diâmetro e troço com 4 km e 10" de diâmetro	final de 2029

A Comissão Europeia ("CE") estabeleceu um calendário de avaliação dos projetos candidatos ao estatuto PIC, que contempla diversas etapas, entre as quais uma avaliação custo-benefício, elaborada em colaboração com o JRC da CE, cuja versão final do documento com a metodologia ainda não foi publicada. De acordo com o planeamento da Comissão Europeia, a publicação da lista final de projetos PIC encontra-se agendada para o mês de novembro de 2023.

A figura *infra* apresenta o cronograma com as tarefas e datas-chave previstas neste processo de adoção da lista de PIC, de acordo com a informação fornecida pela Comissão Europeia nas reuniões dos grupos regionais de acompanhamento dos projetos de hidrogénio, no âmbito do TEN-E.

FIGURA 1-3

### Tarefas e datas chave associadas ao processo PIC



Fonte: Comissão Europeia

### 1.3.3. Segurança do Abastecimento

No domínio da segurança do abastecimento e no âmbito da atividade de planeamento da RNTIAT, são elaboradas as propostas dos relatórios de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de gás em Portugal e do Plano Preventivo de Ação, dando cumprimento ao disposto no Regulamento n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

## 1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO

Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza da proposta de PDIRG para o período 2024-2033 (“**PDIRG 2024-2033**”) para os diversos *stakeholders* envolvidos, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações subjacentes aos diversos projetos nele apresentados e correspondentes processos de decisão, os projetos estão organizados em dois blocos principais, em que o primeiro diz respeito a projetos cuja iniciativa depende sobretudo da avaliação técnica e de sustentabilidade que a REN faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da infraestrutura existente, e o segundo diz respeito a projetos que resultam fundamentalmente da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente ou que decorram diretamente de iniciativas e decisões do mesmo.

Nesse sentido, o PDIRG 2024-2033 deve ser elaborado tendo em conta o seguinte:

- Assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2022 para o período 2023-2040 (“**RMSA-G 2022**”), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- Contemplar um horizonte temporal de dez anos, neste caso de 2024 a 2033, contendo informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2024-2033, evidenciando os projetos que necessitam de decisão final de investimento, e apresentando a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (os “**PDIRD**”), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição apresentados pelos respetivos operadores de rede (a articulação entre o PDIRG e os PDIRD tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coordenado, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás que integram o Sistema Nacional de Gás (“**SNG**”), assegurando a coordenação integrada e a compatibilidade de capacidade das infraestruturas de distribuição e de transporte de gás;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás e a evolução dos gases renováveis, que devem refletir as perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares;
- Critérios de racionalidade económica, designadamente os que decorrem da utilização eficiente das infraestruturas e da sua sustentabilidade económico-financeira a prazo, devendo, no que diz respeito às interligações internacionais, ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

Assim, os Projetos Base apresentados dependem essencialmente da iniciativa da REN, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, acompanhada de uma redução de gases com efeitos de estufa, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que a operação da RNTIAT faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição de gás (“ORD”) relativamente ao reforço de ligação à RNDG, projetos esses considerados nos respetivos PDIRD.

Um segundo conjunto de projetos, designado neste documento por Projetos Complementares, contém em si os projetos que decorrem de novas necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representem compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de *stakeholders* externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Estes dois conjuntos, Projetos Base e Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe, nomeadamente no Capítulo 4 e Capítulo 5.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTG procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo, que passa por uma descarbonização crescente das infraestruturas e por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás.

## 1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A presente proposta de PDIRG 2024-2033, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço, redução de gases com efeitos de estufa e valor acrescentado para o SNG.

O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de PDIRG, de que se destacam os seguintes pontos:

- Toma como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2022 para o período 2023-2040, em que ambas as trajetórias Ambição e Conservadora assumem, para o mercado de eletricidade, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029;
- Tal como no anterior, este PDIRG procura alinhar as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e na EN-H2, nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa ("GEE") e de introdução de gases renováveis na RNTG, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal;
- Tal como nas edições anteriores, este PDIRG classifica os projetos em dois grupos principais: (i) os Projetos Base e (ii) os Projetos Complementares, seguindo a abordagem referida anteriormente;
- Os Projetos Base integram os investimentos na modernização e gestão de fim de vida útil do ativos, melhorias operacionais, rede de telecomunicações de segurança e de gestão global do SNG; também no âmbito dos Projetos Base, e tendo em conta o seu especial relevo no contexto da transição energética e progressiva descarbonização da sociedade, apresenta-se um subcapítulo sobre Ambiente, Sustentabilidade e Alterações Climáticas, identificando-se também os Projetos Base que beneficiam esta vertente;
- os Projetos Complementares incluem a adaptação da RNTG e do AS Carriço a misturas de hidrogénio e gás natural, a criação de duas novas cavidades do AS Carriço (cf. previsto na RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro, e no Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro), a construção da Interligação H2Med/CelZa entre Celorico da Beira e Zamora e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (Figueira da Foz – Cantanhede – Celorico da Beira – Monforte) e a instalação de uma Estação de Compressão no Carregado;



- São ainda mencionados, no Anexo 2, os investimentos decididos pelo Concedente em anteriores edições do Pano, referentes a Projetos Base, que se encontram em curso à data da elaboração da presente proposta de PDIRG;
- A janela temporal abrangida pelo PDIRG, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em planos anteriores. No segundo quinquénio do PDIRG, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, apresentam-se estimativas de investimento em Projetos Base de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio do presente PDIRG;
- São apresentados os valores de Investimento e de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste PDIRG e o seu reflexo nas tarifas;
- Efetua-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (i.e. custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, usando para o efeito o valor de 8%) para a RNTIAT;

A presente proposta de PDIRG 2024-2033 é objeto de Avaliação Ambiental, que acompanha e faz parte integrante da proposta de PDIRG; as recomendações emanadas do exercício de AA estão incorporadas na proposta de PDIRG.

## 1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

### 1.6.1. Enquadramento

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental, nos termos do Decreto Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AAE é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AAE, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente (“APA”).

Subsequentemente, o PDIRG 2024-2033 e o respetivo Relatório Ambiental passam a constituir um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos projetos, no que respeita ao enquadramento do âmbito ambiental a considerar nas fases subsequentes do processo, nomeadamente, a fase de Avaliação de Impacte Ambiental prevista no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado e republicado pelo Decreto-lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro.

Em paralelo com o presente PDIRG é apresentada a proposta de Relatório Ambiental.

Não obstante a metodologia proposta no presente exercício de avaliação ter tido em consideração um conjunto de guias metodológicos e orientações consideradas de referência para a APA, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor, optou-se, para a presente edição do PDIRG, por adotar uma abordagem distinta da usualmente adotada em Avaliações Ambientais Estratégicas. Fundamentalmente, a razão para que tal aconteça está relacionada com as especificidades do Quadro de Referência Estratégico, do contexto e das motivações subjacentes ao ciclo de planeamento a que respeita este PDIRG.

## 1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRG E OS PDIRD

Relativamente à articulação entre os PDIRD e o presente PDIRG, que tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coerente, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás que integram o SNG, designadamente as que compõem a RNTIAT e a RNDG, não estão identificadas necessidades de infraestruturas adicionais na interligação entre a rede de transporte de alta pressão e as redes de distribuição.

No entanto, considera-se importante salientar os seguintes pontos:

- Os PDIRD apresentados em 2022 procuram alinhar as suas propostas com os objetivos delineados no RNC 2050, no PNEC 2030 e na EN-H2, nomeadamente com os objetivos e metas de redução das emissões de GEE, destacando o papel e contributo das redes de distribuição de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal. O tema da transição energética é, portanto, comum a todos os planos e os operadores de redes de distribuição ("ORD") reconhecem que terão um papel importante nas metas a atingir a nível nacional e europeu;
- Os ORD reconhecem que o RNC 2050, o PNEC 2030 e a EN-H2 terão impacto durante o horizonte destas propostas de PDIRD e esperam realizar os investimentos necessários para viabilizar a introdução de gás de origem renovável;

Os operadores das redes de distribuição planeiam investir em projetos piloto de introdução de gases renováveis (biometano e hidrogénio) nas respetivas redes, por forma a alinharem as suas estratégias com as metas de descarbonização previstas.



2

**CARACTERIZAÇÃO  
ATUAL DO SISTEMA  
NACIONAL DE GÁS**

**REN** 

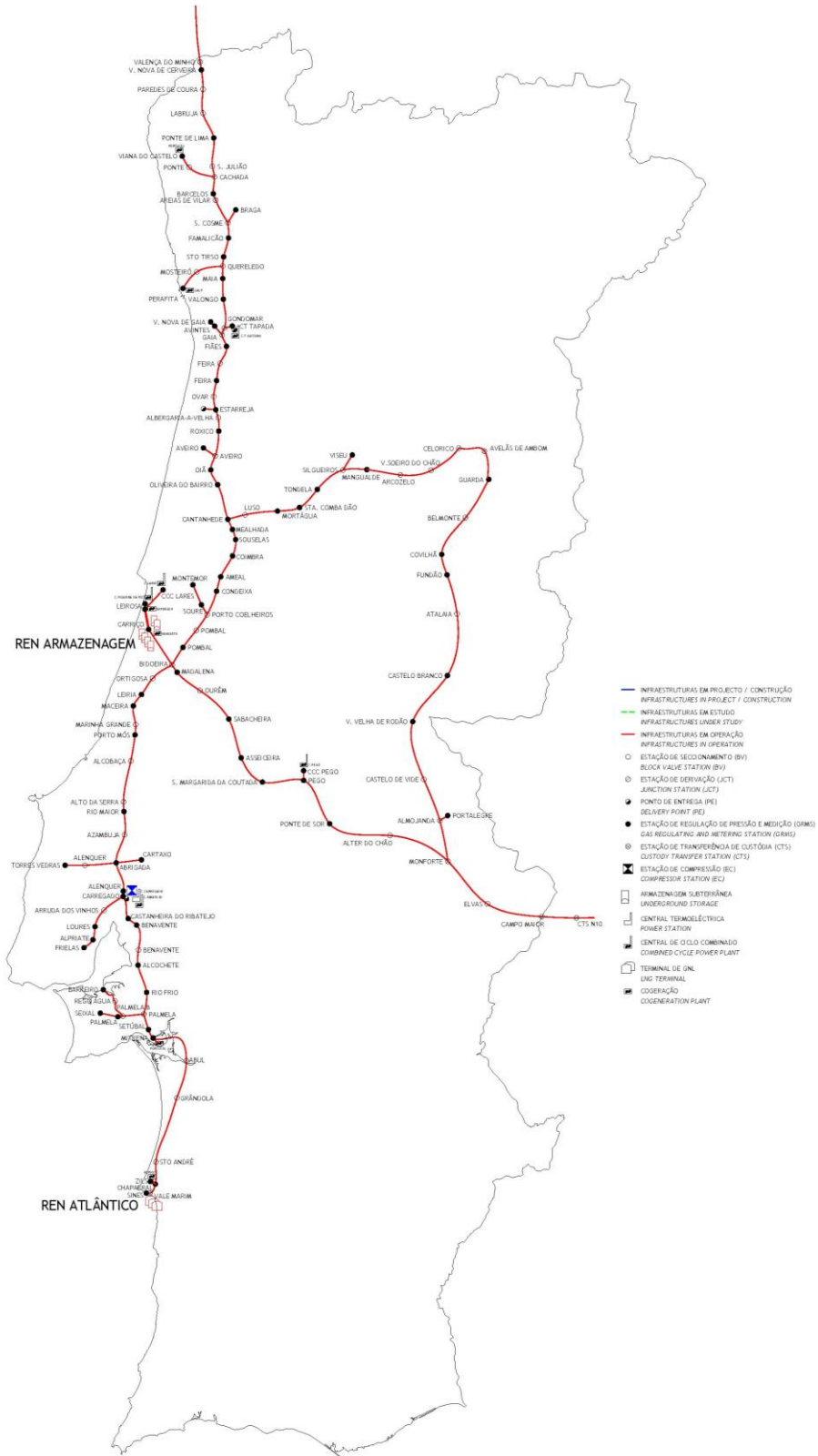
A RNTIAT é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.

Neste capítulo são identificadas as principais características técnicas das três infraestruturas que compõem a RNTIAT:

- A rede nacional de transporte de gás;
- O armazenamento subterrâneo do Carrigo.
- O terminal de gás natural liquefeito de Sines;

O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTG, TGNL de Sines e AS do Carrigo) em Portugal Continental.

FIGURA 2-1  
Mapa da RNTIAT (em 31 de dezembro de 2022)



## 2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG

### 2.1.1. Rede nacional de transporte de gás

A rede nacional de transporte de gás é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída.

Para o desempenho destas atividades, fazem parte da RNTG os seguintes equipamentos principais:

- 1375 km de gasoduto principal e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás;
- 85 estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega ("**GRMS**", *Gas Regulation and Metering Station*), que se destinam à regulação da pressão e posterior medição do gás entregue às redes de distribuição e aos clientes em alta pressão;
- 66 estações de junção para derivação ("**JCT**", *Junction Station*) que se destinam ao seccionamento do gasoduto principal de transporte e/ou do respetivo ramal de derivação;
- 45 estações de válvula de seccionamento ("**BV**", *Block Valve Station*) destinadas ao seccionamento do gasoduto principal de transporte;
- 5 estações de interligação em T ("**ICJCT**", *T Interconnection Station*) que se destinam à derivação em "T" do gasoduto principal de transporte, permitindo o seccionamento apenas do respetivo ramal associado;
- 2 estações de transferência de custódia ("**CTS**", *Custody Transfer Station*) destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

No quadro seguinte, apresenta-se as principais características da RNTG, verificadas no final de 2022.

QUADRO 2-1

**Características técnicas da RNTG**

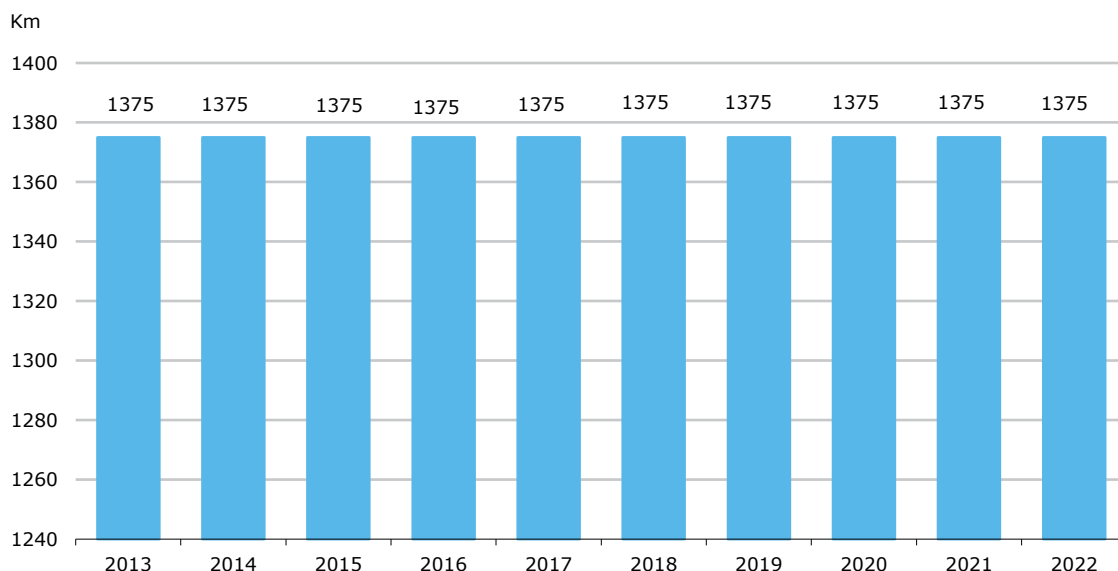
	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
<b>RNTG</b>	-	<b>150 a 800</b>	<b>1375</b>	<b>85</b>	<b>66</b>	<b>45</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	174	24	16	11	3	
	Leiria – Gondomar	700	164					
Lote 2	Gondomar – Braga	500	50	32	27	6	2	
	Bidoeira – Carriço	700	19					
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220	8	5	7		1
Lote 4	Braga – Valença	500	74	4	4	5		1
Lote 5	Monforte – Guarda	300	184	6	1	8		
Lote 6	Mealhada – Viseu	500	68	5	3	6		
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87	6	8			
	Celorico – Guarda	300	29			1		
Lote 8	Mangualde – Celorico	700	48		2	2		
Ramais de alta pressão		150 a 700	258					

Na figura seguinte, apresenta-se a evolução da extensão total da rede de transporte de gasodutos de alta pressão, para o período compreendido entre 2013 e 2022. Verifica-se, a partir de 2013, uma estabilização da extensão da RNTG, com um comprimento total de 1375 km.



FIGURA 2-2

### Extensão da RNTG



QUADRO 2-2

### Características técnicas da RNTIAT

Pontos relevantes	Capacidade diária
TGNL de Sines	Capacidade de regaseificação: 229 GWh/d, equivalente a 800 000 m <sup>3</sup> (n)/h
AS do CARRIÇO	Capacidade técnica de saída (injeção no AS do CARRIÇO): 24 GWh/d, equivalentes a 83 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade técnica de entrada (extração do AS do CARRIÇO para a RNTG): 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do CARRIÇO Capacidade técnica de entrada (extração do AS do CARRIÇO para a RNTG): 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do CARRIÇO
Interligação de Campo Maior*	Capacidade de entrada: 134 GWh/d, equivalente a 470 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade de saída: 55 GWh/d, equivalente a 193000 m <sup>3</sup> (n)/h (encontrando-se este valor dependente das condições de operação da rede de transporte portuguesa); e 35 GWh/d, em situações de procura elevada na rede de transporte.
Interligação de Valença do Minho*	Capacidade de entrada: 10 GWh/d, equivalente a 35 000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidade de saída: 25 GWh/d, equivalente a 88 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Total dos pontos de entrega (GRMS e AP)	Capacidade de saída: 707 GWh/d, equivalente a 2 475 000 m <sup>3</sup> (n)/h

\*A capacidade agregada do VIP ("Virtual Interconnection Point", Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/d e de exportação de 80 GWh/d, anunciado até setembro de 2027.

## 2.1.2. Terminal de gás natural liquefeito de Sines

O TGNL de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna. Descrevem-se de seguida as atividades referidas anteriormente e quantifica-se a capacidade associada a cada uma delas:

- **Receção e descarga de navios metaneiros**

A instalação portuária inclui um cais de acostagem para navios, braços articulados de descarga e linhas de descarga, recirculação e retorno de vapor de GNL. A capacidade de descarga é de 10 000 m<sup>3</sup>/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m<sup>3</sup> de GNL.

- **Armazenamento de GNL**

Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques onde é mantido a uma temperatura de aproximadamente 160 °C negativo e a uma pressão próxima da pressão atmosférica. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m<sup>3</sup> de GNL e um tanque de 150 000 m<sup>3</sup> de GNL.

- **Regaseificação para a RNTG**

A regaseificação é um processo físico de vaporização de GNL que recorre à permuta térmica do gás com água do mar em vaporizadores atmosféricos. Para o desempenho deste processo, a infraestrutura possui sete vaporizadores atmosféricos com uma capacidade unitária de 64 GWh/d (equivalente a 225 000 m<sup>3</sup>(n)/h). A capacidade de emissão nominal do TGNL de Sines para a rede é de 321 GWh/d (equivalente a 1 125 000 m<sup>3</sup>(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m<sup>3</sup>(n)/h.

- **Baías de enchimento de GNL**

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às unidades autónomas de regaseificação situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL de Sines dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m<sup>3</sup>/h de GNL.

- **Carregamento de navios metaneiros**

A infraestrutura do TGNL de Sines possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, utilizando-se a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga dos navios.

QUADRO 2-3

Capacidades do TGNL de Sines

Atividade	Capacidade
Receção e descarga de navios	Capacidade de descarga: 10 000 m <sup>3</sup> /h de GNL Capacidade de receção anual, 72 navios metaneiros por ano com volumes entre 40 000 e 216 000 m <sup>3</sup> de GNL
Armazenamento de GNL	Capacidade de armazenagem: 2 569 GWh (considerando um poder calorífico superior)  Tanques: 2x 120 000 m <sup>3</sup> e 1x 150 000 m <sup>3</sup> , totalizando 390 000 m <sup>3</sup> de GNL
Regaseificação para a RNTG	Capacidade diária: 321 GWh/d, equivalente a 1 125 000 m <sup>3</sup> (n)/h (5x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)  Capacidade horária: 1 350 000 m <sup>3</sup> (n)/h (6x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)
Baías de enchimento de GNL	Capacidade horária: 195 m <sup>3</sup> /h de GNL (3 baías)
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m <sup>3</sup> /h de GNL

### 2.1.3. Armazenamento subterrâneo

Nas instalações de armazenamento subterrâneo do Carricho, o gás é armazenado em alta pressão em cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades que utilizam a mesma estação de gás de superfície, permitindo a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavidades e a extração de gás das cavidades para a rede de transporte. Para a construção das cavidades salinas é utilizada uma estação de lixiviação, que associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de duas cavidades em simultâneo.

No final de 2022, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás do Carricho que integravam a RNTIAT. apresentavam as seguintes características:

- Total de seis cavidades em operação, com uma capacidade total de armazenagem de 3 839 GWh (322,6 Mm<sup>3</sup>);
- Capacidade de injeção de 24 GWh/d (equivalente a 83 000 m<sup>3</sup>(n)/h) e de extração de 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho, e 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do Carricho.

QUADRO 2-4

**Capacidades do AS do Carricho**

Cavidade	Armazenamento	Injeção	Extração
TGC-1S	325 GWh	Capacidade técnica de injeção no AS: 24 GWh/d, equivalente a 83 000 m <sup>3</sup> (n)/h	Capacidade técnica de extração do AS do Carricho: 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do Carricho, e 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do Carricho
TGC-2	992 GWh		
RENC-3	607 GWh		
RENC-4	723 GWh		
RENC-5	527 GWh		
RENC-6	665 GWh		

## 2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA

### 2.2.1. Procura anual

#### Mercado Convencional

A procura de gás encontra-se desagregada pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade.

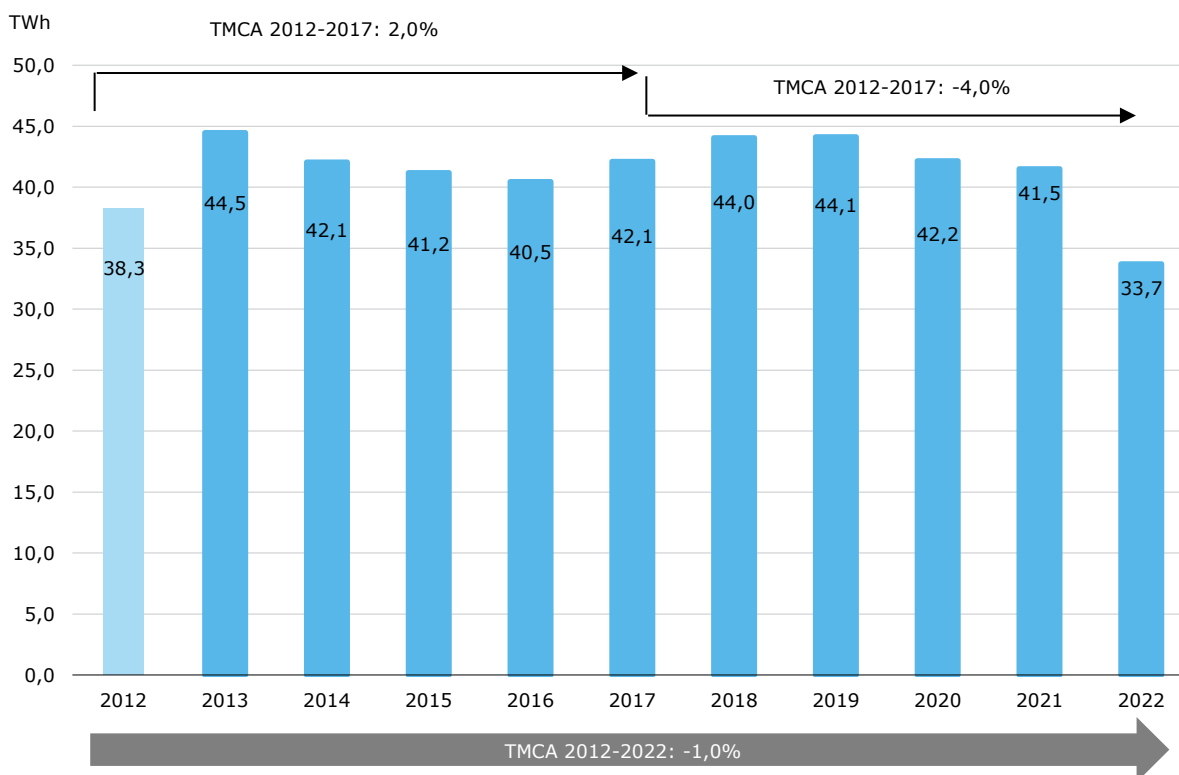
A procura de gás do Mercado Convencional apresentou uma taxa de crescimento elevada até ao ano 2013, seguindo-se um período com uma tendência ligeiramente decrescente até 2016, um novo aumento até 2019, e uma tendência decrescente significativa até 2022. O aumento da taxa de crescimento verificada até 2013 encontra-se justificado pela entrada em operação de grandes consumidores industriais e cogeradores no Mercado Convencional. A redução significativa de consumo do Mercado Convencional, verificada nos últimos três anos, deve-se à melhoria da eficiência energética nos diversos setores do mercado, ao impacto da pandemia COVID-19 na procura de alguns consumidores de alta pressão, e ao contexto internacional recente associado à escassez e ao preço elevado do gás natural nos mercados grossistas, verificado em particular no ano de 2022.

Verificaram-se taxas médias de crescimento anual ("TMCA") de 2,0% no período 2012-2017, de -4,0% no período 2017-2022, e de -1,0% no período 2012-2022. Nos anos de 2020, 2021 e 2022 o mercado convencional registou, respetivamente, reduções de consumo, de -4,3%, -1,7% e -18,8%.

A figura seguinte mostra a evolução de consumo do Mercado Convencional no período compreendido entre os anos de 2012 e 2022, onde são indicadas as taxas de crescimento médio anual para os períodos de 2012 a 2017, de 2017 a 2022 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2012 a 2022.

FIGURA 2-3

### Procura Histórica do Mercado Convencional



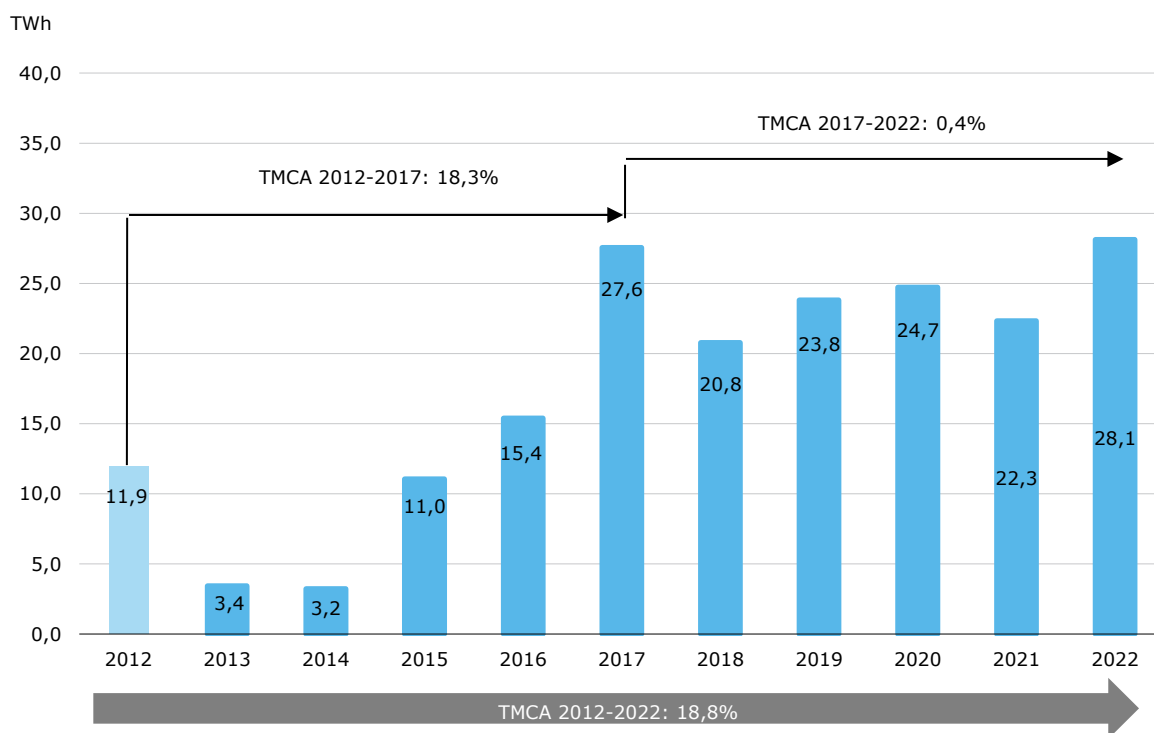
### Mercado Elétrico

O Mercado Elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás em quatro centrais termoelétricas ("CT") de ciclo combinado: a CT da Tapada do Outeiro, a CT do Ribatejo, a CT de Lares e a CT do Pego.

A redução significativa de procura de gás para produção elétrica verificada nos anos 2013 e 2014 justificou-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, o preço reduzido das licenças de emissão de dióxido de carbono, e o preço reduzido do carvão para produção elétrica quando comparada com a produção a partir de gás natural. A recuperação da procura de gás natural para produção elétrica ocorrida nos últimos anos, deveu-se essencialmente ao regime hidrológico verificado em 2015 e 2017 (hidraulicidade reduzida), a um aumento das necessidades de produção térmica na Península Ibérica devido à menor produção nuclear em França, no ano de 2016, e a uma maior competitividade do setor térmico português por comparação com o setor térmico espanhol nos anos de 2017 e 2018. Em 2019 e 2020 a procura de gás para produção de eletricidade apresentou um ligeiro aumento essencialmente devido à maior competitividade do gás face ao carvão. Em 2021, assistiu-se a uma redução da procura de gás para produção de eletricidade, em parte explicada por um maior recurso à importação de eletricidade, e em 2022 o regime de seca extrema, associado à cessação da produção das centrais termoelétricas a carvão, conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás.

O gráfico da figura seguinte apresenta a evolução do Mercado Elétrico de 2012 a 2022, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2012 a 2017, de 2017 a 2022 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2012 a 2022.

FIGURA 2-4  
Procura Histórica do Mercado Elétrico

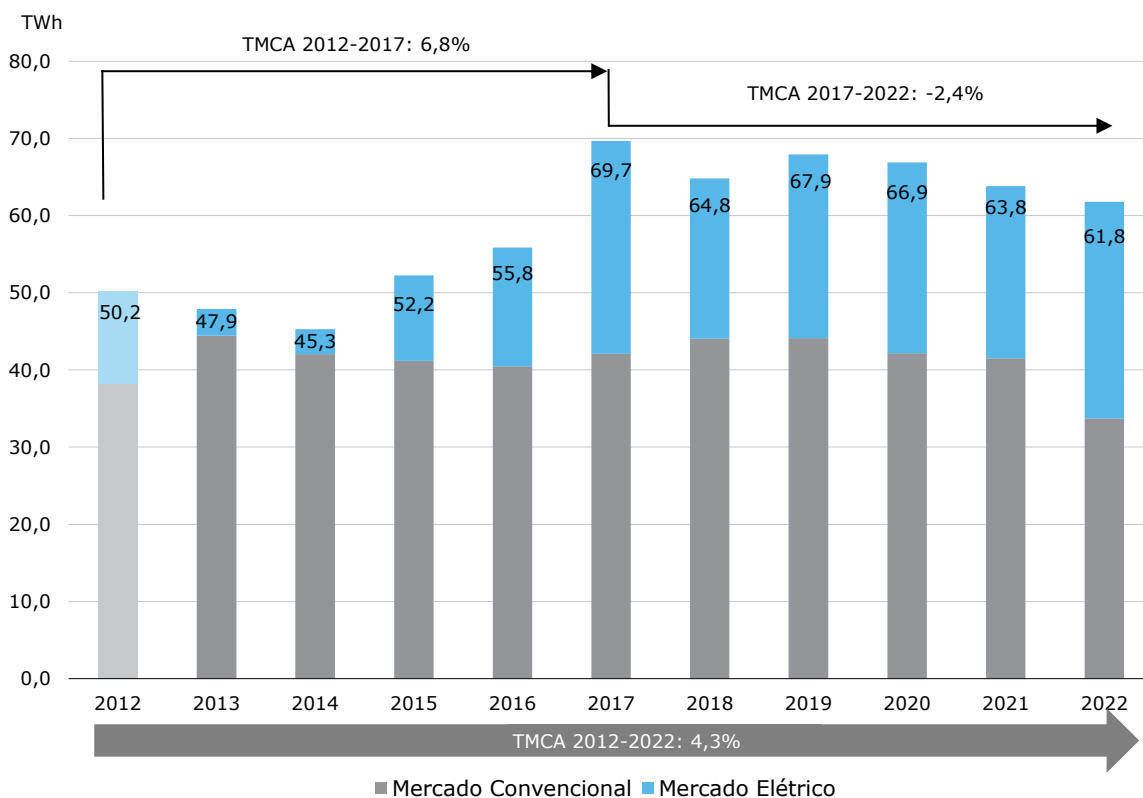


### Procura total de Gás (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2012 a 2022 verificou-se uma taxa média de crescimento anual de 4,3%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2012-2017, que apresentou uma TMCA positiva (6,8%) e o período mais recente, de 2017 a 2022, com uma TMCA negativa (-2,4%).

FIGURA 2-5

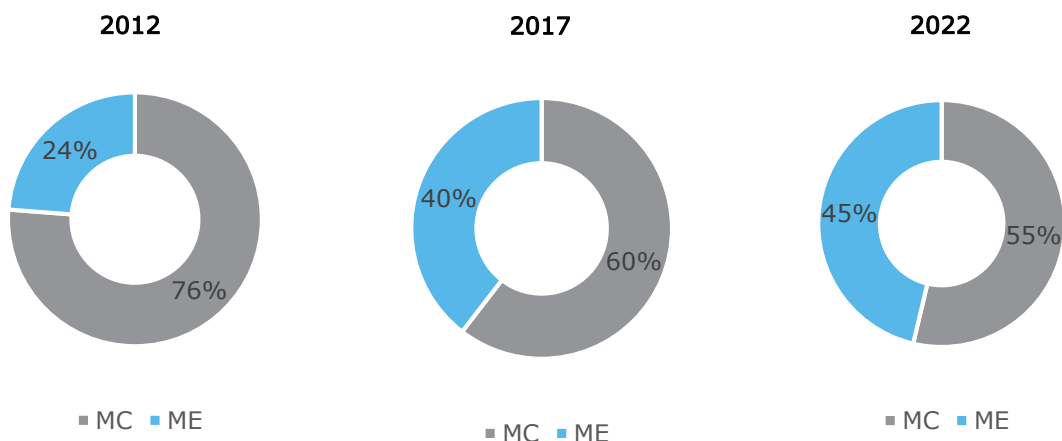
Procura histórica total (Mercados Convencional e Elétrico)



Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura de gás entre Mercado Convencional e Mercado Elétrico, em 2012, 2017 e 2022.

FIGURA 2-6

Repartição da procura de gás - Mercados Convencional (MC) e Elétrico (ME)





Entre 2012 e 2022, verificou-se uma alteração no padrão de repartição da procura de gás ocorrendo uma inversão do comportamento que se verificou em 2012, com o Mercado Elétrico a representar uma parte considerável da procura total de gás em Portugal. O aumento da procura do mercado elétrico verificado nos últimos anos justifica-se com fatores distintos e independentes, tais como: o efeito da política fiscal em Espanha, a reduzida hidraulicidade com impacto em Portugal e em Espanha, o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, forçando este país a tornar-se importador líquido de eletricidade a partir dos sistemas interligados, o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> no mercado europeu e o fim da produção elétrica a partir do carvão em Portugal continental.

## 2.2.2. Pontas de consumo diário da RNTG

As pontas de consumo diário de gás apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Identificam-se as pontas de procura verificadas nos Mercados Convencional e Elétrico, bem como do consumo global na RNTG, no período compreendido entre 2013 e 2022

No quadro seguinte apresenta-se a seguinte informação relativa às diferentes pontas de consumo:

- A evolução das pontas diárias de consumo para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico;
- A ponta diária de consumo global agregada, isto é, a ponta diária de consumo global que ocorreu em cada ano;
- A taxa de crescimento da ponta diária de consumo global agregada face ao ano anterior;
- O fator de simultaneidade verificado nas pontas diárias de consumo do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico (este fator é determinado pelo quociente entre a ponta diária de consumo global e o somatório das pontas diárias de consumo do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico).

QUADRO 2-5

### Pontas de consumo diário na RNTG

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado Convencional	149	142	142	135	144	145	143	144	152	107
Mercado Elétrico	58	56	90	104	134	120	125	136	150	138
Global	201	184	207	222	263	251	243	262	295	239
Variação (%)		-8%	13%	7%	18%	-5%	-3%	8%	13%	-19%
Factor de simultaneidade	0,98	0,93	0,89	0,93	0,94	0,95	0,91	0,93	0,98	0,98

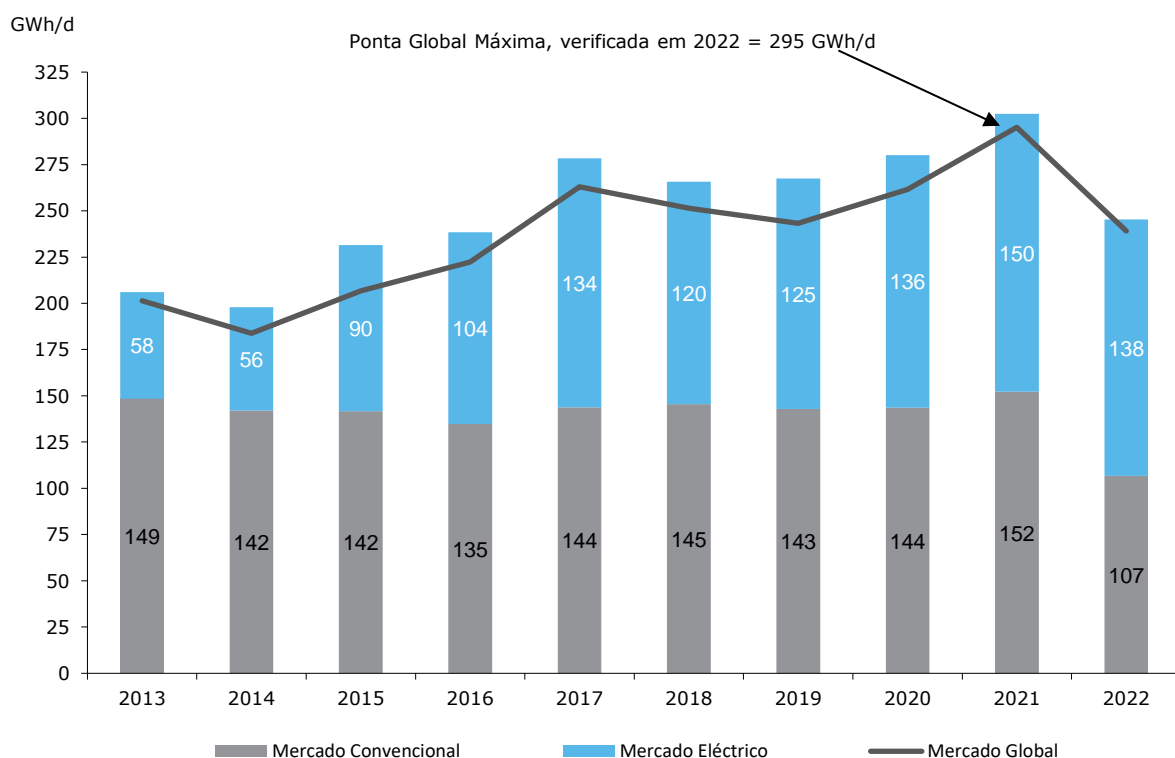
GWh/d

Da análise do quadro anterior e da figura seguinte verifica-se que no período 2015-2021 ocorre um incremento da ponta diária de consumo global, em consequência do aumento da ponta do Mercado Elétrico. No entanto, em 2022 verifica-se uma redução acentuada das pontas diárias dos Mercados Convencional e Elétrico, devido aos fatores referidos nos subcapítulos anteriores. Deve referir-se ainda que nos dez anos apresentados, o fator de simultaneidade das pontas foi superior ou igual a 0,95 em quatro anos.

O máximo da ponta global na RNTG foi registado no dia 5 de janeiro de 2021, quantificado em 295 GWh/d. Em 2022 verificou-se uma ponta global de 239 GWh/d, o que representa uma redução de 19% face ao ano de 2021.

FIGURA 2-7

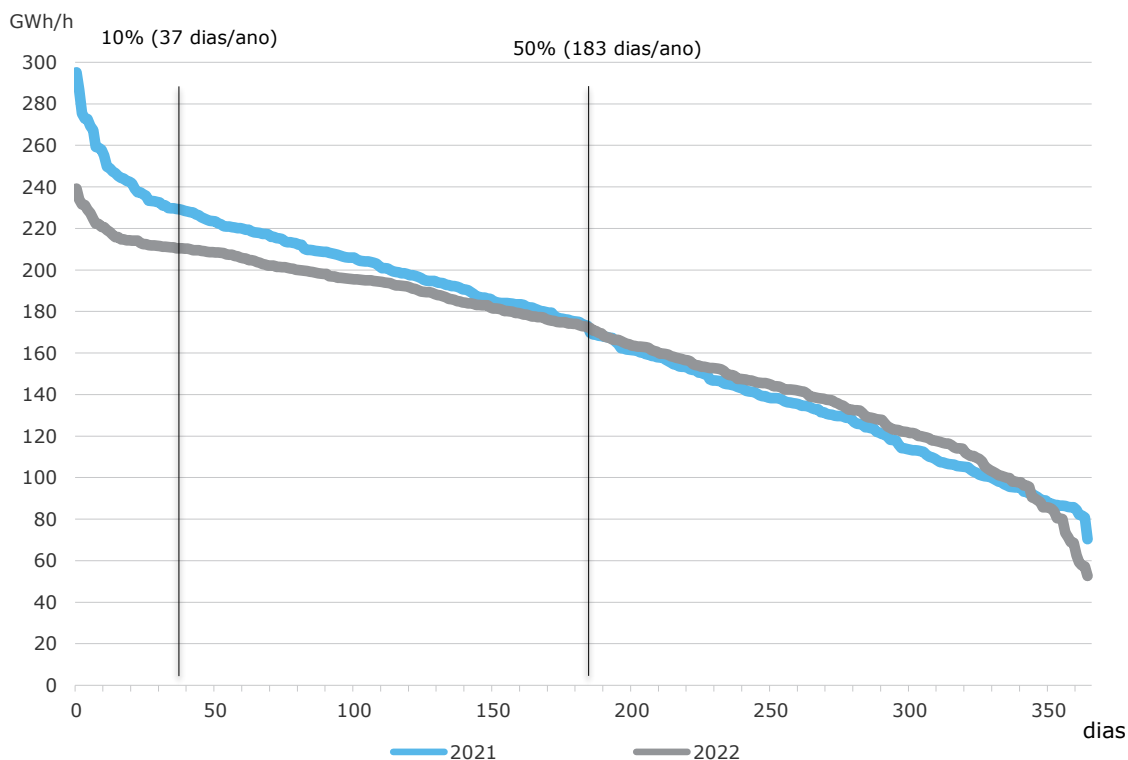
### Pontas de consumo diário na RNTG



A figura seguinte apresenta as curvas de distribuição de procura diária total na RNTG nos anos de 2021 e 2022.

FIGURA 2-8

### Curva de distribuição de procura diária total na RNTG em 2021 e 2022



Da análise da figura anterior, verifica-se que as linhas de distribuição da procura diária total da RNTG apresentam um padrão relativamente semelhante, nos anos de 2021 e 2022, embora, no ano de 2022, seja possível notar uma redução nos consumos face ao ano de 2021.

No ano de 2021, a procura diária na RNTG foi superior a 229 GWh/d em 10% dos dias, e, no ano 2022, a procura diária na RNTG foi superior a 210 GWh/d em 10% dos dias.

No ano de 2021, a procura diária na RNTG foi superior a 174 GWh/d em 50% dos dias, e, no ano 2022, a procura diária na RNTG foi superior a 173 GWh/d em 50% dos dias. É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da “carga” a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de aumento de capacidade das infraestruturas já existentes ou no desenvolvimento de novas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior consumo do ano, a mediana desta série de valores (125) apresentaria valores de 196 GWh/d em 2021 e de 190 GWh/d em 2022, significando que a procura diária na RNTG foi superior aos valores referidos, em 50% dos dias úteis dos anos apresentados.

### 2.2.3. Taxas de utilização

A RNTG dispõe de pontos de entrega, GRMS, nas quais é efetuada a entrega de gás à RNDG ou aos consumidores de gás em alta pressão ("AP"). Anualmente, monitoriza-se, em cada uma das GRMS, a capacidade disponível de forma a verificar se está ajustada à procura registada no dia de maior consumo.

No quadro seguinte, apresenta-se a taxa de utilização ("TU") da totalidade das GRMS verificada nos anos de 2019, 2020, 2021 e 2022, bem como a taxa de utilização dos pontos de entrega de gás aos operadores das redes de distribuição e aos consumidores de gás em alta pressão. As taxas de utilização indicadas na tabela seguinte resultam do quociente do somatório das pontas verificadas nas GRMS pela capacidade máxima dos respetivos pontos de entrega.

QUADRO 2-6

#### Taxa de utilização das GRMS

	2019	2020	2021	2022
TU clientes AP <sup>10</sup>	59%	62%	67%	54%
TU RNDG	36%	36%	36%	31%
TU Global	48%	50%	52%	43%

Verifica-se que a taxa de utilização para entrega a clientes em AP nos últimos apresentou valores que oscilam entre os 54% e os 67%. A taxa de utilização de entrega às redes de distribuição apresenta valores de 36% em 2019, 2020 e 2021, e de 31% em 2022. A TU Global cifrou-se em 48% em 2019, 50% em 2020, 52% em 2021 e 43% em 2022.

<sup>10</sup> Para a determinação das taxas de utilização não são consideradas as capacidades das estações de entrega (GRMS) sem consumos registados no ano, situação que pode ocorrer no caso de estações dedicadas a clientes em AP que deixem de consumir gás definitivamente.

## 2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de gás decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos em duas perspetivas distintas:

- **Capacidade de oferta**, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG, de forma a garantir o abastecimento de gás nos dias de maior procura, tipicamente ocorridos no Inverno;
- **Capacidade de armazenamento**, para assegurar a constituição de reservas de gás necessárias para fazer face a eventuais situações críticas.

De forma a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com as seguintes infraestruturas de oferta de gás:

- **Pontos de interligação da RNTG:**
  - Interligação de Campo Maior/Badajoz;
  - Interligação de Valença do Minho/Tuy;
  - Regaseificação no TGNL de Sines<sup>11</sup>;
  - Extração do AS do Carriço<sup>12</sup>.
- **Infraestruturas de armazenamento de gás**
  - Cavidades do AS do Carriço;
  - Tanques de GNL do TGNL de Sines;
  - Existências (*linepack*) da RNTG<sup>13</sup>.

<sup>11</sup> A capacidade diária de regaseificação do TGNL encontra-se limitada à capacidade de transporte do Lote 7 da RNTG.

<sup>12</sup> A extração do AS do Carriço deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carriço já foi previamente introduzido na RNTG, através das interligações com Espanha ou do TGNL de Sines, e é uma quantidade finita que poderá inclusivamente não estar disponível (excetuam-se as quantidades relativas a Reservas de Segurança).

<sup>13</sup> As existências na RNTG consistem no gás necessário à operação da infraestrutura e à folga proporcionada pelo diferencial de existências máxima e mínima da RNTG. Este último valor é reduzido e encontra-se associado ao perfil intra-diário e semanal que caracteriza a procura na rede. Assim, a existência na RNTG não deve ser considerada para efeitos de armazenamento de gás.

### 2.3.1. Evolução do abastecimento

Neste subcapítulo efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás por ponto de oferta da RNTG ocorrida nos últimos 10 anos e apresentam-se os valores de energia aprovionados para abastecimento do SNG nos anos de 2021 e 2022, desagregados por gás e GNL, e por origem de aprovisionamento.

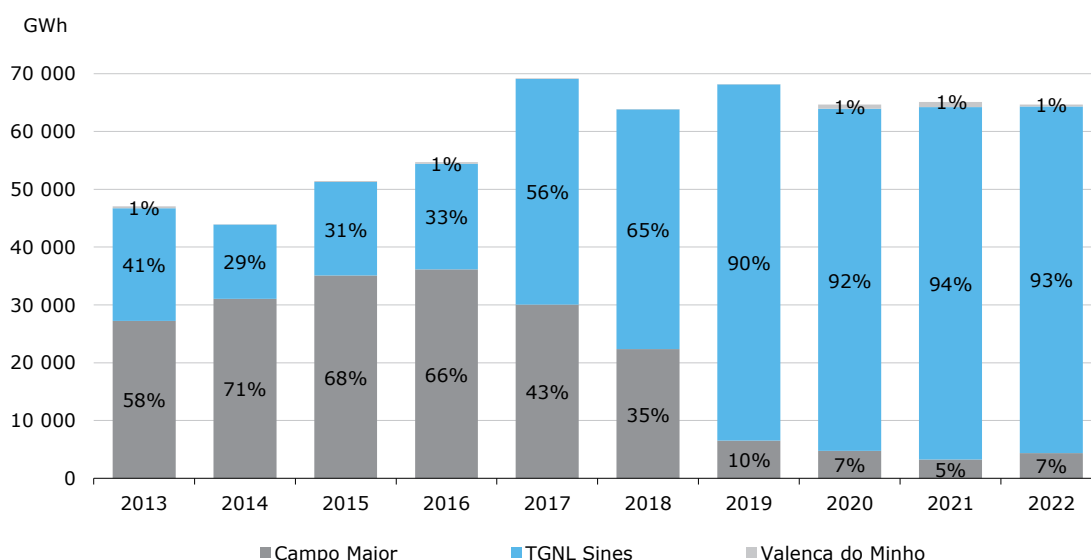
No período compreendido entre 2013 e 2014, a interligação de Campo Maior aumentou o abastecimento à RNTG, registando um máximo relativo de 71% em 2014. Nos anos de 2015 e 2016, verificou-se uma estabilização da repartição de entradas por Sines e Campo Maior, com valores de 31% e 33% por Sines e de 68% e 66% por Campo Maior. Nos anos 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021, verificou-se um aumento das entradas por Sines, registando-se valores de 56%, 65%, 90%, 92% e 94%, respetivamente, pelo ponto de regaseificação do TGNL de Sines e de 43%, 35%, 10%, 7% e 5%, respetivamente, por Campo Maior. Em 2022, o TGNL de Sines apresentou uma oferta de 93% do total de entradas da RNTIAT.

O ponto de entrada de Valença do Minho registou apenas 1% do total de oferta nos anos de 2013 e 2016 e no período compreendido entre os anos 2020 e 2022.

Em termos absolutos, o valor mais elevado de entradas na RNTG por Campo Maior foi de 36,2 TWh, em 2016, de 61,6 TWh por Sines, registado em 2019, e de 0,9 TWh por Valença do Minho, em 2021.

FIGURA 2-9

#### Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTG



Portugal é caracterizado por não possuir jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de gás natural em território nacional.

Segundo dados de 2021, o maior importador de gás a atuar em Portugal detém cerca de 51%<sup>14</sup> da quantidade de entrada no SNG.

No quadro seguinte, são apresentados os valores de energia aprovionados, nos anos de 2021 e 2022, desagregados por gás e GNL, e por origem de aprovisionamento. A análise desta tabela permite concluir que, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo TGNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás a Portugal, a Nigéria e os Estados Unidos da América, que totalizaram, em conjunto, 54,4 TWh em 2021 (79,7% do total) e 55,2 TWh em 2022 (79,1% do total) do gás aprovionado.

Quadro 2-7

**Aprovisionamento do SNG - Importação de gás e GNL em 2021 e 2022<sup>15</sup>**

	País de Origem	2021 GWh	2022 GWh
Gás - Gasoduto	Argélia	848	0
	Espanha	4 091	5 875
	<b>Total</b>	<b>4 938</b>	<b>5 875</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha	77	6
	<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>6</b>
GNL - Navio	Trindade e Tobago	0	4 288
	Argélia	0	
	Catar	0	
	EUA	21 236	22 484
	Nigéria	33 132	32 731
	Holanda	0	
	Rússia	8 801	3 350
	Angola	0	
	Noruega	0	
	Guiné Equatorial	0	1 084
	<b>Total</b>	<b>63 169</b>	<b>63 936</b>
	<b>Total Global</b>	<b>68 184</b>	<b>69 818</b>

<sup>14</sup> Fonte: DGEG

<sup>15</sup> Fonte: DGEG (os dados de 2022 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

Os valores de reexportação de gás e GNL ascenderam a 3,6 TWh em 2021 e 4,7 TWh em 2022. Na tabela seguinte, são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio nos dois anos considerados.

QUADRO 2-8

Reexportação de gás e GNL em 2021 e 2022<sup>16</sup>

	País de Destino	2021	2022
		GWh	GWh
Gás - Gasoduto	Espanha	3 571	4 711
	<b>Total</b>	<b>3 571</b>	<b>4 711</b>
	<hr/>		
GNL - Navio	País não especificado	1	0
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>0</b>
	<hr/>		
<b>Total Global</b>		<b>3 571</b>	<b>4 711</b>

### 2.3.2. Capacidade de oferta da RNTG

Neste subcapítulo, é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de oferta nas interligações com a RNTG.

O histórico de capacidade de oferta nos pontos de interligação da RNTG no período compreendido entre os anos 2013 e 2022 apresenta a seguinte cronologia:

#### Ano 2013

Entrada em serviço do fecho dos Lotes 5 e 6, através do gasoduto Mangualde - Celorico da Beira - Guarda. Embora sem impacto ao nível do balanço de capacidade do SNG, a construção desta ligação na RNTG contribuiu para o aumento da segurança de abastecimento de ambos os lotes em questão e constitui uma redundância parcial ao abastecimento dos consumos no norte de Portugal continental.

#### Ano 2014

Apesar da capacidade técnica de importação entre Portugal e Espanha ser de 164,2 GWh/d (134,2 GWh/d + 30,0 GWh/d), a capacidade anunciada no "Virtual Interconnection Point" (VIP)

<sup>16</sup> Fonte: DGEG (os dados de 2022 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)



entre os dois sistemas passou a apresentar um valor de 144,0 GWh/d, correspondente a 134,2 GWh/d em Campo Maior e 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Para efeitos de cálculo neste PDIRG, optou-se por manter o atual valor acordado (144,0 GWh/d) até ao final do horizonte do período decenal do presente plano.

No quadro e na figura seguintes, apresenta-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás no SNG de 2013 a 2022. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas, é considerado o ano seguinte ao da respetiva colocação em serviço.

QUADRO 2-9

### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

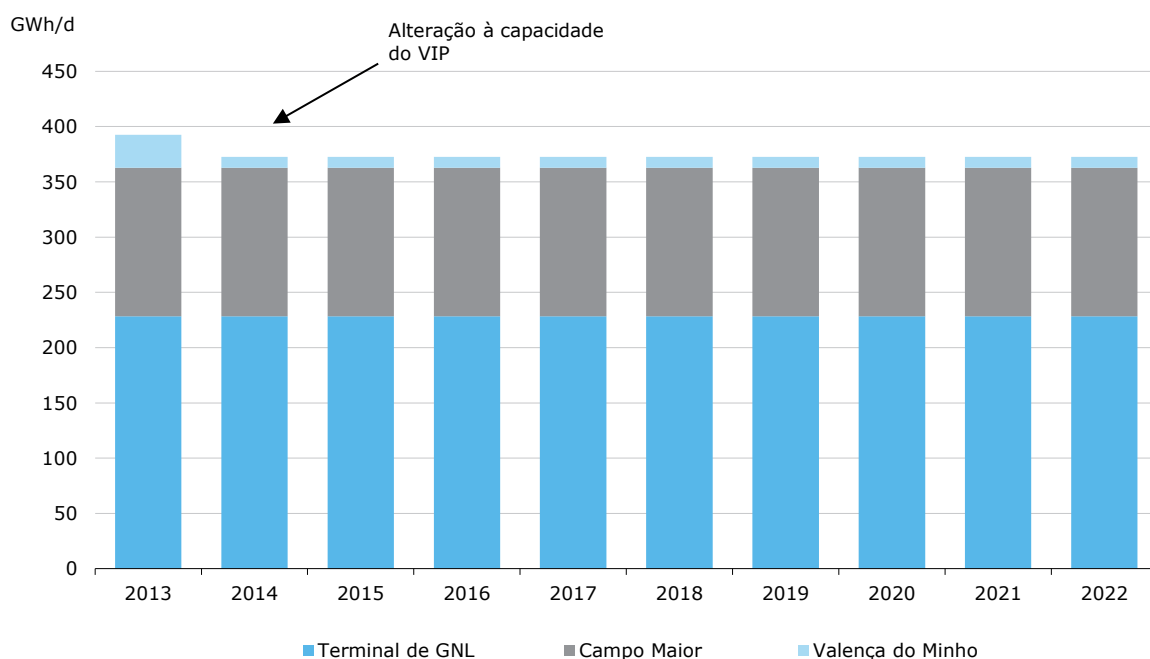
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho*	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Total</b>	<b>393</b>	<b>393</b>	<b>393</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>

GWh/dia

\* Capacidade calculada de acordo com a menor das capacidades determinadas pelos dois operadores de redes de transporte interligadas (*lesser rule*); verificou-se uma redução de capacidade apresentada pelo operador da rede de transporte de Espanha a partir de 2014.

FIGURA 2-10

### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT



### 2.3.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT

Neste subcapítulo, é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de armazenamento de gás na RNTIAT.

O histórico de capacidade de armazenamento no SNG no período compreendido entre os anos 2013 e 2022 apresenta a seguinte cronologia:

#### Em 2013

Entrada em operação da quinta cavidade do Carriço (TGC-2<sup>17</sup>), com uma capacidade de 992 GWh. No final do ano, a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 174 GWh.

#### Em 2014

Entrada em operação da sexta cavidade do Carriço (RENC-6), com uma capacidade de 665 GWh. No final do ano, a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 839 GWh.

O quadro e a figura seguintes apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período compreendido entre os anos 2013 a 2022. Para efeitos de determinação da disponibilidade das infraestruturas, é considerado o ano seguinte ao da respetiva colocação em serviço.

#### QUADRO 2-10

#### Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

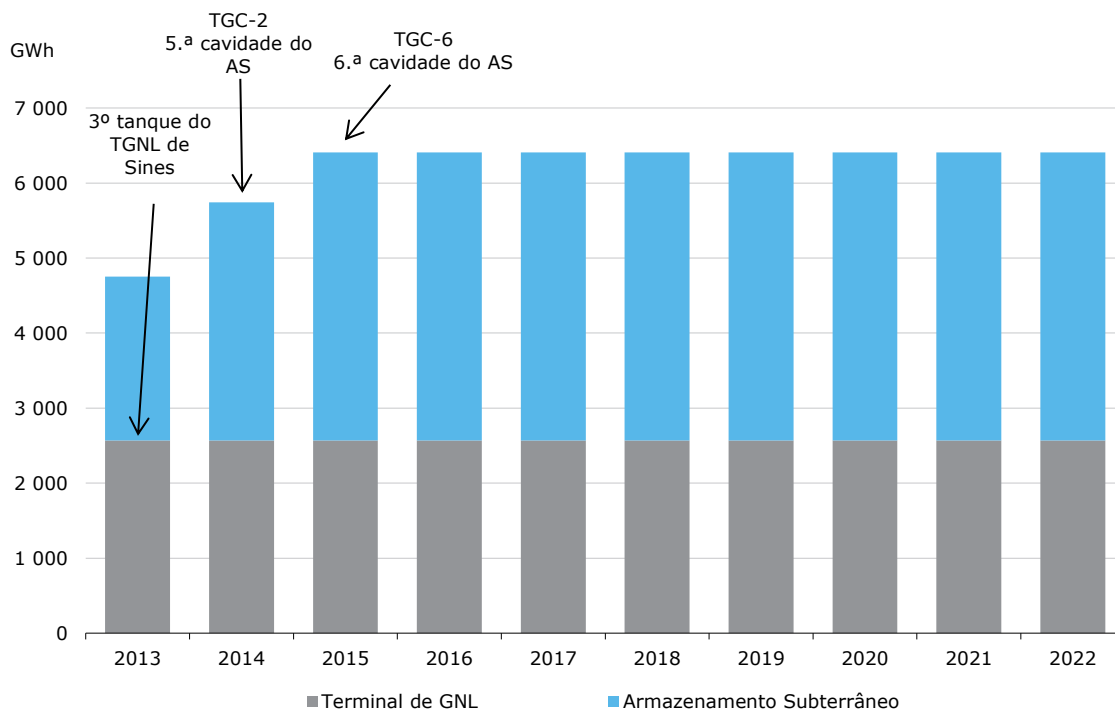
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RNTIAT	4 751	5 743	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS do Carriço	2 182	3 174	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

<sup>17</sup> A transferência de propriedade da TGC-2 da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem efetivou-se no dia 17/04/2015.

FIGURA 2-11

## Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT



### 2.3.4. Taxas de utilização da RNTIAT

#### Taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTG

No quadro seguinte, apresenta-se as capacidades e as taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTG, verificadas nos últimos quatro anos:

- **A taxa de utilização máxima** é determinada de acordo com o quociente do registo diário de maior oferta, pela capacidade máxima disponível;
- **A taxa de utilização média** resulta do quociente da utilização média diária anual em cada ponto de oferta, pela capacidade máxima disponível.

QUADRO 2-11

**Taxas de utilização média e máxima dos pontos de oferta da RNTG**

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Campo Maior*	Importação	134	13%	10%	7%	9%	63%	60%	42%	78%
	Exportação	55	3%	5%	11%	15%	71%	76%	89%	111%
Valença do Minho*	Importação	10	2%	19%	24%	9%	112%	223%	211%	152%
	Exportação	25	8%	0%	6%	6%	70%	0%	69%	106%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	74%	71%	73%	72%	96%	98%	99%	95%
	Anunciada	200	84%	81%	84%	82%	109%	112%	113%	108%
AS Carricho	Extração**	71/129	6%	9%	12%	3%	67%	102%	119%	67%
	Injeção	24	43%	32%	52%	25%	204%	173%	128%	125%

\* O somatório dos valores de capacidade máxima considerados nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho correspondem aos valores anunciados no VIP Ibérico no curto prazo.

\*\* Considera-se 129 GWh/d de capacidade máxima de extração para as situações de volume operacional superior a 60% e 71 GWh/d de capacidade máxima de extração com um volume operacional inferior a 60%.

Para os anos apresentados, verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada do SNG cifram-se entre 71% e 74% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 81% e 84% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e 7% a 13% em Campo Maior. As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 96% e 99% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 108% e 113% da capacidade anunciada do TGNL de Sines, e entre 42% e 78% na interligação de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho teve uma utilização média de importação de 2% em 2019, 19% em 2020, 24% em 2021 e 9% em 2022, verificando-se uma utilização máxima diária de 112% em 2019, 223% em 2020, 211% em 2021 e de 152% em 2022.

A interligação de Campo Maior apresenta taxas médias de exportação de gás (no sentido Portugal - Espanha) de 3% em 2019, 5% em 2020, de 11% em 2021 e 15% em 2022. A taxa de utilização máxima de exportação por Campo Maior apresenta valores de 71% em 2019, 76% em 2020, 89% em 2021 e 111% em 2022. Por outro lado, a interligação de Valença do Minho foi utilizada para exportar gás em 2019, 2021 e 2022, apresentando uma taxa média de utilização de 8%, 6% e 6%, respetivamente, e uma taxa máxima de 70%, 69% e 106%, respetivamente.

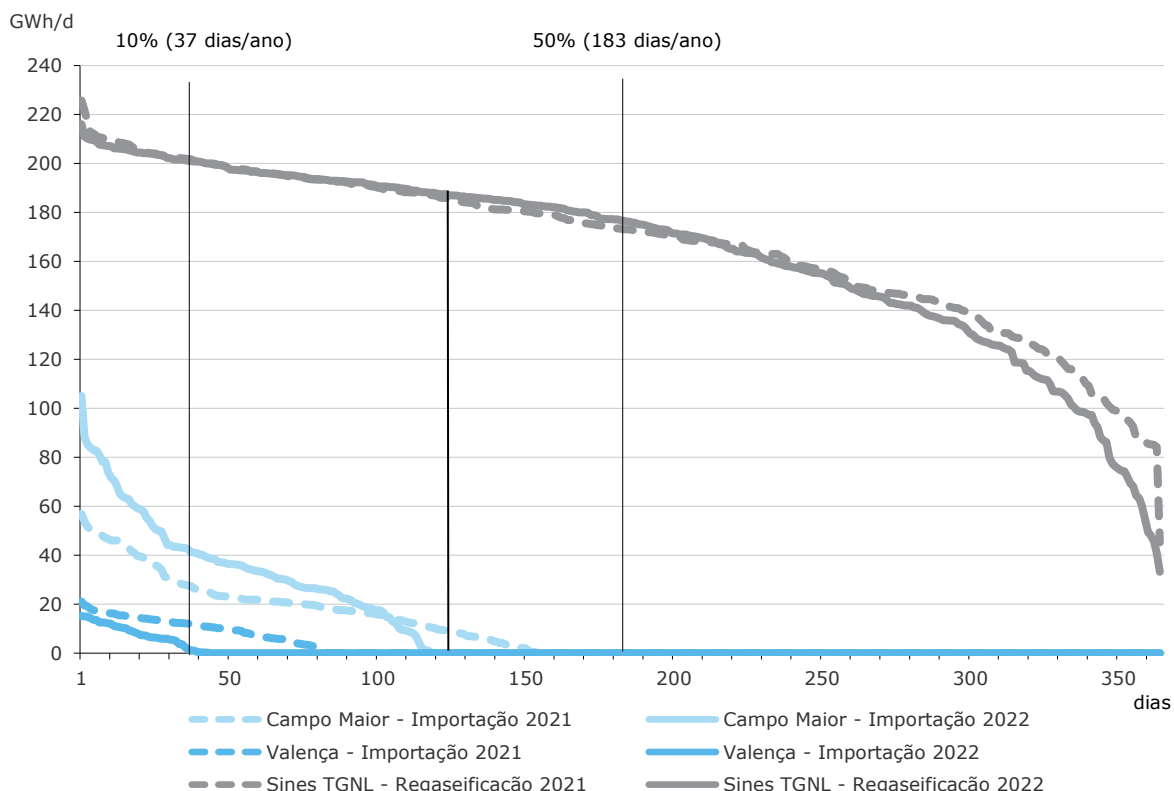
O AS do Carricho apresentou na capacidade de extração, uma utilização média de 6% em 2019, 9% em 2020, 12% em 2021 e 3% em 2022, e uma utilização máxima de 67% em 2019, 102% em 2020 e 119% em 2021 e 67% em 2022. A capacidade de injeção apresentou uma utilização média de 43% em 2019, 32% em 2020, 52% em 2021 e 25% em 2022, e uma utilização máxima de 204% em 2019, 173% em 2020, 128% em 2021 e 125% em 2022.

As figuras seguintes apresentam a distribuição diária de utilização da regaseificação do TGNL de Sines, das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e da extração do AS do Carricho, nos

anos de 2021 e 2022. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, estas figuras não apresentam a distribuição diária verificada nos anos de 2019 e 2020.

FIGURA 2-12

**Curva de distribuição diária da utilização da regaseificação do TGNL de Sines e da importação das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho**



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines e da importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2021 e 2022.

No ano de 2021, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 202 GWh/d em 10% dos dias, e superior a 173 GWh/d em 50% dos dias. No ano 2022, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 201 GWh/d em 10% dos dias, e superior a 177 GWh/d em 50% dos dias.

No ano de 2021, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 28 GWh/d em 10% dos dias. A capacidade utilizada na importação de Campo Maior, em 2022, foi superior a 42 GWh/d em 10% dos dias.

É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da oferta a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para

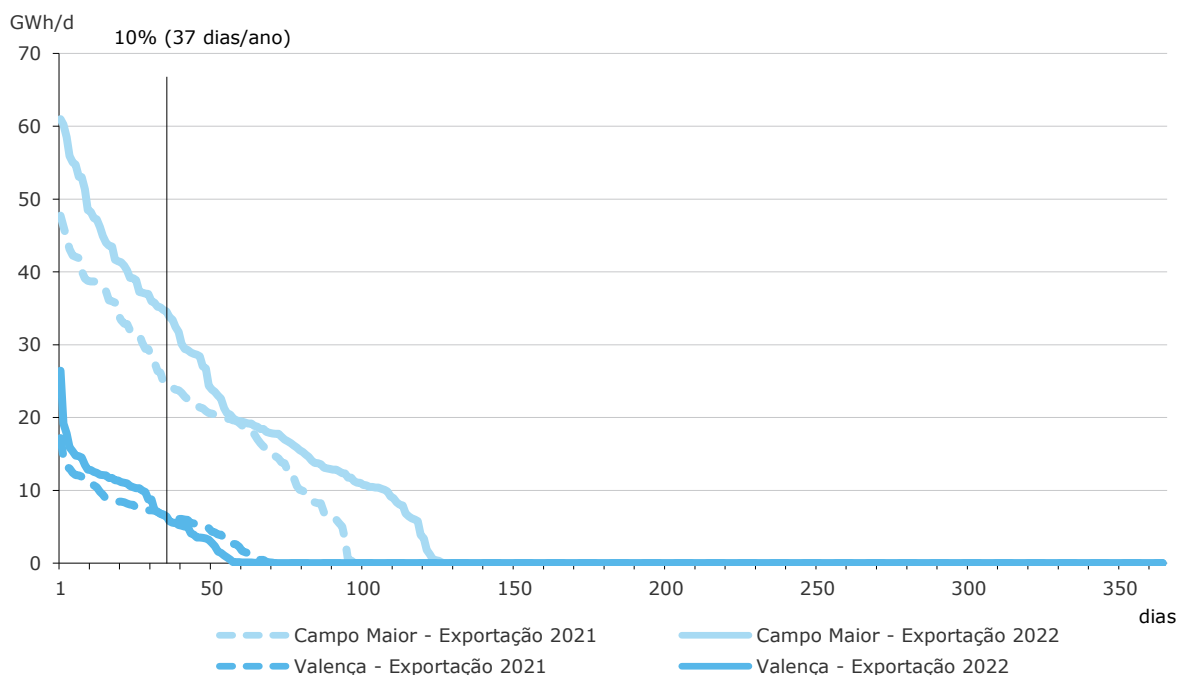
dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior oferta, a mediana desta série de valores (125) apresenta valores de 185 GWh/d em 2021 e de 187 GWh/d em 2022 na regaseificação do TGNL de Sines, e de 9 GWh/d em 2021 na importação de Campo Maior.

A capacidade de importação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 82 dias do ano de 2021, e em 40 dias no ano de 2022.

A figura seguinte apresenta a distribuição diária da exportação através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

FIGURA 2-13

### Curva de distribuição diária da utilização da exportação das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária de importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2021 e 2022.

A capacidade de exportação da interligação de Campo Maior foi utilizada em 96 dias do ano de 2021, e em 124 dias no ano de 2022.

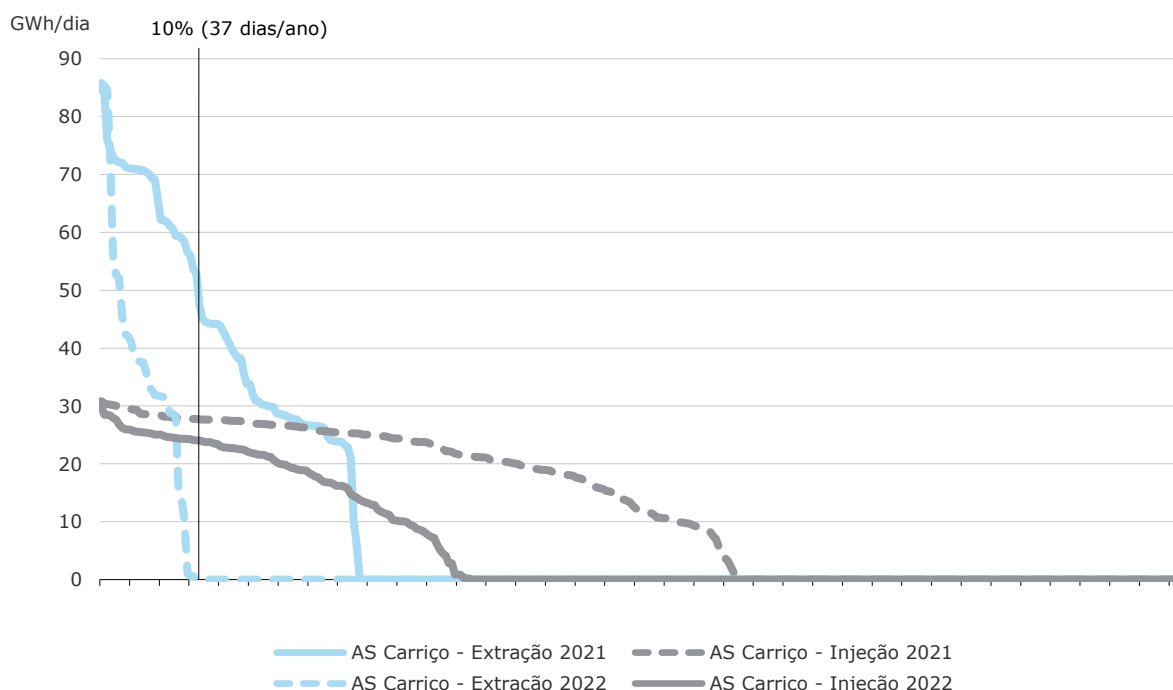
No ano de 2021, a capacidade utilizada na exportação de Campo Maior foi superior a 25 GWh/d em 10% dos dias. A capacidade de exportação de Campo Maior apresentou-se superior a 34 GWh/d em 10% dos dias do ano 2022.

A capacidade de exportação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 66 dias do ano de 2021, e em 56 dias no ano de 2022.

Nos anos de 2021 e 2022, a capacidade utilizada na exportação de Valença do Minho foi superior a 6 GWh/d em 10% dos dias.

FIGURA 2-14

### Curva de distribuição diária da utilização da injeção e da extração do AS do Carricho



Da análise da figura anterior, verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de extração e de injeção do AS do Carricho apresentam um padrão razoavelmente semelhante nos anos de 2021 e 2022, embora a capacidade de injeção apresente valores superiores em 2021 e a capacidade de extração apresente valores superiores no ano 2022. No ano de 2021, a capacidade de extração utilizada no AS do Carricho foi superior a 44 GWh/d em 10% dos dias, e no ano 2022, a capacidade de extração utilizada no AS do Carricho ocorreu em apenas 32 dias do ano, correspondente a cerca de 9% dos dias do ano.

No ano de 2021, a capacidade de injeção utilizada no AS do Carricho foi superior a 28 GWh/d em 10% dos dias, e no ano 2022, a capacidade utilizada na injeção do AS do Carricho foi superior a 24 GWh/d em 10% dos dias.

A capacidade de extração do AS do Carricho foi utilizada em 87 dias do ano de 2021, e em 32 dias no ano de 2022. A capacidade de injeção do AS do Carricho foi utilizada em 216 dias do ano de 2021, e em 122 dias no ano de 2022.

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos.

### Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos:

- **A taxa de utilização média** corresponde ao quociente entre a existência média diária registada em cada ano e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano;
- **A taxa de utilização máxima** corresponde ao quociente entre o valor máximo da existência diária e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano.

#### QUADRO 2-12

### Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	Capacidade Máxima (GWh)	TU Média				TU Máxima			
		2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
TGNL de Sines	2 569	63%	63%	62%	72%	111%	110%	107%	109%
AS Carrigo	3 839	80%	87%	58%	90%	101%	102%	75%	102%

A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines foi de 63% em 2019 e 2020, 62% em 2021 e 72% em 2022. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 111% em 2019, 110% em 2020, 107% em 2021 e 109% em 2022.

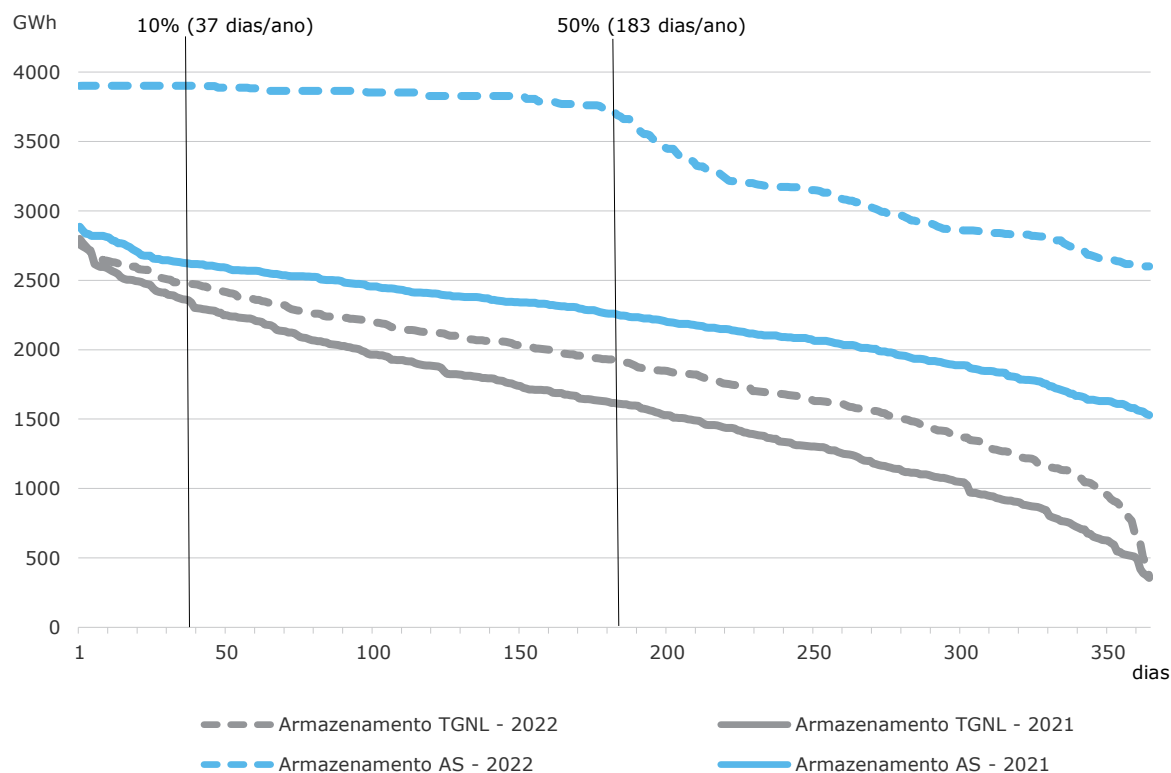
O Armazenamento Subterrâneo do Carrigo é usado, essencialmente, para a manutenção das Reservas de Segurança. Deste modo, esta infraestrutura apresenta uma menor amplitude entre as TU média e máxima. O AS do Carrigo registou uma taxa de utilização média de 80% em 2019, 87% em 2020, 58% em 2021 e 90% em 2022, e uma taxa de utilização máxima de 101% em 2019, 102% em 2020, 75% em 2021 e de 102% em 2022.

A figura seguinte apresenta a distribuição anual diária de utilização de capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carrigo, nos anos 2021 e 2022. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, esta figura não apresenta a distribuição diária verificada nos anos de 2019 e 2020.



FIGURA 2-15

### Curva de distribuição diária da utilização da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carrigo



Da análise da figura anterior, verifica-se que o padrão das linhas de distribuição diária do armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carrigo apresenta-se semelhante nos anos de 2021 e 2022, embora a quantidade de gás em *stock* no AS do Carrigo e no TGNL de Sines apresente valores em média superiores em 2022 por comparação com o ano de 2021.

No ano de 2021, a capacidade utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 364 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 615 GWh em 50% dos dias. No ano 2022, a capacidade de armazenamento utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 483 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 924 GWh em 50% dos dias.

Relativamente ao AS do Carrigo, no ano de 2021, a capacidade diária utilizada foi superior a 2 626 GWh em 10% dos dias, e superior a 2 260 GWh em 50% dos dias. No ano 2022, a capacidade diária de armazenamento utilizada do AS do Carrigo foi superior a 3 900 GWh em 10% dos dias, e superior a 3 712 GWh em 50% dos dias.

### Taxas de utilização do TGNL de Sines

Tendo em conta o número de *slots* que são anualmente anunciadas e o número de operações de carga, descarga ou arrefecimento que são efetivamente executadas, é possível fazer uma análise à taxa de utilização do cais do TGNL de Sines nos últimos 6 anos.

Nas figuras e no quadro seguintes, apresenta-se os dados das operações de descarga, carga e arrefecimento referentes a cada um dos anos do período considerado, representando-se também a evolução da taxa de utilização do cais do TGNL de Sines ao longo do período analisado.

QUADRO 2-13

**Evolução do número de operações de navios e taxa de utilização do cais do TGNL de Sines no período 2017-2022**

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
Número de Operações	[A]	42	45	67	63	64	71
Números de Descargas	[Ai]	41	45	65	62	64	71
Números de Cargas/Arrefecimento	[Aii]	1	0	2	1	0	0
<b>Entrada Navios [GWh]</b>	<b>[B]</b>	<b>40265</b>	<b>43365</b>	<b>62731</b>	<b>61994</b>	<b>62631</b>	<b>63332</b>
Descarga média por navio [GWh]	[B/Ai]	982	964	965	1000	979	892
Número Slots do anúncio anual	[C]	59	59	59	62	72	72
<b>Taxa de Utilização</b>	<b>[A/C]</b>	<b>71%</b>	<b>76%</b>	<b>114%</b>	<b>102%</b>	<b>89%</b>	<b>99%</b>

FIGURA 2-16

**Evolução do número de operações de navios no TGNL de Sines**

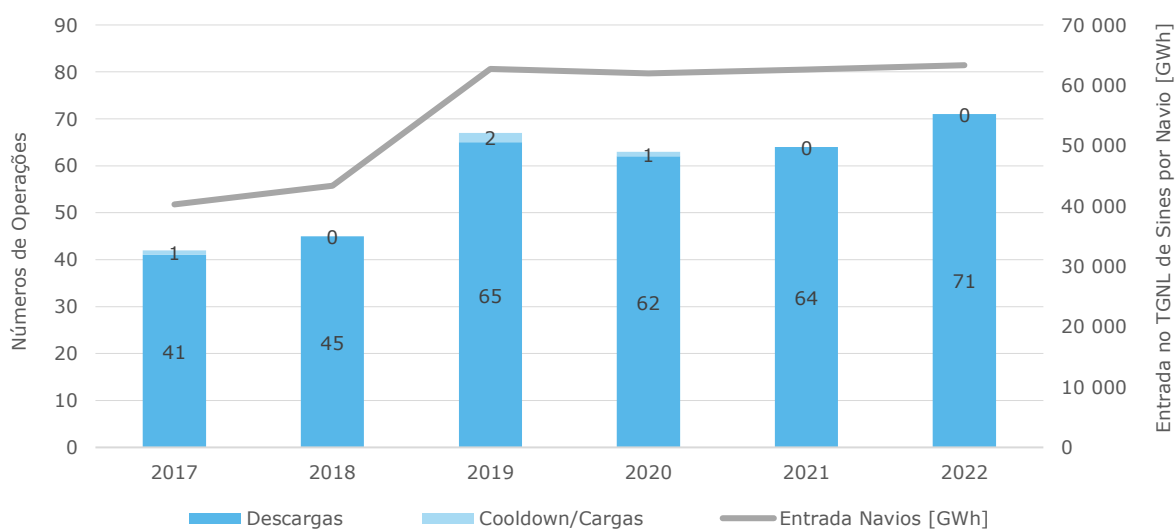
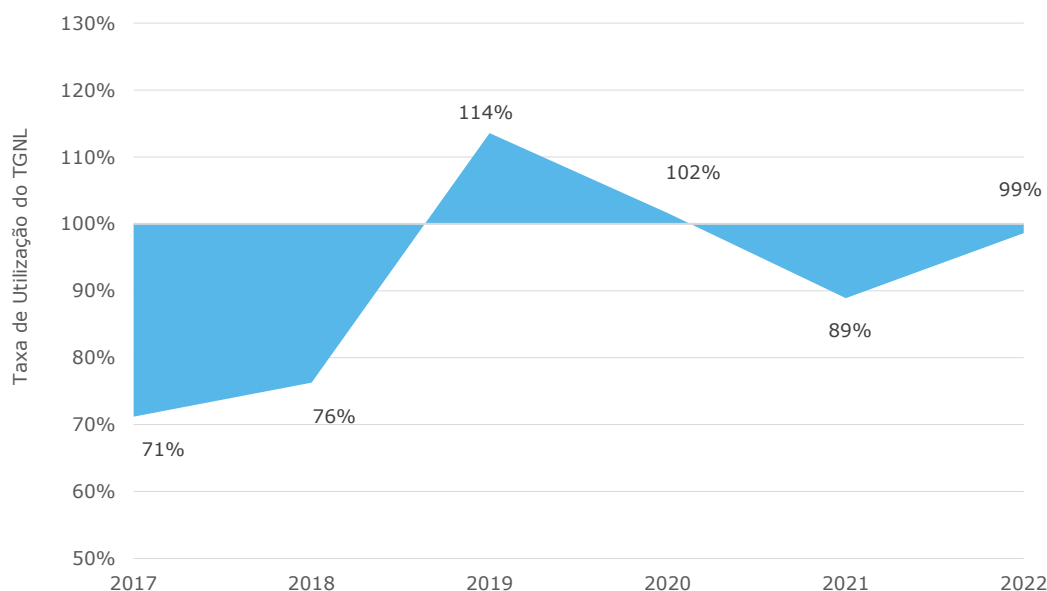


FIGURA 2-17

### Evolução da taxa de utilização do cais do TGNL de Sines



Através da análise do quadro e das figuras anteriores, é possível verificar que nos anos 2017, 2018, 2021 e 2022 o cais do TGNL de Sines apresentou uma taxa de utilização inferior a 100%. Quer isto dizer que nestes anos verificou-se a existência de margem para a concretização de mais operações, tendo em conta o número de *slots* que foram disponibilizadas ao mercado no anúncio anual.

Nos anos de 2019 e 2020, realizaram-se mais operações do que aquelas que foram anunciadas no início do ano-gás, resultando uma taxa de utilização do cais do TGNL de Sines superior a 100%, quantificada em 114% no ano de 2019 e em 102% no ano de 2020.

Ao longo dos últimos seis anos, tem vindo a verificar-se um aumento considerável no número de operações efetuadas no cais do TGNL de Sines, passando de 42 operações em 2017 para 71 operações em 2022. Este número tem crescido a uma taxa média anual de 11,1%.

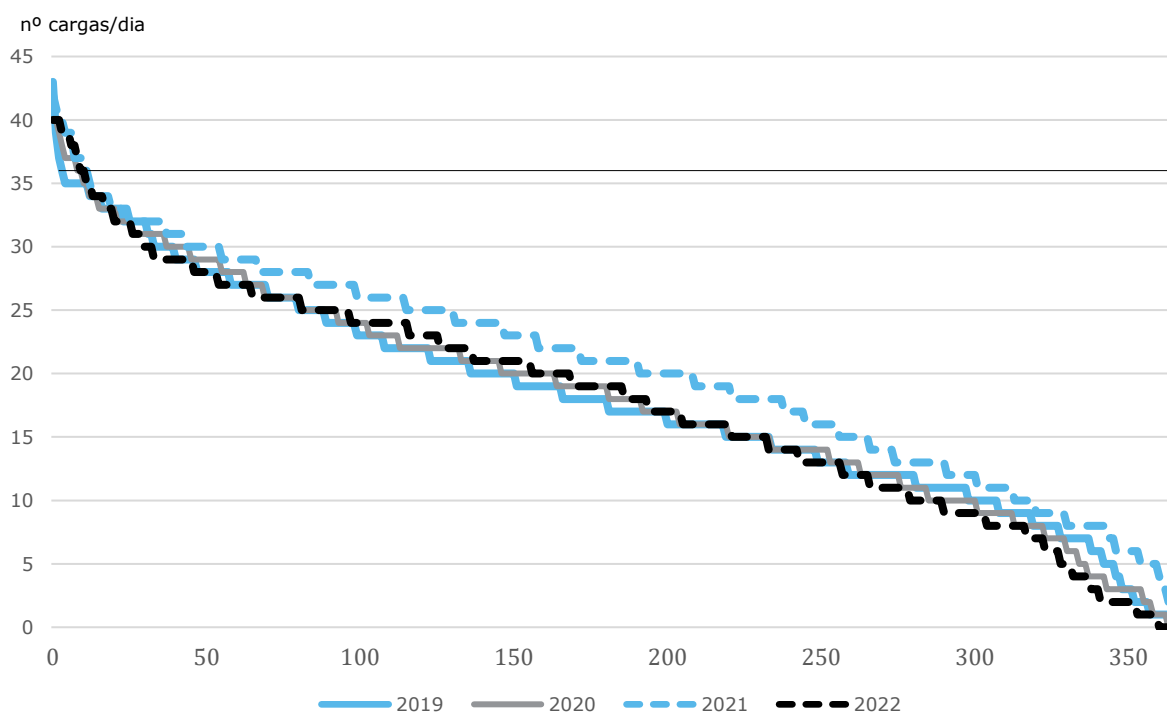
### Taxas de utilização das Baías de enchimento de cisternas do TGNL de Sines

As três baías de enchimento de GNL do TGNL de Sines apresentam uma capacidade diária máxima de enchimento de 36 camiões cisterna (identificada no gráfico *infra* com uma linha horizontal).

A figura seguinte apresenta a distribuição diária (agregada) de utilização das três baías de enchimento de cisternas de GNL do TGNL de Sines, nos anos 2019, 2020, 2021 e 2022.

FIGURA 2-18

### Curva de distribuição diária da utilização da capacidade das baías de enchimento do TGNL de Sines



Da análise da figura anterior, verifica-se uma utilização elevada das baías de enchimento do TGNL de Sines nos últimos anos, para o abastecimento de cisternas e contentores de GNL

O gráfico supra evidencia que as linhas de distribuição diária de capacidade utilizada nas baías de enchimento ultrapassaram o limite de capacidade máxima da instalação nos anos de 2019, 2020, 2021 e 2022. Assim, verifica-se que as baías funcionaram acima da sua capacidade diária máxima em 3 dias do ano 2019, 8 dias do ano 2020, em 11 dias de 2021 e em 9 dias de 2022, indiciando a necessidade de expansão da capacidade instalada.

## 2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO

O operador da RNTG elabora anualmente um relatório com informação sobre a qualidade do serviço prestado, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

### 2.4.1. Continuidade do serviço

#### Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTG)

A continuidade do serviço de fornecimento da RNTG é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Número médio de interrupções por pontos de saída, equivalente ao quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado;
- Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída), correspondente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado;
- Duração média de interrupção (minutos/interrupção), equivalente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da RNTG para o período compreendido entre aos anos 2018 e 2022.

#### QUADRO 2-14

#### Indicadores gerais para a qualidade de serviço da RNTG

Indicador	2018	2019	2020	2021	2022
Número médio de interrupções por pontos de saída	0,002	0	0	0	0
Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída)	0,024	0	0	0	0
Duração média de interrupção (minutos/interrupção)	2,250	0	0	0	0

## Indicadores gerais para a qualidade de serviço do AS do Carricho

A continuidade do serviço de fornecimento do AS do Carricho é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento das nomeações de extração de gás, correspondente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás, equivalente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento energético de armazenamento, determinado com base no erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia extraída e injetada.

O quadro seguinte apresenta os valores anuais para o período compreendido entre os anos 2018 e 2022.

### QUADRO 2-15

#### Indicadores gerais para a qualidade de serviço do AS do Carricho

Indicador	2018	2019	2020	2021	2022
Cumprimento das nomeações de extração de gás natural	99,96%	100,00%	99,95%	100,00%	100,00%
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	100,00%	100,00%	99,80%	100,00%	100,00%
Cumprimento energético de armazenamento	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

## Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines

A continuidade do serviço de fornecimento do TGNL de Sines é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento do serviço comercial (nomeações);
- Injeção de gás para a rede (injetado/solicitado);
- Disponibilidade da instalação.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines relativamente ao período compreendido entre aos anos 2018 e 2022.

QUADRO 2-16

### Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines

Indicador	2018	2019	2020	2021	2022
Cumprimento do serviço comercial (nomeações):	99,63%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Injeção de gás para a rede (injetado/solicitado)	99,47%	99,79%	99,70%	99,85%	99,85%
Disponibilidade da instalação	99,47%	99,93%	99,97%	99,86%	100,00%

## 2.4.2. Características do gás

A caracterização do gás é baseada nas monitorizações aos pontos de interligação da RNTG, 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 Regulamento da Qualidade de Serviço, em particular para o Índice de Wobbe e para a Densidade relativa do gás, de acordo com os valores apresentados no quadro seguinte.

QUADRO 2-17

### Limites para o Índice de Wobbe e para a densidade relativa

I. Wobbe [kWh/m <sup>3</sup> (n)]		Densidade relativa	
máximo	mínimo	máximo	mínimo
16,017	13,381	0,700	0,555

O quadro seguinte apresenta os valores obtidos para a gama de variação dos valores médios diários de Índice de Wobbe e Densidade relativa nos pontos de monitorização da RNTG (Campo Maior e TGNL de Sines).

QUADRO 2-18

### Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines e da interligação de Campo Maior

Ano	Valores	Campo Maior		TGNL de Sines	
		I. Wobbe kWh/m <sup>3</sup> (n)	Densidade relativa	I. Wobbe kWh/m <sup>3</sup> (n)	Densidade relativa
2018	Mínimo	14,405	0,572	15,298	0,593
	Máximo	15,384	0,657	15,398	0,633
	Mediana	14,916	0,614	15,352	0,610

2019	Mínimo	14,587	0,584	15,044	0,576
	Máximo	15,371	0,635	15,423	0,618
	Mediana	15,211	0,602	15,297	0,603
2020	Mínimo	14,592	0,584	15,026	0,574
	Máximo	15,406	0,627	15,429	0,622
	Mediana	15,199	0,605	15,281	0,603
2021	Mínimo	14,660	0,580	15,025	0,575
	Máximo	15,406	0,624	15,423	0,622
	Mediana	15,168	0,601	15,255	0,600
2022	Mínimo	14,616	0,574	14,997	0,574
	Máximo	15,350	0,632	15,368	0,611
	Mediana	15,155	0,595	15,210	0,600

De acordo com os valores apresentados no quadro anterior, verifica-se o cumprimento total dos limites estabelecidos regulamentarmente para o Índice de Wobbe e para a Densidade relativa do gás.

### 2.4.3. Ações de verificação e de melhoria da qualidade de serviço

No que respeita às infraestruturas da RNTG, AS do Carriço e TGNL de Sines, deu-se continuidade aos programas de modernização de ativos, atualização tecnológica em sistemas de comando e controlo e emergência, bem como ao nível das aplicações de gestão, incluindo as associadas à Gestão Técnica Global do SNG.





3

# PRESSUPOSTOS

REN

## 3.1. ENQUADRAMENTO

Até ao final do mês de março dos anos ímpares, o operador da RNTG deve entregar junto da DGEG e da ERSE a proposta de PDIRG para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRG inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega, isto é, no caso da presente proposta de PDIRG 2024-2033, o seu início teve já lugar ainda durante o ano de 2022.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações com maior exigência de tempo, necessitam de estar definidos com maior antecedência. Assim, no que diz respeito à constituição da RNTIAT no momento de partida, a presente proposta de PDIRG tem como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos os investimentos que, ao momento da identificação e definição dos pressupostos base para a elaboração da proposta de PDIRG, era previsto ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2023.

Este capítulo inclui também uma explanação sobre a organização dos projetos de investimento (Base e Complementares), o contexto legislativo e regulamentar sobre gases renováveis, incluindo o hidrogénio, uma síntese do Plano REPowerEU e do novo contexto legislativo e regulamentar associado à constituição da reserva estratégica nacional de gás natural, a previsão da evolução da procura e da oferta e os critérios de planeamento.

## 3.2. APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Na presente proposta de PDIRG 2024-2033, os projetos estão organizados em dois grupos principais de projetos: (i) Projetos Base e (ii) Projetos Complementares.

### 3.2.1. Projetos Base

O grupo dos Projetos Base (apresentados no Capítulo 4) incorpora aqueles projetos que deverão ser realizados para que se possa continuar a garantir a segurança, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos cuja iniciativa e decisão depende fundamentalmente de uma apreciação direta dos operadores das respectivas infraestruturas e obrigações associadas às suas atividades correntes, tendo em conta a avaliação que realizam sobre o estado dos ativos e da sua envolvente, bem como a segurança de pessoas, bens e de operação das infraestruturas.

Fazem também parte dos Projetos Base investimentos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDG ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes, bem como projetos associados à Gestão Técnica Global (GTG) do SNG, às atividades de Operação de Mercado e à Rede de Telecomunicações de Segurança, investimento não específico e a inscrever em programas de investimento corrente urgente de forma a acomodar, entre outros, imprevistos e necessidades supervenientes durante parte do primeiro quinquénio do presente PDIRG.

Nos Projetos Base estão assim incluídos:

- projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- projetos de gestão integrada de vegetação;
- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à RNDG, a clientes diretos em AP e nas interligações);
- projetos para cumprimento de compromissos acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos respetivos PDIRD;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO<sub>2</sub>, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;

- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG, Operação de Mercado e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- outros investimentos específicos (projetos IT).

Nos Projetos Base estão ainda incluídos investimentos referentes às rubricas “Investimento corrente urgente” e ao “Investimento não específico”, melhor definidas no Capítulo 4.

### 3.2.2. Projetos Complementares

Os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRG são projetos que decorrem de novas necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representem compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de stakeholders externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Esta edição do PDIRG inclui nos Projetos Complementares o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carricho a misturas de hidrogénio e gás natural até 10% em volume, duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carricho (no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro), a interligação a 100% hidrogénio H2Med/CelZa e o respetivo Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, bem como a instalação de uma Estação de Compressão no Carregado.

### 3.3. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO

Este subcapítulo pretende enquadrar o contexto legislativo e regulamentar, bem como as perspetivas de evolução do sector do gás em Portugal em alinhamento com as orientações de política energética associadas à neutralidade carbónica e à segurança do abastecimento, incluindo a incorporação de gases renováveis na RNTIAT. Deste modo, apresentam-se os temas associados ao 'Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050'<sup>18</sup>, ao 'Plano Nacional de Energia e Clima 2030'<sup>19</sup>, à 'Estratégia Nacional para o Hidrogénio'<sup>20</sup> e ao 'Decreto-Lei n.º 62/2020'<sup>21</sup>: organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis'. Alguns dos textos apresentados neste subcapítulo foram transcritos a partir dos documentos oficiais identificados infra em *notas de rodapé*.

#### Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)

A neutralidade carbónica implica que o balanço entre as emissões e as remoções de carbono da atmosfera por via de sumidouros (ex. floresta) seja nulo. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) aponta este objetivo para 2050 dando resposta aos compromissos assumidos no Acordo de Paris e posicionando Portugal como país charneira no combate às alterações climáticas. A elaboração do RNC 2050 envolveu a participação alargada dos vários atores para definir a trajetória para a descarbonização da economia portuguesa, considerando os contributos dos setores da energia, dos transportes, dos resíduos, da agricultura e das florestas e do uso do solo. Uma fatia importante deste objetivo é conseguida via redução de emissões, em particular no setor energético, destacando-se aqui o papel da eletrificação.

A implementação do RNC 2050 assenta fundamentalmente em:

1. Redução do consumo final de energia e aumento da intensidade energética, via promoção da eficiência energética;
2. Eletrificação crescente da economia tirando vantagem da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis;
3. Continuação da aposta no crescimento das fontes de energia renovável para produção de energia elétrica;

<sup>18</sup> Roteiro disponível em <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->

<sup>19</sup> Plano disponível em <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/comunicado?i=plano-nacional-energia-e-clima-2030-aprovado-em-conselho-de-ministros>

<sup>20</sup> Estratégia (RCM n.º 63/2020) disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/140346286/details/maximized>

<sup>21</sup> Decreto-Lei n.º 62/2020 disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/141377978/details/maximized>

4. Redução significativa do consumo de produtos petrolíferos, nomeadamente ao nível da mobilidade.

### Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Este compromisso foi materializado no dia 1 de julho de 2019 com a publicação do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

Complementarmente, o Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro de 2018, estipula que todos os Estados-Membros elaborem e apresentem à Comissão Europeia um Plano Nacional integrado de Energia e Clima para o período 2021-2030 (PNEC 2030). Este Plano define as políticas públicas, metas, objetivos e medidas de implementação em matéria de redução de emissões de GEE, incorporação de energia renováveis, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno e investigação, inovação e competitividade.

Concluídos os processos de consulta pública e de aprovação da União Europeia, a Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho de 2020, procede à publicação do PNEC 2030. Este documento incorpora o primeiro ciclo de políticas integradas de energia e clima de âmbito nacional para o período 2021-2030, com vista a alcançar a neutralidade carbónica em 2050.

As metas são ambiciosas<sup>22</sup> e assentam na eletrificação, na incorporação das FER, na eficiência energética e na redução da intensidade carbónica, sublinhando a importância do desenvolvimento de uma estratégia complementar para a produção de gases renováveis, com destaque para o hidrogénio e para o biometano.

Espera-se que no decurso do ano 2023 seja publicada uma atualização do Plano Nacional de Energia e Clima, tendo já sido avançada a ambição de Portugal em atingir a neutralidade carbónica em 2045, antecipando assim a meta anteriormente definida.

### Estratégia Nacional para o Hidrogénio

O objetivo do governo Português de alcançar a neutralidade carbónica durante a primeira metade deste século exige uma ação concertada entre políticas de energia, clima, indústria e transportes, conforme reconhecido no PNEC 2030.

Neste âmbito, o hidrogénio verde assume um papel central enquanto opção eficiente para promover, aprofundar e facilitar a transição energética e, em simultâneo, constitui uma oportunidade de desenvolvimento económico, industrial, científico e tecnológico no quadro europeu.

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (“**EN-H2**”) (aprovada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto), constitui um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada.

---

<sup>22</sup> Destacam-se algumas das metas estabelecidas no PNEC 2030: redução de emissões de GEE no intervalo de -45% a -55%; incorporação de FER de 47%; e aumento da eficiência Energética em 35%.

Para este efeito, a EN-H2 estabelece um conjunto de iniciativas e metas de incorporação do hidrogénio em diversos setores, com destaque para aqueles em que é reconhecida a não viabilidade técnica da eletrificação.

Das iniciativas contempladas no documento, destacam-se as seguintes:

- Implementar mecanismos de apoio à produção de hidrogénio verde e ao investimento em projetos neste vetor energético;
- Criar o quadro regulamentar necessário para a cadeia de valor do hidrogénio;
- Fixar metas de incorporação de hidrogénio nos vários setores da economia, para assegurar o lado da procura;
- Estabelecer metas de injeção de hidrogénio nas infraestruturas de gás.

A figura seguinte apresenta os objetivos principais da EN-H2 para 2030.

FIGURA 3-1

### Objetivos principais da EN-H2



Fonte: EN-H2

Relativamente à injeção de hidrogénio nas redes de gás, a EN-H2 identifica metas com intervalos compreendidos entre 1% a 5% (em volume) para o ano 2025 e 10% a 15% (em volume) para o ano de 2030.

Neste aspecto em particular, com as primeiras manifestações de interesse por parte de promotores de projetos de produção de hidrogénio verde em injetar essa sua produção na RNTG, a REN tem vindo a realizar estudos com vista a uma identificação do grau de favorabilidade dos diversos Lotes de gasoduto que constituem a RNTG para a receção de hidrogénio a misturar com gás natural.

Uma vez que é necessário garantir um valor máximo para a concentração de hidrogénio na mistura gasosa veiculada nos gasodutos, as limitações à capacidade de injeção transcendem as características técnicas das infraestruturas. Dado um limite máximo para a concentração de hidrogénio na mistura com gás natural, a capacidade de cada ponto da rede para receber hidrogénio depende essencialmente do caudal de gás que circula nesse ponto e da sua composição química (concentração prévia em hidrogénio), pelo que a possibilidade de injeção num determinado ponto está condicionada, não só pela procura de gás, mas também pelas injeções de hidrogénio noutros pontos da rede.

## **Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto: organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis**

A aposta em fontes de energia limpa assumida no PNEC 2030 potencia a oportunidade de capacitar o SNG para acomodar a incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor em carbono.

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 como Sistema Nacional de Gás e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respetivo regime jurídico. A publicação, para além de incorporar a figura do produtor de gases renováveis e a implementação de sistemas inteligentes na Rede Pública de Gás ("RPG"), promove a progressiva integração do SNG e do Sistema Elétrico Nacional.

Como principais alterações nas responsabilidades por segmento da cadeia de valor, destacam-se as seguintes:

### **Transporte/Distribuição**

- Gestão da interligação de instalações de produção de outros gases e projeto/construção das instalações de monitorização e controlo;
- Garantir a acomodação de outros gases na infraestrutura, assegurando a qualidade de operação do SNG e os seus limites técnicos;
- Assegurar que o gás a transportar na RPG cumpre as características e especificações técnicas.

### **Armazenamento**

- Assegurar a capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para exploração com outros gases.

### **Planeamento/Segurança de Abastecimento**

- O Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento de Gás deve incorporar a produção de outros gases;
- A elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT deve considerar a incorporação de outros gases;
- O exercício de planeamento deve considerar uma gestão integrada de recursos energéticos e identificar as condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de gás.

### **Comercializadores**

- O estabelecimento de quotas mínimas de incorporação de outros gases no aprovisionamento de gás.

### **Produção**



- A produção de outros gases destina-se à injeção total ou parcial na RPG, ao autoconsumo, individual ou coletivo e à exportação;
- O membro do Governo responsável pela área da energia pode fixar, por portaria, regimes específicos de aquisição de outros gases, ouvida a ERSE e o operador da RNTG, tal como já decorre da Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro.

Assim, tendo em conta o enquadramento referido anteriormente nas quatro peças regulamentares/legislativas supramencionadas, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, conjugado com a EN-H2, o operador da RNTG apresenta um conjunto de projetos com vista a garantir a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto.

Deste modo, apresenta-se no Capítulo 5, no âmbito dos Projetos Complementares, o Projeto de Adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas gás natural e hidrogénio até 10% em volume, onde se faz uma identificação dos ativos que carecem de intervenção e/ou substituição para adaptação daquelas infraestruturas às novas misturas gasosas.

Não obstante, deve ser referido que ao momento de elaboração deste PDIRG ainda estão em curso estudos específicos cujos resultados finais só serão conhecidos no final de 2023 ou em 2024.

## 3.4. O PLANO REPOWEREU DA COMISSÃO EUROPEIA COM O OBJETIVO DE TORNAR A UNIÃO EUROPEIA INDEPENDENTE DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS RUSSOS ANTES DE 2030

De acordo com o Plano REPowerEU da Comissão Europeia, de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a União Europeia independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030, as novas realidades geopolíticas e do mercado da energia exigem uma aceleração da transição para as energias limpas e o reforço da independência energética da União Europeia relativamente a fornecedores pouco fiáveis e a combustíveis fósseis voláteis.

Assim, o REPowerEU apresenta-se como o plano da Comissão Europeia para tornar a União Europeia ("UE") independente dos combustíveis fósseis russos muito antes de 2030.

Segundo a Comissão Europeia, 85% dos europeus consideram que a UE deve reduzir a sua dependência do gás e do petróleo russos o mais rapidamente possível.

O REPowerEU estabelece uma série de medidas para reduzir no curto/médio prazo a dependência dos combustíveis fósseis russos e o avanço rápido da descarbonização, aumentando simultaneamente a resiliência do sistema energético à escala da União Europeia.

Este Plano REPowerEU baseia-se essencialmente em três grandes vetores:

- Diversificação das fontes de energia - A União Europeia está a trabalhar com parceiros internacionais para encontrar fontes de aprovisionamento energético alternativas. A curto prazo pretende-se uma garantia de fontes alternativas de gás, petróleo e carvão, e a médio/longo prazo visa-se a garantia do aprovisionamento de hidrogénio renovável;
- Poupança de energia - Todos os cidadãos, empresas e organizações podem e devem poupar energia. Pequenas mudanças de comportamento podem fazer uma diferença significativa, se assumidas por todos os cidadãos. No contexto atual, é necessário prever medidas de contingência em caso de interrupções do aprovisionamento energético;
- Acelerar a transição para energias limpas - A conversão de energia de fontes renováveis endógenas reduz a necessidade de importar energia do exterior. O REPowerEU pretende acelerar a transição ecológica e estimular investimentos significativos associados à produção de energia renovável. A Comissão Europeia pretende criar condições para que a indústria e os transportes substituam mais rapidamente os combustíveis fósseis, a fim de reduzir as emissões de GEE.

## 3.5. NOVO CONTEXTO LEGISTALIVO E REGULAMENTAR ASSOCIADO À RESERVA ESTRATÉGICA DE GÁS NATURAL

Este subcapítulo, pretende enquadrar o novo contexto legislativo e regulamentar associado à criação da reserva estratégica de gás natural pertencente ao Estado Português. Deste modo, apresentam-se os temas com relevância, associados à Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e ao Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro.

Alguns dos textos apresentados neste subcapítulo foram transcritos a partir dos documentos oficiais identificados infra em *notas de rodapé*.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022<sup>23</sup>, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Ucrânia e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. Assim, de acordo com a referida Resolução do Conselho de Ministros, determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:

- Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e
- Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

O Decreto-Lei n.º 70/2022<sup>24</sup>, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás, importa reforçar as reservas do SNG fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

Assim, no âmbito do novo contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente PDIRG contempla, nos Projetos Complementares, a criação de duas novas cavidades, desenvolvidas também numa perspetiva de ficarem preparadas para armazenamento de 100% de hidrogénio cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço, com entrada prevista em operação em 2027, uma, e em 2028, a outra.

<sup>23</sup> <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/82-2022-201509699>

<sup>24</sup> <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/70-2022-202233711>

## 3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

Neste subcapítulo, são apresentadas as estimativas de evolução da procura de gás em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período compreendido entre 2024 e 2033<sup>25</sup>.

Os cenários de evolução da procura de gás são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas de ciclo combinado para produção de eletricidade.

### Mercado Convencional

Para o Mercado Convencional são considerados três cenários de evolução dos consumos de gás: o Cenário Central, associado a um cenário de crescimento económico moderado; o Cenário Superior, associado a uma trajetória de mais elevado crescimento económico; o Cenário Inferior, associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista. A inclusão do cenário associado a uma conjuntura mais desfavorável, Cenário Inferior ou de "sustentabilidade", foi sugerido pela ERSE no seu parecer ao PDIRGN 2016-2025, tendo vindo a ser incluído nas subseqüentes propostas de PDIRGN/PDIRG.

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o sector do gás no contexto dos pressupostos do "Relatório Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG - Período 2023-2040", os cenários de evolução de consumos de gás do Mercado Convencional considerados neste exercício são os utilizados nas análises da proposta de RMSA-G 2022. Os pressupostos a considerar nos três cenários de evolução da procura foram previamente acordados com a DGEG.

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 temporária, 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 operação<sup>26</sup>.

As estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição apresentadas pelos respetivos operadores de rede, apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1% no período de 2023 a 2027. Esta estimativa enquadra-se na previsão do consumo de gás para o Mercado Convencional do PDIRG.

<sup>25</sup> O ano de 2023 é apresentado para constituir uma referência para o cálculo das taxas médias de crescimento anual (TMCA), e para fazer a transição entre o período histórico apresentado no Capítulo 2 e o período de análise do PDIRG, que tem início no ano de 2024.

<sup>26</sup> 16 em regime público (3GNC+1GNL+12GNL+GNC) e 12 em regime privado (11GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 4 postos de GNV.

## Mercado Elétrico

No caso do Mercado Elétrico (“ME”), são considerados três cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2023-2040” (“RMSA-E 2022”) e que se encontram alicerçadas nas Trajetórias Conservadora e Ambição, de acordo com os seguintes pressupostos:

- O Cenário Central Ambição do ME, designado neste PDIRG por Cenário Central - corresponde à envolvente central da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2022, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029;
- O Cenário Superior Ambição do ME, designado neste PDIRG por Cenário Superior - corresponde à envolvente superior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2022, que também assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029;
- O Cenário Inferior Conservador do ME, designado neste PDIRG por Cenário Inferior - corresponde à envolvente inferior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Conservadora do RMSA-E 2022, que, tal como os dois anteriores, assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Para o período 2028-2029 e para os anos 2024 e 2026, os valores do ME resultam de interpolações lineares (baseadas nos resultados das simulações efetuadas para os anos de 2023, 2025, 2027 e 2030), em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2022. Para os anos de 2031, 2032 e 2033, consideraram-se os consumos do estádio relativo ao ano de 2030.

### 3.6.1. Procura anual

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas e independentes para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico.

#### Procura de gás em Portugal continental

Determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico em Portugal continental, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. Os cenários de previsão de consumo do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico são apresentados no quadro e nas figuras seguintes.

QUADRO 3-1

**Previsão da procura de gás em Portugal continental para o período compreendido entre 2023 e 2033**

Cenário Central	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Mercado Convencional	34,1	36,0	36,1	36,2	36,3	35,7	35,1	34,4	34,1	33,7	33,3
Mercado Eletricidade	22,1	18,3	14,5	10,3	6,1	5,8	5,1	5,4	5,4	5,4	5,4
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>56,3</b>	<b>54,3</b>	<b>50,6</b>	<b>46,5</b>	<b>42,3</b>	<b>41,5</b>	<b>40,2</b>	<b>39,8</b>	<b>39,5</b>	<b>39,1</b>	<b>38,7</b>

Cenário Superior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Mercado Convencional	34,5	37,5	37,6	37,9	38,0	37,5	37,0	36,5	36,3	36,0	35,8
Mercado Eletricidade	22,5	18,8	15,1	10,7	6,4	6,3	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>57,0</b>	<b>56,3</b>	<b>52,7</b>	<b>48,6</b>	<b>44,4</b>	<b>43,8</b>	<b>43,0</b>	<b>42,6</b>	<b>42,4</b>	<b>42,1</b>	<b>41,8</b>

Cenário Inferior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Mercado Convencional	33,8	34,4	34,4	34,4	34,4	33,7	33,0	32,3	32,1	31,8	31,6
Mercado Eletricidade	21,8	17,5	13,2	8,6	4,1	3,7	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>55,7</b>	<b>51,9</b>	<b>47,6</b>	<b>43,0</b>	<b>38,5</b>	<b>37,4</b>	<b>35,6</b>	<b>35,3</b>	<b>35,1</b>	<b>34,9</b>	<b>34,6</b>

TWh

No quadro *supra* e nas figuras *infra*, apresenta-se o detalhe da evolução da procura de gás em Portugal continental para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquênios 2023-2028 e 2028-2033. A taxa média de crescimento anual do mercado total de gás para o período 2023-2028 é de -5,9% para o Cenário Central, de -5,1% para o Cenário Superior, e de -7,6% para o Cenário Inferior. A taxa média de crescimento anual do mercado total de gás para o período 2028-2033 é de -1,4% para o Cenário Central, de -0,9% para o Cenário Superior e de -1,6% para o Cenário Inferior.

A redução da previsão de procura agregada, que em todos os cenários se verifica entre 2023 e os anos seguintes, resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o Mercado Elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média. Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2024 e nos anos seguintes se atingirá a trajetória média expetável, depois de no período compreendido entre 2019 e 2022 se terem registado alguns valores de procura excecional por parte das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás devido a um conjunto de circunstâncias particulares. Destaca-se nesse contexto os períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em Portugal e Espanha, ou o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, e também o aumento da competitividade do gás face ao carvão para produção de energia elétrica na Península Ibérica, a que acresce a cessação da produção de eletricidade a partir do carvão em Portugal continental em 2021.

FIGURA 3-2

### Previsão de procura de gás do Cenário Central

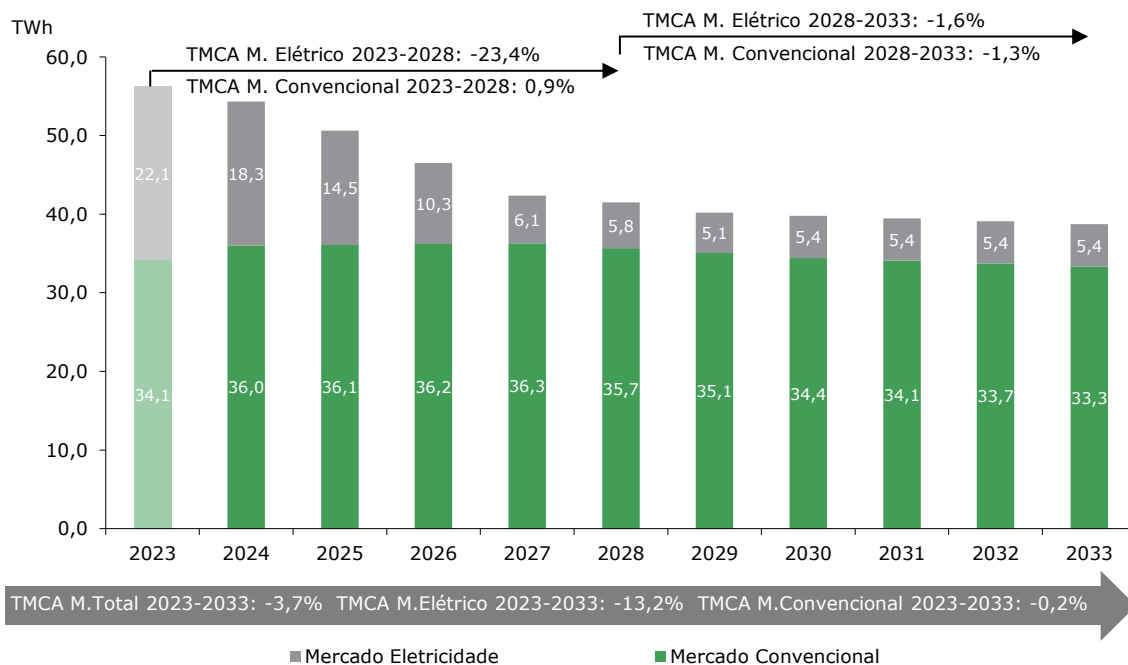


FIGURA 3-3

### Previsão de procura de gás do Cenário Superior

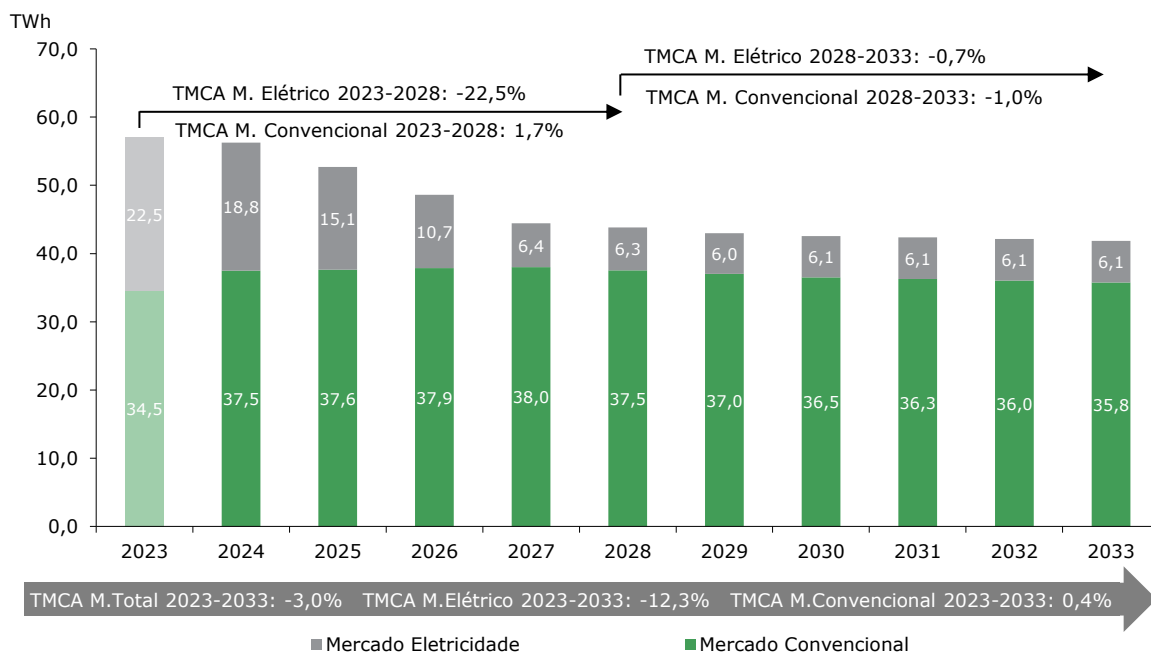
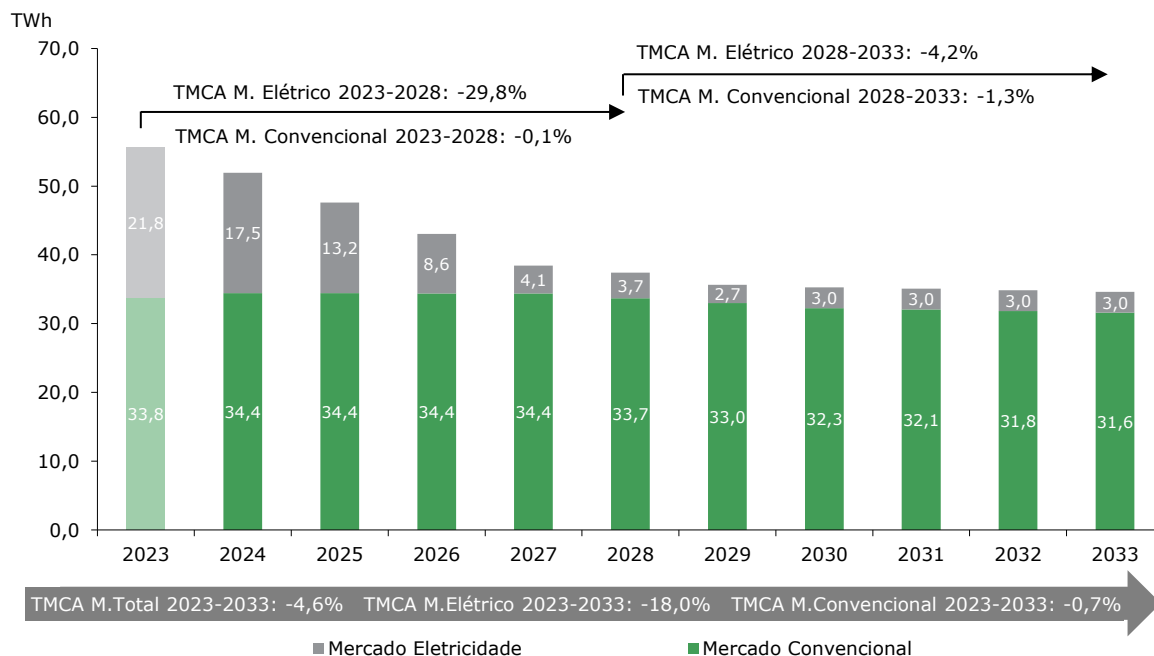


FIGURA 3-4

### Previsão de procura de gás do Cenário Inferior



### Procura de gás abastecido por UAG de GNL

Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, com particular relevo em Portugal continental, apresenta-se nos gráficos seguintes o detalhe da evolução da procura de gás abastecido pelas UAG em Portugal continental e na Ilha da Madeira para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquénios 2023-2028 e 2028-2033.

A taxa média de crescimento anual da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2023-2028 é de 6,6% para o Cenário Central, de 7,5% para o Cenário Superior, e de 3,9% para o Cenário Inferior. A taxa média de crescimento anual da procura de gás abastecido por UAG para o período 2028-2033 é de 2,1% para o Cenário Central, de 2,3% para o Cenário Superior e de 1,5% para o Cenário Inferior.



FIGURA 3-5

Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Central)

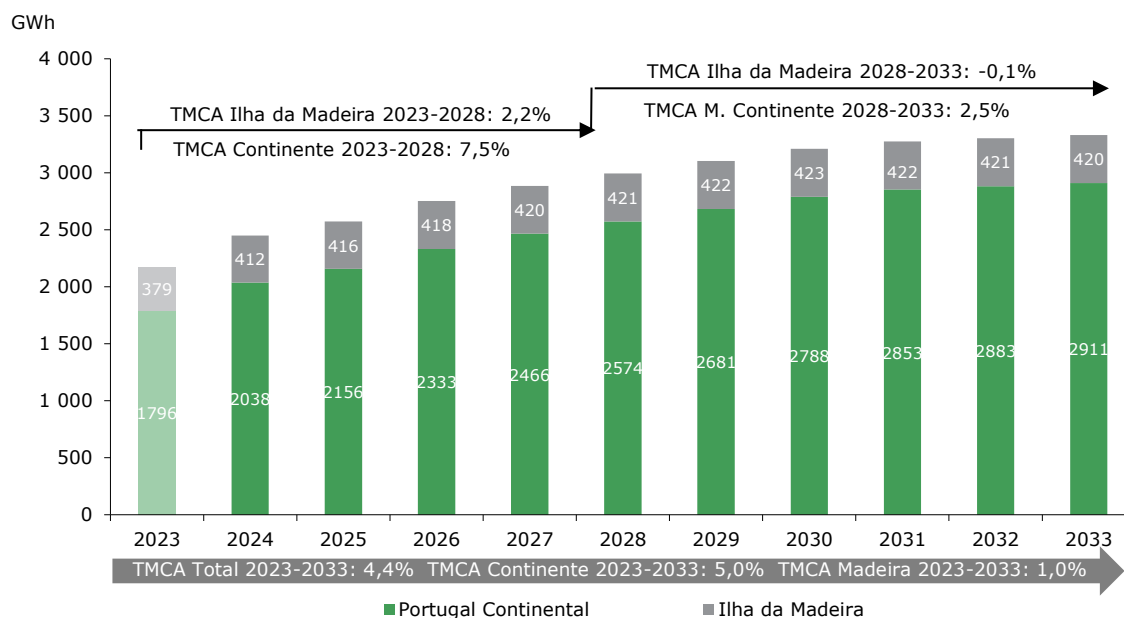


FIGURA 3-6

Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Superior)

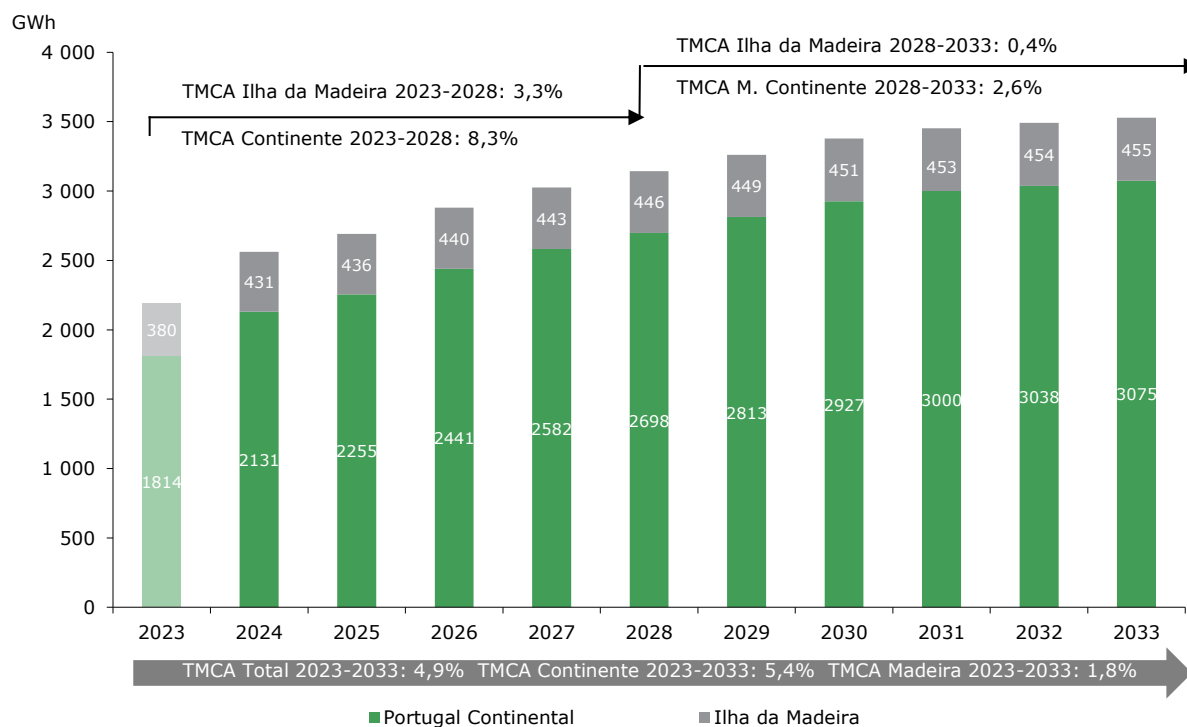
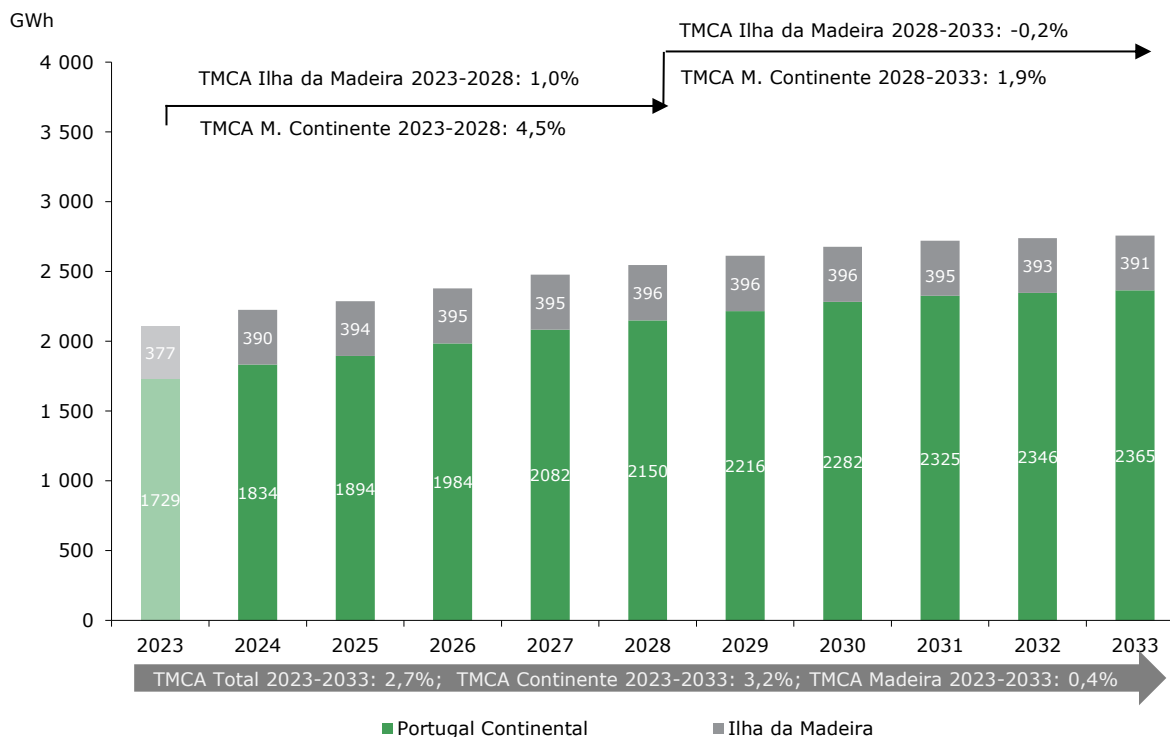


FIGURA 3-7

### Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Inferior)



### 3.6.2. Pontas de consumo diário

A estimativa de procura anual por si só é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás.

As pontas de consumo diário de gás apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem à estimativa de consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Atendendo às características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico.

Determinaram-se as pontas diárias prováveis e extremas de consumo para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior.

No quadro e nos gráficos seguintes, são apresentados os seguintes valores:

- A evolução da ponta provável e da ponta extrema de consumo para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico em cada um dos cenários;

- A ponta de consumo global, que resulta do somatório da ponta do Mercado Convencional e da ponta do Mercado Elétrico (fator de simultaneidade igual a 1) em cada um dos cenários (Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior);

Os dados apresentados correspondem, para cada um dos cenários referidos, à condição de ponta provável e de ponta extrema na RNTG.

QUADRO 3-2

Previsão das pontas de consumo diário para o período 2023-2033

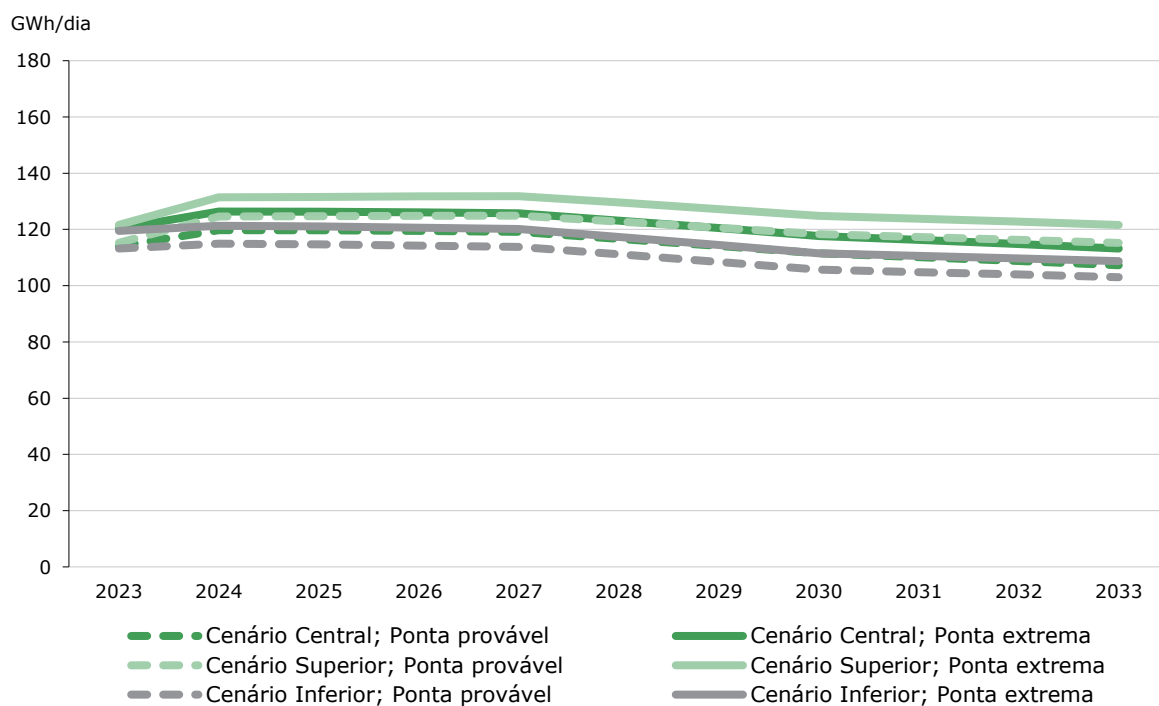
MERCADO CONVENCIONAL											
Cenário Central	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	114	120	120	119	119	117	114	111	110	109	107
Ponta extrema	120	126	126	126	126	123	120	118	116	115	113
Cenário Superior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	115	125	125	125	125	123	121	118	117	116	115
Ponta extrema	122	131	132	132	132	130	127	125	124	123	122
Cenário Inferior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	113	115	115	114	114	111	108	106	105	104	103
Ponta extrema	119	121	121	121	120	117	114	112	111	110	109
MERCADO ELÉTRICO											
Cenário Central	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	155	141	127	111	94	95	98	97	97	97	97
Ponta extrema	159	146	132	125	119	119	117	117	117	117	117
Cenário Superior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	156	142	129	114	98	99	101	100	100	100	100
Ponta extrema	159	147	135	128	122	121	116	117	117	117	117
Cenário Inferior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	151	137	122	103	83	81	78	79	79	79	79
Ponta extrema	156	142	128	123	118	118	117	117	117	117	117
MERCADO TOTAL											
Cenário Central	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	269	261	247	230	213	212	212	209	207	206	204
Ponta extrema	280	272	258	252	245	242	237	235	234	232	231
Cenário Superior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	271	267	254	238	223	222	221	219	218	217	215
Ponta extrema	281	279	266	260	254	250	243	242	241	240	239
Cenário Inferior	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta provável	265	252	237	217	197	193	186	184	184	183	182
Ponta extrema	275	263	249	244	238	235	232	229	228	227	226

GWh/dia

A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Convencional da RNTG, previstas para o período compreendido entre os anos 2023 e 2033.

FIGURA 3-8

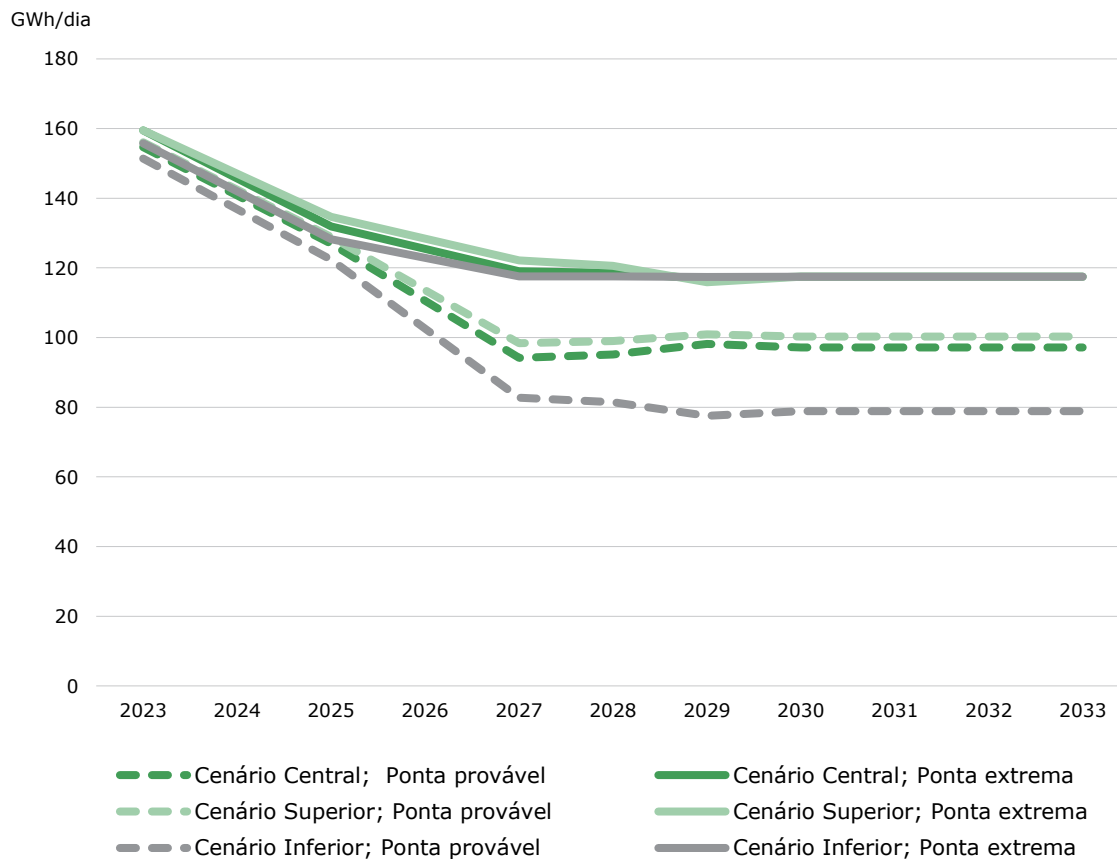
**Pontas de consumo do Mercado Convencional para o período 2023-2033**



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Elétrico, previstas para o período compreendido entre os anos 2023 e 2033.

FIGURA 3-9

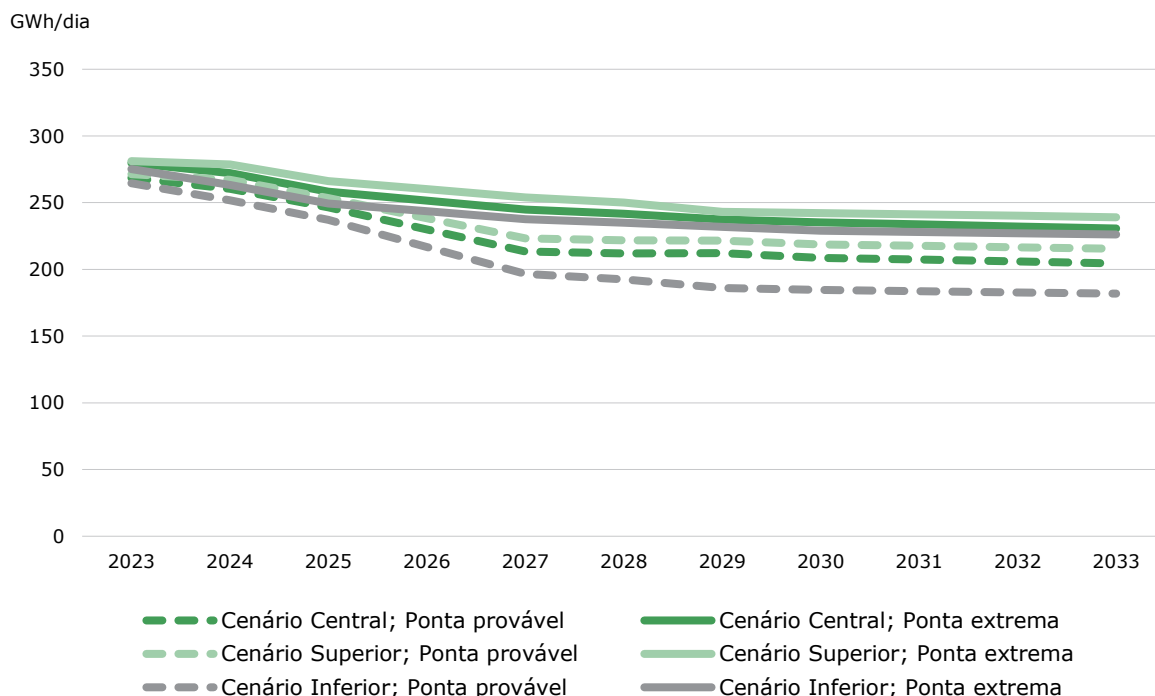
Pontas de consumo do Mercado Elétrico para o período 2023-2033



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do total da RNTG, para o período compreendido entre os anos 2023 e 2033.

FIGURA 3-10

**Pontas de consumo total da RNTG para o período 2023-2033**



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num decréscimo de -2,7% para o cenário de ponta provável e de -1,9% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2023-2033.

O Cenário Superior apresenta reduções médias (TMCA) de -2,3% para a situação de ponta provável e de -1,6% para a situação ponta extrema.

O Cenário Inferior apresenta reduções médias (TMCA) de -3,7% para a situação de ponta provável e de -1,9% para a situação ponta extrema.

## 3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados para o abastecimento de gás decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos na perspetiva da capacidade de oferta, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG, e na perspetiva da capacidade de armazenamento, para assegurar a constituição de reservas de gás.

De modo a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com os pontos de interligação da RNTG e com as infraestruturas de armazenamento de gás.

No presente subcapítulo apresenta-se a análise à evolução futura da oferta na RNTIAT.

### 3.7.1. Projetos Base

#### 3.7.1.1. Capacidade de oferta da RNTG

Os Projetos Base apresentado no presente PDIRG não têm qualquer impacto no aumento da capacidade de oferta da RNTIAT. Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação dos pontos de entrada da RNTG para o período compreendido entre os anos 2023 e 2033.

QUADRO 3-3

#### Evolução da capacidade de importação diária da RNTIAT

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL de Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Total</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>

GWh/d



QUADRO 3-4

### Evolução da capacidade de exportação diária da RNTIAT

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

GWh/d

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/d para todo o período em análise.

### 3.7.1.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

Os Projetos Base não apresentam qualquer impacto no aumento da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

O quadro seguinte apresenta a evolução das capacidades de armazenamento da RNTIAT, do TGNL de Sines e do AS do Carriço.

Para efeitos de determinação da capacidade de armazenamento das infraestruturas é considerado o ano seguinte ao da respetiva colocação em serviço, ou seja, considera-se a disponibilidade das infraestruturas a 1 de janeiro de cada ano.

QUADRO 3-5

### Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL de Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS do Carriço	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

## 3.7.2. Projetos Complementares

### 3.7.2.1. Capacidade de oferta da RNTG

Este subcapítulo apresenta o impacto na capacidade de oferta associada aos Projetos Complementares na RNTIAT apresentados no horizonte temporal deste PDIRG.

A instalação de uma Estação de Compressão no Carregado tem vindo a ser discutido no âmbito de um recurso que visa aumentar a capacidade de transporte da rede de alta pressão e a capacidade do ponto de entrada em Sines, permitindo tirar partido da capacidade diária máxima de regaseificação instalada no TGNL de Sines, de 321 GWh/d. A presente proposta de PDIRG indica os benefícios de eventual instalação da Estação de Compressão do Carregado, mas não identifica uma data objetivo para a entrada em serviço da mesma, assinalando apenas uma estimativa para o intervalo de tempo que será necessário entre uma decisão final de investimento e a sua colocação em operação, podendo a decisão da mesma ocorrer em qualquer momento tendo em conta a apreciação que à mesma for cometida, quer em sede do presente PDIRG, quer em futuras edições, tendo em conta a evolução real do SNG. No entanto, para a elaboração dos indicadores multicritério do Capítulo 6 associados à avaliação da Estação de Compressão (“EC”) do Carregado e para a indicação na tabela *infra*, considerou-se como hipótese instrumental a entrada em operação no final de 2029, com disponibilidade a partir de 2030.

Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação de gás dos pontos de entrada da RNTG, bem como do ponto de receção da rede a jusante do TGNL de Sines, para o período compreendido entre os anos 2023 e 2033.

Para efeitos de determinação da capacidade de oferta das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço, ou seja, considera-se a disponibilidade das infraestruturas a 1 de janeiro de cada ano apresentado na ordenada dos quadros.

QUADRO 3-6

### Evolução da capacidade de importação de gás da RNTG com EC do Carregado

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL de Sines	229	229	229	229	229	229	229	321	321	321	321
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Total</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>465</b>	<b>465</b>	<b>465</b>	<b>465</b>

GWh/d

QUADRO 3-7

### Evolução da capacidade de exportação de gás da RNTG com EC do Carregado

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	55	55	55	55
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>80</b>

GWh/d

Da análise dos quadros anteriores, verifica-se um incremento da capacidade total de receção de gás na RNTG de 373 GWh/d para 465 GWh/d, a partir do ano 2030, devido à eventual instalação da Estação de Compressão do Carregado. Considera-se também que a capacidade de exportação através da interligação de Campo Maior aumentará de 35 GWh/d para 55 GWh/d,

independentemente das condições de operação da rede de transporte portuguesa de gás, devido à folga de pressão proporcionada pela operação da Estação de Compressão do Carregado.

Por outro lado, a construção do projeto de interligação H2Med/CelZa Celorico da Beira - Zamora e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, constituído pelo novo gasoduto de hidrogénio Cantanhede - Figueira da Foz (com possível ligação ao AS do Carriço), associado aos três gasodutos convertidos para o transporte de hidrogénio (Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte), proporcionará uma capacidade de transporte bidirecional com Espanha, de 81 GWh/d de hidrogénio, através do ponto transfronteiriço de Vale de Frades.

Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e exportação de hidrogénio, associados à interligação H2Med/CelZa Celorico da Beira - Zamora e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio.

**QUADRO 3-8**

**Evolução da capacidade de importação de 100% de hidrogénio na RNTG**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
IP H2MED CELZA	0	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>

GWh/d

**QUADRO 3-9**

**Evolução da capacidade de exportação de 100% de hidrogénio na RNTG**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
IP H2MED CELZA	0	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>

GWh/d

Da análise dos quadros anteriores, verifica-se uma capacidade bidirecional (importação e exportação) de transporte de hidrogénio, quantificada em 81 GWh/dia, a partir de 2030.

### 3.7.2.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

No âmbito do novo contexto legislativo e regulamentar associado à Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e ao Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, encontra-se previsto um incremento da capacidade de armazenamento do parque do AS do Carriço, num valor adicional de 1,2 TWh, associado à construção de duas novas cavidades. Deste modo, verifica-se aumentos de capacidade de armazenamento do AS do Carriço de 3 839 GWh em 2026, para 4 439 GWh em 2027 e 5 039 GWh em 2028.

O quadro seguinte apresenta a evolução das capacidades de armazenamento da RNTIAT, do TGNL de Sines e do AS do Carriço.

Para efeitos de determinação da capacidade de armazenamento das infraestruturas é considerado o ano seguinte ao da respetiva colocação em serviço, ou seja, considera-se a disponibilidade das infraestruturas a 1 de janeiro de cada ano.

**QUADRO 3-10**

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	7008	7608	7608	7608	7608	7608
TGNL de Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS do Carriço	3839	3839	3839	3839	3839	4439	5039	5039	5039	5039	5039

GWh

## 3.8. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

O plano de desenvolvimento e investimento das infraestruturas que compõem a RNTIAT resulta da aplicação de princípios e de critérios de planeamento, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade nas infraestruturas que a integram, garantindo o equilíbrio entre a oferta e a procura de gás com níveis adequados de segurança, de fiabilidade e de qualidade de serviço, de acordo com as exigências técnicas e regulamentares, devendo também ser observados critérios de racionalidade económica, assim como as orientações de política energética. No que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede de transporte respetivos.

No subcapítulo 1.2 do presente PDIRG são várias as referências às obrigações das concessionárias da RNTIAT em matéria de segurança do abastecimento. Da referida legislação, assume particular importância o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, designadamente os artigos com referências à Segurança do abastecimento, o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros e o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

A segurança do abastecimento de gás ao SNG é garantida através da oferta de capacidade nos pontos de entrada do sistema, da diversificação das fontes de aprovisionamento, da existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança e da otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado e conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Os incentivos à liberalização do mercado e o conseqüente aumento das trocas comerciais em Portugal, na Península Ibérica e na Europa têm como objetivo o aumento da segurança do abastecimento e da concorrência no sector do gás. A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa e o aumento da flexibilidade dos sistemas assumem um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

Nesta edição do plano, os Projetos Base apresentados não têm impacto no aumento da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, a análise multicritério/atributo custo-benefício que se efetua a estes projetos é diferente da análise multicritério/atributo custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento que se agruparam nos Projetos Complementares.

### 3.8.1. Análise multicritério/custo-benefício aplicável aos projetos de remodelação e modernização dos ativos (Projetos Base)

#### ESTRATÉGIA DE GESTÃO DE ATIVOS

A gestão dos ativos ao longo do seu ciclo de vida, nomeadamente a gestão do seu fim de vida, tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade que se consegue alcançar com um número limitado de recursos. Tendo em consideração as boas práticas internacionais nomeadamente as que se encontram prescritas na ISO 55000), a política e estratégia de manutenção dos ativos da RNTIAT visa otimizar o ciclo de vida dos ativos, incorporando também crescentes preocupações ao nível da sustentabilidade.

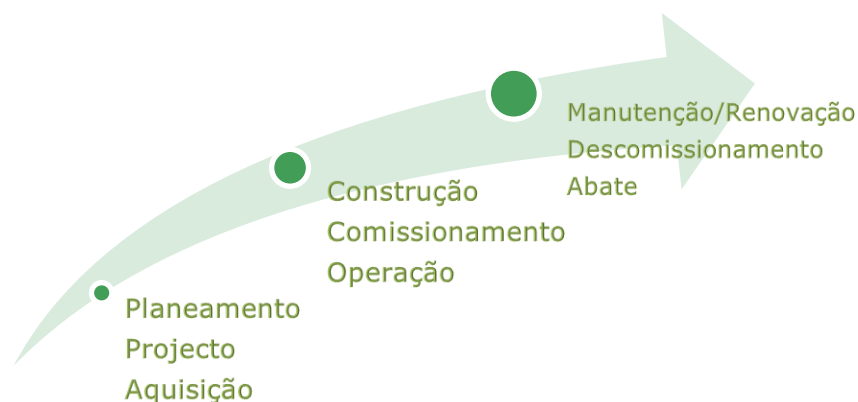
A gestão dos ativos da RNTIAT e em particular as decisões de manutenção e/ou remodelação, tem em conta os investimentos, a disponibilidade, o estado e criticidade de cada ativo ou grupo de ativos, de forma a assegurar o adequado desempenho dos mesmos.

Assim, a estratégia de gestão de ativos tem-se desenvolvido no quadro de um modelo holístico de atuação de modo a também compreender a inclusão explícita e sistemática de aspetos relevantes para os impactos ambientais nos seus processos de análise e de tomada de decisões de investimento, proporcionando um efeito ambiental positivo a curto ou médio prazo e promovendo o desenvolvimento económico e bem estar social.

O ciclo de vida completo de um ativo da RNTIAT pode ser expresso pela seguinte cadeia de valor: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento e abate. Trata-se, portanto, de uma visão holística do ciclo de vida do ativo, ou sistemas de ativos, tal como preconizado na Publicly Available Specification 55 e na ISO 55000.

FIGURA 3-11

### Visão holística do ciclo de vida do ativo (PAS 55)



### CARACTERIZAÇÃO DOS ATIVOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

No final de 2022, a infraestrutura da RNTG era composta por 1 375 km de gasodutos principais e ramais de ligação, diversos tipos de estações, um Centro de Despacho e um Centro Técnico Administrativo localizado em Bucelas, um Centro de Despacho de Emergência, localizado em Pombal, assim como sistemas SCADA e de telecomunicações.

A RNTG é constituída por um gasoduto principal entre Sines, onde está localizado o TGNL de Sines, e Valença do Minho, com um traçado desenvolvido ao longo do litoral de Portugal continental, onde se encontram a maioria dos consumidores, e por um gasoduto, entre Campo Maior e a Bidoeira (perto de Pombal) de ligação ao Gasoduto Magrebe - Europa via rede espanhola, existindo ainda um anel de ligação entre Monforte e Cantanhede.

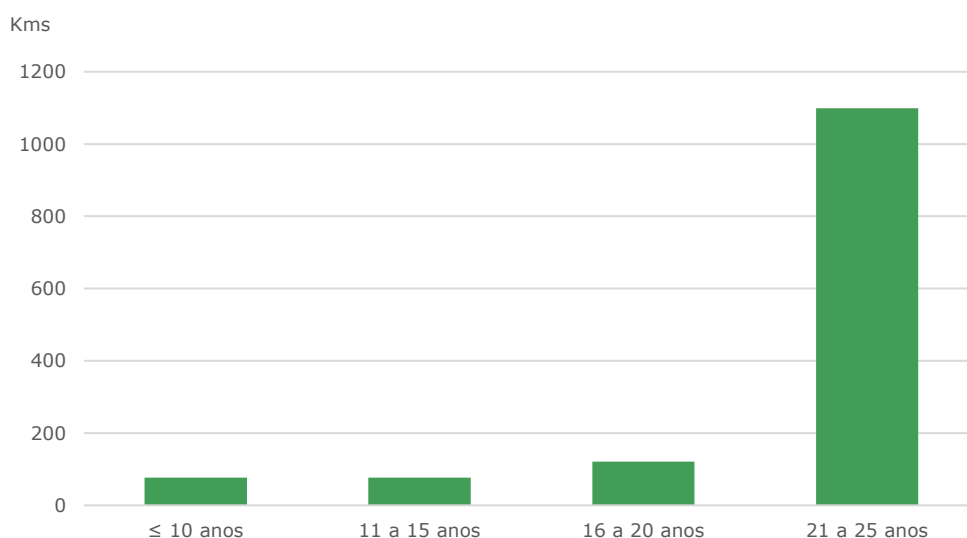
As diferentes linhas, que constituem a RNTG, encontram-se divididas por lotes, compreendendo gasodutos principais e ramificações associadas, designadas por ramais de ligação. Para maior detalhe deverá ser consultada a descrição constante no Capítulo 2 do presente PDIRG.

A gestão de ativos em uso na RNTIAT baseia-se em modelos assentes no risco e criticidade e não apenas na avaliação tradicional baseada na idade do ativo. Contudo, conhecer em que fase da sua vida real se encontra o ativo permite a adoção de técnicas de apoio à decisão distintas.

A maior parte da infraestrutura foi colocada em serviço durante o ano de 1997. No final do ano de 2022, a idade média dos gasodutos era de 23 anos e cerca de 50% da infraestrutura de transporte apresentava mais de 24 anos de operação contínua.

FIGURA 3-12

### Idade dos gasodutos no final do ano de 2022



A idade média das estações é sensivelmente a mesma que as dos gasodutos. Contudo, estas contêm equipamentos cujo período de vida útil é consideravelmente menor tais como caldeiras e permutadores de calor, equipamentos de regulação e medida ou sistemas de controlo e instrumentação.

QUADRO 3-11

### Vida útil base dos ativos das estações

Família de Ativo (estações)	Vida Útil Esperada (média)
Sistemas de Controlo e Instrumentação	10 anos
Sistemas de Regulação	40 anos
Sistemas de Aquecimento e Controlo de Temperatura	15 anos
Sistemas de Odorização	25 anos
Sistemas de Contagem de Gás	15 anos
Sistemas de Baterias e UPS	15 anos

### ATIVOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O TGNL de Sines comporta instalações portuárias com capacidade de receção e descarga de navios metaneiros, tanques de armazenamento e uma área de processamento e vaporização de GNL para subsequente entrega do gás à RNTG. Dispõe igualmente de condições para o enchimento de camiões-cisternas com GNL de forma a abastecer as UAG localizadas no território nacional. Para além da descrição técnica efetuada no Capítulo 2 do presente PDIRG, o TGNL de Sines possui ainda outros equipamentos como as bombas de baixa pressão, bombas de alta pressão, compressores de vapor, unidades de recondensação e de vaporização, bem como sistemas de controlo distribuído SCADA e de telecomunicações dedicados.

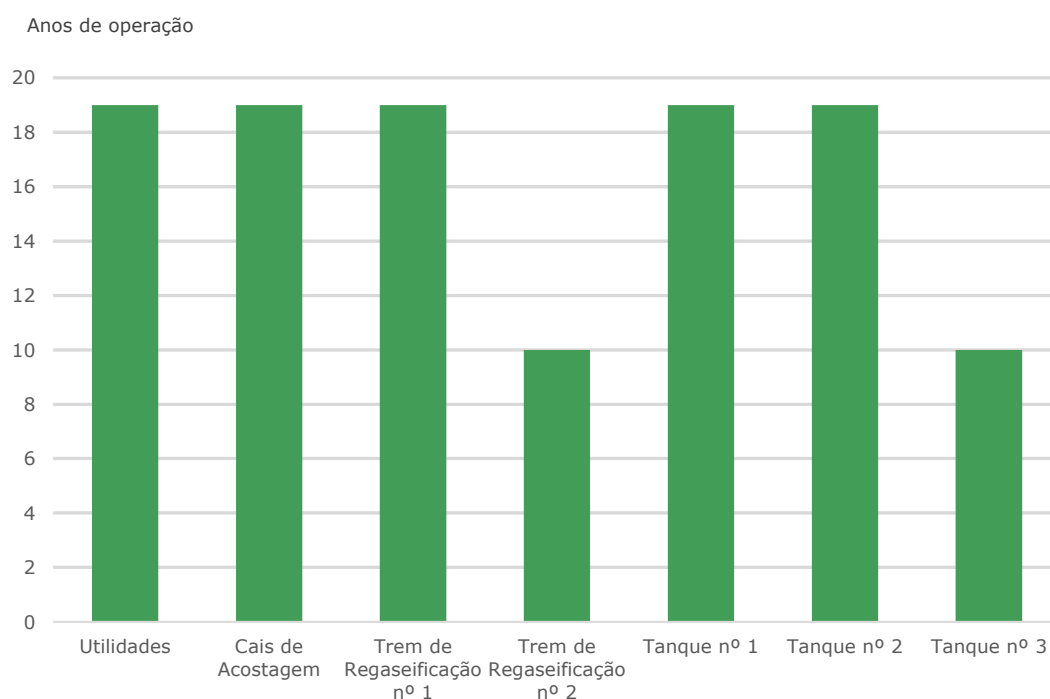


A operação comercial do TGNL de Sines iniciou-se em 2004, tendo sofrido obras de expansão com início em 2009 e término em 2012.

A grande maioria dos equipamentos tinha, no final do ano de 2022, uma idade de cerca de 19 anos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste. As condições de operação do TGNL de Sines em regime de carga variável com longos períodos em carga mínima alternados com períodos de emissão máxima provocam ciclos térmicos nos equipamentos que levam a fenómenos de fadiga aos quais acresce a elevada corrosividade atmosférica devido à localização do TGNL de Sines, inserido numa zona marítima e industrial.

FIGURA 3-13

### Idade das infraestruturas do TGNL de Sines no final de 2022



### ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

O Armazenamento Subterrâneo do Carriço, no concelho de Pombal, é constituído por um conjunto de 6 cavidades onde o gás é armazenado sob pressão, em fase gasosa. As cavidades estão ligadas por gasodutos a uma estação de gás que faz o tratamento do gás nos dois modos de operação: extração de gás das cavidades para a RNTG e injeção de gás da RNTG para as cavidades.

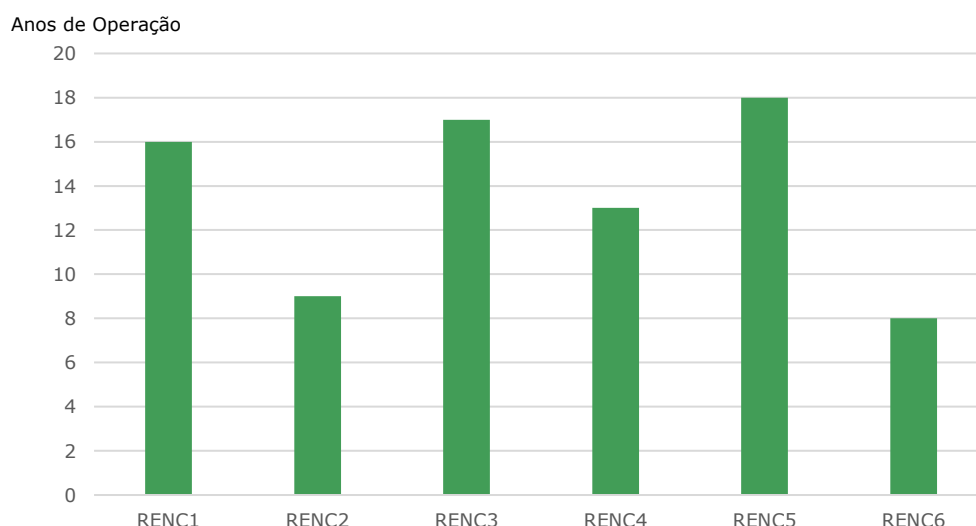
Esta infraestrutura possui também instalações de lixiviação que são utilizadas para a construção de novas cavidades. Essas instalações são constituídas por infraestruturas de captação de água e rejeição de salmoura, operadas por uma estação de lixiviação. Tenha-se em atenção que os equipamentos do AS do Carriço estão expostos a uma atmosfera extremamente agressiva (ambiente salino).

À semelhança das infraestruturas da RNTG e do TGNL de Sines, o AS do Carriço possui igualmente sistemas SCADA e de telecomunicações.

As instalações entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há cerca de 18 anos, com a entrada em exploração da estação de gás e da cavidade RENC-5. Desde então, mais cinco cavidades entraram em operação, a última das quais, a RENC-6, em dezembro de 2014.

**FIGURA 3-14**

**Idade das cavidades em operação do AS do Carriço no final de 2022**



**CAMPOS DE ATUAÇÃO - PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL, ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR E GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL**

Os projetos são agrupados e analisados em três blocos agregadores, independentemente da infraestrutura a que dizem respeito:

## MELHORIA OPERACIONAL

São os projetos cuja implementação proporciona vantagens operacionais seja ao nível de mitigação do aumento de sobrecustos e/ou de segurança ou que decorrem da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e funcional.

## ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Projetos que visam, para além de outros objetivos, dar cumprimento à legislação e regulação específica do sector.

## GESTÃO DOS ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança, desempenho e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua integral e não-seletiva substituição. A materialização da estratégia referida requer a adoção de indicadores, cuja metodologia de cálculo se encontra detalhada no Anexo 3.

## CAMPOS DE ATUAÇÃO - AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

Projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO<sub>2</sub> e de metano, quer pela integração de fontes de energia renováveis, e projetos cuja implementação se traduz num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas.

### 3.8.2. Análise dos indicadores de desempenho sistémico da RNTIAT

Na sua génese e para garantir o cumprimento dos objetivos propostos, a atividade de planeamento deve estar enquadrada por indutores estratégicos que por um lado orientam e dão significado às propostas de investimento, mas que atuam também como forças motrizes do desenvolvimento do SNG. Para garantir a qualidade do planeamento efetuado e a melhoria contínua das opções tomadas, os indutores de desenvolvimento constituem, em si mesmo, critérios à luz dos quais os projetos apresentados podem ser avaliados.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos, procede-se à determinação de um conjunto de atributos, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas.

A organização dos indutores de desenvolvimento, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRG com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

Deste modo, a sistematização e enquadramento dos indutores e atributos utilizados no planeamento, apresenta a seguinte subdivisão:

- Integração do mercado e interoperabilidade;
- Aumento da concorrência;
- Segurança do abastecimento;
- Sustentabilidade;
- Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas;
- Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional.

A **integração do mercado e interoperabilidade** devem ser avaliadas pela integração dos mercados de Portugal e Espanha, pela convergência de preços, pela flexibilidade do sistema e pelo grau de reversibilidade das interligações entre os dois países (fluxo bidirecional).

O **aumento da concorrência** deve ser medido com base na dependência dos fornecedores, na diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento.

A **segurança do abastecimento** de gás deve ser avaliada pela flexibilidade do sistema para fazer face a situações de perturbação do aprovisionamento, pela dependência dos fornecedores, pela diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento, bem como pelo cumprimento das normas relativas às infraestruturas (critério N-1), nos termos do artigo 5.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança e da futura reserva estratégica é igualmente 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, artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938.

A **sustentabilidade** deve ser medida pela contribuição para a redução das emissões de gases com efeito de estufa e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável.

No quadro seguinte são apresentados o conjunto de atributos que têm por objetivo avaliar os quatro primeiros princípios e indutores de desenvolvimento referidos nos parágrafos anteriores.

QUADRO 3-12

**Atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento**

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração do mercado e interoperabilidade	Aumento da concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	X		X	
Capacidade bidirecional	X		X	
IHH da capacidade	X	X	X	
IHH do aprovisionamento	X	X	X	
Dependência dos fornecedores		X	X	
Critério N-1			X	
Capacidade de armazenamento	X	X	X	
Diminuição de emissões GEE				X
<i>Backup</i> às FER				X

Notas:

IHH - Índice de Herfindahl Hirschman

Critério N-1 - Normas relativas às infraestruturas (critério N-1), nos termos do artigo 5º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938

GEE - Gases com efeito de estufa

FER - Fontes de energia renovável

No Anexo 3, procede-se à descrição de cada um dos atributos, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados.

Os **critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas** que compõem a RNTIAT decorrem da existência de limites operacionais das infraestruturas que salvaguardem a respetiva operação com os níveis de segurança e de qualidade de serviço considerados adequados pelas melhores práticas da indústria e pelo normativo e legislação aplicável.

O indutor de **modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional** agrega os atributos que visam garantir a qualidade de serviço, os que decorrem da necessidade de troca, publicação e disponibilização de informação, e os que têm por objetivo a otimização e o adequado funcionamento dos sistemas e equipamentos que compõem a RNTIAT.



4

## PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN 

## 4.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Base incorporam os que devem ser realizados para garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. Estes projetos decorrem fundamentalmente de iniciativas dos respetivos operadores, tendo em conta a avaliação que estes realizam sobre o estado dos ativos em serviço, a eficiência e a segurança de pessoas, bens e de operação das infraestruturas.

Nos Projetos Base estão incluídos:

- (i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, constituídos por projetos que fomentem melhorias operacionais e/ou de segurança, projetos que visem dar cumprimento à legislação e regulamentação específica ou por projetos de remodelação ou substituição seletiva de ativos por obsolescência ou fim de vida útil, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- (ii) Os projetos de gestão integrada de vegetação;
- (iii) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG.
- (iv) Os projetos de ambiente e sustentabilidade enquadráveis nos designados “ESG” (*Environmental, Social and Governance*), impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO<sub>2</sub> (ou de CO<sub>2</sub> equivalente), quer pela integração de fontes de energia renovável para autoconsumo, mitigação do risco às alterações climáticas ou prevenção e redução das emissões de metano (v. subcapítulo 4.7).

Portugal é um dos países europeus com elevado potencial de vulnerabilidade aos impactes das alterações climáticas, sendo o sul da Europa apontado como uma das áreas potencialmente mais afetadas pelas alterações climáticas. Dado que o setor do gás é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, e reconhecendo-se a existência de riscos decorrentes para as atividades de serviço público associadas à RNTIAT, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, o presente PDIRG integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas e mitigação dos respetivos riscos (v. subcapítulo 4.7).

Neste capítulo, são ainda apresentadas as rubricas “Investimento corrente urgente” e “Projetos IT e Investimento não específico”.

O “Investimento corrente urgente” representa uma provisão que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG, e.g., incidentes ou resultado de ações de avaliação de estado de ativos que possam colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço, pilotos de inovação, ou projetos que, em cumprimento

com a legislação e regulamentação em vigor, dizem respeito à criação de novos pontos de ligação com a RNDG ou à ampliação/reforço de pontos de entrega de gás já existentes.

Assim, os projetos a realizar no âmbito da rubrica "Investimento corrente urgente" não são passíveis de caracterização específica mais detalhada na presente sede, tendo-se considerado uma verba global previsional para dar cobertura a este tipo de projetos.

A rubrica "Projetos IT e Investimento não específico" inclui todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" dos operadores da RNTIAT. sendo composto por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos.

Finalmente, os montantes de investimento associados aos projetos decididos no âmbito de planos anteriores bem como o seu estado de execução podem ser consultados no Anexo 2 - Projetos decididos em anteriores edições do PDIRG.



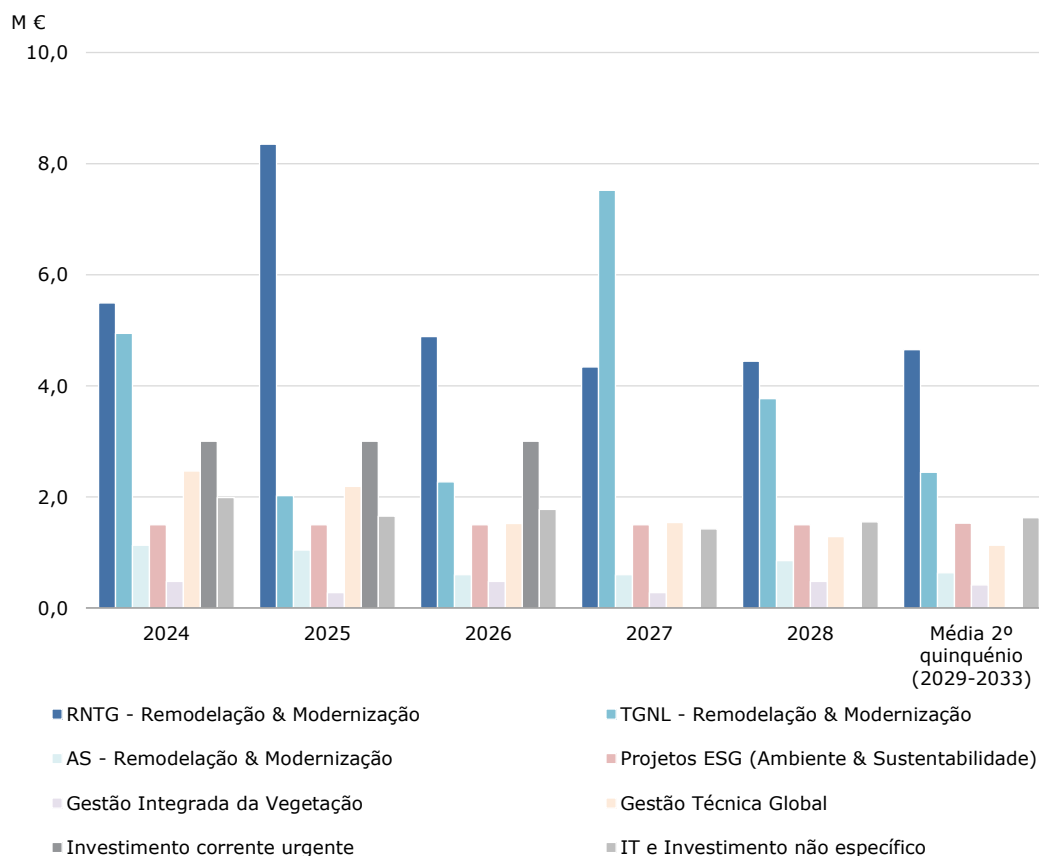
## 4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

### 4.2.1. Investimento associado aos Projetos Base

Os Projetos Base apresentados ao longo deste capítulo são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização de ativos e de gestão integrada de vegetação da RNTIAT, pelos projetos da Gestão Técnica Global do SNG e da Rede de Telecomunicações de Segurança e pelos projetos de ambiente e sustentabilidade de âmbito ESG, associados ao compromisso de descarbonização das atividades concessionadas e à adaptação às alterações climáticas e mitigação dos respetivos riscos.

FIGURA 4-1

**Montantes de investimento associado aos Projetos Base (custos diretos externos)**



Os projetos de remodelação e modernização (abreviadamente “**Modernização**”) da RNTIAT incluem os seguintes campos de atuação: Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil, abordados em detalhe nos subcapítulos seguintes.

Na tabela e gráfico seguintes, apresenta-se a repartição dos investimentos a custos diretos externos (“CDE”) do PDIRG 2024-2033 pelas infraestruturas da RNTIAT.

QUADRO 4 -1

Repartição dos investimentos do PDIRG 2024-33 (custos diretos externos)

PDIRG 2024-2033 Investimento (M€)	Período 2024-2028		Período 2029-2033	
	Investimento (M€)	%	Investimento (M€)	%
RNTG – Modernização	27,5	31,2%	23,2	37,4%
TGNL de Sines – Modernização	20,5	23,3%	12,2	19,7%
AS do Carricho – Modernização	4,2	4,8%	3,2	5,1%
Ambiente & Sustentabilidade (ESG)	7,5	8,5%	7,7	12,3%
Gestão Integrada da Vegetação	2,0	2,2%	2,1	3,4%
Gestão Técnica Global do SNG e RTS	9,0	10,2%	5,7	9,1%
Investimento corrente urgente	9,0	10,2%	0,0	0,0%
IT e Investimento não específico	8,4	9,5%	8,131	13,1%
<b>TOTAL do 1.º quinquénio</b>	<b>88,1</b>		<b>62,1</b>	
<b>Decisão Final de Investimento</b>	<b>63,8</b>		<b>-</b>	

Unidade: M€

Para o conjunto dos Projetos Base, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, devem ter decisão final de investimento (“DFI”) os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2024, 2025 e 2026, bem como os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no TGNL de Sines, que, pelas suas características e para cumprir com as datas indicadas para a respetiva entrada em serviço, necessitam igualmente de ter uma DFI na presente sede.

Nesse sentido, os Projetos Base que requerem uma **decisão final de investimento** em apreciação no presente PDIRG correspondente a ca. 64 M€.

No quadro seguinte, são indicados os montantes de investimento dos Projetos Base apresentados no PDIRG 2024-2033.

QUADRO 4-2

Montantes associados aos Projetos Base (a custos diretos externos)\*

Projetos Base	Investimento Parcelar		Cronograma do Investimento					
	PDIRG 2024-2033	1.º quinquénio (2024-2028)	2024	2025	2026	2027	2028	2.º quinquénio (2029-2033) Valor médio anual
<b>Total RNTIAT</b>	<b>150,2</b>	<b>88,1</b>						
<b>RNTG</b>	<b>67,4</b>	<b>35,1</b>	6,1	10,0	6,7	6,0	6,3	6,5
Remodelação e Modernização	50,7	27,5	5,5	8,4	4,9	4,3	4,4	4,6
Ambiente & Sustentabilidade	12,6	5,6	0,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Gestão integrada de vegetação	4,1	2,0	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,4
<b>TGNL de Sines</b>	<b>34,0</b>	<b>21,4</b>	5,5	2,1	2,3	7,6	3,8	2,5
Remodelação e Modernização	32,8	20,5	4,9	2,0	2,3	7,5	3,8	2,4
Ambiente & Sustentabilidade	1,2	0,8	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>AS do Carricho</b>	<b>8,7</b>	<b>5,3</b>	2,0	1,1	0,7	0,7	0,9	0,7
Remodelação e Modernização	7,4	4,2	1,1	1,0	0,6	0,6	0,9	0,6
Ambiente & Sustentabilidade	1,3	1,1	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	<b>14,7</b>	<b>9,0</b>	2,5	2,2	1,5	1,5	1,3	1,1
Gestão do Sistema e RTS	14,7	9,0	2,5	2,2	1,5	1,5	1,3	1,1
<b>INVESTIMENTO CORRENTE URGENTE E NÃO ESPECÍFICO</b>	<b>25,5</b>	<b>17,4</b>	5,0	4,7	4,8	1,4	1,6	1,6
Investimento corrente urgente	9,0	9,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
IT e Investimento não específico	16,5	8,4	2,0	1,7	1,8	1,4	1,6	1,6
<b>DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO</b>	<b>-</b>	<b>63,8</b>						

Unidade: M€

\* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2029-2033) da tabela correspondem ao valor médio anual, estimado com base numa adaptação dos valores de investimento médios dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio (2026-2028). No caso dos investimentos no TGNL de Sines e na Gestão Técnica Global do SNG, a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio foi calculada deduzindo o investimento de carácter não-recorrente associado à 4ª baía de enchimento e sistema de amarração, no TGNL de Sines, e na atualização do sistema ATR, na Gestão Técnica Global do SNG.

## 4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

### 4.3.1. Enquadramento e agregação de Projetos

O exercício de PDIRG no que respeita aos projetos de remodelação e modernização de ativos, corresponde a um planeamento técnico baseado no conhecimento da infraestrutura e na previsão da evolução do estado e desempenho dos ativos ao longo do período em referência.

Para facilidade de interpretação, o conjunto de projetos aqui apresentados, de acordo com o seu impacto nas infraestruturas e valor do investimento associado, é apresentado de uma forma agregada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT.

Estes projetos, alinhados com a política de gestão de ativos, têm como principais objetivos o funcionamento adequado e otimização dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, o controlo e minimização do incremento dos custos de operação, o cumprimento de requisitos legais aplicáveis e a exploração segura das infraestruturas, bem como os decorrentes da necessidade de remodelação e conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente.

Os justificativos e análise detalhada para cada projeto ou grupo de projetos poderão ser consultados no Capítulo 6. Complementarmente, poderá ser consultada informação relativa a cada projeto, nomeadamente no que respeita a projetos de *Melhoria Operacional*, na designada 'ficha de projeto', no Anexo 6 do presente PDIRG.

Os princípios e critérios que fundamentam a apresentação destes projetos são os descritos no Capítulo 3 deste documento.

Tal como no PDIRG anterior, a agregação foi efetuada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT.

### PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Projetos cuja análise técnica e económica indica vantagens operacionais, sejam estas ao nível da redução do incremento de custos de operação, eficiência, segurança ou qualidade ou ainda que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço e têm por base a conformidade com análises multicritério, bem como a avaliação realizada sobre o estado dos ativos em serviço e as suas condições de operação e segurança.

## PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Os projetos apresentados no âmbito da adequação regulamentar são projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação específica do sector. Estes projetos relacionam-se com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e recondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito nos capítulos seguintes, constituindo uma obrigação dos respetivos operadores da RNTIAT.

## PROJETOS DE GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

As necessidades de investimento em remodelação de ativos são coligidas através de uma análise ao estado dos equipamentos instalados na RNTIAT, ponderado pelo nível de risco associado. Consequentemente, foi implementada uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNTIAT e não tendo em conta apenas na sua idade.

Desta abordagem, resulta necessariamente uma “onda” de substituição de ativos (designada “replacement wave”), cujo planeamento terá necessariamente de ter em consideração, antevendo futuros volumes de investimento e evitando picos de investimento que poderiam onerar excessivamente o sistema.

Assim, para prolongar a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar os riscos de obsolescência e descontinuidade de fabrico, assegurando o respetivo *know-how* sobre os ativos em serviço.

### 4.3.2. Investimento em projetos de modernização de ativos para o período 2024-2028

A estratégia de gestão de ativos procura alinhar o plano de modernização com o objetivo estratégico do próprio ativo. O volume de investimento é, tanto quanto técnica e operacionalmente possível, homogeneizado, evitando assim picos de investimento, internalizando o risco admissível na ótica do respetivo operador. O valor médio anual de investimento em projetos de modernização de ativos estima-se em ca. de 10,5 M€ (a custos diretos externos), atingindo um valor agregado para o 1.º quinquénio de ca. 52,3 M€, sendo que apenas parte desse montante requer uma DFI na presente sede.

De seguida, apresenta-se um quadro resumo dos montantes associados aos investimentos em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, para o período de 2024 a 2028 (primeiro quinquénio).

QUADRO 4-3

**Resumo dos montantes associados aos projetos de modernização de ativos da RNTIAT para o primeiro quinquénio do PDIRG 2024-2033 (valores a CDE)**

	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
<b>RNTG</b>						
Melhoria Operacional	0,8	4,5	1,3	0,9	0,4	7,8
Adequação Regulamentar	1,2	0,8	0,5	0,8	1,0	4,4
Fim de Vida Útil	3,5	3,0	3,1	2,7	3,1	15,4
<b>TOTAL RNTG</b>	<b>5,5</b>	<b>8,4</b>	<b>4,9</b>	<b>4,3</b>	<b>4,4</b>	<b>27,5</b>
<b>TGNL de Sines</b>						
Melhoria Operacional	0,9	0,1	0,1	0,1	2,4	3,6
Adequação Regulamentar	0,1	0,1	0,1	4,6	0,1	4,9
Fim de Vida Útil	4,0	1,8	2,1	2,8	1,3	12,1
<b>TOTAL TERMINAL DE GNL</b>	<b>4,9</b>	<b>2,0</b>	<b>2,3</b>	<b>7,5</b>	<b>3,8</b>	<b>20,5</b>
<b>AS do CARRIÇO</b>						
Melhoria Operacional	0,2	0,5	0,2	0,2	0,2	1,1
Adequação Regulamentar	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,9
Fim de Vida Útil	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,3
<b>TOTAL AS CARRIÇO</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,9</b>	<b>4,2</b>
<b>DFI</b>	<b>11,6</b>	<b>11,4</b>	<b>7,8</b>	<b>4,5</b>	<b>2,3</b>	<b>37,5</b>
<b>TOTAL (2024-2028)</b>	<b>11,6</b>	<b>11,4</b>	<b>7,8</b>	<b>12,5</b>	<b>9,1</b>	<b>52,3</b>

Unidades: M€

Para o conjunto dos projetos de modernização, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e decisão do PDIRG, deverão ter decisão final de investimento os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2024, 2025 e 2026 e os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e de instalação de novos equipamentos de amarração no cais de acostagem do TGNL de Sines.

O valor total de investimento em projetos de modernização da RNTIAT que requerem uma **decisão final de investimento** é de ca. 37,5 M€ a custos diretos externos.

A maior parcela de investimento é imputável à RNTG, sendo que os valores mais reduzidos apresentados em projetos de modernização para o AS do Carriço tem que ver com o facto de o plano de investimentos para esta instalação ter sido revisto, em função das modificações previstas no projeto de adaptação a misturas de hidrogénio, evitando assim sobrecustos desnecessários. Não obstante, se houver atrasos significativos na implementação dos mencionados projetos de adaptação das infraestruturas do AS do Carriço a misturas de gás natural com hidrogénio, tal poderá obrigar à implementação de medidas não incluídas nos Projetos Base apresentados neste PDIRG.

Para além dos investimentos resultantes da continuação dos programas de substituição ou reabilitação de ativos em final da sua vida útil, importa também referir alguns dos investimentos de Melhoria Operacional, tais como o reforço da capacidade de monitorização remota da rede de estações, a instalação de unidades recetoras e lançadoras de inspeção em linha, a implementação de odorização centralizada ou a instalação de novos equipamentos de

amarração no TGNL de Sines. A construção da 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna (em destaque na figura seguinte) constitui uma recomendação do RMSA-G 2022.

Nos quadros seguintes, apresenta-se um resumo dos montantes e a repartição pelas diversas infraestruturas do investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT, para o período de 2024 a 2028.

FIGURA 4 -2

### Investimento em projetos de Remodelação e Modernização no período 2024-2028

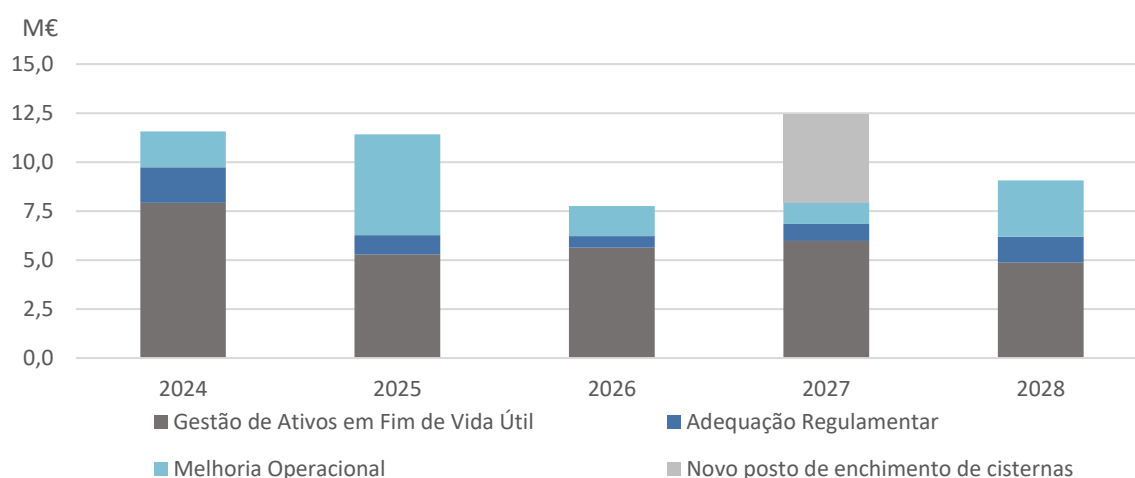
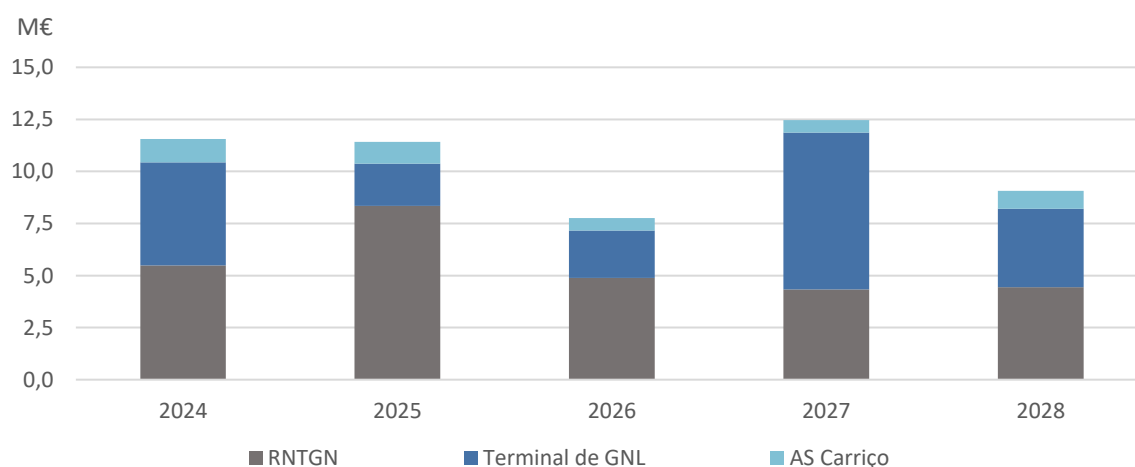


FIGURA 4 -3

### Repartição dos investimentos de modernização e remodelação na RNTIAT no período 2024-2028



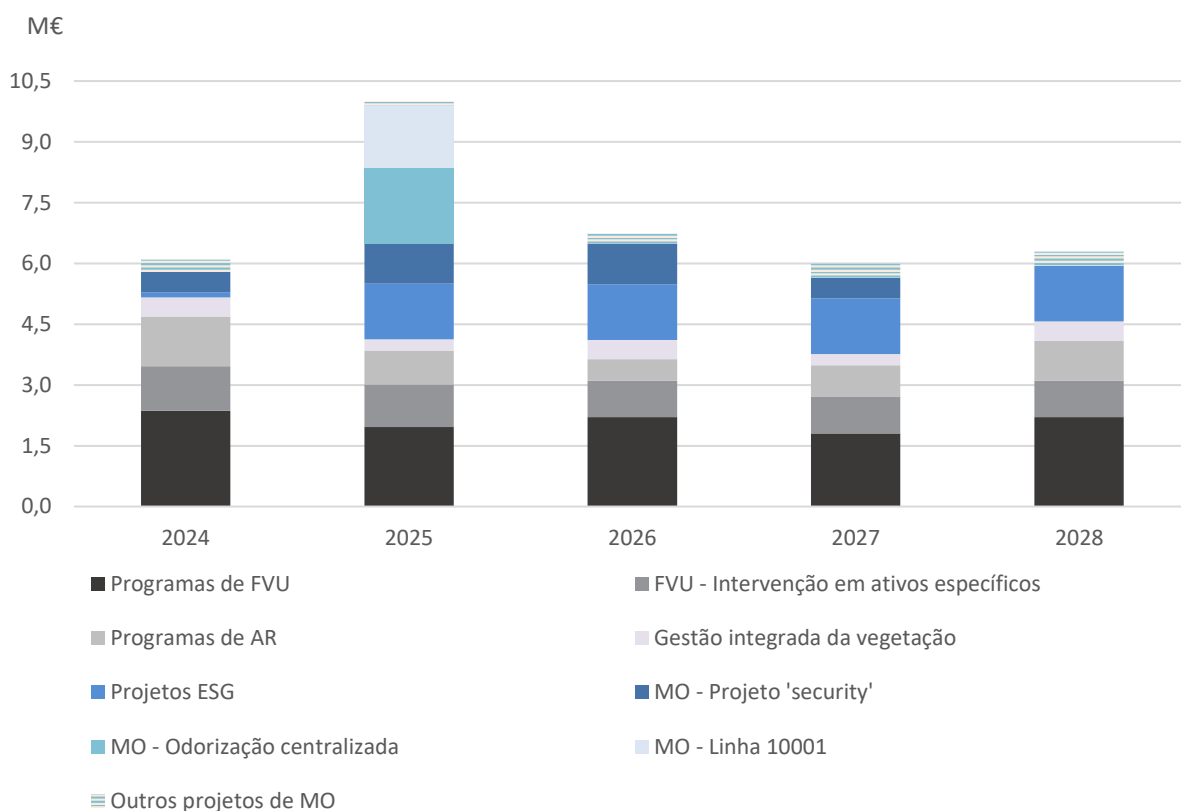
## 4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

### 4.4.1. Síntese dos projetos apresentados

Os principais projetos a realizar na RNTG são os que se ilustram na figura seguinte:

FIGURA 4 -4

**Projetos Base na RNTG para o primeiro quinquénio do PDIRG 2024-2033 (valores a CDE para o período 2024-2028)**



Nos projetos de Melhoria Operacional destacam-se o projeto de monitorização das estações (projeto 'security') que corresponde à extensão do atual projeto piloto a todas as estações críticas do gasoduto, a instalação de unidades recetoras e lançadoras na linha 10001, que permitirá maior segurança na sua inspeção interna e a implementação de uma filosofia de odorização mista centralizada e distribuída.

O nível de investimento em projetos de Adequação Regulamentar está em linha com anos anteriores de acordo com os Programas de Gestão de Integridade e de Recondicionamento de Unidades de Medida, que são aplicados desde o início da exploração da RNTG.



O investimento que resulta do programa de avaliação e gestão de ativos em fim de vida útil materializa-se nos programas de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos e de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares, bem com intervenções em ativos específicos.

A totalidade do investimento para o primeiro quinquénio em projetos de remodelação e modernização de ativos apresentado para a Rede Nacional de Transporte de Gás corresponde a uma verba de 27,5 M€ (valores a CDE).

Ao valor acima referido acrescem os restantes Projetos Base apresentados para a Rede Nacional de Transporte de Gás, ou seja, os projetos de ambiente e sustentabilidade ("ESG") cuja colocação em serviço terá um impacto na redução de autoconsumo de gás e de energia elétrica e consequentemente na emissão de CO<sub>2</sub>, bem como na minimização da libertação de metano através de um programa rigoroso de deteção e reparação de fugas, e ainda os projetos de gestão integrada da vegetação, totalizando ca. 35,1 M€ (valores a custos diretos externos).

#### 4.4.2. Projetos de Melhoria Operacional na RNTG

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2024 a 2028, incluem as seguintes atividades (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Extensão do projeto 'security' com reforço da monitorização remota para todas as estações críticas da RNTG, implementando um sistema integrado de segurança (SIGÁS) que complementar as funções de segurança e proteção;
- Projeto de implementação de uma filosofia de odorização mista centralizada e distribuída com a instalação de duas novas unidades de odorização, respetivamente nos pontos de entrada do TGNL de Sines e do AS do Carriço;
- Criação de provisões para lançamento/receção de ferramentas de inspeção interna na estação BV-10250 (Atalaia), dividindo a linha 10001 e possibilitando a realização de operações de inspeção interna em condições de segurança e fiabilidade;
- Projeto de transformação digital - monitorização e sensorização;
- Aquisição de outros equipamento diversos.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Melhoria Operacional na Rede Nacional de Transporte de Gás, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio do presente PDIRG (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -4

**Projetos de Melhoria Operacional na RNTG – Necessidade de DFI**

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Security	Intrusão - Monitorização remota nas estações	2024	2,5	3,0
Odorização Centralizada	Unidade de Odorização – TGNL de Sines	2025	1,9	1,9
	Unidade de Odorização – AS do Carrigo			
Upgrade de Inst. e Equip.	Unidades recetoras/lançadoras ILI-LN10001	2024	1,8	2,1
	Transformação digital - monitorização e sensorização			
Equipamentos e ferramentas	EMMs do Lab. Móvel e Equipamento de Emergência	2024	0,4	0,8
	Equipamentos de análise e medição e peças RCM II			

Unidade: M€ (CDE)

### 4.4.3. Programa de Adequação Regulamentar na RNTG

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2024 a 2028, incluem as seguintes atividades:

- Programa de Gestão de Integridade:
  - Inspeção em linha - método de inspeção interna da tubagem com capacidade de deteção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
  - Estudo do estado do revestimento - método de inspeção direta com capacidade de deteção de possível corrosão e do estado do revestimento externo da tubagem (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
  - Caracterização de indicações no terreno – Avaliação direta e caracterização por ensaios não destrutivos de indicações e reparação de eventuais defeitos ou descontinuidades (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
  - Avaliação das classes de localização;
  - Deteção e localização de fugas.
- Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida:
  - Intervenção periódica nos Equipamentos de Medição e Leitura (conforme especificado no 'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás' disponibilizado pela ERSE).

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -5

**Projetos de Adequação Regulamentar na RNTG – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Gestão de integridade	Inspeção em linha	2024	1,6	2,7
	Estudo do estado do revestimento			
	Caracterização e reparação			
	Avaliação de classes de localização			
	Deteção e localização de fugas			
Recond. de UM	Intervenção em Equipamentos de Medição e Leitura	2024	1,0	1,7

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.4.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos na RNTG

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil, previsto para a Rede Nacional de Transporte de Gás, resultam de intervenções necessárias nos ativos de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Sempre que possível, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição não seletiva. Os projetos apresentados para o período de 2024 a 2028 incluem os seguintes:

- Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos
  - Substituição de UPS (fonte de alimentação ininterrupta) nas estações;
  - Substituição de baterias nas estações;
  - Substituição de transformadores de potência nas estações;
  - Substituição de atuadores de válvulas em linha;
  - Substituição/Upgrade de RTU ('Remote Terminal Unit');
  - Substituição de HMI ('Human-Machine Interface').
- Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares
  - Sistemas Auxiliares - upgrade e adequação;
  - Caudalímetros e contadores;
  - Equipamento de odorização nas estações.
  - Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.
- Intervenção em Ativos Específicos:
  - Remodelação dos sistemas de aquecimento na RNTG;

- Recondicionamento das coberturas de todos os edifícios elétricos e intervenção na rede de terras das estações da RNTG;
- Beneficiação e substituição de válvulas na RNTG.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de gestão de fim de vida útil de ativos na RNTG, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -6

**Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil na RNTG – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-28	CAPEX 2024-28
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2024	2,8	4,7
	Caudalímetros e contadores			
	Sistema de odorização			
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Nova arquitetura comunicação (upgrade RTU)	2024	1,7	2,9
	Substituição de RTU em fim de vida útil			
	Substituição de HMI e barreiras de segurança intrínseca			
Sistemas de Aquecimento	Remodelação de sistemas de aquecimento	2024	1,0	1,8
Estações	Recondicionamento das coberturas dos edifícios elétricos	2024	1,7	2,8
	Intervenção na rede de terras das estações do gasoduto			
Equipamentos elétricos	Substituição transformadores	2024	1,2	1,8
	UPS e baterias			
Equipamentos mecânicos	Beneficiação e substituição de válvulas	2024	1,2	1,6
	Substituição de atuadores de válvulas em linha			

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.4.5. Projetos de Ambiente e Sustentabilidade na RNTG

Os projetos de Ambiente e Sustentabilidade na Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2024 a 2028 consistem na criação de infraestruturas para possibilitar o aproveitamento da energia solar nas principais estações do gasoduto (este projeto pode ser consultado em maior detalhe no Anexo 6), quer pela instalação de painéis solares térmicos para pré-aquecimento da água dos sistemas de aquecimento, reduzindo de forma substancial o autoconsumo de gás natural nas caldeiras, e conseqüentemente do CO<sub>2</sub> libertado, quer pela instalação de painéis solares fotovoltaicos para autoconsumo, reduzindo o consumo elétrico de cada estação. Estão ainda incluídos nesta rubrica outros projetos com importante valor na mitigação do risco face às alterações climáticas, nomeadamente o programa de controlo de emissões de metano, bem como outras iniciativas de promoção de maior eficiência energética.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -7

**Projetos de Ambiente & Sustentabilidade – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Ambiente & Sustentabilidade	Painéis solares térmicos e fotovoltaicos nas GRMS	2024	2,9	5,6
	Projetos de mitigação de efeitos das alterações climáticas			

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.4.6. Projetos de Gestão Integrada de Vegetação na RNTG

Os projetos de Gestão Integrada de Vegetação, que se enquadram no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas, têm como âmbito a gestão das faixas de proteção dos gasodutos e dividem-se em duas atividades principais:

- Estabilização das Faixas de Proteção – projeto que pretende dar continuidade aos investimentos efetuados na gestão de combustível nas faixas da RNTG para limitar o aumento de gastos futuros. O investimento apresentado corresponde a ciclos de intervenção de 3 anos;
- Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras - Projeto que tem como objetivo o lançamento de um programa para eliminação da proliferação de espécies invasoras ao longo da faixa de proteção da RNTG.

O investimento contínuo e a especial atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permite que a gestão das redes e a respetiva qualidade de serviço, beneficie da baixa carga combustível existente. O projeto de aumento da resiliência a espécies invasoras permitirá mitigar os efeitos negativos causados por estas.

No quadro seguinte, desagregado por cada um dos projetos de Gestão Integrada de Vegetação na Rede Nacional de Transporte de Gás, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -8

**Projetos de Gestão Integrada de Vegetação na RNTG – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Gestão integrada de vegetação	Estabilização das faixas de proteção	2024	1,2	2,0
	Aumento da resiliência a espécies invasoras			

Unidade: M€ (CDE)

## 4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

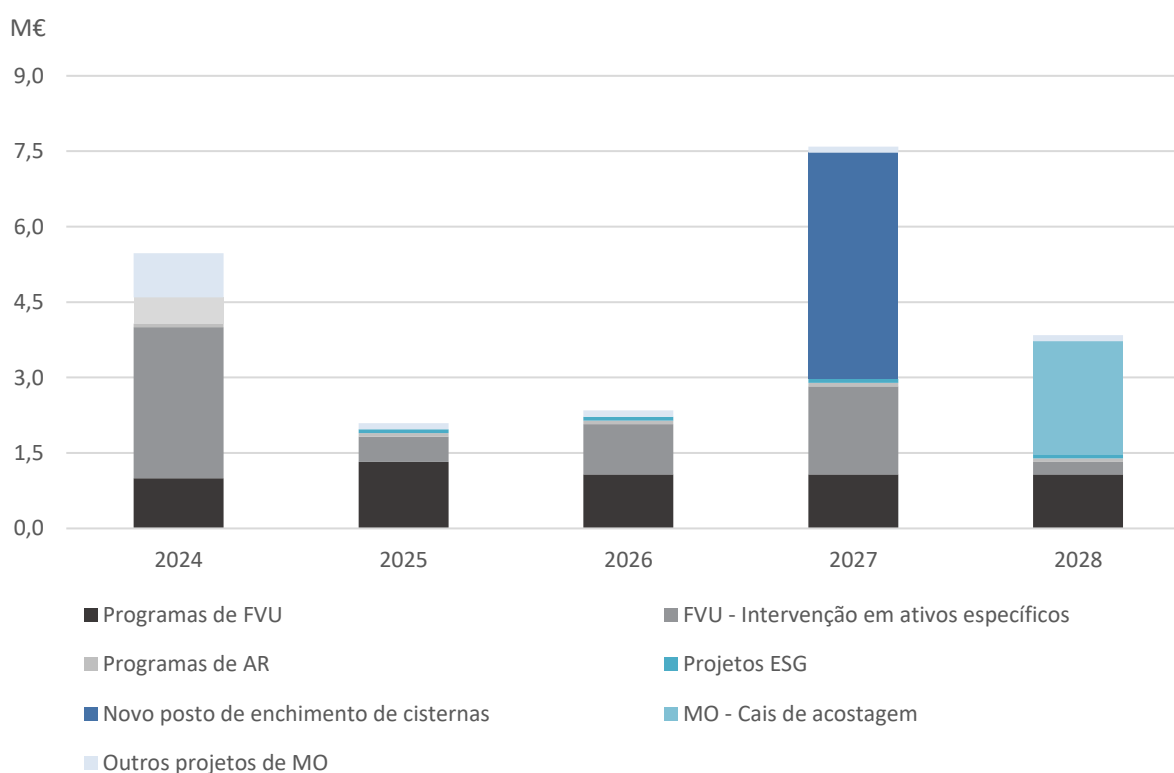
### 4.5.1. Síntese dos projetos apresentados

O montante de investimento apresentado para o TGNL de Sines é influenciado por dois projetos relevantes: a ampliação do sistema de amarração, com a construção de dois novos pontos de amarração, e a construção de uma nova baía de enchimento de cisternas/contentores na sequência do aumento do consumo de GNL por esta via. O plano de investimentos para o TGNL de Sines, no que respeita ao programa de avaliação e gestão de ativos em fim de vida útil, continua a ser afetado pela elevada taxa de utilização do terminal que se reflete sobretudo no investimento sobre ativos específicos.

Os montantes principais programas de investimento no TGNL de Sines são os que se ilustram na figura seguinte.

FIGURA 4-5

#### Projetos Base no TGNL de Sines para o primeiro quinquénio (valores a CDE)



A totalidade do investimento apresentado para o TGNL de Sines para o primeiro quinquénio corresponde a uma verba estimada de 21,4 M€ (valores a custos diretos externos).

## 4.5.2. Projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o TGNL de Sines no período de 2024 a 2028, incluem as seguintes atividades (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Construção de novos pontos de amarração no Cais de Acostagem, eliminando restrições à amarração de navios com determinadas geometrias;
- Automatização e ampliação da rede de incêndios armada no terminal;
- Projeto de transformação digital - monitorização e sensorização;

No quadro seguinte, desagregado por cada um dos projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -9

### Projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Upgrade de Inst. e Equip.	Automatização e expansão da rede de incêndios	2024	1,1	1,4
	Transformação digital - monitorização e sensorização			
Cais de acostagem	Melhoria do sistema de amarração	2026	2,3	2,3

Unidade: M€ (CDE)

## 4.5.3. Programa de Adequação Regulamentar do TGNL de Sines

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para o TGNL de Sines no período de 2024 a 2028, incluem o Programa de Gestão de Integridade e a construção de um novo posto de enchimento de camiões cisterna:

- Programa de Gestão de Integridade:
  - Equipamentos sob pressão – conformidade com o Decreto-Lei n.º 131/2019;
  - Diretiva ATEX - conformidade com o Decreto-Lei n.º 236/2003.
- Construção de um quarto Posto ("4.ª baía") de enchimento de cisternas.

A consulta da ficha do projeto de construção do quarto posto de enchimento de cisternas (Anexo 6), em que consta a sua fundamentação, deverá ser realizada em conjunto com o levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas constante do Capítulo 2 e com os as previsões da procura para o próximo decénio ilustradas no Capítulo 3.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -10

**Projetos de Adequação Regulamentar no TGNL de Sines – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Gestão de integridade	Equipamentos sob pressão	2024	0,2	0,4
	Diretiva ATEX			
Normativo (RMSA-G)	4.º posto de enchimento de camiões cisterna	2026	4,5	4,5

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.5.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no TGNL de Sines

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos, previstos para o TGNL de Sines no período de 2024 a 2028 resultam de intervenções necessárias nos ativos de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Sempre que possível, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição não seletiva. Os projetos apresentados para o período de 2024 a 2028 são os seguintes:

- Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos
  - Remodelação de cablagem;
  - Substituição de iluminação e sinalética;
  - Substituição da instrumentação de campo.
- Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares
  - Sistemas Auxiliares - upgrade e adequação;
  - Equipamento de segurança – monitores e equipamentos de pó químico;
  - Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.
- Intervenção em Ativos Específicos:
  - Sistema de Bombagem Criogénica de GNL;
  - Sistema de água do mar (filtragem, adução e bombagem);
  - Renovação do sistema de interfaces ('Remote Input/Output);
  - Remodelação e substituição da sensorização dos tanques de GNL.



No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no TGNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4-11

### Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no TGNL de Sines – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2024	2,8	4,8
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			
	Gruas instaladas nos tanques			
Equipamentos de segurança	Equipamentos de pó químico	2024	0,3	0,4
	Monitores remotos e pré-orientados			
Sistema de emissão	Sistema de Bombagem Criogénica	2024	1,0	2,0
Sistema de água do mar	Sistema de filtragem de água do mar	2024	0,5	1,0
	Sistema de bombagem de água do mar			
Equipamentos elétricos	Intervenção e remodelação de cablagem	2024	0,7	1,0
	Luminária exterior - substituição			
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Renovação sistema de interfaces (remote input/output)	2024	2,7	2,9
	Sensorização dos Tanques de GNL			
	Substituição instrumentação de campo			

Unidade: M€ (CDE)

## 4.5.5. Projetos de Ambiente e Sustentabilidade no TGNL de Sines

Os custos com a eletricidade representam a maior fatia dos custos de operação do TGNL de Sines, cujo consumo médio representa um valor entre 60 e 70 GWh/ano. Nos projetos de Ambiente e Sustentabilidade no TGNL de Sines está incluída a instalação de uma unidade de painéis fotovoltaicos com o objetivo de produção de eletricidade para autoconsumo. Estão ainda incluídos outros projetos com importante valor na mitigação dos efeitos de alterações climáticas, nomeadamente o programa de controlo de emissões de metano.

No quadro seguinte apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -12

### Projetos de Ambiente & Sustentabilidade – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-28	CAPEX 2024-28
Ambiente & Sustentabilidade	Instalação de painéis fotovoltaicos (UPAC - Processo)	2024	0,7	0,8
	Projetos de mitigação de efeitos de alterações climáticas			

Unidade: M€ (CDE)

## 4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

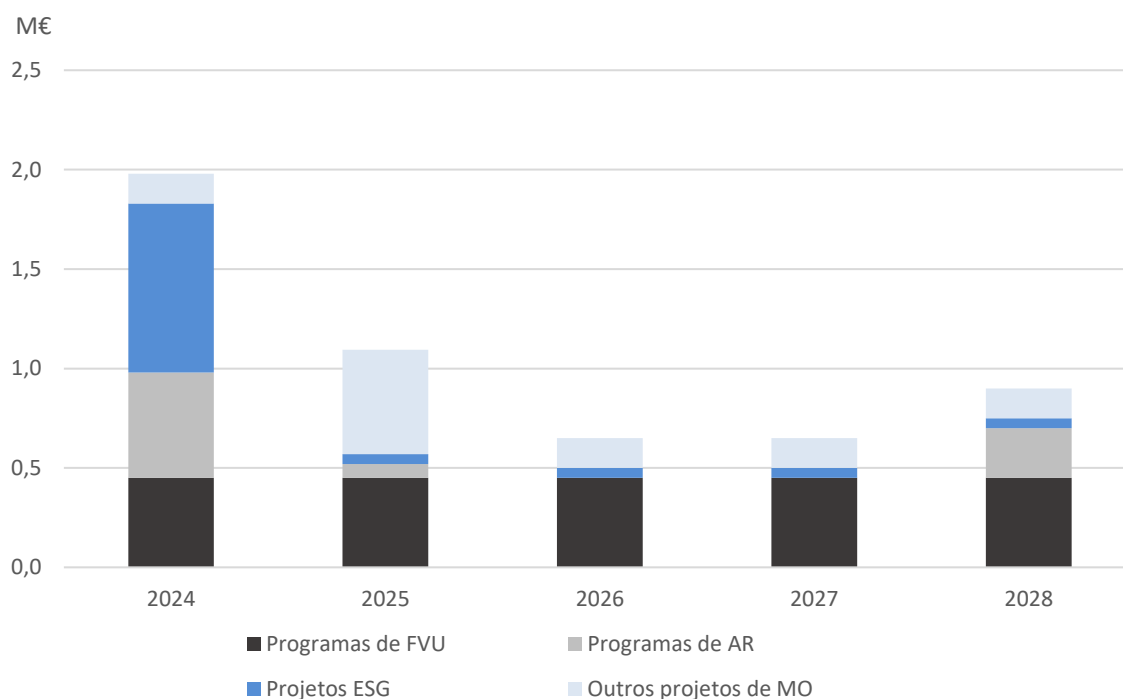
### 4.6.1. Síntese dos projetos apresentados

O plano de investimentos apresentado para a instalação do AS do Carrigo é condicionado pelo projeto de adaptação a misturas de hidrogénio com gás natural. De facto, a realização deste projeto terá um impacto substancial nesta instalação. Assim, e para evitar custos futuros desnecessários, parte das intervenções previstas, nomeadamente as resultantes do programa de avaliação e gestão de ativos em fim de vida útil, não foram aqui apresentadas, uma vez que estes ativos poderão ser substituídos ou remodelados no decurso do referido projeto de adaptação à presença de misturas de gás natural com hidrogénio.

Os principais blocos de investimento para o primeiro quinquénio no Armazenamento Subterrâneo do Carrigo estão ilustrados na figura seguinte.

FIGURA 4-6

#### Projetos Base no AS do Carrigo para o primeiro quinquénio (valores a CDE)



A totalidade do investimento apresentado para o AS do Carrigo no primeiro quinquénio corresponde a uma verba estimada em 5,3 M€ (valores a custos diretos externos).

## 4.6.2. Projetos de Melhoria Operacional no AS do Carricho

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o Armazenamento Subterrâneo do Carricho no período de 2024 a 2028, incluem as seguintes atividades:

- Construção de edificado na zona das caldeiras de modo a albergar separadamente a sala de potência e comando, os vasos de expansão e tratamento de água e a sala do agente extintor de incêndio.
- Projeto de transformação digital - monitorização e sensorização;
- Aquisição de equipamento e ferramentas diversas (incluindo equipamento de segurança).

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Melhoria Operacional no Armazenamento Subterrâneo do Carricho, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -13

### Projetos de Melhoria Operacional no AS Carricho - Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Upgrade de Inst. e Equip.	Separação de áreas nas caldeiras - Ampliação de edifício	2024	0,6	0,8
	Transformação digital - monitorização e sensorização			
Equipamentos e ferramentas	Equipamentos de segurança	2024	0,2	0,4
	Equipamentos de análise e medição e peças RCM II			

Unidade: M€ (CDE)

## 4.6.3. Programa de Adequação Regulamentar para o AS do Carricho

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para o Armazenamento Subterrâneo do Carricho no período de 2024 a 2028, incluem as seguintes atividades:

- Programa de Gestão de Integridade:
  - Controlo dimensional das cavidades (execução de sonares);
  - Monitorização de condição das tubagens verticais dos poços;
  - Equipamentos sob pressão – conformidade com o Decreto-Lei n.º 131/2019.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4-14

**Projetos de Adequação Regulamentar no AS do Cariço – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Gestão de integridade	Controlo dimensional das cavidades	2024	0,6	0,9
	Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')			
	Equipamentos sob pressão			

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.6.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no AS do Cariço

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos, previsto para o Armazenamento Subterrâneo do Cariço no período de 2024 a 2028, resultam de intervenções necessárias nos ativos de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas e que, sempre que possível, procuram a reabilitação e beneficiação destes em detrimento da sua substituição não seletiva. Estes projetos estão também condicionados pelo impacto que o projeto de adaptação a misturas gás natural com hidrogénio terá na instalação. Tal como referido anteriormente, e para evitar custos desnecessários, parte das intervenções em ativos previstas foi recalendarizada uma vez que os ativos poderão ser substituídos ou remodelados no decurso do referido projeto. Assim, os projetos apresentados neste bloco para o período de 2024 a 2028 são os seguintes:

- Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares
  - Sistemas Auxiliares - *upgrade* e adequação;
  - Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no Armazenamento Subterrâneo do Cariço, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -15

**Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no AS do Cariço – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Equipamentos e Sist. Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2024	1,4	2,3
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			

Unidade: M€ (CDE)

#### 4.6.5. Projetos de Sustentabilidade e Ambiente no AS do Carricho

Os projetos de Ambiente e Sustentabilidade no Armazenamento Subterrâneo do Carricho incluem a instalação de duas unidades de painéis fotovoltaicos com o objetivo de produção de eletricidade para autoconsumo, uma instalada na zona de processo, com o objetivo de produzir eletricidade para a alimentação dos sistemas elétricos associados ao processo de injeção e extração de gás, e outra para o edifício administrativo onde também serão colocados painéis para alimentação elétrica deste. Estão ainda incluídos outros projetos com importante valor na mitigação dos efeitos de alterações climáticas, nomeadamente o programa de controlo de emissões de metano.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -16

#### Projetos de Ambiente & Sustentabilidade no AS do Carricho – Necessidade de DFI

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2024-28	CAPEX 2024-28
Ambiente & Sustentabilidade	Instalação de painéis fotovoltaicos (UPAC - Processo)	2024	1,0	1,0
	Projetos de mitigação de efeitos de alterações climáticas			

Unidade: M€ (CDE)

## 4.7. AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

A sustentabilidade tem como um dos vetores prioritários a defesa do ambiente e a implementação de práticas que conservem e protejam os ecossistemas e a biodiversidade, bem como a redução das emissões de GEE. A REN assume a responsabilidade enquanto entidade potenciadora e facilitadora da transição energética e da descarbonização do setor energético, designadamente o do gás.

Os desafios da sustentabilidade e da transição energética estão no centro da estratégia e do desenvolvimento das atividades inerentes à missão dos operadores a RNTIAT. Estes temas assumem uma importância relevante no presente PDIRG, permitindo que os operadores da RNTIAT possam contribuir para o objetivo associado às orientações e metas estipuladas a nível nacional e europeu. Assim, de forma conjugadas com outras concessionárias da esfera de responsabilidade em que os operadores da RNTIAT atuam, foi assumido o objetivo de redução de emissões de 50% de âmbito 1 e 2 até 2030, tendo como referência o ano de 2019.

O presente PDIRG integra projetos para materializar a descarbonização do sector, nomeadamente o aproveitamento da energia solar com a instalação de painéis solares térmicos de modo a pré-aquecer a água dos sistemas de aquecimento, necessário para contrariar o arrefecimento criado pelo efeito Joule-Thomson durante a expansão do gás, e assim reduzir o autoconsumo de gás nas caldeiras. Com este projeto é estimada uma redução de cerca de 20 a 30% do gás consumido em cada GRMS onde este sistema for instalado. Acresce a implementação de medidas que visam a instalação de painéis fotovoltaicos nas estações de maior capacidade reduzindo o consumo elétrico das mesmas.

Outro importante projeto consiste na instalação de painéis fotovoltaicos no TGNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo do Carriço, que terá como objetivo o aproveitamento de energia renovável para a produção em autoconsumo para cada uma das mencionadas instalações. Refere-se ainda a implementação do programa LDAR ("*Leak Detection and Repair*") para deteção de fugas de metano (com um efeito de estufa equivalente a ca. 25 vezes o do CO<sub>2</sub>) através de inspeção aérea e confirmação no local, para posterior correção, permitindo assim minimizar a libertação de metano para a atmosfera.

Por outro lado, o setor do gás é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo-se a existência de riscos decorrentes para as atividades concessionadas, incluindo o previsível aumento na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas da RNTIAT.

A identificação e implementação de medidas de adaptação e mitigação dos efeitos decorrentes de eventos climáticos extremos que possam afetar as suas infraestruturas, originando falhas na continuidade do serviço prestado pela RNTIAT ou colocando situações de risco para pessoas e bens, têm vindo a ser consideradas nos projetos apresentados nos planos de investimento anteriores. Neste PDIRG, esta preocupação é igualmente materializada através de uma sistematização e análise de vulnerabilidades expressos na presente secção, para além das práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental.

O levantamento de vulnerabilidades e riscos decorrentes para os ativos e suas funções corresponde ao ponto de partida para uma gestão da adaptação das infraestruturas às alterações climáticas e incremento da sua resiliência neste âmbito.

De acordo com “*The Basics of Climate Change Adaptation - Vulnerability and Risk Assessment*” da JASPERS<sup>27</sup>, as alterações relevantes são detetadas nos seguintes fatores climáticos: mudanças nas temperaturas médias e na frequência e magnitude das temperaturas extremas; mudanças na precipitação média e na frequência e magnitude dos eventos extremos de precipitação; mudança no nível relativo do mar; mudanças nas velocidades médias e máximas do vento; variação da quantidade de vapor de água na atmosfera e mudanças na energia radiante do sol.

Destes fatores climáticos, indicam-se aqueles com maior potencial de impacto no aumento do risco relacionado com as instalações da RNTIAT:

- Maior temperatura média e maior amplitude das temperaturas extremas → Aumento dos riscos de incêndio, nomeadamente no AS do Carricho e sua envolvente;
- Aumento da frequência e magnitude de eventos extremos de precipitação → Deslizamentos de terras, inundações, tensões estruturais no gasoduto e descargas atmosféricas;
- Mudanças nas velocidades médias e máximas do vento → Ventos fortes e tempestades.

O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas.

Elencam-se de seguida os principais projetos considerados e especificamente planeados para esse efeito, assim como os que tendo outro objetivo primário, acrescentam também benefícios neste âmbito:

---

<sup>27</sup> JASPERS - *Joint Assistance in Supporting Projects in European Regions*

Plataforma para a promoção do uso eficiente dos Fundos Europeus Estruturais e de Investimento.

Parceria entre o EIB (European Investment Bank) e o EBRD (European Bank for Reconstruction and Development).

QUADRO 4 -17

**Principais projetos com impacto no aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas.**

Projetos	Designação dos projetos	Incêndios	Deslizamentos de terras e inundações	Tensões estruturais	Descargas atmosféricas	Ventos fortes e tempestades
Security	Intrusão - Monitorização remota nas estações	●	●			●
Transformação digital	Sensorização de Ativos - Sistemas deteção de movimentos de terras		●			
Cais de acostagem	Novos pontos de amarração no Cais de Acostagem do TGNL de Sines					●
Upgrade de Inst. e Equip.	TGNL de Sines - Automatização e Expansão da Rede de Incêndios Armada (RIA)	●				
Gestão integridade	Programas de Gestão de Integridade			●	●	
Faixas de proteção	Gestão Integrada da Vegetação	●	●			
GGs+RTS	Investimento Gestão Global do Sistema	●	●		●	●



## 4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

### 4.8.1. Enquadramento

Para o período 2024-2033, a presente proposta de PDIRG considera um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade, garantia de funcionamento e também à modernização da atividade de Gestão Técnica Global do SNG ("GTG") e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do Centro de Despacho e Operação de Mercado.

O investimento apresentado incide na evolução das infraestruturas físicas e lógicas que suportam a atividade de GTG, nomeadamente nos sistemas de informação industriais críticos que são a base da atividade de gestão do sistema e que estão localizados nos espaços do Centro de Despacho principal ("CD"), em Bucelas, e no Centro de Despacho de Emergência ("CdEm"), em Pombal.

Acresce a necessária aquisição e desenvolvimento de novas aplicações que permitam a adaptação de processos e viabilização de uma gestão adequada às condições de utilização das infraestruturas que se apresentam e perspetivam cada vez mais exigentes, tendo em conta o recurso cada vez mais frequente aos limites das capacidades instaladas e também da acrescida complexidade de gestão e monitorização associada à mistura de gases renováveis na RNTG.

Na organização das necessidades e estruturação dos investimentos, identificam-se duas principais áreas de atuação:

#### 1. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE

TECNOLOGIAS DE SUPORTE E ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS – Atualização de tecnologias de suporte à atividade da gestão do sistema, bem como a implementação de melhorias nos processos de comunicação com as estações da RNTG. Estão considerados investimentos para implementação de nova regulamentação e respetivos automatismos nos sistemas, bem como a atualização de protocolos de comunicação com as estações do campo.

EVOLUÇÃO DIGITAL - Digitalização de processos, através da implementação de regras e automatismos, disponibilizando o acesso a dados de uma forma eficiente e inteligente, quer ao nível de processos internos, quer às partes interessadas, fomentando a implementação de processos de gestão da energia, considerando a integração de energias renováveis e garantindo a ponte (inputs e outputs de dados) entre os diversos intervenientes, industriais (infraestruturas, operadores e produtores) e o mercado liberalizado.

#### 2. REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionada com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTIAT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança, cujo plano de desenvolvimento observa os seguintes princípios orientadores:

- Garantia da disponibilização dos serviços de comunicações indispensáveis à operação dos ativos e infraestruturas;
- Convergência tecnológica para maximização da eficiência dos investimentos e recursos;
- Renovação das componentes da rede em estado de obsolescência tecnológica e que possam representar risco aos processos de operação dos ativos e respetivas infraestruturas.

## 4.8.2. Gestão do Sistema e Operação da Rede

A atividade da Gestão do Sistema compreende a supervisão e controlo da Rede Nacional de Transporte de Gás, a Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e ainda as atividades de operação de mercado, que assentam em sistemas e tecnologias disponibilizadas nos CD e CdEm, ambos em sincronização.

O funcionamento contínuo destes centros exige uma rede de telecomunicações segura, infraestrutura de rede e centro de guarda e processamento de dados com um elevado desempenho.

A atividade do Gestor do Sistema encontra-se suportada por plataformas e sistemas informáticos que necessitam de uma atualização em tempo real, utilizando uma infraestrutura de sistemas e telecomunicações integrada, com uma especial atenção aos aspetos de cibersegurança associados aos sistemas, estabelecendo comunicações diretas com as seguintes entidades:

- Operadores da RNTIAT;
- A congénere espanhola, a Enagás, essencial para a coordenação entre operadores de sistemas e de redes de transporte, na operação dos sistemas interligados;
- Os operadores das redes de distribuição, com vista à troca de informação entre operadores das respetivas redes, bem como à disponibilização recíproca de dados que permitam o tratamento dos respetivos processos de balanceamento da rede;
- Os agentes de mercado, para efeitos de disponibilização e receção de dados/informação do âmbito da atividade da GTG, de acesso de terceiros à RNTIAT e ainda no âmbito do relacionamento comercial;
- As plataformas de contratação de capacidades da PRISMA e OMIP que possibilitam a contratação de capacidade de transporte nos diversos horizontes temporais;
- A ERP – Entidade Responsável pelas Previsões de consumo doméstico de gás;
- O MIBGAS, responsável pela operacionalização do Mercado Organizado do Gás em Portugal, para efeitos de troca de informação com o GTG e realização de operações de compra e venda de produtos de gás.

O presente PDIRG prevê um investimento em tecnologias de suporte às infraestruturas do gás, pressupondo a necessidade de atualizar e desenvolver os sistemas subjacentes à atividade da Gestão do Sistema e Operação da Rede, salientando-se a digitalização e automatização de processos bem como a realização de atualizações de versões de *software* e introdução de tecnologias para garantia de implementação de políticas e processos de segurança de dados, informação e processos tecnológicos.

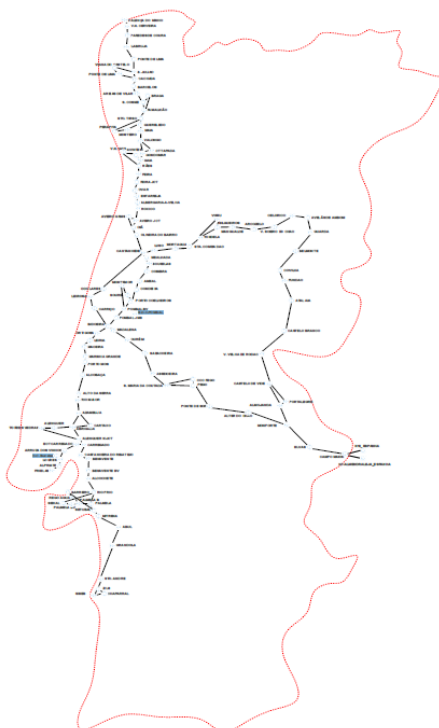
Estando o mercado cada vez mais integrado e interligado, prevê-se a necessidade de executar importantes desenvolvimentos consecutivos de regras e automatismos, integrando processos energéticos relacionados com a introdução de gases renováveis no SNG, interligando não só os sistemas e utilizadores internos, mas sobretudo os produtores e utilizadores externos de gás de forma ágil e segura, com a introdução de boas práticas ao nível de mecanismos de gestão da cibersegurança dos sistemas, disponibilizando de forma atempada a informação necessária à tomada de decisão e às diversas partes interessadas.

### 4.8.3. Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS)

A RTS é constituída por sistemas de comunicações de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica da RTNG e ainda por fibra escura para securitização dos serviços. A figura seguinte apresenta a tipologia física da rede.

FIGURA 4-7

#### Tipologia da Rede de Telecomunicações de Segurança



Diretamente relacionados com o plano de evolução da RNTG estão previstos investimentos para adequação das infraestruturas e sistemas constituintes da RTS às alterações topológicas que venham a ocorrer na RNTG e garantia das comunicações necessárias à observabilidade e controlabilidade da mesma. Estão previstos igualmente investimentos para renovação das camadas de rede que se encontrem em estado de obsolescência e que possam representar risco aos processos de operação da RNTG, nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2011-2021 ou anterior, que atingirão o seu fim de vida no período 2024-2033, contribuindo para a redução de risco decorrente de obsolescência tecnológica na RTS e consequente reforço de cibersegurança.

#### 4.8.4. Montantes de Investimento na Gestão Técnica Global

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com necessidade de DFI e o valor de investimento para o primeiro quinquénio (valores a custos diretos externos).

QUADRO 4 -18

##### Projetos de Gestão Técnica Global do SNG

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2024-26	CAPEX 2024-28
Projetos na Gestão Técnica Global do SNG	Gestão do Sistema e Operação da Rede	2024	6,2	9,0
	Atualização dos sistemas SCADA e ATR			
	Rede de Telecomunicações de Segurança			

Unidade: M€

## 4.9. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS

Neste subcapítulo, apresenta-se os valores das entradas em exploração a custos totais dos Projetos Base. Para esse efeito, aos montantes apresentados a custos diretos externos são acrescidos 8%, valor médio a considerar para a RNTG, a Gestão Técnica Global do SNG, o TGNL de Sines e o AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros, cf. quadro resumo seguinte.

### QUADRO 4 -19

#### Projetos Base - Entradas em exploração dos Projetos Base (a custos totais)\*

Projetos Base	Valores agregados			Transferências para exploração					
	2024-33	2024-28	DFI	2024	2025	2026	2027	2028	2029 – 2033 (valor médio anual)
<b>Projetos Base</b>	<b>162,3</b>	<b>95,2</b>	<b>68,9</b>						
RNTG	72,8	37,9	24,7	6,6	10,8	7,3	6,5	6,8	7,0
TGNL de Sines	36,7	23,1	18,0	5,9	2,3	2,5	8,2	4,2	2,7
AS do Carriço	9,4	5,7	4,0	2,1	1,2	0,7	0,7	1,0	0,7
Gestão Técnica Global do SNG	15,8	9,7	6,7	2,7	2,4	1,6	1,7	1,4	1,2
Investimento corrente urgente	9,7	9,7	9,7	3,2	3,2	3,2	0,0	0,0	0,0
IT e Investimento não específico	17,8	9,1	5,9	2,1	1,8	1,9	1,5	1,7	1,8

Unidade: M€

\* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2029-2033) da tabela correspondem ao valor médio anual, estimado com base numa adaptação dos valores de investimento médios dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio (2026-2028). No caso dos investimentos no TGNL de Sines e na Gestão Técnica Global do SNG, a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio foi calculada deduzindo o investimento de carácter não-recorrente associado à 4.ª baía de enchimento e sistema de amarração, no TGNL de Sines, e na atualização do sistema ATR, na Gestão Técnica Global do SNG.



5

**PROJETOS  
COMPLEMENTARES  
DO PDIRG**

**REN** 

## 5.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRG são projetos que decorrem de novas necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representem compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de stakeholders externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Nesta edição do PDIRG, apresenta-se no conjunto dos Projetos Complementares a adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, as duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço, a interligação a 100% hidrogénio CelZa, fazendo parte do corredor verde de hidrogénio H2Med, e o respetivo Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, e ainda a construção da Estação de Compressão do Carregado.

## 5.2. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

### 5.2.1. Enquadramento e âmbito

A política pública nacional no setor da energia tem vindo a definir um conjunto de estratégias de descarbonização com recurso a gases de origem renovável, potenciando a produção endógena com recurso a fontes renováveis, nomeadamente o recurso ao hidrogénio pelo desenvolvimento de uma nova cadeia de valor na economia.

A Estratégia Nacional de Hidrogénio que consta do anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, identificou um conjunto de metas que implicavam a transformação do setor do gás natural, tendo sido materializada a alteração da sua Lei de Bases no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabeleceu a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, implicando a sua conformidade para veiculação de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio.

No ciclo de regulamentação do setor, o Governo Português reviu em 2022 através do Despacho n.º 806-C/2022 de 19 de janeiro, o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, implicando novas responsabilidades para os operadores no preâmbulo, considerando obrigatória a “adaptação das infraestruturas existentes da RNTG a novas misturas de gás que incluam a incorporação de gases renováveis [...] precedida de estudos de viabilidade técnica e análises de impactes das soluções, devendo ainda os eventuais investimentos ser tratados no âmbito do respetivo plano de desenvolvimento”.

### 5.2.2. Estudos em curso para adequação das infraestruturas de gás (RNTG e AS Carriço) para receção de hidrogénio

Neste contexto, as diversas concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS do Carriço e conforme proposta do PDIRG 2022-2031, têm vindo a desenvolver e implementar uma estratégia, denominada por Programa H2REN, com vista a cumprir com as obrigações das diferentes concessões, mas também para alavancar a aquisição e sinergia de competências entre as mencionadas concessionárias, assegurando um plano de atividades com o objetivo último de identificar as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de hidrogénio.



Relativamente à RNTG e ao AS do Carriço, o Programa H2REN visa avaliar, até final de 2023, a conformidade e certificar estas infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10%. Até final de 2024, este programa prevê a avaliação e identificação de um *roadmap* para a conversão de ativos para operação com 100% de hidrogénio.

O Programa H2REN foi lançado em 2022 e assegurou a contratação de um conjunto de entidades de referência no setor e com competências reconhecidas no vetor do hidrogénio para a realização dos estudos de engenharia e de consultorias para avaliar e validar a adequação das infraestruturas para a operação com hidrogénio, identificação e calendarização das modificações necessárias nas infraestruturas para a sua incorporação, realização dos projetos para as novas unidades processuais de injeção e mistura de gases, redefinição dos processos de operação e das especificações de engenharia, atualização dos modelos de simulação de rede e *gas tracking* e, por último, a certificação por entidade terceira para a receção de hidrogénio ("H2") na rede até 10% em volume.

No quadro seguinte, detalha-se os contratos em curso para a realização das atividades associadas à RNTG e ao AS do Carriço (incluindo também a Gestão Técnica Global do SNG).

QUADRO 5-1

Projetos em curso para adaptação da RNTG e AS Carriço para receção de hidrogénio

Projeto	Contrato	Data de conclusão	Principais objetivos
<b>WP A - Advisory</b>	<i>Consultadoria técnica ao Programa H2REN</i> <i>Entidade contratada:</i> <i>Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional</i>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supervisionar os programas em curso no âmbito do Programa H2REN e avaliação do <i>roadmap</i> de investimento para permitir a injeção de misturas de H2, numa primeira fase até 10% (mistura com gás natural) e posteriormente com 100%</li> <li>• Apoiar as discussões técnicas com organismo de certificação</li> <li>• Estruturar e definir as novas diretrizes para projeto, construção, operação, manutenção e gestão geral das infraestruturas</li> <li>• Supervisionar e avaliar o desenvolvimento de projetos de engenharia para infraestruturas e unidades de mistura/injeção de H2</li> </ul>
<b>WP B - Assessment ORT</b>	<i>Estudos "Assessment Study and Gap Analysis" - RNTG.</i> <i>Entidade contratada:</i> <i>Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional</i>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avaliação de adequação e identificação de necessidades de adaptação para garantir a conformidade da infraestrutura para receber H2</li> <li>• Elaboração de estudos e relatórios técnicos para certificar a RNTG para receber misturas de H2 com gás natural até um máximo de 10% e 100%</li> <li>• Identificação do <i>roadmap</i> de investimentos e adaptações para conversão dos diferentes sistemas da RNTG para 100% de H2</li> </ul>

Projeto	Contrato	Data de conclusão	Principais objetivos
<b>WP C - Assessment AS</b>	Estudos "Assessment Study and Gap Analysis" - AS. Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avaliação de adequação e identificação de necessidades de adaptação do AS Carriço para garantir a conformidade da infraestrutura para receber H2</li> <li>Elaboração de estudos e relatórios técnicos para certificar o AS Carriço para receber misturas de H2 com gás natural até um máximo de 10% e 100%</li> <li>Identificação do <i>roadmap</i> de investimentos e adaptações para conversão do AS Carriço para 100% de H2</li> </ul>
<b>WP D - Assessment GTS</b>	H2REN SCADA e Simulação - Conceito Módulo Treino de Operação Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implementação de um novo módulo de treino de operação no sistema SCADA, para desenvolvimento de competências específicas nas equipas do Despacho do SNG com vista à gestão de misturas de gases na RNTG</li> </ul>
<b>WP D - Assessment GTS</b>	H2REN SCADA e Simulação - Serviços Consultoria Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adequação do modelo de simulação numérica de escoamento de gás na RNTG com vista à garantia da adequada monitorização da qualidade do gás e do apoio à gestão de misturas de gases em tempo real, incluindo o estudo para a determinação da exatidão do modelo</li> </ul>
<b>WP D - Assessment GTS</b>	H2REN Programa de Operação - Componente Básica de Software Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adequação da ferramenta de planeamento e seguimento da operação do SNG, adaptada aos requisitos de segurança e complexidade crescente decorrentes da prospetiva introdução de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono no SNG</li> </ul>
<b>WP D - Assessment GTS</b>	H2REN Programa de Operação - Serviços Consultoria Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identificação de requisitos de hardware e software aplicáveis à ferramenta de planeamento e seguimento da operação do SNG</li> </ul>
<b>WP E - Assessment ORT</b>	Revisão das Especificações Técnicas Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisão e adequação das especificações e desenhos técnicos normalizados da RNTG para gases veiculados até 100% de H2</li> </ul>
<b>WP F - Assessment ORT</b>	Projeto Base para as estações de mistura e injeção de Hidrogénio - Blending Station Entidade contratada: Empresa fornecedora de reconhecida capacidade internacional	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desenvolvimento do conceito e da Engenharia Básica das futuras Estações de Mistura e Injeção que servirão para injetar e misturar H2 no Sistema de Transporte de Gás Natural</li> </ul>
<b>WP J - Certificação ORT+AS</b>	Programa H2REN - Certificação de conformidade (3ª parte independente) Entidade contratada:	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>Certificação da Conformidade da RNTG e do AS Carriço para o operar com misturas de H2 com gás natural até um máximo de 10% e do <i>roadmap</i> de</li> </ul>

*Empresa fornecedora de  
reconhecida capacidade  
internacional*

intervenção a realizar para operar com teores de H2 até 100%

Estes projetos iniciaram-se no 4.º trimestre de 2022, encontrando-se a respetiva conclusão prevista na sua primeira fase - avaliação de adequação e certificação das infraestruturas para receber até um máximo de 10% de hidrogénio - para o final de 2023.

Os trabalhos em curso produziram já algumas conclusões técnicas preliminares que permitem, nesta edição do PDIRG, consolidar e adaptar a tipologia e âmbito das intervenções a realizar nas infraestruturas, sendo já possível identificar a necessidade de um conjunto de adaptações não previstas no PDIRG 2022-2031, com destaque para o AS do Carriço, que incrementam o esforço de investimento a realizar para garantir certificação das infraestruturas para veicular misturas de hidrogénio com gás natural até 10% em volume. Não obstante, e estando prevista a conclusão desta primeira fase apenas no final de 2023, as necessidades específicas e mais detalhadas de intervenção estão dependentes dos resultados de cada um dos projetos que constam do quadro *supra* e que apenas serão identificadas durante o ano de 2023, sem prejuízo de identificação de medidas e respetivos custos que ainda de forma preliminar se perspetiva deverem vir a ocorrer.

No ponto seguinte apresenta-se, com base nos trabalhos técnicos entretanto realizados à data de elaboração deste documento, o justificativo técnico das intervenções e investimentos associados à adaptação de infraestruturas para receber até um máximo de 10% de hidrogénio, com referências a principais alterações relativamente ao PDIRG anterior.

### 5.2.3. Intervenções técnicas a realizar nas Infraestruturas para adaptação à receção de hidrogénio

#### REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

Os investimentos que compõem esta edição do PDIRG confirmam a necessidade do que já havia sido apresentado no PDIRG anterior, identificando ainda necessidades adicionais, com base nos primeiros resultados dos projetos "*Assessment Study and Gap Analysis*" da RNTG, para acomodar misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

#### GASODUTOS

Os impactos da introdução de misturas de gás com hidrogénio ao nível metalúrgico nos aços de baixa liga e alta resistência (tais como os utilizados em gasodutos e acessórios), nomeadamente as possíveis alterações das suas principais propriedades mecânicas, tensão limite de elasticidade, tensão de rotura e resistência à fadiga, encontram-se em estudo e não são totalmente conhecidos nesta fase do Programa H2REN.

A introdução de hidrogénio na RNTG obriga a um processo de reengenharia da infraestrutura, no sentido de verificar se o gasoduto de transporte de gás natural tal como foi concebido e construído cumpre os requisitos exigidos para a reconversão e operação com misturas de hidrogénio. Na fase atual do projeto "*Assessment Study and Gap Analysis*" – RNTG já é possível afirmar que é necessário implementar um conjunto de modificações e alterações que se identifica seguidamente.

Em particular é necessário alterar o coeficiente de segurança associado à classe de localização da tubagem. Este coeficiente de segurança procura adaptar o dimensionamento da tubagem ao risco que a presença urbana na vizinhança comporta na infraestrutura. A alteração do coeficiente de segurança obriga a medidas de proteção física do gasoduto conforme descritas no regulamento técnico aprovado pelo Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro e, conseqüentemente, a investimentos de adequação.

A presença de hidrogénio no gás natural impacta nas características estruturais do aço, em particular no que se refere à resistência aos esforços cíclicos, ou resistência à fadiga. A degradação desta propriedade verifica-se a pressões parciais do hidrogénio relativamente reduzidas e é particularmente relevante nos aços de alta resistência, como são os que constituem a tubagem da RNTG. Os projetos em curso para avaliar a tenacidade dos aços em ambiente de hidrogénio, recorrem a ensaios laboratoriais específicos de amostras retiradas do gasoduto em operação.

Os valores de tenacidade obtidos serão utilizados em cálculos de mecânica da fratura para avaliar os esforços de fadiga admissíveis na infraestrutura para posteriormente os comparar com a frequência e amplitude dos ciclos que habitualmente se verificam na operação da RNTG. O resultado desta análise poderá conduzir à limitação destes ciclos, o que obrigará a alterações nos processos de operação da rede, em concreto na utilização do volume de linepack e, caso não seja exequível, a introdução na rede de equipamento para controlo dos ciclos de pressão, em particular nas extremidades da rede.

As descontinuidades no material da parede do gasoduto, como os defeitos (vincos, distorções e fissuras), soldaduras e modificações realizadas no passado com recurso a picagens em carga são aspetos importantes a considerar na garantia da integridade da tubagem e, em particular, no controlo da vida útil face à maior propensão dos aços de alta resistência para propagação de fratura em ambiente de hidrogénio. Nesse sentido, será necessário definir novos critérios de aceitabilidade para defeitos na tubagem e reforçar os programas de inspeção para deteção precoce destes defeitos.

A tecnologia de inspeção interna atualmente utilizada, não só pela REN, mas também pelas suas congéneres europeias, o Magnetic Flux Leakage Standard, será substituída por novas tecnologias, ainda em desenvolvimento, com maior capacidade de deteção de fendas (Spiral Magnetic Flux Leakage e Electromagnetic Accoustic). A frequência das atividades de inspeção e monitorização terá que ser aumentada para o melhor acompanhamento da integridade do gasoduto face à nova realidade operacional.

Em complemento às inspeções em linha, as restantes rotinas constantes do Plano de Gestão de Integridade serão também reforçadas tais como a deteção e localização de fugas, campanhas de inspeção e monitorização, como a caracterização de defeitos por acesso físico à tubagem.

Em face aos novos critérios de aceitabilidade para a severidade de defeitos e maior granularidade dos programas de inspeção que é necessário implementar, antecipa-se um aumento do número de reparações e substituições em operação com hidrogénio, que obrigam inevitavelmente a maior investimento de reposição.

## GASODUTOS - EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE

A velocidade de propagação de chama varia com o teor de hidrogénio, o que reduz a eficiência em caldeiras do tipo atmosférico que não permitem alterar a mistura ar-combustível. As caldeiras do

tipo atmosférico serão substituídas e as caldeiras pressurizadas deverão ser alvo de adaptações para que a eficiência possa ser regulada de acordo com a concentração de hidrogénio.

A chama do hidrogénio apresenta temperaturas superiores à do gás natural, devendo o comportamento da caldeira, em particular a câmara de queima, ser convenientemente monitorizada e, em caso de incompatibilidade, ser substituída por equipamento adequado.

Serão também analisadas as condições de selagem dos diversos equipamentos sob pressão (válvulas, reservatórios, permutadores, entre outros) face à maior fugacidade das misturas com hidrogénio. As rotinas de inspeção e manutenção das estações deverão ser reforçadas, em particular no que se refere ao controlo dos elementos vedantes e à verificação da funcionalidade dos equipamentos de controlo, segurança e supervisão. Em resultado da maior densificação dos programas de inspeção e manutenção e, face à maior fugacidade e fragilização dos componentes, prevê-se, assim, o aumento da taxa de substituição e reposição dos equipamentos que operam em contacto direto com o gás.

## GASODUTOS - EQUIPAMENTOS DE ANÁLISE E MEDIÇÃO

Os cromatógrafos atualmente instalados utilizam hélio como gás de transporte (gás que transporta a mistura a analisar) resultando na incapacidade de deteção do hidrogénio que é um gás com características semelhantes, nomeadamente ao nível da condutividade. Esta situação pode ser ultrapassada reconvertendo os atuais cromatógrafos com uma coluna específica para hidrogénio e alterando o gás de transporte para árgon, com a instalação de um analisador de hidrogénio em série com os atuais cromatógrafos ou com a substituição destes por cromatógrafos certificados para misturas com hidrogénio. A solução a adotar pode ser decidida caso a caso.

O sistema de simulação de rede está a ser preparado para permitir o controlo da mistura de gás natural com hidrogénio nas diversas zonas da rede de transporte de gás – gas tracking -, estando ainda em estudo a quantidade de pontos de medição de qualidade do gás (cromatógrafos) necessários para garantir uma melhor convergência nos resultados de simulação.

A introdução de hidrogénio afeta vários parâmetros com influência na medição da mistura, nomeadamente a densidade, poder calorífico, compressibilidade, viscosidade, entre outros. No caso dos caudalímetros do tipo *vortex*, existe incompatibilidade física no princípio de medição (vórtice de *Von Karman*), o que obriga à substituição de todos os caudalímetros deste tipo. Relativamente a outros princípios de medição volumétrica (turbina e ultrassom), não foram identificadas incompatibilidades no princípio de medição, mas as alterações dos parâmetros obrigam a ajustes relativamente à gama de medição, precisão e necessária recertificação. Será necessário também atualizar o algoritmo incorporado nos computadores de caudal, com a equação de estado adequada para a conversão dos valores de volume medidos pelos equipamentos de medição primária em valores de energia.

## ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

Os primeiros resultados do projeto de adequação do AS do Carriço para acomodar misturas de hidrogénio com gás natural até 10% em volume evidenciam necessidades, riscos e incertezas quanto às intervenções necessárias para a adaptação à presença de hidrogénio, mesmo para baixas concentrações, nomeadamente no que concerne à integridade das cavidades e respetivos poços de acesso.

Os resultados preliminares indiciam que o AS do Carriço, mesmo com baixas concentrações de volume de hidrogénio, irá necessitar de intervenções de fundo para garantir a segurança e a qualidade de operação da instalação. Nos pontos seguintes detalham-se as intervenções necessárias

### AS CARRIÇO - GRUPOS MOTOR/COMPRESSOR DE ALTA PRESSÃO

Os motores de combustão interna (ciclo "Otto" a gás) atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio até um máximo de 10% em volume, considerados neste PDIRG. O teor de hidrogénio presente no gás natural, para além de outros efeitos, aumenta a pressão de combustão no interior dos cilindros dos motores, fator que obriga à sua reconfiguração. Esta situação não é, porém, viável uma vez que os mesmos correspondem a modelos descontinuados.

Estes motores completaram 25 anos de operação em 2022 o que pressupõe a sua substituição por uma tecnologia de motorização mais moderna. Tendo em conta, não apenas as crescentes percentagens de hidrogénio na mistura de gás, mas também a adequação ao regime de exploração (com arranques e paragens frequentes) e a eficiência global do sistema, a solução apresentada neste PDIRG, bem como a do PDIRG 2022-2031, determina a substituição dos atuais motores por uma tecnologia de motorização elétrica.

Os atuais compressores de alta pressão destinados à injeção de gás nas cavidades necessitam de uma adaptação que inclui a substituição das cabeças dos cilindros, a adequação dos maciços e dos sistemas de amortecimento e de despressurização.

### AS CARRIÇO – ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA E CONTROLO

No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos, será necessária a adaptação e reforço da atual instalação e alimentação elétrica, nomeadamente a aquisição e instalação de dois novos transformadores de potência, equipamentos de variação de velocidade, normobloco, subestação GIS de 400 kV, e linha de alimentação elétrica. Acresce a esta situação a necessidade de substituição/reconfiguração do sistema de controlo de processo e segurança, de modo a integrar os novos motores, compressores, circuitos de processo e sistema elétrico.

Comparativamente com a proposta de PDIRG 2022-2031, estudos relativos à alteração da motorização dos compressores do AS do Carriço concluíram no sentido do reforço da alimentação elétrica através de uma solução de muito alta tensão e respetiva ligação à Rede Nacional de Transporte de eletricidade ("RNT"), face aos níveis de desempenho estratégico que o AS do Carriço assume no âmbito do SNG, atual e futuro, situação que induz um aumento dos custos de investimento associados a esta alteração. De facto, em face da importância e criticidade da instalação do AS do Carriço no SNG e no sistema energético nacional, e à sua localização sujeita a fenómenos climáticos extremos, conclui-se que a solução mais adequada para a alimentação elétrica do AS do Carriço deve ser realizada através da implementação de duas ligações elétricas a 400 kV independentes e sem falhas de modo comum a partir da subestação da RNT de Lavos (Figura 5-1). A solução preconizada toma partido de infraestruturas existentes e planeadas da RNT, convergindo numa melhoria global, quer da própria estrutura interna da RNT, quer da alimentação elétrica ao AS do Carriço.

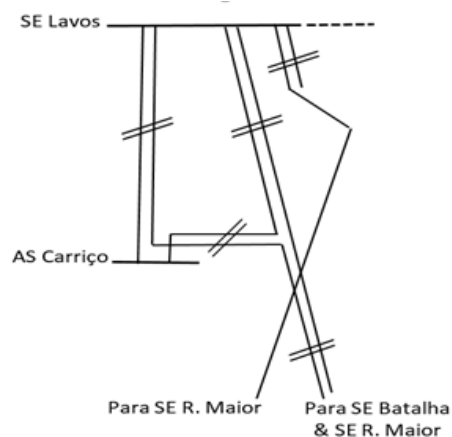
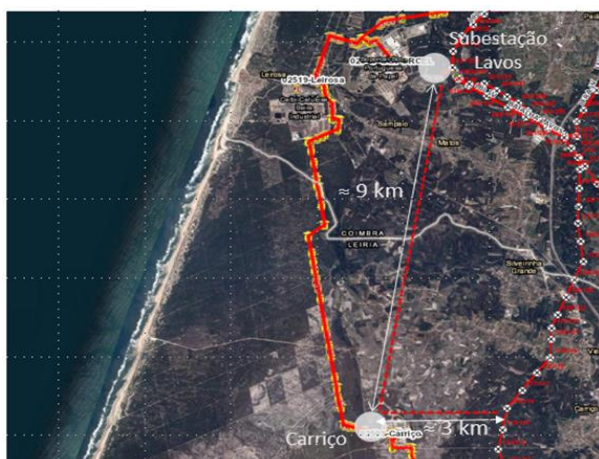
Esta solução consolida os trabalhos que se encontravam ainda em curso aquando da apresentação da anterior proposta de PDIRG 2022-2031, garantindo níveis de fiabilidade, disponibilidade e continuidade de serviço alinhados com as necessidades inerentes à importância e criticidade do AS do Carrigo na operação do SNG, tanto em regimes de operação mais frequentes em presença de descargas atmosféricas, como em cenários de maior exigência face a incêndios florestais (ex. os verificados na região em outubro de 2017) ou ainda a fenómenos climáticos extremos (ex. temporal na zona oeste a norte de Lisboa em 2009 ou, mais recentemente, furacão Leslie em 2018). Para garantir uma efetiva segurança e garantia de continuidade de serviço, a alimentação elétrica ao AS Carrigo deverá ser conseguida através de dois circuitos totalmente independentes, suportados em apoios distintos e em que cada um deles tenha o seu painel próprio, tanto na subestação de Lavos como na subestação que vier a ser implementada no AS Carrigo. A solução preconizada passa pela construção das seguintes infraestruturas de rede elétrica:

Linha dupla a 400 kV entre a subestação da RNT de Lavos e o AS Carrigo (extensão estimada de 12 a 14 km);

- Linha dupla a 400 kV entre o AS Carrigo e o traçado da atual linha dupla da RNT Batalha – Lavos (extensão estimada de 3 a 4 km);
- Dois painéis de linha de 400 KV na subestação de Lavos;
- Subestação 400/30 kV no AS Carrigo.

FIGURA 5-1

### Localização de instalações e esquema topológico de alimentação elétrica ao AS do Carrigo <sup>28 29</sup>



## AS CARRIÇO - CAVIDADES

<sup>28</sup> As distâncias assinaladas no mapa são medidas em linha reta.

<sup>29</sup> Já considerando algumas alterações topológicas na zona decorrentes de desenvolvimentos previstos na RNT.

Os projetos em curso no Programa H2REN, em particular o estudo "Assessment Study and Gap Analysis" – AS do Carriço, procura validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio, identificar possíveis restrições operacionais e necessidades de modificações nos equipamentos não compatíveis com esta realidade. Neste contexto, destacam-se os seguintes aspetos em avaliação:

- Inspeções/estudos bacteriológicos - O hidrogénio pode ser utilizado como fonte de energia em meio anaeróbico por micro-organismos cujo resultado é a formação de sulfureto de hidrogénio (gás sulfídrico) que é um gás tóxico e agressivo para os equipamentos. A avaliação do potencial para a ocorrência deste fenómeno incluirá a recolha de várias amostragens à salmoura das cavidades e deverá estudar e colocar em prática soluções mitigadoras, tais como a injeção regular de bactericida e a instalação de unidades de separação;
- Estudos de comportamento de materiais - A coexistência em condições de muito alta pressão de gás, operação com ciclos acentuados, hidrogénio, água e sulfureto de hidrogénio cria condições que importa avaliar, nomeadamente no que diz respeito à resistência à propagação da fratura, corrosão acelerada e permeabilidade das tubagens, equipamentos, furos e respetivos componentes;
- Estudos geomecânicos e análise de capacidade - O teor de hidrogénio na mistura altera o fator de compressibilidade desta e conseqüentemente a capacidade de armazenamento, em termos de volume e em energia. Deverão também ser redefinidos os limites de pressão e caudal das cavidades;
- O Projeto implica também o reforço dos programas de inspeção intrusiva atualmente em vigor (Programas de Gestão de Integridade) – inspeções intrusivas às cavidades (sonares), tubagens verticais (*casing logs*) e gasodutos, monitorização laboratorial do sulfureto de hidrogénio na cavidade e controlo de fugas pela cimentação dos furos de acesso às cavidades.

Os resultados preliminares da avaliação dos sistemas de armazenamento (conjunto furos e cavidades) para a operação com misturas de hidrogénio apontam mesmo para a incompatibilidade de determinados equipamentos e componentes em serviço no furo de acesso às cavidades com o hidrogénio, mesmo para concentrações baixas de hidrogénio.

Os equipamentos em questão – cabeça do furo, *flow couplings*, válvula subterrânea de segurança, *packer* e, em certa medida, a tubagem de produção – são constituídos por aços de muito alta resistência e por ligas de níquel de estrutura martensite. Estes materiais são altamente suscetíveis à fragilização pelo hidrogénio o que, conjugado com os ciclos pronunciados de pressão e temperatura a que os equipamentos nos furos e cavidades estão sujeitos, não oferecem garantias para a operação com hidrogénio em segurança, mesmo com concentrações em volume reduzidas.

Para além da incompatibilidade dos materiais destes equipamentos para a operação com o hidrogénio, o AS do Carriço tem propensão para a formação de sulfureto de hidrogénio, como se constata nas cavidades RENC-5, RENC-1 e REN-C6. O sulfureto de hidrogénio, para além de levantar problemas de corrosão, acentua o efeito de fragilização nos materiais provocado pelo hidrogénio, pelo que há risco da situação se tornar insustentável do ponto de vista da integridade dos ativos e segurança das operações.

Assim, tudo aponta para que se afigure inevitável a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades por materiais *H2Ready* e *H2SReady* para permitir a utilização do armazenamento subterrâneo num contexto de gases renováveis, mesmo de reduzidas concentrações de hidrogénio no gás natural. A substituição destes equipamentos na cavidade em operação é uma intervenção complexa que exige um planeamento cuidadoso dadas as implicações



que tem na instalação e no SNG, assim como nas valências dos recursos que é essencial mobilizar para a sua concretização.

Registe-se que, por questões de eficiência operacional e minimização de custos de investimento, a substituição destes equipamentos deverá ser operacionalizada em estreita articulação com a construção das duas novas cavidades previstas para o AS do Carricho, no âmbito da determinação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

## AS CARRIÇO - EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE

As alterações enumeradas no capítulo anterior referentes à RNTG e respetivos equipamentos de superfície serão implementadas também nos equipamentos de superfície da instalação do AS do Carricho.

Será necessário avaliar as alterações necessárias para a adequação do processo de desidratação em gases com misturas de hidrogénio até 10% em volume, bem como em outros equipamentos tais como sistema de comando e controlo, sistema de glicol, juntas e elastómeros.

## GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com a legislação vigente (Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto), a função de Gestão Técnica do Sistema, integra a programação e monitorização permanente do equilíbrio entre a oferta e a procura global de gás, a gestão integrada dos fluxos de gás no SNG, o seguimento da utilização da capacidade oferecida e a realização dos serviços de sistema necessários à operacionalização do acesso de terceiros às infraestruturas com os níveis de qualidade e segurança adequados. Na referida função, o Centro de Despacho do SNG é responsável pela operação coordenada das infraestruturas de gás, em observância dos critérios gerais da operação e tendo em conta as variáveis de controlo do processo (pressões, quantidades de gás e caudais admissíveis nas diversas infraestruturas). Para o efeito, as equipas especializadas do Centro de Despacho recorrem a um conjunto de meios técnicos de apoio à gestão da operação, com destaque para as ferramentas de aquisição e tratamento de dados, de simulação numérica do escoamento do gás e de integração da operação comercial.

Pelo exposto, tornam-se necessários e urgentes os seguintes desenvolvimentos nas ferramentas de apoio à atividade da Gestão Técnica do Sistema:

- implementação de um novo módulo de treino no sistema SCADA, que permita a simulação de cenários de operação de maior complexidade face às condições de operação clássicas, possibilitando a preparação das equipas do Despacho para a entrada em serviço de novos pontos de injeção de gás nas redes, com impacto relevante nas condições de escoamento dos fluxos de gás em circulação;
- adequação do atual modelo de simulação numérica de escoamento de gás na RNTG e da ferramenta de planeamento e seguimento da operação do SNG, que possibilitem a monitorização da qualidade do gás e gestão das respetivas misturas em tempo real, de acordo com os requisitos de segurança adequados à maior variabilidade da composição ao longo dos gasodutos, possibilitando a aplicação de novos critérios que venham a ser estabelecidos relativamente à determinação de prioridades de injeção que possibilitem o correto funcionamento do mercado em condições de absoluta segurança.

Na presente fase, os referidos desenvolvimentos são consubstanciados nos projetos referidos no Quadro 5.1 – “Projetos para adaptação da RNTG e AS do Carricho para receção de H2”, divididos em quatro componentes de desenvolvimento e de consultoria sob a designação “*WP D*”.

### PROJETOS DE IDI ASSOCIADOS À INTRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO NA RNTG E AS DO CARRIÇO (OTIMIZAÇÃO E ENSAIOS DE SISTEMAS E PROTÓTIPOS)

O estudo de adequação da RNTG e AS do Carricho para acomodar os níveis de misturas de gás natural e hidrogénio pretendidos, ou mesmo 100% de hidrogénio numa segunda fase, tem um carácter inovador, podendo requerer trabalhos, ensaios laboratoriais ou teste de soluções inovadoras através de protótipos a instalar ou simulações/estudos sobre a operação do SNG que importa acautelar para garantir o cumprimento das orientações de política energética em condições de qualidade e segurança.

Para fazer face às necessidades expectáveis de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (“**IDI**”) ainda a desenvolver no período do presente PDIRG, são apresentados neste PDIRG três projetos de IDI associados à introdução de hidrogénio na RNTG e AS do Carricho.

### PROJETOS DE IDI - TRABALHOS/ENSAIOS E PROTÓTIPOS RESULTANTES DOS PROJETOS EM CURSO NO PROGRAMA H2REN

A REN encontra-se a avaliar a possibilidade de, ainda durante o ano de 2023, desenvolver um projeto piloto para injeção de H2 na RNTG com vista a testar, ajustar e demonstrar a adequabilidade dos procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema para gestão de misturas de gás em todo o SNG, incluindo a articulação entre o operador da RNTG e os ORD.

### PROJETOS DE IDI - OTIMIZAÇÃO DE SISTEMA DE INJEÇÃO E MISTURA EFICIENTE

Otimização do processo de mistura de hidrogénio e gás natural para injeção na RNTG de modo a assegurar a uniformidade da composição do gás na rede, a garantir as intervenções de manutenção e operação dos processos, e a construir dois protótipos (estações de mistura e injeção fixa e móvel para testes em clientes). Este projeto foi candidatado a financiamento do Plano de Recuperação e Resiliência através da Agenda *H2 Green Valley*, perspetivando-se a atribuição de uma subvenção da ordem dos 30%.

### PROJETOS DE IDI - ESTAÇÃO PILOTO DE DEBLENDING

Com o objetivo de maximizar o transporte de hidrogénio nas redes, de garantir futuramente a aplicação da Diretiva e Regulamento do gás em processo de revisão pela UE e de flexibilizar a operação do SNG em face de possíveis restrições de clientes para percentagens mais elevadas de hidrogénio, propõe-se avaliar a participação da REN em projetos de Investigação e Desenvolvimento com vista a desenvolver estações de *deblending* à escala da RNTG.

## 5.2.4. Próximos passos

Os projetos de avaliação de adequabilidade das diferentes infraestruturas para acomodar até um máximo de 10% em volume de misturas de hidrogénio com gás natural têm data de conclusão prevista para final de 2023, pelo que os valores de investimento agora apresentados e decorrentes dos trabalhos e consultadorias técnicas incorporam a melhor aproximação à data de apresentação deste PDIRG.

Não obstante, e pese embora a necessidade de finalizar os projetos em curso, a proposta de intervenções técnicas nas infraestruturas para acomodar até 10% de hidrogénio está consolidada no seio dos trabalhos em curso, podendo, porém, vir a ser necessário alguma intervenção adicional resultante dos resultados de possíveis ensaios ou trabalhos a realizar durante o ano de 2023.

Durante este processo, a REN propõe-se informar, sempre que se justifique, o Concedente sobre os resultados de implementação do Programa H2REN, estando naturalmente disponível para melhor detalhar estes tópicos, caso e quando seja considerado necessário.

### **5.2.5. Investimento a custos diretos externos na RNTG e AS Cariço para adaptação a misturas de hidrogénio até 10% em volume**

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento na RNTG e AS do Cariço para a sua adaptação a misturas de hidrogénio até 10% em volume, a custos diretos externos.

QUADRO 5-2

Investimento a custos diretos externos para adaptação da RNTG e do AS Carricho a misturas de hidrogénio até 10%

Projeto de adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio	Investimento parcelar		Quinquénios PDIRG	
	Total Projeto	PDIRG 2024 - 2033	2024 - 2028	2029 - 2033
<b>TOTAL</b>	<b>160,1</b>	<b>157,9</b>	<b>150,6</b>	<b>7,3</b>
<b>RNTG</b>	<b>40,8</b>	<b>38,9</b>	<b>33,4</b>	<b>5,5</b>
Sistemas de análise e medição	3,6	3,6	3,6	-
Sistemas de aquecimento	4,0	4,0	4,0	-
Gasodutos e estações	27,0	27,0	21,5	5,5
Optimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos	6,2	4,3	4,3	-
<b>AS Carricho</b>	<b>119,3</b>	<b>119,1</b>	<b>117,3</b>	<b>1,800</b>
Unidade de compressão	31,5	31,5	31,5	-
Alimentação elétrica	22,0	22,0	22,0	-
Sistema DCS da estação de gás	5,0	5,0	5,0	-
Equipamentos de superfície	1,4	1,4	1,4	-
Tubagens, gasodutos e válvulas	6,0	6,0	5,0	1,0
Furos e cavernas	51,9	51,9	51,1	0,8
Segurança e emergência	0,5	0,5	0,5	-
Optimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos	1,0	0,8	0,8	-

Unidades: M€

### 5.2.6. Valores de entradas em exploração a custos totais associados à adaptação da RNTG e AS Carricho a misturas de hidrogénio até 10%

No quadro seguinte apresenta-se o valor das entradas em exploração a custos totais do investimento na RNTG e AS Carricho para adaptação a misturas de hidrogénio até 10%.

QUADRO 5-3

**Valores de entradas em exploração a custos totais para adaptação da RNTG e AS Carricho a misturas de hidrogénio até 10%**

Projeto de adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio	Investimento parcelar		Quinquênios PDIRG	
	Total Projeto	PDIRG 2024 - 2033	2024 - 2028	2029 - 2033
<b>Investimento na RNTG e AS Carricho a Custos Totais</b>	<b>172,9</b>	<b>170,6</b>	<b>162,7</b>	<b>7,9</b>
<b>Investimento na RNTG a Custos Totais</b>	<b>44,1</b>	<b>42,0</b>	<b>36,0</b>	<b>5,9</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,3	3,1	2,7	0,4
Transferências para exploração na RNTG a CDE	40,8	38,9	33,4	5,5
<b>Investimento no AS Carricho a Custo Totais</b>	<b>128,9</b>	<b>128,6</b>	<b>126,7</b>	<b>1,9</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9,5	9,5	9,4	0,1
Transferências para exploração no AS Carricho a CDE	119,3	119,1	117,3	1,8

Unidades: M€

## 5.3. NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)

### 5.3.1. Enquadramento e descrição do projeto

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Ucrânia e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. De acordo com a referida Resolução do Conselho de Ministros, determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:

- Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e
- Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás importa reforçar as reservas do SNG, fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

Ainda sobre o AS do Carriço, no ano gás 2021/2022 assistiu-se a uma crescente procura da capacidade de armazenamento, verificando-se congestionamentos em alguns meses como outubro de 2021 e junho de 2022, bem como no horizonte trimestral de abril, maio e junho de 2022, em que ocorreu uma solicitação de capacidade superior ao valor disponibilizado pelo Gestor Técnico do Sistema para os períodos indicados. A atribuição de capacidade foi efetuada recorrendo a leilões com a geração de prémios.

No ano gás de 2022/2023, verificou-se a ocorrência de congestionamento logo no horizonte anual, tendo sido solicitado 102% acima do valor anunciado. Foi necessário recorrer ao processo de leilão para atribuição de capacidade com a geração de um prémio relativamente alto. A partir do mês de novembro de 2022, e com uma periodicidade mensal, foi disponibilizada uma capacidade adicional de armazenamento, em que as solicitações continuaram a exceder sempre as quantidades disponíveis, conduzindo à realização de leilões sempre com prémios avultados envolvidos, demonstrando assim que neste momento a oferta de capacidade de armazenamento no AS do Carriço é inferior à procura que se verifica.

Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente Plano contempla a criação de duas novas cavidades de armazenamento de gás, desenvolvidas também numa perspetiva de armazenamento de 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço, com previsão de entrada em operação 2027 (primeira das novas cavidades) e em 2028 (a segunda das novas cavidades).

A construção destas duas cavidades deve ser articulada com as intervenções a realizar parcial ou totalmente nas adaptações das atuais cavernas para receber misturas de hidrogénio (subcapítulo 5.2.3.do presente PDIRG), no sentido de capitalizar sinergias ao nível das intervenções técnicas e maquinaria, bem como para minimizar tempo de execução destes projetos e otimização dos custos.

De salientar que o prazo estimado entre uma decisão final de investimento e a entrada em operação da primeira cavidade é de 4 a 5 anos.

### 5.3.2. Investimento a custos diretos externos associado às novas cavidades do AS Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022)

A tabela seguinte indica o período previsto de construção e o valor de investimento associado a duas novas cavidades salinas a implementar no parque de cavernas do AS do Carriço (sem contabilização do custo associado ao *cushion gas* necessário para assegurar as condições mínimas de integridade das cavidades e que terá quer injetado nas mesmas não sendo o respetivo volume utilizável para trocas líquidas com a RNTG).

QUADRO 5-4

#### Investimento a custos diretos externos associado à implementação de duas novas cavidades no AS Carriço (sem cushion gas<sup>30</sup>)

Novas Cavidades RCM n.º 82/2022 / DL n.º 70	Investimento PDIRG 2024 - 2033	Cronograma do investimento									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Duas Cavidades	83,0	-	-	16,0	41,0	26,0	-	-	-	-	-
1.ª Cavidade	40,0	-	-	16,0	24,0	-	-	-	-	-	-
2.ª Cavidade	43,0	-	-	-	17,0	26,0	-	-	-	-	-

M€

<sup>30</sup> Estima-se que o *cushion gas* por cavidade seja da ordem de 33 Mm<sup>3</sup>(n).

### 5.3.3. Valores de entradas em exploração a custos totais referentes à implementação de duas novas cavidades no AS Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022)

Este subcapítulo apresenta os montantes de investimento relativos às entradas em exploração do Projeto associado à construção das duas novas cavidades no AS do Carriço. O quadro seguinte apresenta (i) os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, (ii) a parcela correspondente aos encargos de estrutura, gestão e financeiros, e (iii) o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais (sem contabilização do custo associado ao *cushion gas*).

#### QUADRO 5-5

#### Valores de entradas em exploração a custos totais relativos às duas novas cavidades do AS Carriço (sem *cushion gas*)

Novas Cavidades RCM n.º 82/2022 / DL n.º 70	Investimento PDIRG 2024-2033	Cronograma do investimento (M€)									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Custos Totais – Duas Cavidades</b>	<b>89,6</b>	-	-	-	43,2	46,4	-	-	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	6,6	-	-	-	3,2	3,4	-	-	-	-	-
Duas Cavidades	83,0	-	-	-	40,0	43,0	-	-	-	-	-
<b>Custos Totais – 1.ª Cavidade</b>	<b>43,2</b>	-	-	-	43,2	-	-	-	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,2	-	-	-	3,2	-	-	-	-	-	-
1.ª Cavidade	40,0	-	-	-	40,0	-	-	-	-	-	-
<b>Custos Totais – 2.ª Cavidade</b>	<b>46,4</b>	-	-	-	-	46,4	-	-	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,4	-	-	-	-	3,4	-	-	-	-	-
2.ª Cavidade	43,0	-	-	-	-	43,0	-	-	-	-	-

M€



## 5.4. PROJETO DE INTERLIGAÇÃO H2MED/CELZA E EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO

### 5.4.1. Enquadramento e descrição dos projetos H2Med/CelZa e Eixo Nacional de Transporte de H2

Este projeto surge no seguimento do acordo anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente de França, Emmanuel Macron, o Presidente do governo espanhol, Pedro Sánchez e o Primeiro Ministro português, António Costa. Os líderes destes três países acordaram na criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, o qual inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira em Portugal com Zamora em Espanha, bem como um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona em Espanha e Marselha em França. No dia 9 de dezembro de 2022, em Alicante, os mesmos líderes confirmaram o lançamento deste corredor verde, nomeando-o de H2Med, associado a eixos internos de transporte de hidrogénio em Portugal, Espanha e França, cujos contornos foram definidos na presença da Presidente da Comissão Europeia, Ursula Von der Leyen, que mostrou o seu apoio à iniciativa.

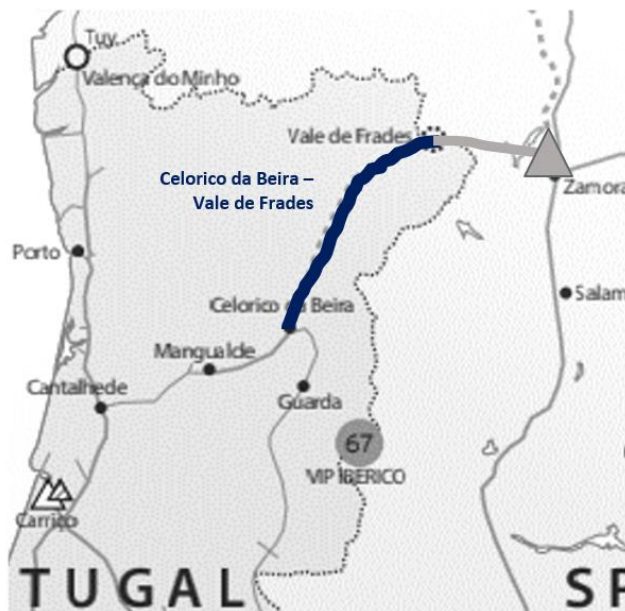
Os projetos de Portugal, Espanha e França associados ao H2Med foram submetidos pelos respetivos operadores de rede de transporte envolvidos a candidatura ao estatuto de Projeto de Interesse Comum ("PIC"), em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no TEN-E: 'Gasodutos para o transporte de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

O projeto H2Med/CelZa ou simplesmente "CelZa" irá potenciar o desenvolvimento de um dos principais corredores de hidrogénio via Mediterrâneo do plano REPowerEU, através da construção de uma interligação de transporte de hidrogénio com 248 km, incluindo ca. 162 km do troço português, compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d bidirecional.

A figura *infra* apresenta o projeto CelZa, com destaque para o troço Celorico da Beira – Vale de Frades.

FIGURA 5-2

Projeto CelZa, com destaque para o troço Celorico da Beira - Vale de Frades



Em território Português, o projeto CelZa está associado ao Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio que compreende a construção de um novo gasoduto Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carrizo) - Cantanhede e a conversão para 100% de H2 das infraestruturas da RNTG do atual eixo Cantanhede - Celorico da Beira - Monforte, também submetidos a candidatura PIC, que, de forma conjugada, permitirão uma descarbonização sustentada e mais rápida dos atuais consumos de gás, ao mesmo tempo que disponibilizam infraestruturas para exportar hidrogénio verde para a Europa, produzido a partir de fontes de energia renovável endógena, aproveitando o potencial *onshore* e *offshore* em Portugal.

A figura seguinte, além do gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades supramencionado, apresenta o novo gasoduto 100% hidrogénio Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carrizo) - Cantanhede, bem como os gasodutos da RNTG a converter para o transporte de hidrogénio a 100%: Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte.

FIGURA 5-3

Projeto CelZa e Eixo Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carrigo) – Cantanhede – Mangualde - Celorico da Beira - Monforte



No quadro seguinte, apresenta-se as características técnicas e o ano de comissionamento pretendido para os troços de gasoduto de transporte de hidrogénio no âmbito do projeto CelZa e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio.

Importa aqui referir que uma tomada de decisão deste conjunto de infraestruturas, para o cumprimento da data-objetivo pretendida de disponibilização das mesmas para operação, não pode ser adiada para a próxima edição do PDIRG.

Os investimentos associados à conversão para transporte de 100% hidrogénio nos troços Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte serão consolidados com os projetos descritos na secção 5.2.2., a concluir em 2024, e devem ser compatibilizados e coordenados com os investimentos a realizar do lado das redes de distribuição.

QUADRO 5-6

Características técnicas dos troços de gasoduto de hidrogénio da Interligação CelZa e do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

Especificações Técnicas		
Nome da Secção	Parâmetros Técnicos / Descrição	Ano de comissionamento proposto
Celorico da Beira - Vale de Frades	Novo gasoduto com extensão de 162 km e 28 " de diâmetro	final de 2029
Cantanhede - Figueira da Foz (c/ ligação ao AS do Carricho)	Novo gasoduto com extensão de 50 km e 28 " de diâmetro	final de 2029
Cantanhede - Mangualde	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio a 100%. Troço com 68 km e 20" de diâmetro e troço com 8 km e 8" de diâmetro	final de 2029
Mangualde - Celorico da Beira	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio. Troço com 48 km e 28" de diâmetro	final de 2029
Celorico da Beira - Monforte	Adaptação do gasoduto existente para transporte de hidrogénio. Troço com 213 km e 12" de diâmetro e troço com 4 km e 10" de diâmetro	final de 2029

### 5.4.2. Investimento relativo ao projeto da nova Interligação CelZa e ao Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

O investimento estimado a custos diretos externos para o gasoduto de transporte de hidrogénio em território nacional associado ao projeto da nova interligação CelZa (gasoduto 100% H2 Celorico da Beira - Vale de Frades) é de 204 M€.

O Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, constituído pelo novo gasoduto novo Cantanhede - Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carricho) e pelos troços adaptados para 100% de hidrogénio, identificados na tabela *supra*, representa um valor de investimento estimado a custos diretos externos de 210 M€.

A tabela seguinte indica o investimento e o cronograma de investimento no período de abrangência deste PDIRG para a componente portuguesa da Interligação CelZa e para o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio.

QUADRO 5-7

Investimento associado à nova Interligação CelZa e ao Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (troços Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do CARRIÇO) - Cantanhede, Cantanhede - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte)

Projeto Complementar	Investimento	Cronograma do investimento									
	PDIRG 2024-2033	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Interligação PT H2Med/CelZa	204,0	0,5	0,5	53,0	50,0	50,0	50,0	-	-	-	-
Eixo Nacional de Transporte de H2 (Compreende o novo gasoduto de H2 Cantanhede - Figueira da Foz (ligação ao AS CARRIÇO) e adaptação dos troços Cantanhede-Mangualde, Mangualde-Celorico da Beira e Celorico da Beira-Monforte)	210,0	0,5	0,5	59,0	50,0	50,0	50,0	-	-	-	-

M€

Da análise da tabela anterior, verifica-se que a distribuição do investimento associado aos projetos da nova Interligação CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio ocorre durante o período compreendido entre 2024 e 2029. A previsão para entrada em exploração de ambos os projetos aponta para o final do ano 2029.

Deve ser referido que os investimentos associados à adaptação para transporte de 100% hidrogénio nos troços Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte, devem ser compatibilizados e coordenados com os investimentos a realizar do lado das redes de distribuição.

## 5.5. ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

### 5.5.1. Enquadramento e descrição do projeto

A realização da Estação de Compressão do Carregado (“**EC Carregado**”) permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL de Sines para a RNTG, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines, aumentando 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.

À partida, a potência desta estação de compressão cifrar-se-ia em cerca de 12 a 14 MW, com capacidade para movimentar caudais na ordem de 650 000 m<sup>3</sup>/h e com uma impulsão de 35 a 40 bar, com impacto no incremento da capacidade de exportação de gás em ca. de 20 GWh/d.

Importa referir que uma tomada de decisão quanto à construção da Estação de Compressão do Carregado deve acautelar um período mínimo de três a quatro anos entre uma eventual tomada de decisão final de investimento e a sua efetiva concretização e entrada em exploração, não se apresentando neste PDIRG uma data-objetivo específica para entrada em exploração da EC do Carregado.

### 5.5.2. Montante de investimento a custos diretos externos associado ao projeto da Estação de Compressão do Carregado

O investimento a custos diretos externos estimado para a Estação de Compressão do Carregado no horizonte temporal do Plano é de 42 M€.

O quadro seguinte apresenta um cronograma indicativo para o investimento associado à Estação de Compressão do Carregado.

QUADRO 5-9

Investimento a custos diretos externos relativo à Estação de Compressão do Carregado

Projeto Complementar	Investimento parcelar		Cronograma do investimento									
	TOTAL PROJETO	PDIRG 2024 - 2033	2024	<----	<----	N-3	N-2	N-1	N	---->	---->	2033
EC do Carregado	42,9	42,0	-	-	-	-	14,0	14,0	14,0	-	-	-

M€

Da análise da tabela anterior, verifica-se que a distribuição do investimento CAPEX a custos diretos externos associado à Estação de Compressão do Carregado ocorre durante um período de 3 anos, num intervalo de anos a definir em tempo oportuno, função das opções do Concedente.

### 5.5.3. Valor de entradas em exploração a custos totais do projeto da Estação de Compressão do Carregado

Este subcapítulo apresenta os montantes de entrada em exploração do Projeto Estação de Compressão do Carregado. O quadro seguinte apresenta (i) os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, (ii) a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e (iii) o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.



QUADRO 5-10

Valor de entradas em exploração a custos totais do projeto da Estação de Compressão do Carregado

Projeto Complementar	Investimento parcelar (M€)		Cronograma do investimento (M€)									
	TOTAL	PDIRG	2024	<----	<----	N-3	N-2	N-1	N	---->	---->	2033
	PROJETO	2024 - 2033										
<b>Custos Totais - EC do Carregado</b>	<b>46,3</b>	<b>45,4</b>	-	-	-	-	-	-	<b>46,3</b>	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,4	3,4	-	-	-	-	-	-	3,4	-	-	-
Custos Diretos Externos - EC do Carregado	42,9	42,0	-	-	-	-	-	-	42,9	-	-	-

M€



6

**IMPACTO DOS  
INVESTIMENTOS  
APRESENTADOS NO  
PDIRG**

**REN** 

## 6.1. IMPACTO TARIFÁRIO

Neste capítulo efetua-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos apresentados no presente PDIRG 2024-2033.

A volatilidade acentuada da procura de gás tem sido uma característica do setor, sendo os respetivos efeitos tarifários atenuados pelos mecanismos instituídos na regulamentação em vigor com efeito positivo na mitigação dessa volatilidade.

O proveito unitário reflete a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no horizonte temporal do PDIRG, bem como a previsão de procura. Quanto aos três cenários de procura projetados para o período do Plano, todos traduzem uma redução da procura no mercado total, com reduções que oscilam entre -3,0% e -4,6% para o horizonte temporal em análise (2023-2033).

Para a realização da análise aos proveitos permitidos foi assumido um conjunto de pressupostos de base, que se encontram descritos nos pontos seguintes:

- O custo associado ao capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRG 2024-2033 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 8% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
- Considera-se que o custo de exploração se mantém constante ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
- Os ajustamentos/desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,7%;
- A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso ou decididos em anteriores edições de PDIRG; e (3) Projetos Base apresentados no presente PDIRG 2024-2033, efetuando-se análises independentes no caso dos investimentos associados à injeção de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, das duas cavidades de armazenamento para constituição da reserva estratégica associadas à Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, e ainda para a Estação de Compressão do Carregado;
- Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários dos pressupostos para a elaboração do RMSA-G 2022 - o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior - tal como definidos no Capítulo 3 do presente Plano.

Salienta-se ainda que os cálculos efetuados consideram, para além dos investimentos colocados em operação até final de 2022, também os que à data de elaboração deste PDIRG se previa virem a ser transferidos para exploração até final de 2023.

A partir dos pressupostos de base definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, de acordo com as variáveis definidas no quadro seguinte, referentes às seguintes combinações de agrupamentos de investimentos:

- Projetos em curso + Projetos Base do PDIRG 2024-2033;
- Projetos em curso + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço;
- Projetos em curso + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado às duas novas cavernas para armazenar a reserva estratégica de gás (RCM n.º 82/2022 e Decreto-Lei n.º 70/2022), sem inclusão da estimativa de custo do *cushion gas*;
- Projetos em curso + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar da Estação de Compressão do Carregado.

O quadro seguinte apresenta as simulações de impactos dos investimento referidas supra, associadas aos três cenários de procura (Central, Superior e Inferior: simulações A1, A2, A3, B1, B2, B3, etc.), bem como uma quarta simulação para um cenário sem misturas de hidrogénio com gás natural e, hipoteticamente, sem qualquer novo investimento apresentado neste PDIRG (simulado para uma procura Central; simulações A1.1, B1.1, etc.), de modo a permitir no mesmo gráfico a comparação do proveito permitido para uma situação de 'investimento nulo'.

QUADRO 6-1

**Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários associados aos Projetos do PDIRG 2024-2033**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura / Simulações			
		Central (com investimento)	Superior (com investimento)	Inferior (com investimento)	Central sem Blending1 (sem investimento)
<b>Gráfico A</b>	Projetos Base em curso ou decididos em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base do PDIRG 2024-2033	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>	<b>A1.1</b>
<b>Gráfico B</b>	Projetos Base em curso ou decididos em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>	<b>B1.1</b>
<b>Gráfico C</b>	Projetos Base em curso ou decididos em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado às duas novas cavernas para armazenar a reserva estratégica de gás (Decreto-Lei n.º 70/2022) sem inclusão do custo do <i>cushion gas</i>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C1.1</b>
<b>Gráfico D</b>	Projetos Base em curso ou decididos em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar da Estação de Compressão do Carregado	<b>D1</b>	<b>D2</b>	<b>D3</b>	<b>D1.1</b>

**Sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural**

É ainda realizada uma sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural (Cenário Central sem Blending1<sup>31</sup>), que traduz o potencial de aumento de eletrificação de consumos a gás por falta de alternativas de médio prazo com gás natural, o que terá o necessário impacto nos proveitos permitidos unitários. Ainda que não se proceda às simulações dessa sensibilidade para todos os impactos tarifários apresentados, fica essa sensibilidade circunscrita ao cenário de procura Central sem investimento.

**Projetos para 100% de hidrogénio sem análise do seu Impacto Tarifário**

Tendo em consideração que à data de preparação da proposta inicial do presente PDIRG não se encontrava consolidada informação relativa ao contexto do hidrogénio, nomeadamente modelos de mercado, regulamentação tarifária e relativa às demais partes interessadas (e.g. produtores e consumidores), não se procedeu a uma análise do impacto tarifário dos Projetos Complementares dedicados a 100% hidrogénio, candidatos a integrarem a lista de projetos de interesse comum, designadamente o CelZA e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio.

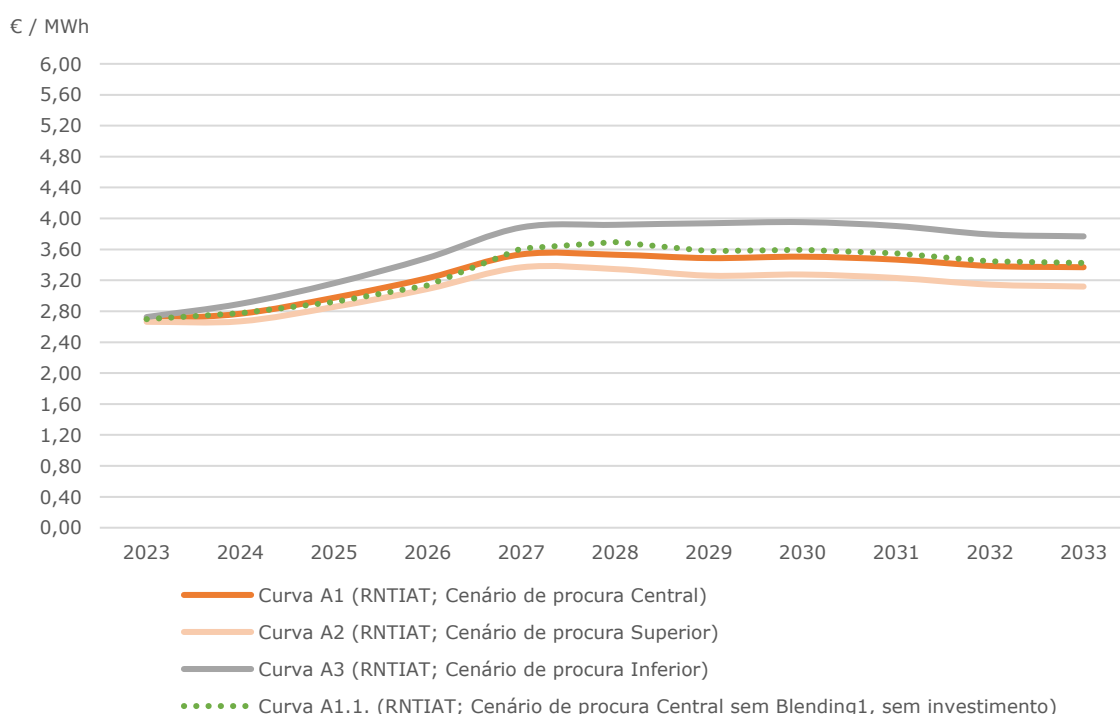
<sup>31</sup> O cenário sem Blending1 corresponde a um exercício de sensibilidade à redução de consumo de gás natural por eletrificação devido à ausência de opções de Blending. O cenário sem Blending2, apresentado no Sumário Executivo, corresponde a uma visão intermédia.

### 6.1.1. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033, para os quatro cenários identificados.

FIGURA 6-1

#### Gráfico A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 (simulações A1, A2, A3 e A1.1)



Nos três cenários de procura (com investimento) em análise (curvas A1, A2 e A3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio do Plano e uma tendência ligeiramente decrescente no segundo quinquénio. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se essencialmente pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários de investimento, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. A redução dos proveitos permitidos no segundo quinquénio é explicada pela combinação de dois fatores distintos: (i) a estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e (ii) a tendência decrescente do valor líquido dos ativos regulados associados ao gás, que aliás se reflete em todo o período do Plano.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveito unitário permitido no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,5 €/MWh em 2028 e de 3,4 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,3 €/MWh em 2028 e de 3,1 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,9 €/MWh em 2028 e de 3,8 €/MWh em 2033;
- Sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural sem investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,7 €/MWh em 2028 e de 3,4 €/MWh em 2033.

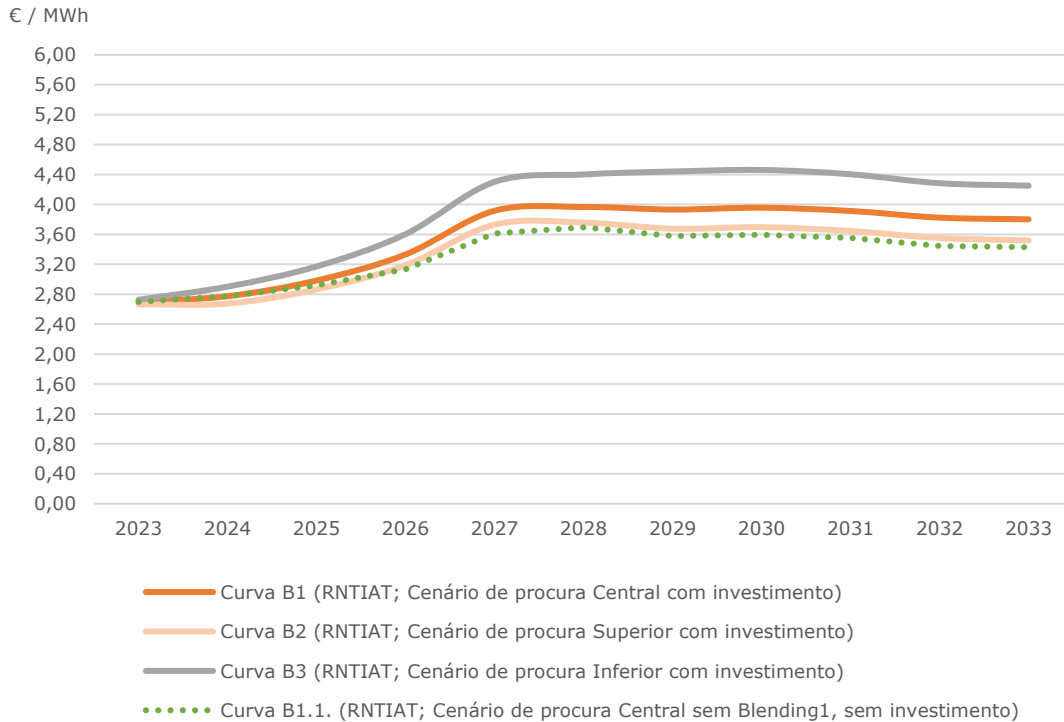
Da análise de sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural, efetuada a partir do cenário de procura Central, o seu impacto é no sentido da redução da procura de gás, o que se traduz no aumento dos proveitos unitários, com ou sem investimento.

### 6.1.2. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço

Neste subcapítulo efetua-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033, incluindo também o Projeto Complementar associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 com a inclusão do Projeto Complementar associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, para os quatro cenários identificados.

FIGURA 6-2

**Gráfico B - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar associado à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e AS do Carrigo (simulações B1, B2, B3 e B1.1)**



Nos três cenários de procura (com investimento) em análise (curvas B1, B2 e B3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio, e uma tendência ligeiramente decrescente no segundo quinquénio. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se essencialmente pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários de investimento, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. A redução dos proveitos permitidos no segundo quinquénio é explicada pela combinação de dois fatores distintos: (i) a estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e (ii) a tendência decrescente do valor líquido dos ativos regulados associados ao gás, que aliás se reflete em todo o período do Plano.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 4,0 €/MWh em 2028 e de 3,8 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,8 €/MWh em 2028 e de 3,5 €/MWh em 2033;



- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 4,4 €/MWh em 2028 e de 4,3 €/MWh em 2033;
- Sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural sem investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,7 €/MWh em 2028 e de 3,4 €/MWh em 2033.

Da análise de sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural, efetuada a partir do cenário de procura Central, o seu impacto é no sentido da redução da procura de gás, o que se traduz no aumento dos proveitos unitários, com ou sem investimento.

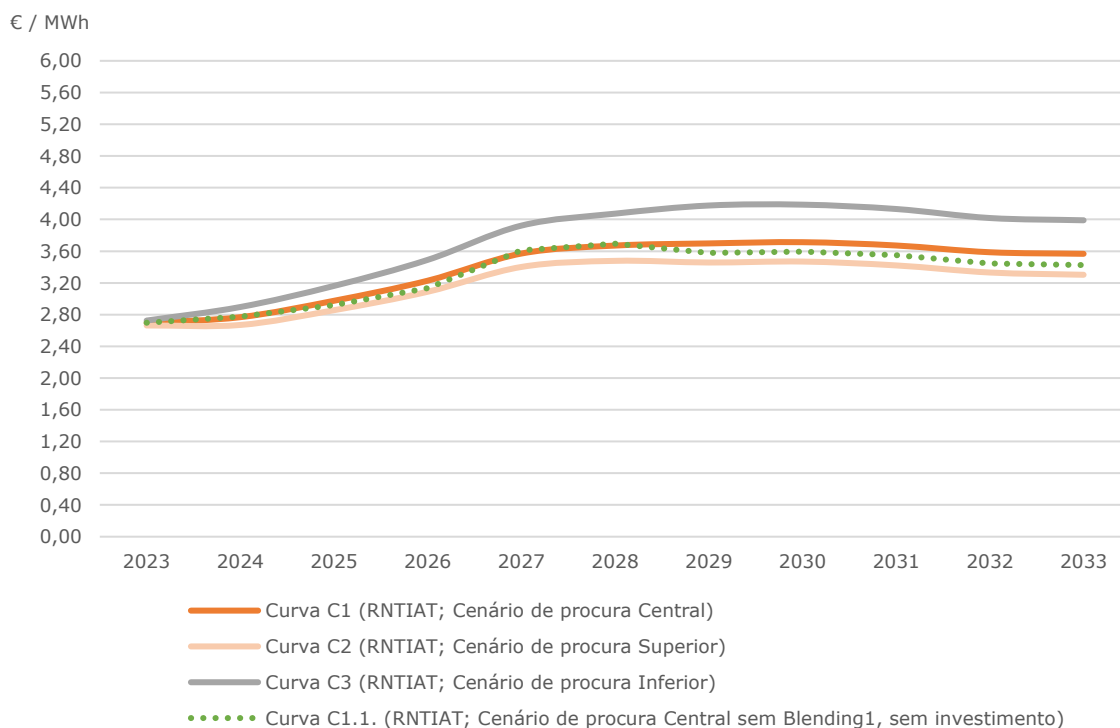
### 6.1.3. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar de duas novas cavernas no AS Carriço (sem inclusão do custo do *cushion gas*)

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 mais o Projeto Complementar associado às duas novas cavernas no AS do Carriço para armazenar a reserva estratégica de gás (sem inclusão do custo do *cushion gas* das novas cavidades), tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, para os quatro cenários identificados.

FIGURA 6-3

**Gráfico C - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar de**

### construção de duas novas cavidades no AS do Carrigo (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022) (simulações C1, C2, C3 e C1.1)



Nos três cenários de procura (com investimento) em análise (curvas C1, C2 e C3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio (mais concretamente até ao ano 2029), e uma tendência ligeiramente decrescente no segundo quinquénio. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários de investimento, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. A redução dos proveitos permitidos no segundo quinquénio é explicada pela combinação de dois fatores distintos: (i) a estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e (ii) a tendência decrescente do valor líquido dos ativos regulados associados ao gás, que aliás se reflete em todo o período do Plano.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,7 €/MWh em 2028 e de 3,6 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,5 €/MWh em 2028 e de 3,3 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 4,1 €/MWh em 2028 e de 4,0 €/MWh em 2033;

- Sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural sem investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,7 €/MWh em 2028 e de 3,4 €/MWh em 2033.

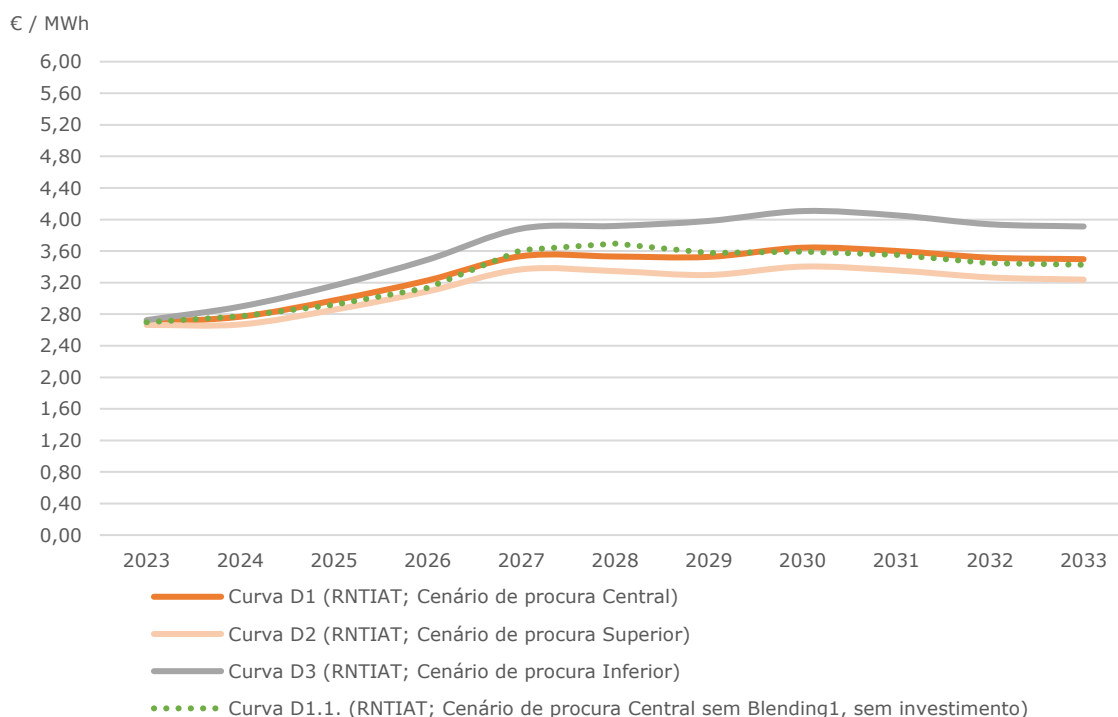
Da análise de sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural, efetuada a partir do cenário de procura Central, o seu impacto é no sentido da redução da procura de gás, o que se traduz no aumento dos proveitos unitários, com ou sem investimento.

#### 6.1.4. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar da EC do Carregado

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 mais o Projeto Complementar da EC do Carregado, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, para os quatro cenários identificados.

FIGURA 6-4

### Gráfico D - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2024-2033 + Projeto Complementar da EC do Carregado (simulações D1, D2, D3 e D1.1)



Nos três cenários de procura (com investimento) em análise (curvas D1, D2 e D3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente até ao ano 2030, e uma tendência decrescente no período 2030-2033. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários, e o aumento verificado no ano de 2030, resulta da transferência para exploração do investimento associado à Estação de Compressão do Carregado. A redução dos proveitos permitidos no período 2030-2033, justifica-se devido à estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e à tendência decrescente do valor líquido dos ativos.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,5 €/MWh em 2028 e de 3,5 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,3 €/MWh em 2028 e de 3,2 €/MWh em 2033;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,9 €/MWh em 2028 e de 3,9 €/MWh em 2033;

- Sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural sem investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,7 €/MWh em 2023, 3,7 €/MWh em 2028 e de 3,4 €/MWh em 2033.

Da análise de sensibilidade à ausência de misturas de hidrogénio com gás natural, efetuada a partir do cenário de procura Central, o seu impacto é no sentido da redução da procura de gás, o que se traduz no aumento dos proveitos unitários, com ou sem investimento.

## 6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

### 6.2.1. Projetos Base (Remodelação e Modernização)

#### METODOLOGIA PARA DECISÃO DE INVESTIMENTO

A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o PDIRG no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRG anterior, comum às três concessões, sendo a sua metodologia apresentada no Anexo 5 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício:

- Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG);
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo (AS).

A elaboração do Plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2024-2028 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por mais de 20 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no sector do gás bem como das diversas alterações e oportunidades de melhoria nos vários pareceres emitidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Direção-Geral de Energia e Geologia aos diversos planos apresentados.

A proposta de PDIRGN 2018-2027 apresentou, pela primeira vez, uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício que tem vindo a ser atualizada, processo este ao qual a presente proposta de PDIRG dá continuidade.

Esta metodologia continuará a ser agrupada e interpretada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos base de remodelação e modernização, agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de análise forçosamente distintas:

- Melhoria Operacional;
- Adequação Regulamentar;
- Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil.

A descrição do modelo lógico bem como a apresentação de cada um dos atributos que constituem a base e materialização da análise multicritério adotada está fundamentada no Anexo 5 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

A abordagem e metodologia utilizada apresenta limitações face à especificidade de cada projeto e às obrigações decorrentes da concessão, uma vez que nem sempre é possível quantificar de modo

sistemático o balanço entre os benefícios gerados e o custo da não realização do projeto ou em situações em que não existe alternativa à realização do projeto.

Será efetuada uma exposição dos pressupostos assumidos para os projetos mais relevantes.

## PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Este conjunto de projetos comum às três infraestruturas compreende os projetos que surgem da identificação de uma necessidade operacional. A implementação de uma solução para a necessidade identificada vai originar vantagens operacionais ao nível dos custos e/ou de segurança.

Por outro lado, existem projetos em que a sua execução é a única opção, seja por derivarem da necessidade de criação ou melhoramento de condições operacionais na infraestrutura ou pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

A identificação da necessidade/oportunidade de melhoria pode ser um processo interno desencadeado pelas equipas de operação, engenharia ou gestão, ou um processo externo com origem no público em geral ou nos vários 'stakeholders' da empresa.

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparar as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com a alternativa de não efetuar o projeto, baseando-se no conhecimento atual do ativo, nos pressupostos referidos no Capítulo 3 e na metodologia apresentada no Anexo 5 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

A análise efetuada para todos os projetos apresentados no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos que geram benefícios:

- Indicador de Criticidade;
- Redução de probabilidade de falha;
- Melhoria para a segurança de pessoas e bens;
- Redução de emissões (GEE)/Impactos ambientais;
- Índice de eficiência para o SNG;
- Adaptabilidade à introdução de gases renováveis
- Índice de Risco Social;
- Resiliência e adaptação às alterações climáticas.
- Capacidade em risco de interrupção (MW)
- CAPEX (M€)

O processo de análise para este tipo de projeto tem como principais objetivos, os seguintes:

- a) Determinar se o projeto é viável, i.e., se é um investimento adequado, relacionando os atributos acima referidos com os custos do projeto;
- b) Comparar as várias alternativas técnicas para determinar qual a mais adequada.

Os custos do projeto ao longo de determinado período serão, tanto quanto possível, comparados com os benefícios gerados ao longo deste mesmo período. Importa referir que os custos resultantes da opção de não fazer o projeto e que possam ser evitados com a sua execução serão considerados como benefícios (como exemplo: a intervenção num equipamento que impeça a sua deterioração ou aumente a sua capacidade, permitindo evitar a aquisição de um novo equipamento ou a modernização de sistemas de controlo para as versões atuais que permitam gerir de forma adequada os riscos operacionais).

A figura em baixo ilustra o ciclo de análise a um projeto de Melhoria Operacional.

FIGURA 6-5

### Metodologia para os Projetos de Melhoria Operacional



Os quadros seguintes resumem as análises efetuadas aos diversos projetos de Melhoria Operacional.



QUADRO 6-2

**Resumo da Análise ao Projeto de Monitorização Remota**

Nome do Projeto:	Projeto 'Security' Fase 2 – Monitorização remota nas estações		
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás		
<b>Atributos:</b>			
Indicador de Criticidade			10
Redução da Probabilidade de Falha			7
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens			10
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais			3
Índice de Eficiência para o SNG			5
Resiliência a alterações climáticas			3
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis			5
Índice de Risco Social			10
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)			15 470
CAPEX (M€)			3,000
<b>Benefícios esperados:</b>			
Mitigação dos riscos de intrusão nas estações da RNTG através da implementação de videovigilância, controlo de acessos, intercomunicação de voz; mensagens dissuasoras, iluminação noturna e de emergência. Aumento da garantia de integridade, segurança e operacionalidade.			
<b>Risco de não executar o projeto:</b>			
Risco aumentado de sabotagem, roubo ou vandalismo e de eventuais falhas no abastecimento de gás.			
<b>Notas adicionais:</b>			
As estações da RNTG encontram-se em locais isolados e com elevada dispersão geográfica. Existe histórico de intrusão com o objetivo do furto de baterias e outros equipamentos elétricos/eletrónicos.			

QUADRO 6-3

**Resumo da Análise ao Projeto do Cais de Acostagem**

Nome do Projeto:	Projeto de melhoria das condições de amarração no cais de acostagem		
Infraestrutura:	Terminal de GNL de Sines		
<b>Atributos:</b>			
Indicador de Criticidade			10
Redução da Probabilidade de Falha			7
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens			10
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais			3
Índice de Eficiência para o SNG			3
Resiliência a alterações climáticas			10
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis			5
Índice de Risco Social			n.a.
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)			16 065
CAPEX (M€)			2,250
<b>Benefícios esperados:</b>			
Melhoria das condições de amarração (maior alcance dos cabos lançantes). Aumento de segurança e disponibilidade do cais. Possibilidade de receção em segurança de Navios com LOA superior a 300 metros.			
<b>Risco de não executar o projeto:</b>			
Limitações no que respeita à compatibilidade com determinadas geometrias de Navios (nomeadamente Q-Max e Q-Flex - Navios de maiores dimensões). Maior probabilidade de interrupção ou interdição das operações no cais em condições de mar mais exigentes.			
<b>Notas adicionais:</b>			
Histórico de interrupção de operações por instabilidade do Navio resultante das condições de mar. Valor estimado de investimento sujeito aos resultados das simulações dinâmicas e estudos específicos. Projeto com impacto direto na adaptação da IE às alterações climáticas.			

QUADRO 6-4

### Resumo da Análise ao Projeto de Odorização Centralizada

Nome do Projeto:	Implementação de um sistema centralizado de odorização
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás
<b>Atributos:</b>	
Indicador de Criticidade	10
Redução da Probabilidade de Falha	10
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3
Índice de Eficiência para o SNG	10
Resiliência a alterações climáticas	3
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	(*)
Índice de Risco Social	10
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	15 470
CAPEX (M€)	1,750
<b>Benefícios esperados:</b>	
Criação de redundância no sistema e consequente garantia de injeção de taxa mínima de odorante. Melhoria das condições de logística e redução de custos. Redução da probabilidade de falha. Aumento da segurança.	
<b>Risco de não executar o projeto:</b>	
Exposição a falhas localizadas no sistema de odorização. Maior frequência de abastecimento local de odorante – dificuldades logísticas, aumento de custos.	
<b>Notas adicionais:</b>	
(*) Projeto será tecnicamente revisto em função de eventuais recomendações resultantes dos estudos atualmente em curso relativos à adaptação da RNTG à introdução de misturas de gases com origem renovável.	

QUADRO 6-5

### Resumo da Análise ao Projeto da linha 10001

Nome do Projeto:	LN 10001 – Instalação de unidades recetoras/lançadoras de ILI
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás
<b>Atributos:</b>	
Indicador de Criticidade	7
Redução da Probabilidade de Falha	10
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	7
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	7
Índice de Eficiência para o SNG	5
Resiliência a alterações climáticas	5
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	10
Índice de Risco Social	1
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.
CAPEX (M€)	1,500
<b>Benefícios esperados:</b>	
Monitorização do estado da linha (184 Km) em condições de segurança e operacionalmente eficazes. Melhores condições de monitorização e de gestão de meios.	
<b>Risco de não executar o projeto:</b>	
Risco aumentado de a ferramenta de inspeção interna ficar parada a meio do gasoduto obstruindo a passagem de gás.	
<b>Notas adicionais:</b>	
A linha 10001 (Monforte-Guarda) tem cerca 184 km de extensão e um desnível de aproximadamente mil metros. Uma intervenção para desobstrução da linha para além de onerosa obriga à indisponibilidade da mesma.	

QUADRO 6-6

Resumo da Análise ao Projeto da RIA do Terminal de GNL

Nome do Projeto:	Automatização e Expansão da Rede de Incêndios Armada (RIA)
Infraestrutura:	Terminal de GNL de Sines
Atributos:	
Indicador de Criticidade	10
Redução da Probabilidade de Falha	7
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	10
Índice de Eficiência para o SNG	7
Resiliência a alterações climáticas	10
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	5
Índice de Risco Social	10
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.
CAPEX (M€)	0,750
Benefícios esperados:	
Aumento da cobertura por sistemas de espuma de alta densidade em zonas de processo. Instalação de sistema de pré-mistura centralizada. Atuação automática e remota do sistema de geração de espuma.	
Risco de não executar o projeto:	
Menor eficácia na mitigação da formação de plumas de gás natural frio nas zonas em referência. Atuação do sistema localmente em zona próxima do incidente e conseqüente maior exposição ao perigo das equipas de primeira intervenção.	
Notas adicionais:	

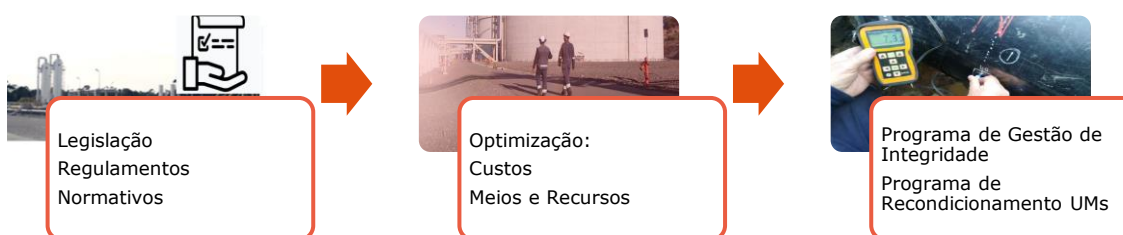
METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Este tipo de projetos visa dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector e aos normativos e regulamentos aplicáveis. São projetos maioritariamente relacionados com a garantia da integridade estrutural das infraestruturas ou com as obrigações decorrentes da aferição de equipamentos. A REN otimiza ao máximo a eficiência na execução destes projetos, quer através de um planeamento que maximiza sinergias, quer através de um exigente processo de aprovisionamento. Contudo não é realizada uma análise multicritério a este tipo de projetos uma vez que a obrigatoriedade da sua execução se sobrepõe a qualquer resultado e conclusão desta.

A figura em baixo ilustra o processo de planeamento dos projetos de Adequação Regulamentar.

FIGURA 6 -6

Metodologia para os Projetos de Adequação Regulamentar



Os projetos de Adequação Regulamentar propostos no presente plano materializam-se em dois programas em vigor desde o início da exploração de cada uma das infra-estruturas, o Programa de Gestão de Integridade e o Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida.

O Programa de Gestão de Integridade rege-se, entre outros, pela seguinte legislação, normativo e regulamentação:

- Despacho 806-C/2022, de 19 de janeiro – Regulamento da RNTG;
- Despacho 1113/2022, de 27 de janeiro – Regulamento do TGNL;
- Despacho 1112/2022, de 27 de janeiro – Regulamento do AS do Carriço;
- Decreto-lei 131/2019, de 30 de agosto – Funcionamento de ESP;
- Decreto-Lei n.º 236/2003, de 30 de setembro – Equipamentos em atmosferas explosivas;
- Normas EN/NP aplicáveis a cada uma das instalações, sistemas ou equipamentos;
- Códigos ASME/ANSI aplicáveis a cada uma das instalações, sistemas ou equipamentos;
- Normas NFPA aplicáveis a cada uma das instalações, sistemas ou equipamentos;
- Toda e qualquer legislação aplicável a cada uma das infraestruturas;
- Outros códigos e normas relevantes.

O Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida garante a aferição e recondicionamento de equipamentos de leitura e medida especificada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, publicado pela ERSE.

O quadro seguinte resume as atividades previstas no Programa de Gestão de Integridade para o período 2024-2028.

#### QUADRO 6 -7

### Programa de Gestão de Integridade para o período 2024-2028

Programa de Gestão de Integridade 2024-2028	IE	2024	2025	2026	2027	2028
Monitorização de Linhas <small>Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º</small>	RNTG	463 km	256 km	-	246 km	446 km
Estudo de Estado do Revestimento <small>Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º</small>	RNTG	173 km	147 km	188 km	178 km	162 km
Caracterização de Defeitos <small>Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º</small>	RNTG	Todas as linhas				
Avaliação de Classes de Localização <small>Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 64º</small>	RNTG	Todas as linhas				
Equipamentos sob pressão <small>Decreto-Lei 131/2019</small>	TGNL	Instalações de processo				
Diretiva ATEX <small>Decreto-Lei nº 236/2003</small>	TGNL	Instalações de processo				
Execução de sonares/Controlo dimensional <small>Despacho n.º 1112/2022 – Regulamento do AS, artigo 64º</small>	AS	Todas as cavidades				
Monitorização tubagens verticais ('Casing Log') <small>Despacho n.º 1112/2022 – Regulamento do AS, artigo 64º</small>	AS	Todas as cavidades				
Equipamentos sob pressão <small>Decreto-Lei 131/2019</small>	AS	Instalações de superfície				

QUADRO 6 -8

**Programa de Recondicionamento de UM para o período 2024-2028**

Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida	IE	2024	2025	2026	2027	2028
Equipamentos de Medição e Leitura Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, ERSE.	RNTG	Ciclo de intervenção – todos os equipamentos				

**CONSTRUÇÃO DO 4.º POSTO DE ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA**

O projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna é considerado como sendo um Projeto Base, do tipo Adequação Regulamentar, visto resultar de uma necessidade identificada no RMSA-G.

Estudos prospetivos apresentados nos RMSA-G 2020 e nos pressupostos do RMSA-G 2022 apontam para que cada vez mais os limites máximos de referência que permitem assegurar as condições de qualidade e garantia de serviço no abastecimento de cisternas possam ser ultrapassados, evidenciando a necessidade de aumento da sua capacidade.

Os dados de operação confirmam um aumento sustentado da expedição de GNL por via rodoviária e/ou marítima ligado à construção de novas Unidades Autónomas de Gás (UAGs), à expansão das redes de distribuição e ao surgimento de novos polos de consumo tais como o envio de GNL (em ISO Contentores) para a ilha da Madeira. Nos dois anos anteriores à apresentação do presente plano (2021 e 2022) foram efetuadas mais de 14 mil operações de enchimento e a capacidade máxima do Terminal (36 cisternas por dia) foi excedida em 20 dias.

Os Capítulos 2 e 3 do presente Plano contêm um levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas no Terminal de GNL, bem como as previsões de procura para o próximo decénio onde se ilustra a perspectiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAGs no território nacional, com particular relevo em Portugal Continental, bem como o detalhe da evolução da procura de gás abastecido pelas UAGs em Portugal Continental e na Ilha da Madeira. É também evidenciado o constrangimento que já hoje é sentido na unidade de enchimento de camiões cisterna.

Assim, face às estimativas do RMSA-G e aos dados de operação, a não execução deste projeto poderá colocar em causa a qualidade de serviço de abastecimento de GNL por via rodoviária.

A execução deste projeto está subordinada aos resultados do estudo de engenharia de detalhe que poderá introduzir alterações no seu âmbito. Este projeto tem, no presente plano, entrada em exploração prevista para 2027. Contudo, dadas as suas características, a necessidade de projeto de detalhe e a presença de equipamentos com prazos de aprovisionamento alargados, será necessário tomar já neste Plano uma decisão final de investimento (DFI) para a totalidade do valor do projeto.

## METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

A estratégia de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil tem como principal objetivo gerir o fim de vida dos vários ativos que compõem a RNTIAT, tendo em consideração, não apenas a sua idade contabilística, mas também a gestão otimizada, dentro dos níveis de serviço e limites de risco determinados, do ciclo de vida dos ativos, assegurando deste modo a integridade e a disponibilidade das respetivas infraestruturas.

Assim, pretende-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço, a sustentabilidade ambiental e a segurança de pessoas e bens. De modo a prolongar a vida útil dos ativos, são desenvolvidas ações de beneficiação, reabilitação e renovação nos casos de obsolescência, que têm por objetivo assegurar nestes um nível adequado de desempenho e o desenvolvimento tecnológico face às soluções disponíveis no mercado.

Estes projetos refletem as intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil, destinadas a manter os respetivos níveis de segurança e disponibilidade e fiabilidade. Embora com algumas exceções de carácter técnico e identificadas na análise multicritério/custo-benefício, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição.

A materialização desta estratégia baseia-se na adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE) - o processo de decisão é o que se apresenta em seguida.

FIGURA 6 -7

### Metodologia para Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil



A reavaliação contínua dos ativos da RNTIAT resulta na atualização de um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para determinados tipos de ativos. Estes programas

têm como objetivo não só a preservação e reposição de ativos de elevado desgaste, mas também prevenir picos de substituição que possam onerar excessivamente o sistema, e correspondem a ciclos de intervenção nos ativos existentes.

Os Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil definidos para o período 2024 a 2028 são apresentados nos quadros seguintes.

QUADRO 6 -9

**Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil para o período 2024-2028**

Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrônicos

Equipamentos em que a substituição é a opção mais viável (em virtude do ciclo de vida e obsolescência)	Instalação		IC	
Substituição de UPS	RNTG	Ciclo de substituição	10	Extensão programa
Substituição de baterias	RNTG	Ciclo de substituição	10	Extensão programa
Substituição de Transformadores	RNTG	Ciclo de substituição	10	Extensão programa
Substituição de atuadores	RNTG	Substituição se $IE \leq 5$	7	Programa novo
Substituição/Upgrade de RTUs	RNTG	Ciclo de substituição	10	Extensão programa
Substituição de HMIs	RNTG	Ciclo de substituição	10	Programa novo
Remodelação de cablagem	TGNL	Substituição se $IE \leq 5$	10	Programa novo
Substituição de iluminação e sinalética	TGNL	Ciclo de substituição	10	Programa novo
Substituição instrumentação	TGNL	Substituição se $IE \leq 5$	10	Extensão programa

*Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares*

Intervenções em equipamentos e sistemas em que a opção beneficiar/substituir é tomada em face da metodologia descrita	Instalação		IC	
Sistemas Auxiliares - Upgrade e Adequação	RNTG	Intervenção se $IE \leq 5$	n.e.	Extensão programa
Caudalímetros e Contadores	RNTG	Intervenção se $IE \leq 5$	7	Extensão programa
Equipamento de odorização	RNTG	Intervenção se $IE \leq 5$	10	Extensão programa
Sistemas Auxiliares - Upgrade e Adequação	TGNL	Intervenção se $IE \leq 5$	n.e.	Extensão programa
Equipamentos de Segurança	TGNL	Intervenção se $IE \leq 5$	10	Programa novo
Sistemas Auxiliares - Upgrade e Adequação	AS	Intervenção se $IE \leq 5$	n.e.	Extensão programa

*Programa de proteção anti-corrosiva*

Ciclos de intervenção em ativos em funcionamento	Instalação		IC	
Tratamento anti-corrosivo	RNTG	Ciclo de Intervenção	n.e.	Extensão programa
Tratamento anti-corrosivo	TGNL	Ciclo de Intervenção	n.e.	Extensão programa
Tratamento anti-corrosivo	AS	Ciclo de Intervenção	n.e.	Extensão programa

A gestão do ciclo de vida de alguns ativos ou grupos de ativos, dada a sua singularidade, especificidade, dimensão, regime de operação, ou diversidade, é definida face à avaliação individual do estado atual de cada ativo e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE), resultando em intervenções específicas.

Apresentam-se no quadro seguinte as intervenções em ativos específicos para o período 2024-2028.

QUADRO 6 -10

**Intervenções em ativos específicos para o período 2024-2028**

Intervenção em Ativos Específicos		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
Remodelação de Sistemas de Aquecimento na RNTG	Remodelar (obsolescência)	10	3	7	10
Intervenção na rede de terras das estações da RNTG	Beneficiar (melhoria do IE)	7	5	7	5
Remodelação e reparação das coberturas edifícios elétricos da RNTGN	Beneficiar (melhoria do IE)	10	5	10	5
Beneficiação e substituição de válvulas na RNTG	Beneficiar/Substituir (melhoria do IE)	7	5	7	5
Gruas instaladas nos Tanques de GNL	Beneficiar (melhoria do IE)	5	5	10	5
Sistema de bombagem Criogénica	Beneficiar (melhoria do IE)	10	5	7	7
Sistema de bombagem de água do Mar	Beneficiar (melhoria do IE)	7	3	7	5
Sistema de filtragem de água do mar	Substituir (melhoria do IE)	7	3	7	5
Renovação sistema de interfaces Remote Input/Output	Substituir (obsolescência)	10	5	10	7
Remodelação e substituição da sensorização dos Tanques de GNL	Substituir (obsolescência)	10	5	7	7

**CRIAÇÃO DE EMPREGO EXTERNO (PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)**

Para além dos benefícios supra, é possível estimar o atributo relativo à manutenção ou criação de emprego externo, para os projetos de investimento em remodelação e modernização, o qual totaliza 703 FTE (*full time equivalent*) para o primeiro quinquénio do presente plano.

QUADRO 6 -11

**Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2022-2026**

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
Remodelação e Modernização	52,255 M€	703 FTE



## 6.2.2. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento - Projetos Base

Esta análise tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT para o período do Plano, de 2024 a 2033, relativamente aos Projetos Base.

Os Projetos Base apresentados no Plano não apresentam qualquer impacto nos valores de capacidade de armazenamento e de importação/exportação da RNTIAT.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no subcapítulo 3.5-Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no subcapítulo 3.8-Critérios de Planeamento e no Anexo 5, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no subcapítulo 3.8, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos avaliados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados e interoperabilidade - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;
- IV. Sustentabilidade - redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER).

### Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTG em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é importante para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade da RNTG (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTG com as atuais infraestruturas e para os três cenários da evolução da procura.

QUADRO 6-12

Evolução da reserva de capacidade na RNTG

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta de consumos (Cenário Superior)			279	266	260	254	250	243	242	241	240	239
Ponta de consumos (Cenário Central)	GWh/d	[A]	272	258	252	245	242	237	235	234	232	231
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			263	249	244	238	235	232	229	228	227	226
Capacidade de oferta		[B]	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Terminal GNL de Sines			229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

**Reserva de capacidade (Cenário Superior)**

Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	94	107	113	119	123	130	131	132	133	134
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		13%	19%	26%	30%	37%	38%	39%	41%	42%

**Reserva de capacidade (Cenário Central)**

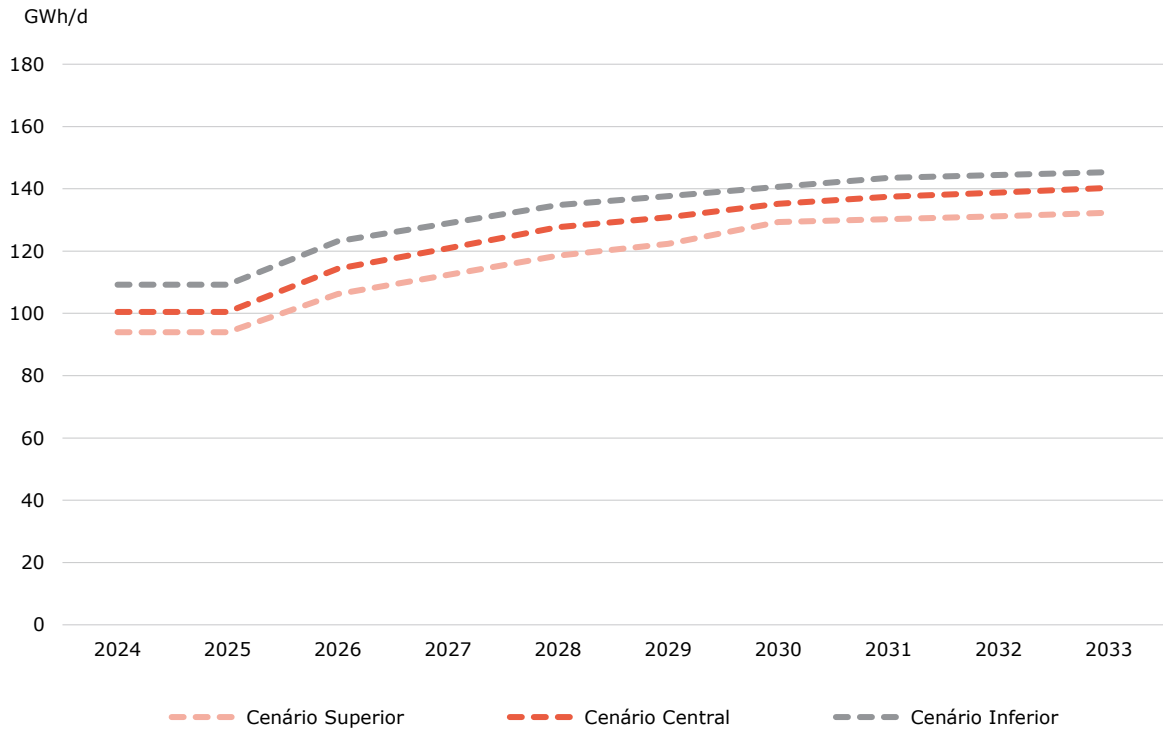
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	101	101	115	121	128	131	136	138	139	141
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		0%	14%	20%	27%	30%	34%	37%	38%	39%

**Reserva de capacidade (Cenário Inferior)**

Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	110	110	124	129	135	138	141	144	145	146
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		0%	13%	18%	23%	26%	29%	31%	32%	33%

FIGURA 6-8

### Evolução da reserva de capacidade na RNTG



Em qualquer dos cenários analisados, verifica-se uma tendência de crescimento da reserva de capacidade no período compreendido entre os anos 2025 e 2033.

### Capacidade bidirecional

Este atributo pretende avaliar a capacidade bidirecional das interligações. A existência de capacidade bidirecional nas interligações entre Portugal e Espanha permite que os agentes possam escolher livremente entre os diversos pontos de introdução de gás na Península Ibérica, independentemente da localização do ponto de consumo. O potencial aumento de trocas comerciais decorrente da disponibilidade de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentará o aumento da concorrência entre os diversos agentes a operar na Península Ibérica. Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a existência de capacidade reversível aumenta o potencial de entreaajuda e de solidariedade dos Estados da União Europeia.

A direção prevalecte considerada é no sentido Espanha-Portugal, isto é, no sentido de importação. No caso concreto, em que não há nenhum incremento na capacidade das interligações associada aos Projetos Base, verifica-se que a capacidade de exportação corresponde a 42% da capacidade de importação em todo o período em análise.

QUADRO 6-13

**Evolução da capacidade bidirecional (exportação)**

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Capacidade de entrada [A] (ES -> PT)		144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Capacidade de saída [B] (PT -> ES)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
[C=B/A]		42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%

**Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade**

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite quantificar o maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTG, e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos importadores e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTG tendo por base o conjunto das infraestruturas existentes.

QUADRO 6-14

**Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTG**

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Capacidade de oferta		373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Terminal GNL de Sines		229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Índice de HH		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, tendo associada uma quantidade finita de gás e uma parte considerável da sua capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e reserva adicional.

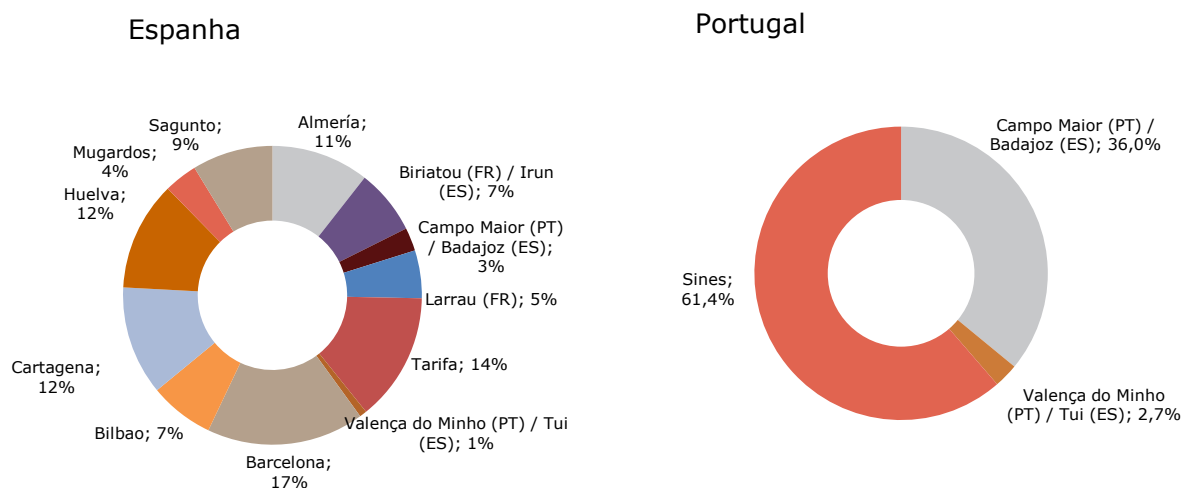
Da análise do quadro anterior verifica-se que com as capacidades atuais da RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se situa nos 0,506.

Nas figuras e nos quadros seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões na perspetiva de um horizonte para o ano de 2024.

## 2024

FIGURA 6-9

### Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-15

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (Gasodutos + Terminais)</b>	<b>3 185</b>	<b>373</b>	<b>89,5%</b>	<b>10,5%</b>
<b>Gasodutos (GN)</b>	<b>1 274</b>	<b>144</b>	<b>40,0%</b>	<b>38,6%</b>
Almería	337		10,6%	
Biriatou (FR) / Irun (ES)	224		7,0%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	80	134	2,5%	36,0%
Larrau (FR)	165		5,2%	
Tarifa	443		13,9%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,8%	2,7%
<b>Terminais (GNL)</b>	<b>1 911</b>	<b>229</b>	<b>60,0%</b>	<b>61,4%</b>
Barcelona	543		17,0%	
Bilbao	223		7,0%	
Cartagena	376		11,8%	
Huelva	376		11,8%	
Mugar dos	115		3,6%	
Musel			0,0%	
Sagunto	278		8,7%	
Sines		229		61,4%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)</b>			<b>0,110</b>	<b>0,507</b>

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2024, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: ENTSOG)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2024

Em 2024, o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,507 e o de Espanha será de 0,110. É evidente que a diferença de dimensão das redes em ambos os países, assim como a sua tipologia, radial em Espanha e unifilar em Portugal, justifica grande parte da diferença verificada nos respetivos IHHc.

### Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

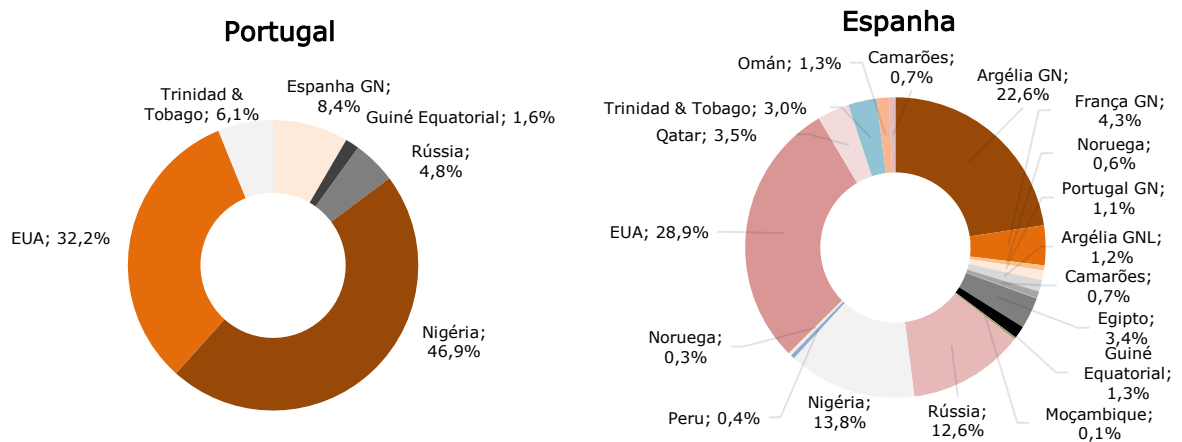
O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento

elevadas ao quadrado. Quanto menor for o seu valor, menor será o grau de concentração e, portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento de gás.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos às fontes de aprovisionamento de Espanha e Portugal, identificando a origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 6-10

**Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica**



QUADRO 6-16

Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)		Aprovisionamento (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (GN+GNL)</b>	<b>446 207</b>	<b>69 811</b>	<b>86,5%</b>	<b>13,5%</b>
<b>Gás (GN)</b>	<b>127 178</b>	<b>5 875</b>	<b>28,5%</b>	<b>8,4%</b>
Argélia GN	100 952		22,6%	
Bélgica GN	30		0,0%	
França GN	19 046		4,3%	
Noruega	2 465		0,6%	
Portugal GN	4 685		1,1%	
Espanha GN		5875		8,4%
<b>Gás Natural Liquefeito (GNL)</b>	<b>319 030</b>	<b>63 936</b>	<b>71,5%</b>	<b>91,6%</b>
Argélia GNL	5 547		1,2%	
Austrália	58		0,0%	
Camarões	3 179		0,7%	
Coreia do Sul	167		0,0%	
Egipto	15 053		3,4%	
Guiné Equatorial	5 943	1 084	1,3%	1,6%
Gibraltar	153		0,0%	
Indonésia	154		0,0%	
Malásia	78		0,0%	
Moçambique	542		0,1%	
Rússia	56 021	3 350	12,6%	4,8%
Nigéria	61 726	32 731	13,8%	46,9%
Peru	1 920		0,4%	
Noruega	1 557		0,3%	
EUA	128 917	22 484	28,9%	32,2%
Qatar	15 429		3,5%	
Trinidad & Tobago	13 569	4 288	3,0%	6,1%
Omán	5 896		1,3%	
França GNL	17		0,0%	
Angola	3 103		0,7%	
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)</b>			<b>0,175</b>	<b>0,337</b>

Notas:

(1) Dados referentes a 2022 (fonte: CORES - Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos).

(2) Dados referentes a 2022 (fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia).

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,337, considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNG no ano de 2022. O IHHa em Espanha é de 0,175, considerando os dados mais recentes da CORES - Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, relativamente ao ano de 2022.



## Dependência dos fornecedores de gás

No que se refere à análise do ano 2022, ambos os países da Península Ibérica dependem substancialmente de dois fornecedores de GNL: a Nigéria e os EUA. No caso de Espanha existe também uma grande dependência do GN da Argélia.

Em Espanha, no ano de 2022 e em termos de repartição de entradas, verifica-se 28,5% de GN e 71,5% de GNL. Desse GN, 79% é proveniente da Argélia e no caso do GNL 29% do total de gás provém dos EUA.

Para Portugal, as entradas de gás natural em 2022 repartem-se em 8,4% de GN e 91,6% de GNL. Do gás que chega por gasoduto, 100% provém de Espanha (de origem indeterminada), enquanto 47% do GNL que entra no sistema nacional foi proveniente da Nigéria.

## Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de capacidade de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), para os três Cenários de procura (Superior, Central e Inferior). No lado da oferta são consideradas as capacidades máximas diárias de cada componente, exceto a capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines).

Assim, foi calculado o atributo "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2017, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e nas figuras que se seguem.

Determina-se o atributo 'N-1' para três situações distintas de ponta de consumos e de utilização do AS Carriço, a saber:

- A situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- A situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (com volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- Apesar de não existir atualmente em Portugal um quadro regulamentar que permita a aplicação de medidas de atuação do lado da procura, considerou-se também a avaliação do critério N-1 que contempla a ponta extrema de consumos com 'interruptibilidade'<sup>32</sup> das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares nos Cenários de procura Superior,

<sup>32</sup> Considerou-se a situação de interruptibilidade máxima (teórica), sem impactes no mercado de eletricidade, 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

Central e Inferior, com a situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (com volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento)

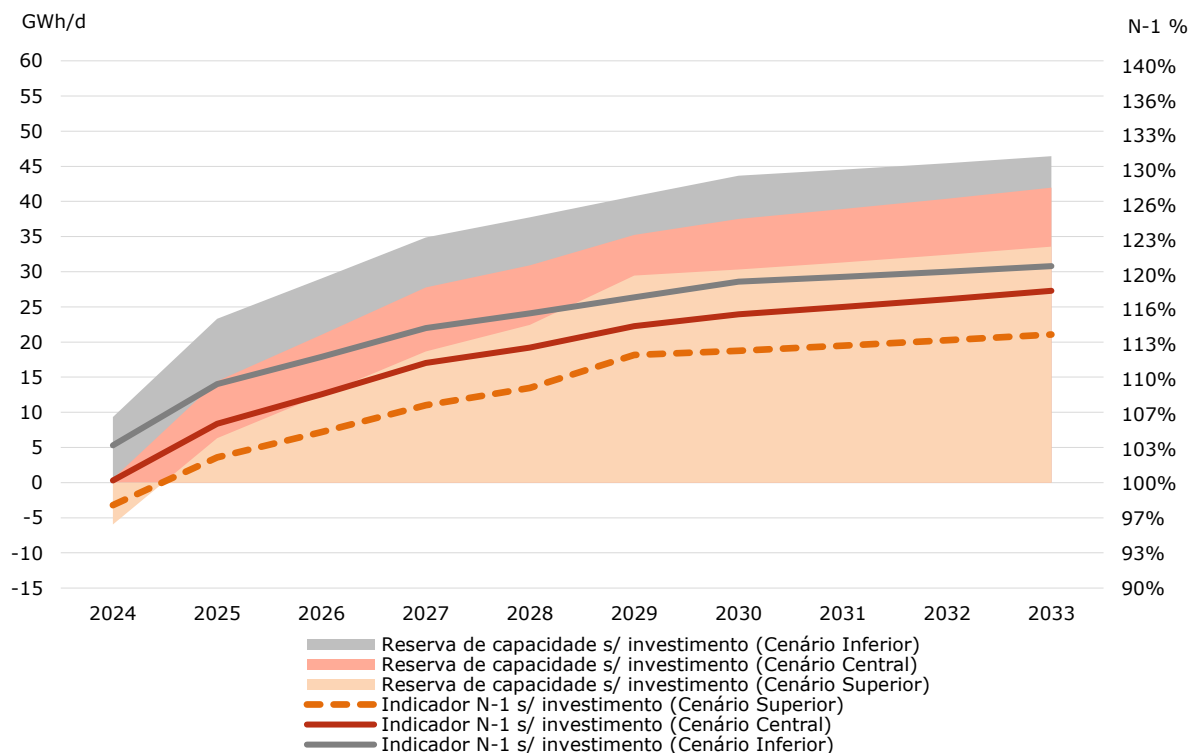
QUADRO 6-17

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d**

				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
<b>Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)</b>					279	266	260	254	250	243	242	241	240	239
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]		272	258	252	245	242	237	235	234	232	231	
<b>Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)</b>					263	249	244	238	235	232	229	228	227	226
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho</b>														
Capacidade de oferta		[B1]		273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Terminal GNL de Sines	GWh/d			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz				134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Carricho				129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
<b>Cenário Superior</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B1-A]		-6	6	12	19	22	29	30	31	32	34	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			12	18	25	28	35	36	37	38	40	
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B1/A]		<b>98%</b>	<b>102%</b>	<b>105%</b>	<b>107%</b>	<b>109%</b>	<b>112%</b>	<b>113%</b>	<b>113%</b>	<b>113%</b>	<b>114%</b>	
Variação face a 2024		[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]			5%	7%	9%	11%	14%	15%	15%	16%	16%	
<b>Cenário Central</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B1-A]		1	14	21	28	31	35	37	39	40	42	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			14	20	27	30	35	37	38	40	41	
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B1/A]		<b>100%</b>	<b>106%</b>	<b>108%</b>	<b>111%</b>	<b>113%</b>	<b>115%</b>	<b>116%</b>	<b>117%</b>	<b>117%</b>	<b>118%</b>	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			5%	8%	11%	13%	15%	16%	16%	17%	18%	
<b>Cenário Inferior</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]		9	23	29	35	38	41	44	45	45	46	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			14	20	26	28	31	34	35	36	37	
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B1/A]		<b>104%</b>	<b>109%</b>	<b>112%</b>	<b>115%</b>	<b>116%</b>	<b>118%</b>	<b>119%</b>	<b>120%</b>	<b>120%</b>	<b>121%</b>	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			6%	8%	11%	13%	14%	16%	16%	16%	17%	

FIGURA 6-11

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d**



Da observação do quadro e da figura apresentados anteriormente, verifica-se que em qualquer um dos cenários, o valor do "critério N-1" apresenta uma tendência crescente nos próximos 10 anos. Isto deve-se principalmente à tendência decrescente das previsões de pontas extremas de procura para o mesmo período.

- No caso do Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2025 a 2033, variando o grau de cumprimento entre os 102% e os 114%. O valor da reserva de capacidade aumenta de 2025 a 2033, atingindo o valor máximo de 34 GWh/d em 2033. O "critério N-1" não é cumprido no ano de 2024, verificando-se uma insuficiência de capacidade de 6 GWh/d;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2024 a 2033, verificando-se valores do índice N-1 entre 100% em 2024 e 118% em 2033, e de reserva de capacidade entre 1 GWh/d em 2024 e 42 GWh/d em 2033;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 104% e 121%, e de reserva de capacidade entre 9 GWh/d em 2024 e 46 GWh/d em 2033;

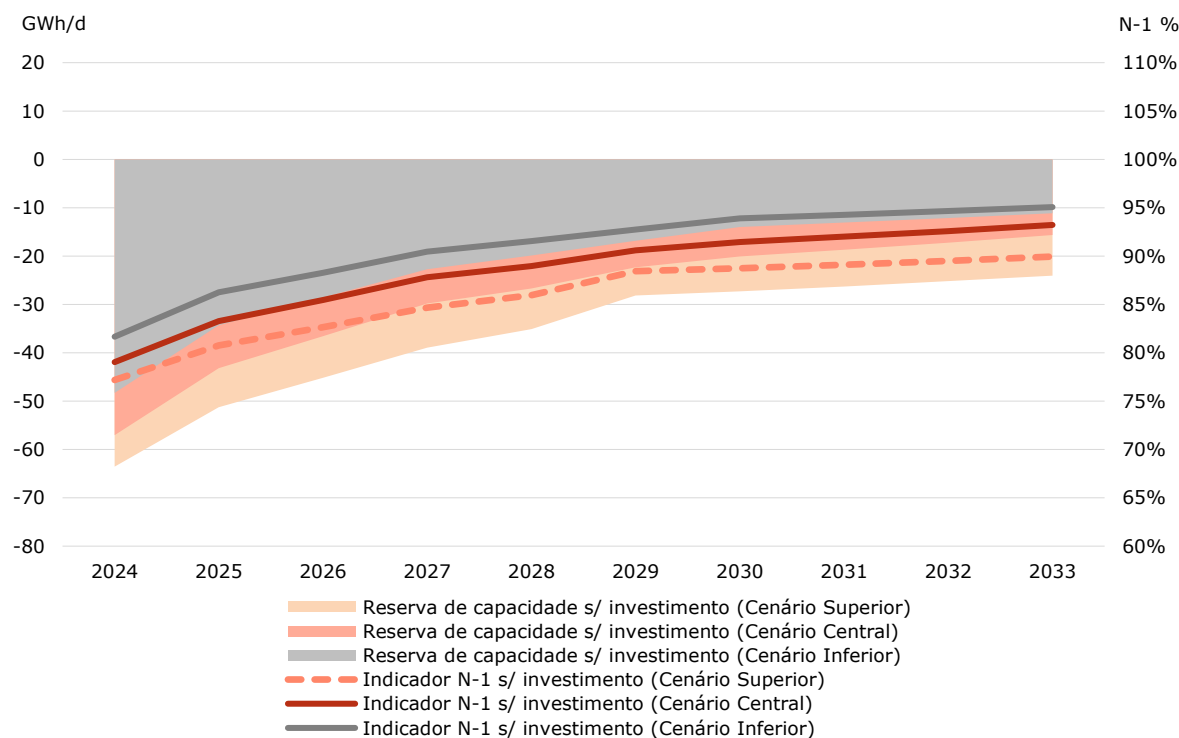
QUADRO 6-18

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d

				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)				279	266	260	254	250	243	242	241	240	239
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]		272	258	252	245	242	237	235	234	232	231
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)				263	249	244	238	235	232	229	228	227	226
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho</b>													
Capacidade de oferta		[B2]		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Terminal GNL de Sines	GWh/d			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz				134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Carricho				71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
<b>Cenário Superior</b>													
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B2-A]		-64	-51	-45	-39	-35	-28	-27	-26	-25	-24
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		12	18	25	28	35	36	37	38	40	
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B2/A]		<b>77%</b>	<b>81%</b>	<b>83%</b>	<b>85%</b>	<b>86%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>90%</b>
Variação face a 2024		[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]		4%	5%	7%	9%	11%	12%	12%	12%	12%	13%
<b>Cenário Central</b>													
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B2-A]		-57	-43	-37	-30	-27	-22	-20	-19	-17	-16
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		14	20	27	30	35	37	38	40	41	
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B2/A]		<b>79%</b>	<b>83%</b>	<b>85%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>	<b>93%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		4%	6%	9%	10%	12%	12%	13%	14%	14%	
<b>Cenário Inferior</b>													
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]		-48	-34	-29	-23	-20	-17	-14	-13	-12	-11
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		14	20	26	28	31	34	35	36	37	
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B2/A]		<b>82%</b>	<b>86%</b>	<b>88%</b>	<b>90%</b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>	<b>94%</b>	<b>94%</b>	<b>95%</b>	<b>95%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		5%	7%	9%	10%	11%	12%	13%	13%	13%	

FIGURA 6-12

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Nesta situação, com uma menor capacidade de extração do armazenamento subterrâneo, verifica-se o incumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal dos Cenários Superior, Central e Inferior de procura. Deste modo, da análise do quadro e figura supra, conclui-se que:

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 77% em 2024 e 90% em 2033, verificando-se valores de défice da reserva de capacidade compreendidos entre 64 GWh/d em 2024 e 24 GWh/d em 2033;
- No Cenário Central, o grau de incumprimento do atributo varia entre 79% em 2024 e 93% em 2033, verificando-se valores de défice da reserva de capacidade compreendidos entre 57 GWh/d em 2024 e 16 GWh/d em 2033;
- No Cenário Inferior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 82% em 2024 e 95% em 2033, verificando-se valores de défice da reserva de capacidade compreendidos entre 48 GWh/d em 2024 e 11 GWh/d em 2033.

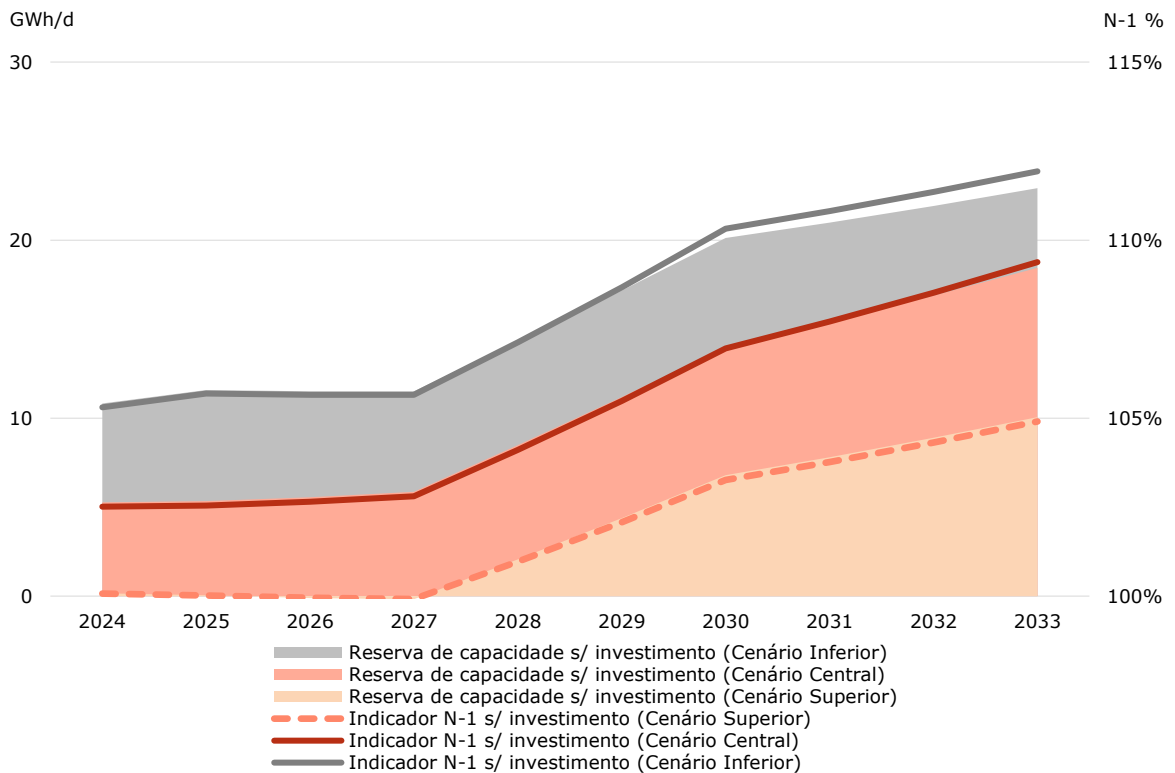
QUADRO 6-19

**Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**

				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
<b>Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)</b>					215	215	215	215	213	211	208	207	206	205
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]		210	210	209	209	207	204	201	200	198	197	
<b>Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)</b>					204	203	203	203	201	198	195	194	193	192
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho</b>														
Capacidade de oferta		[B2]		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	
Terminal GNL de Sines	GWh/d			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Interligação Campo Maior/Badajoz				134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	
Interligação de Valença do Minho/Tui				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Armazenamento Subterrâneo do Carricho				71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	
<b>Cenário Superior</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B2-A]		0	0	0	0	2	4	7	8	9	10	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			0	0	0	2	4	7	8	9	10	
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B2/A]		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>	<b>102%</b>	<b>103%</b>	<b>104%</b>	<b>104%</b>	<b>105%</b>	
Variação face a 2024		[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]			0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	
<b>Cenário Central</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B2-A]		5	5	6	6	8	11	14	15	17	18	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			0	0	1	3	6	9	10	12	13	
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B2/A]		<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>104%</b>	<b>105%</b>	<b>107%</b>	<b>108%</b>	<b>109%</b>	<b>109%</b>	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			0%	0%	0%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	
<b>Cenário Inferior</b>														
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]		11	12	12	12	14	17	20	21	22	23	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]			1	1	1	3	6	9	10	11	12	
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B2/A]		<b>105%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>	<b>107%</b>	<b>109%</b>	<b>110%</b>	<b>111%</b>	<b>111%</b>	<b>112%</b>	
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]			0%	0%	0%	2%	3%	5%	6%	6%	7%	

FIGURA 6-13

**Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Da análise do quadro e da figura apresentados supra, verifica-se o cumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal dos Cenários Superior, Central e Inferior de procura.

- No Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2024 a 2033, variando o grau de cumprimento entre os 100% e os 105%. O valor da reserva de capacidade apresenta valores compreendidos entre 0 e 10 GWh/d;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2024 a 2033, verificando-se valores do índice N-1 entre 103% em 2024 e 109% em 2033, e de reserva de capacidade entre 5 GWh/d em 2024 e 18 GWh/d em 2033;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 105% e 112%, e de reserva de capacidade entre 11 GWh/d em 2024 e 23 GWh/d em 2033;

## Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNG, já que permite, através das infraestruturas que lhe estão associadas:

- Realizar a constituição das reservas de segurança e da reserva adicional (associada à portaria n.º 59/2022) salvaguardando os interesses estratégicos do Estado e a segurança dos consumidores de gás;
- Otimizar a gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas à procura física efetiva;
- Fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

A capacidade de armazenamento nas instalações do AS do Carriço e nas instalações do TGNL de Sines deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança e adicional, e disponibilizar capacidade destinada à otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas.

Após a expansão do TGNL de Sines concluída em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento da RNTIAT efetuou-se através do desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, que teve em conta as melhores práticas de outros países europeus.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança e adicional, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 62/2020, à Portaria n.º 59/2022 e ao Regulamento (EU) n.º 1938/2017, e criar condições para a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos.

## Capacidade de armazenamento total da RNTIAT<sup>33</sup>

Para cada ano e para os três Cenários: Inferior, Central e Superior, procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS Carriço e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

<sup>33</sup> Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.



Tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também uma avaliação adicional das reservas a armazenar considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carricho.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

#### QUADRO 6-20

### Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3570	3285	3023	2759	2784	2809	2833	2837	2841	2843
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1426	1443	1455	1467	1476	1485	1493	1498	1501	1503
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2144	1842	1567	1292	1308	1324	1339	1339	1339	1339
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3446	3142	2900	2656	2659	2662	2663	2662	2659	2655
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1346	1359	1366	1371	1375	1378	1380	1378	1375	1371
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2100	1783	1534	1285	1284	1284	1284	1284	1284	1284
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3304	2963	2676	2388	2340	2290	2240	2236	2232	2226
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1266	1276	1280	1282	1283	1283	1283	1279	1275	1269
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2038	1687	1397	1107	1057	1007	957	957	957	957
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
	(GWh)										
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-21

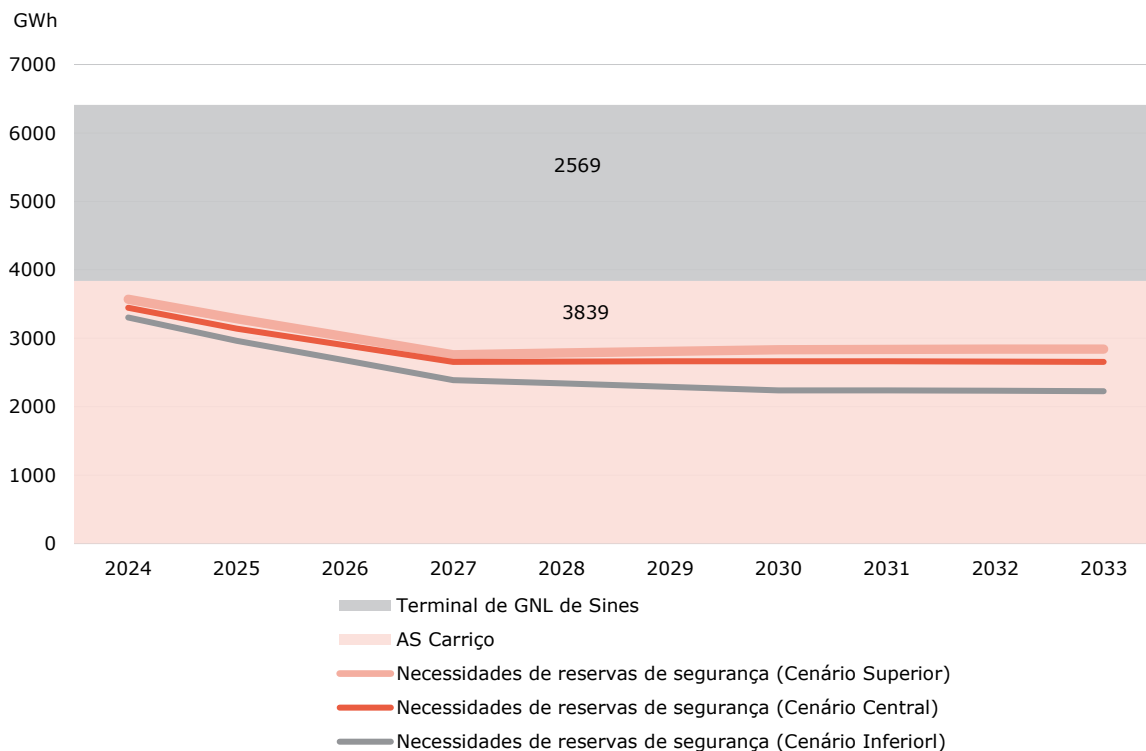
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2838	3123	3385	3649	3624	3599	3575	3571	3567	3565
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		10%	19%	29%	28%	27%	26%	26%	26%	26%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3570	3285	3023	2759	2784	2809	2833	2837	2841	2843
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2962	3266	3508	3752	3749	3746	3745	3746	3749	3753
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		10%	18%	27%	27%	26%	26%	26%	27%	27%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3446	3142	2900	2656	2659	2662	2663	2662	2659	2655
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3104	3445	3732	4020	4068	4118	4168	4172	4176	4182
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		11%	20%	29%	31%	33%	34%	34%	35%	35%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3304	2963	2676	2388	2340	2290	2240	2236	2232	2226
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

FIGURA 6-14

### Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, verifica-se que:

- Em todos os cenários de procura considerados, e para o período analisado, o AS do Carriço possui capacidade suficiente para satisfazer as necessidades de reservas de segurança, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- De acordo com as estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2024 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do Carriço e as necessidades de reservas de segurança é cerca de 269 GWh.

### Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior.

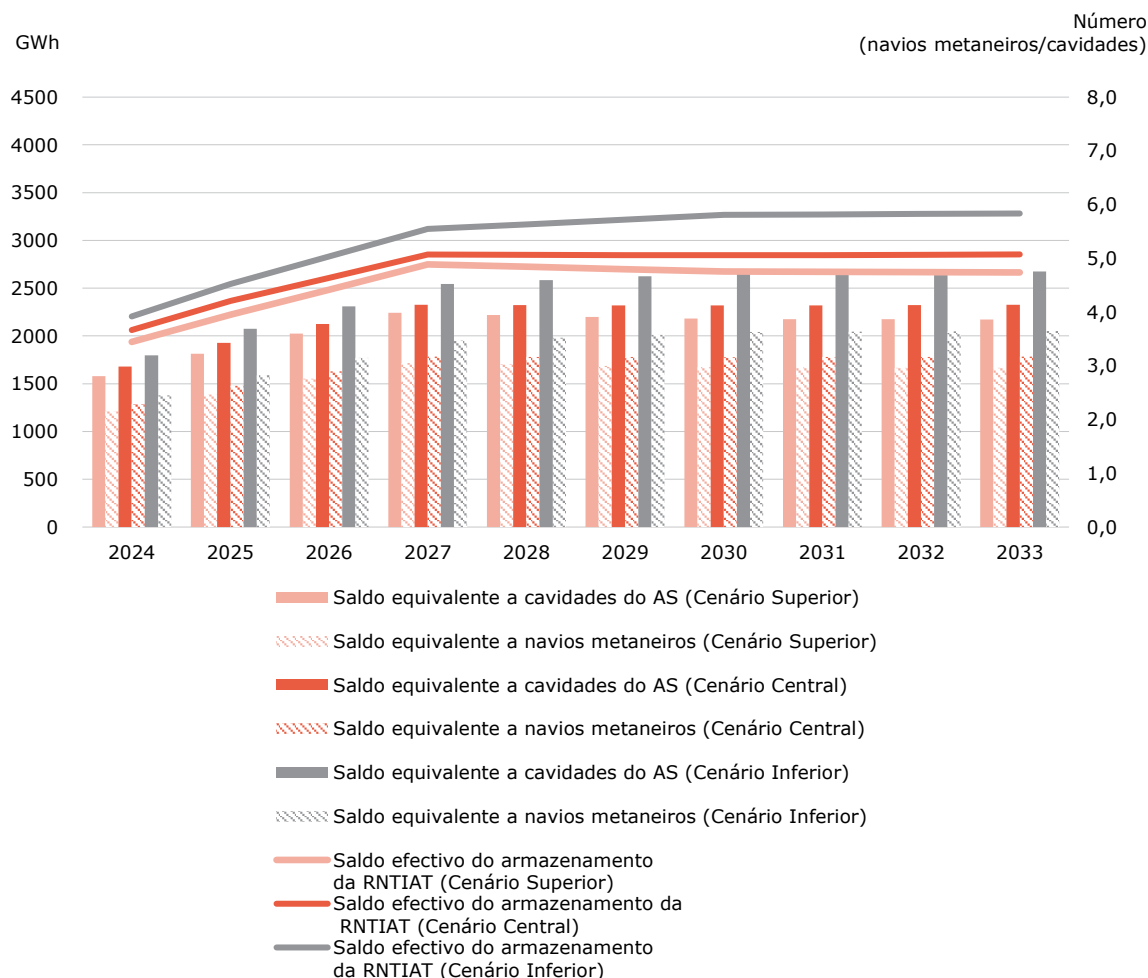
#### QUADRO 6-22

### Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1938	2223	2485	2749	2724	2699	2675	2671	2667	2665
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,2	2,5	2,8	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,8	3,2	3,6	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2062	2366	2608	2852	2849	2846	2845	2846	2849	2853
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,3	2,6	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,0	3,4	3,8	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2204	2545	2832	3120	3168	3218	3268	3272	3276	3282
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,4	2,8	3,1	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,2	3,7	4,1	4,5	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,8

Figura 6-15

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise do quadro e da figura apresentados, poder-se-á referir que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT tem um comportamento crescente, atingindo o seu máximo em 2029. Em 2029, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é de 2699 GWh, o que equivale a cerca de 3 navios metaneiros e a 3,9 cavidades do AS do Carrigo. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no SNG;
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente até 2027 e um comportamento tendencialmente constante no período 2027-2033. No entanto, em 2033 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 2853 GWh, equivalente a cerca de 4,1 cavidades do AS do Carrigo e a 3,2 navios metaneiros;

- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente até 2028 e um comportamento tendencialmente constante no período 2028-2033. No entanto, em 2033 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 3282 GWh, equivalente a cerca de 3,6 navios metaneiros e 4,8 cavidades do AS do Cariço.

### **Capacidade de armazenamento total da RNTIAT, tendo em consideração a Portaria n.º 59/2022**

Como referido, tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação das normas relativas ao aprovisionamento considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte, os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Cariço.

Para cada ano e para os três Cenários de procura (Inferior, Central e Superior), procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança e de reserva adicional (700 GWh) a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Deste modo, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança, da reserva adicional e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

QUADRO 6-23

Evolução das necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal de acordo com a Portaria n.º 59/2022

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4270	3985	3723	3459	3484	3509	3533	3537	3541	3543
Cientes Protegidos	(GWh)	1426	1443	1455	1467	1476	1485	1493	1498	1501	1503
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2144	1842	1567	1292	1308	1324	1339	1339	1339	1339
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4146	3842	3600	3356	3359	3362	3363	3362	3359	3355
Cientes Protegidos	(GWh)	1346	1359	1366	1371	1375	1378	1380	1378	1375	1371
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2100	1783	1534	1285	1284	1284	1284	1284	1284	1284
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4004	3663	3376	3088	3040	2990	2940	2936	2932	2926
Cientes Protegidos	(GWh)	1266	1276	1280	1282	1283	1283	1283	1279	1275	1269
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2038	1687	1397	1107	1057	1007	957	957	957	957
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-24

**Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT de acordo com as necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal (Portaria n.º 59/2022)**

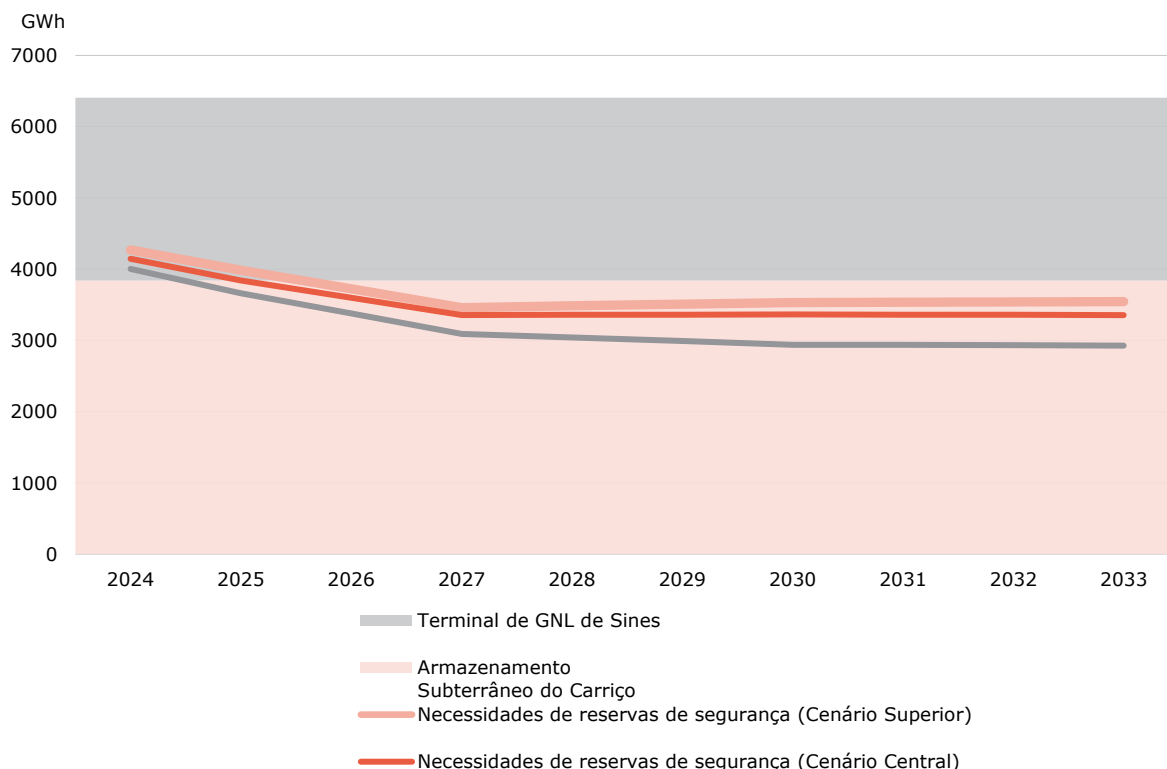
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2138	2423	2685	2949	2924	2899	2875	2871	2867	2865
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		13%	26%	38%	37%	36%	34%	34%	34%	34%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3839	3839	3723	3459	3484	3509	3533	3537	3541	3543
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			431	146	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2262	2566	2808	3052	3049	3046	3045	3046	3049	3053
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		13%	24%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3839	3839	3600	3356	3359	3362	3363	3362	3359	3355
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			307	3	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2404	2745	3032	3320	3368	3418	3468	3472	3476	3482
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		14%	26%	38%	40%	42%	44%	44%	45%	45%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3839	3663	3376	3088	3040	2990	2940	2936	2932	2926
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			165	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional.



Figura 6-16

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)**



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, verifica-se que:

- Nos Cenários de procura Superior e Central, o AS do Carricho possui capacidade insuficiente nos anos de 2024 e 2025 para satisfazer as necessidades de reservas de segurança e adicional, sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines. Já no cenário de procura inferior, verifica-se que somente no ano de 2024 o AS do Carricho apresenta uma capacidade insuficiente para satisfazer as necessidades de reservas de segurança e adicional, sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- Verifica-se que nos períodos 2026-2033 dos Cenários Superior e Central, e 2025-2033 do Cenário Inferior, a infraestrutura do AS Carricho disponibiliza uma capacidade suficiente para armazenar a totalidade das reservas de segurança e adicional.

**Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT (análise com a reserva adicional da Portaria n.º 59/2022)**

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos

de acesso dos utilizadores, e para fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior de procura.

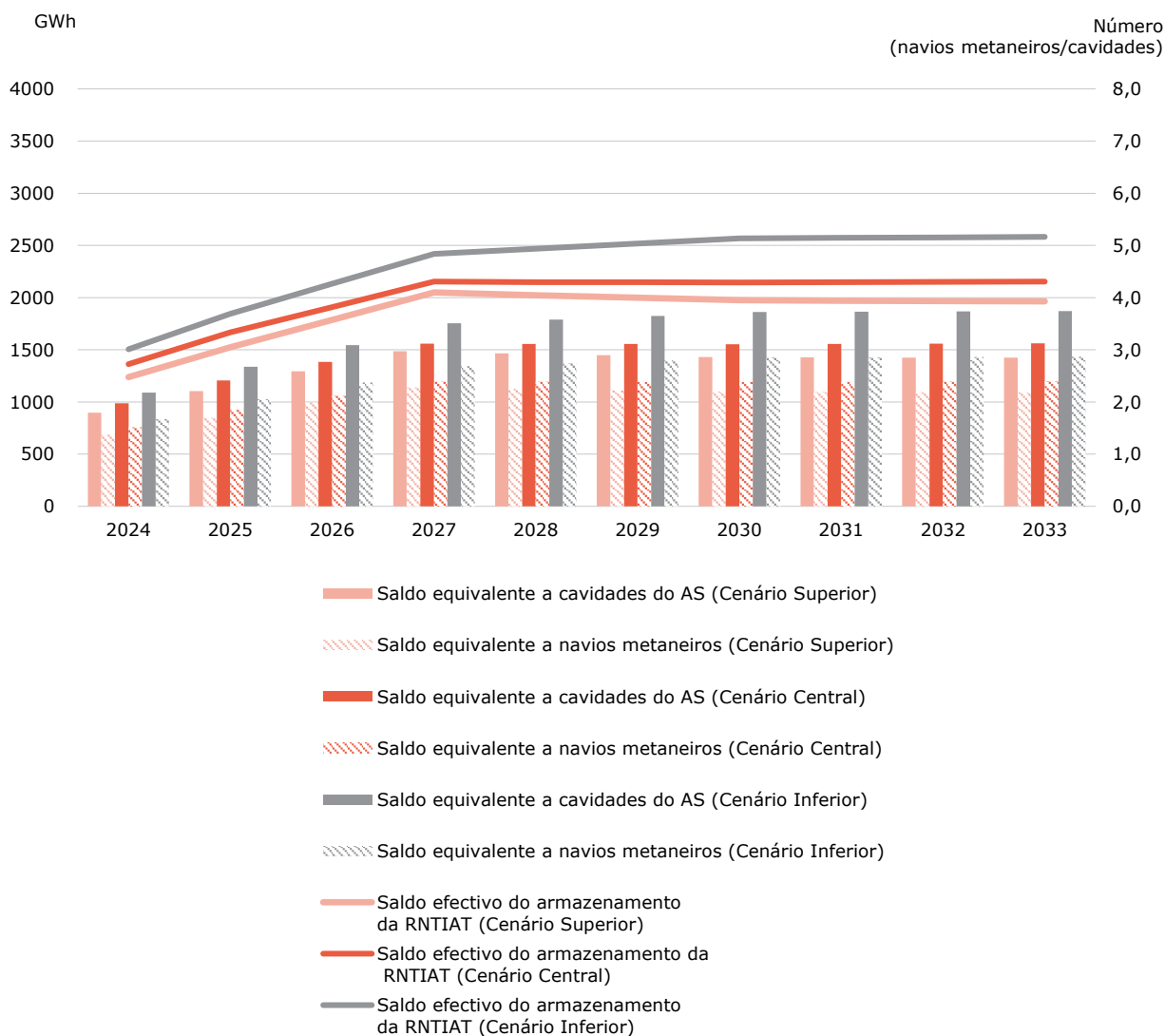
QUADRO 6-25

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Superior)	GWh	[D=C-900]	1238	1523	1785	2049	2024	1999	1975	1971	1967	1965
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Superior)	nº navios	[E=D/900]	1,4	1,7	2,0	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Superior)	nº cavidades	[F=D/690]	1,8	2,2	2,6	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Central)	GWh	[D=C-900]	1362	1666	1908	2152	2149	2146	2145	2146	2149	2153
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Central)	nº navios	[E=D/900]	1,5	1,9	2,1	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Central)	nº cavidades	[F=D/690]	2,0	2,4	2,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Inferior)	GWh	[D=C-900]	1504	1845	2132	2420	2468	2518	2568	2572	2576	2582
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Inferior)	nº navios	[E=D/900]	1,7	2,0	2,4	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Inferior)	nº cavidades	[F=D/690]	2,2	2,7	3,1	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7

Figura 6-17

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)**



Da análise do quadro e da figura supra, poder-se-á referir que:

- Nos Cenários Central e Inferior, o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente no período em análise, compreendido entre 2024 e 2033. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no horizonte temporal em análise;
- No Cenário Superior, o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente no período compreendido entre 2024 e 2027, verificando-se uma ligeira redução a partir do ano de 2028;

- No Cenário Superior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1238 GWh em 2024, equivalente a 1,4 navios metaneiros e 1,8 cavidades do AS Cariço e de 1965 GWh em 2033, equivalente a 2,2 navios metaneiros e 2,8 cavidades do AS Cariço;
- No Cenário Central verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1362 GWh em 2024, equivalente a 1,5 navios metaneiros e 2 cavidades do AS Cariço e de 2153 GWh em 2033, equivalente a 2,4 navios metaneiros e 3,1 cavidades do AS Cariço;
- No Cenário Inferior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1504 GWh em 2024, equivalente a 1,7 navios metaneiros e 2,2 cavidades do AS Cariço e de 2582 GWh em 2033, equivalente a 2,9 navios metaneiros e 3,7 cavidades do AS Cariço;

### Diminuição de emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura do mercado elétrico analisados no PDIRG, a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub>, e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

No âmbito da diminuição de emissões de GEE, efetua-se também a avaliação da incorporação da mistura de hidrogénio na descarbonização do gás transportado na RNTIAT, de acordo com as metas da RCM n.º 63/2020 para 2025 e 2030.

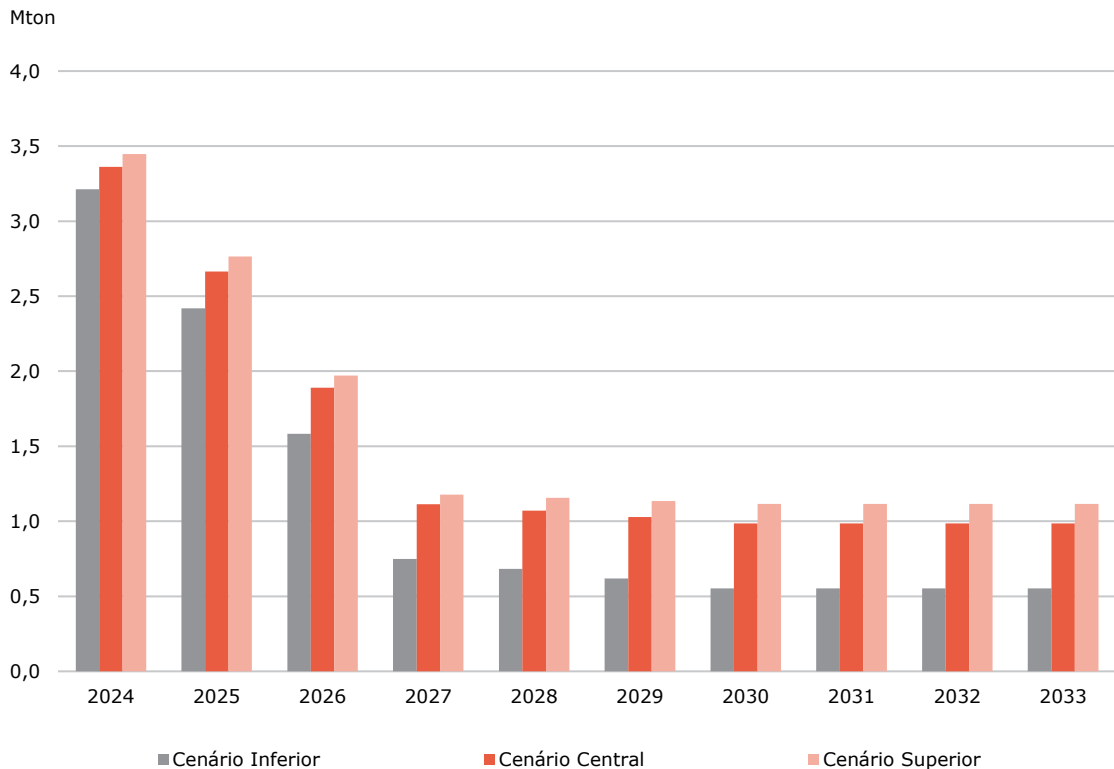
### Emissões de CO<sub>2</sub>

Ao nível do Mercado de Eletricidade, no período 2024-2033, verifica-se um decréscimo gradual do volume anual de emissões de CO<sub>2</sub>, resultante da maior produção de energia de origem renovável, em detrimento da produção de energia nas centrais térmicas a gás.

Em 2033, no Cenário Central, prevê-se um total de emissões de 1,0 Mton, equivalente a uma redução de 2,4 Mton, por comparação com uma emissão de 3,4 Mton em 2024.

Figura 6-18

Emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais de ciclo combinado a gás

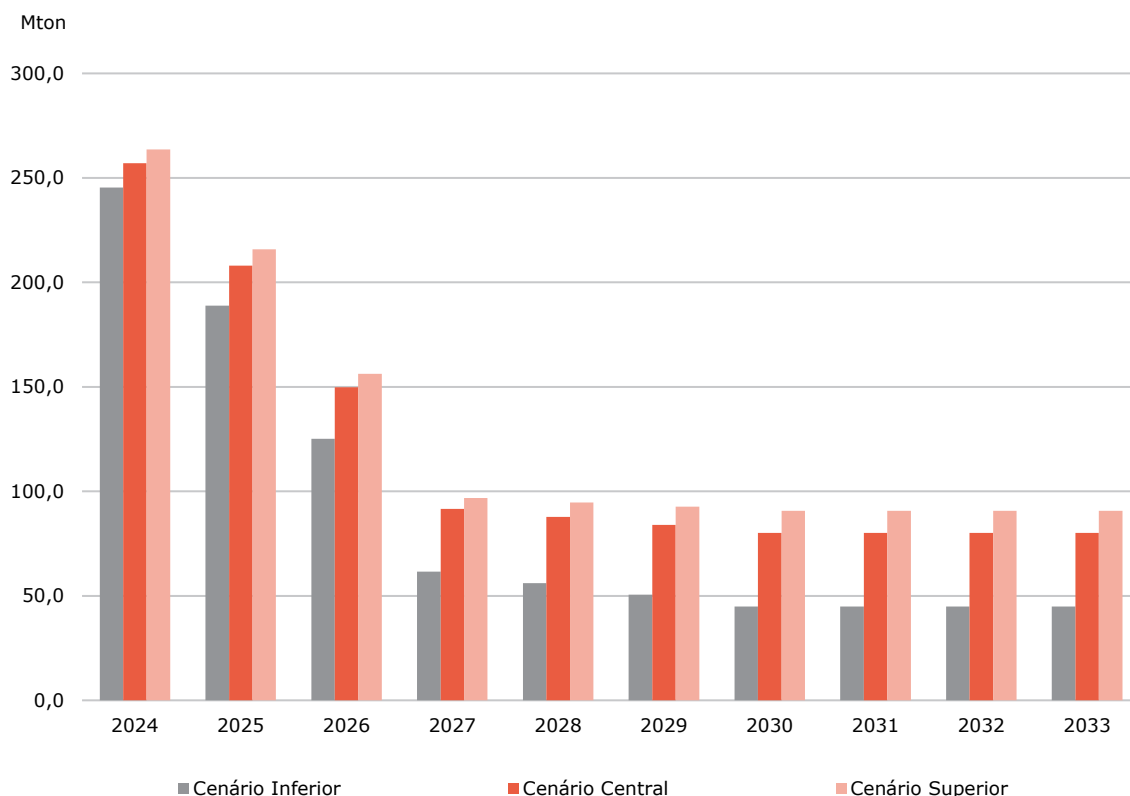


Tendo em conta a tendência dos preços dos direitos de emissão de CO<sub>2</sub> assumidas no RMSA-E 2022, os custos anuais para o sistema, apresentados na figura seguinte, poderão chegar aos 257,1 M€ em 2024 no Cenário Central, com uma subsequente redução até ao final do período analisado, verificando-se um custo estimado para 2033 de 80,2 M€.

Dos três cenários de evolução considerados, o Cenário Superior é aquele que apresenta valores de emissões mais elevados e o Cenário Inferior aquele que apresenta valores mais reduzidos.

Figura 6-19

### Custos das emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais de ciclo combinado a gás

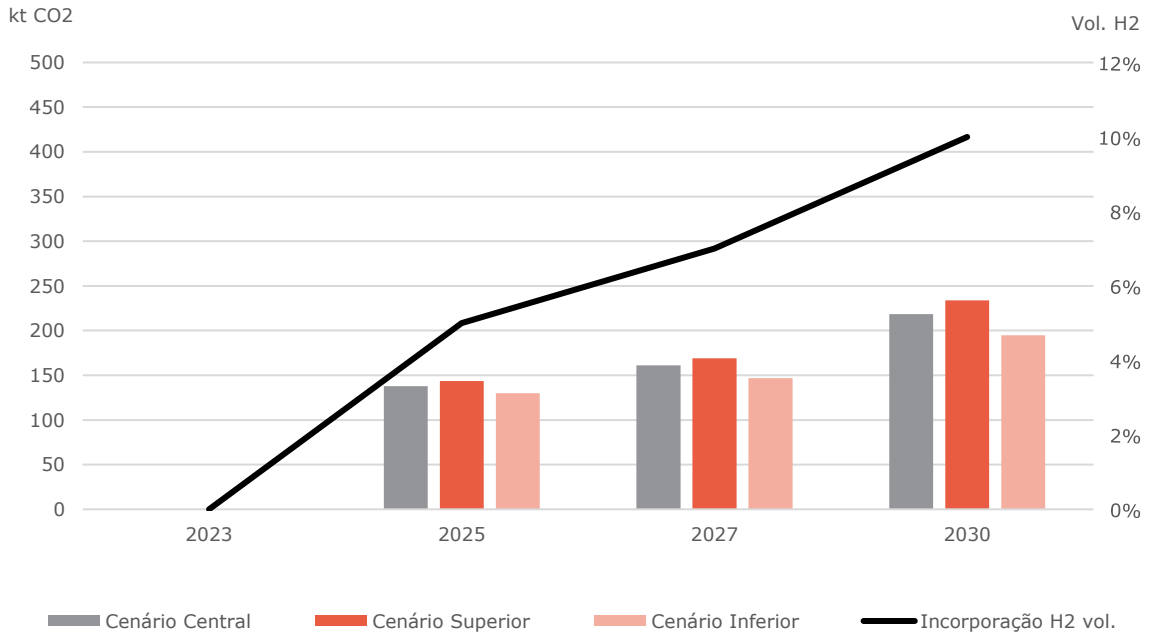


### Incorporação da mistura de hidrogénio verde na descarbonização do SNG

Este exercício considera uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, de 7% em 2027 e de 10% em 2030. Deste modo, do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por hidrogénio verde contribui para evitar emissões de CO<sub>2</sub> que ascendem a 130-143 kt em 2025, a 147-169 kt em 2027, e a 195-234 kt em 2030.

A figura seguinte apresenta os resultados dos Cenários Inferior, Central e Superior nos horizontes temporais de 2025, 2027 e 2030.

Figura 6-20  
Emissões de CO2 evitadas pela incorporação de hidrogénio na rede de transporte



### Backup às fontes de energia renovável (FER)

A utilização do gás na produção de eletricidade através de grupos de ciclo combinado, contribui para o backup às fontes de energia renovável (FER).

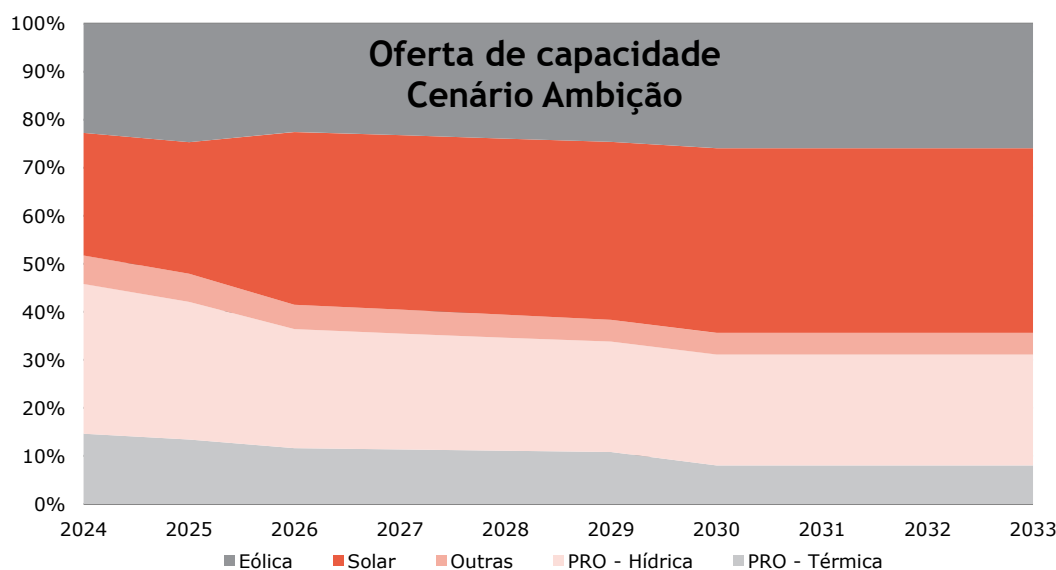
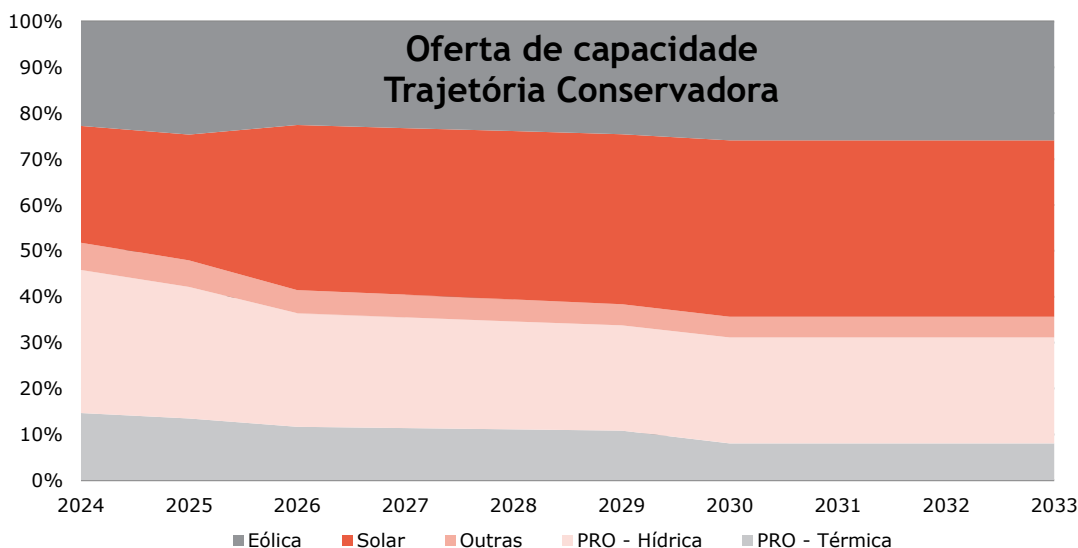
De forma a avaliar a importância da componente de produção térmica no sistema electroprodutor nacional é efetuada uma análise ao dia de maior procura de eletricidade em cada mês, apurando as necessidades de backup térmico.

Com efeito, a evolução crescente perspectivada para a capacidade instalada no Sistema Electroprodutor Nacional baseada em FER, apresentada na figura seguinte, determina que, em 2030, 87% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e PRE. Deste modo, o peso relativo da componente termoelétrica desce progressivamente, prevendo-se que não exceda 8% do total nas Trajetórias Conservadora e Ambição, relativamente ao horizonte 2030.



Figura 6-21

**Evolução das componentes de oferta do Sistema Electroprodutor Nacional**

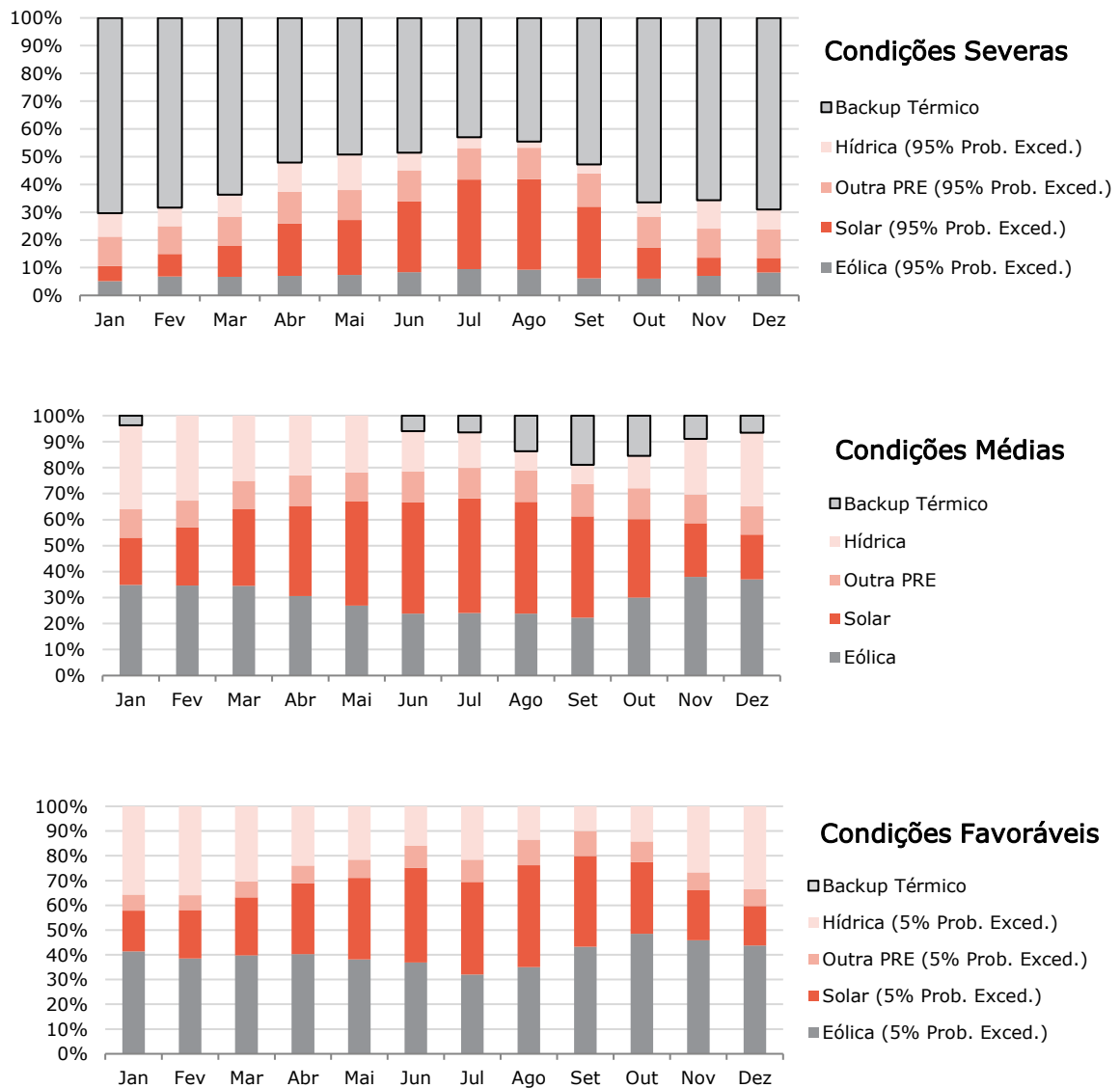


Analisadas as situações de procura diária máxima de eletricidade para o ano de 2027, nas três figuras seguintes apresenta-se o contributo da componente termoelétrica ao longo do ano tendo em conta três situações distintas (situação severa, média e favorável).

No dia de maior consumo em cada mês, se observadas condições extremas do ponto de vista da contribuição das componentes Hídrica, Eólica, Solar e outra PRE, correspondentes a uma probabilidade individual de excedência de 95%, a proporção da energia diária consumida abastecida pelo backup termoelétrico a gás poderá chegar aos 70% para o caso de condições severas. Esse valor poderá limitar-se a 19% em condições médias, e no caso de ocorrência de condições favoráveis, não existirá necessidade de recorrer ao backup termoelétrico a gás.

Figura 6-22

**Abastecimento no dia de maior consumo de eletricidade em cada mês (ano de 2027)**



Fica assim patente a necessidade de garantir o aprovisionamento diário de gás para assegurar que o sistema electroprodutor esteja dotado de backup térmico capaz de colmatar a variabilidade que caracteriza as fontes de energia renovável.

## Considerações sobre a Segurança do abastecimento

Relativamente à segurança do abastecimento, importa clarificar a possibilidade de aplicação de medidas do lado da procura no âmbito do artigo 5.º Normas das infraestruturas, do Regulamento n.º 2017/1938, metodologia prevista para o cumprimento do indicador “critério N-1”.

### Aplicação de medidas do lado da procura – interruptibilidade dos consumos

Do ponto de vista legislativo, de acordo com o n.º 1 do artigo 5º Normas das infraestruturas, a obrigação de cumprimento do “critério N-1” não isenta a responsabilidade dos operadores de rede de procederem aos investimentos correspondentes para o cumprimento desta Norma. Apesar da possibilidade do cumprimento do “critério N-1” recorrendo à interruptibilidade dos consumos, esta deve ser assegurada por medidas baseadas no mercado, desde que o Plano Preventivo de Ação adotado pela Autoridade Competente (DGEG) assim o demonstre (n.º 2 do artigo 5º Normas das infraestruturas).

No Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938, encontra-se previsto um conjunto de medidas não baseadas no mercado apenas para a eventualidade de uma situação de emergência:

- a. Mudança obrigatória para outro combustível;
- b. Utilização obrigatória de contratos interruptíveis, sempre que esta possibilidade não seja plenamente utilizada como parte das medidas baseadas no mercado;
- c. Redução obrigatória dos consumos contratados.

Do ponto de vista operacional, o cumprimento do “critério N-1” significa que a capacidade técnica das infraestruturas de gás deverá satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo, em caso de interrupção da maior infraestrutura individual de gás (o terminal de GNL de Sines no caso do SNG) durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada (cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos).

Deste modo, no caso Português, este cenário configura uma situação na qual as restantes infraestruturas de aprovisionamento - interligação de Campo Maior, de Valença do Minho e do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço - têm que ser utilizadas na sua capacidade máxima. Neste caso, importa ter em consideração os seguintes aspetos:

1. O AS do Carriço poderá ter apenas armazenado gás correspondente à constituição de reservas de segurança e adicional, pelo que a sua mobilização será necessariamente de carácter obrigatório nos termos em que o Ministro da tutela a autorizar. No entanto, o cumprimento do “critério N-1” deve ser assegurado por medidas baseadas no mercado e não por medidas de carácter obrigatório destinadas a fazer face a uma situação de emergência nacional;
2. Assumindo que as restantes interligações tenham de ser utilizadas na sua capacidade máxima e que a procura a satisfazer pela RNTG corresponde a um dia de procura de gás excecionalmente elevada, existe uma probabilidade elevada de os agentes/comercializadores que têm a possibilidade de introduzir gás na rede por essas interligações se encontrem, no mesmo momento, a abastecer os eventuais consumos interruptíveis, designadamente as Centrais de Ciclo Combinado a Gás (CCCG) com combustível alternativo, a C.T. da Tapada do Outeiro e a

C.T. de Lares. Neste cenário, a não utilização da capacidade de saída da RNTG correspondente à interrupção destes pontos de consumo teria como consequência uma redução de capacidade nos pontos de entrada da rede aproximadamente da mesma ordem de grandeza, traduzindo-se no incumprimento do "critério N-1" ou, dito de outro modo, na impossibilidade para satisfazer a procura total de gás no País. Para que tal não aconteça, é necessário que estejam à disposição dos agentes de mercado mecanismos de compra e venda de capacidade nos pontos de entrada da RNTG suficientemente ágeis, eficazes e baseados no mercado;

3. A eventual indisponibilidade do terminal de GNL de Sines durante um intervalo de tempo prolongado nas condições de vigência do critério N-1 implicaria o recurso às medidas de interruptibilidade referidas acima por um período igualmente longo, o que seria insustentável perante o mercado e deixaria de constituir uma medida de gestão da procura para passar a ser um verdadeiro corte de fornecimento de gás devido a uma situação de emergência no sector.

### 6.2.3. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento - Projetos Complementares associados às novas cavernas de armazenamento subterrâneo do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022) e Estação de Compressão de gás do Carregado

O Projeto Complementar da Estação de Compressão do Carregado apresenta-se como uma opção de desenvolvimento da RNTIAT, avaliada de acordo com os critérios de planeamento uniformizados que se materializam em 'Indutores' de alto nível. Verifica-se que dada a dimensão sistémica deste projeto, a sua eventual concretização pode contribuir para dar resposta a mais que um Indutor. No Quadro seguinte apresenta-se a sua relação com os indutores considerados.

Considerou-se que o Projeto Complementar das duas novas cavernas de armazenamento subterrâneo do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022) deve ser avaliado no âmbito do indutor Segurança do abastecimento.

#### Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT – resumo

Designação do projeto	Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT		
	Integração de mercados e interoperabilidade	Concorrência	Segurança do abastecimento
EC do Carregado	X	X	X
Duas cavernas novas de armazenamento subterrâneo do Carriço (DL n.º70/2022)			X

Como foi referido no Capítulo 5, uma tomada de decisão quanto à construção da Estação de Compressão do Carregado deve acautelar um período mínimo de três a quatro anos entre a eventual

tomada de decisão de investimento e a sua efetiva concretização e entrada em exploração. Deste modo, a Estação de Compressão do Carregado não apresenta um ano específico para a sua entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT. No entanto, para efeitos de estudo dos indutores de desenvolvimento da RNTIAT, considerou-se a hipótese de entrada em exploração da EC do Carregado durante o ano de 2029, com disponibilidade da infraestrutura a 1 de janeiro de 2030.

Relativamente às duas novas cavidades no AS Carricho, a presente avaliação considera a sua entrada em operação no final de 2027 (cavidade 1) e no final de 2028 (cavidade 2).

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no subcapítulo 3.5-Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no subcapítulo 3.8-Critérios de Planeamento e no Anexo 5, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no subcapítulo 3.8, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos avaliados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados e interoperabilidade - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;

## Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTG em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede e contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é importante para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTG (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTG com o Projeto Complementar da EC do Carregado e para os três cenários da evolução da procura.

QUADRO 6-26

Evolução da reserva de capacidade da RNTG

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta de consumos (Cenário Superior)			272	259	253	247	243	236	236	235	234	233
Ponta de consumos (Cenário Central)	GWh/d	[A]	261	247	230	213	212	212	209	207	206	204
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			252	237	217	197	193	186	184	184	183	182
Capacidade de oferta		[B]	373	373	373	373	373	373	465	465	465	465
Terminal GNL de Sines			229	229	229	229	229	229	321	321	321	321
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

**Reserva de capacidade (Cenário Superior)**

Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	101	114	120	126	130	137	229	230	231	232
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		12%	18%	24%	28%	35%	126%	127%	128%	129%

**Reserva de capacidade (Cenário Central)**

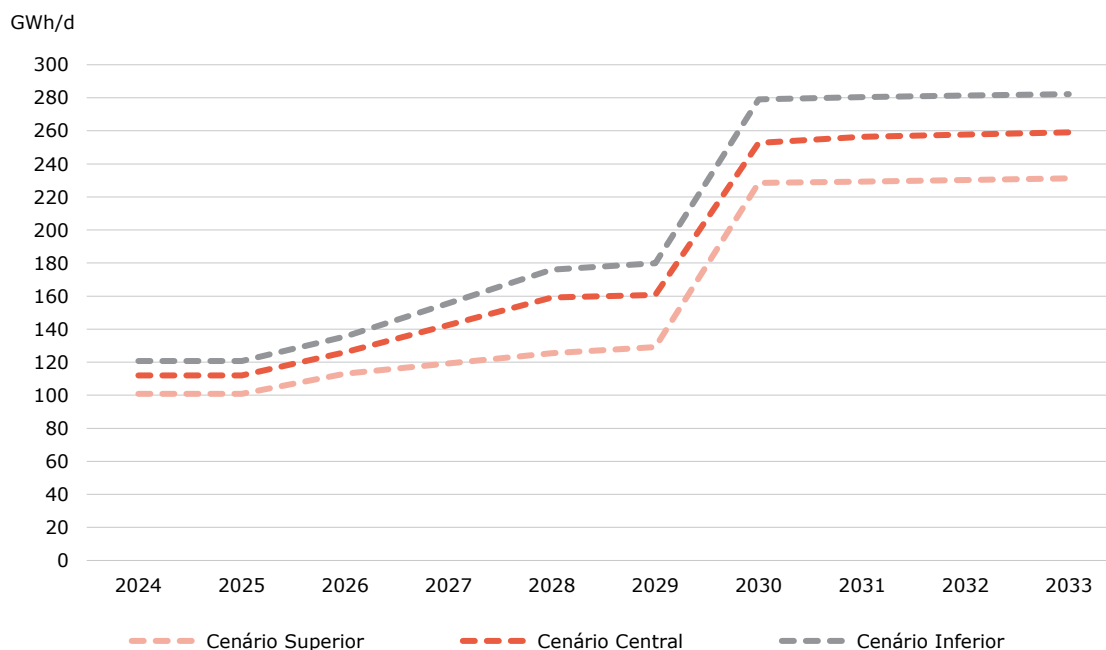
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	112	112	126	143	160	161	253	256	258	259
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		0%	12%	27%	42%	43%	125%	128%	129%	130%

**Reserva de capacidade (Cenário Inferior)**

Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	121	121	136	156	176	180	279	281	281	282
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		0%	12%	29%	46%	49%	130%	131%	132%	133%

Figura 6-23

### Evolução da reserva de capacidade da RNTG



Da análise da tabela e figura supra, verifica-se uma ligeira tendência de crescimento da reserva de capacidade até ao ano 2029, seguida de um incremento substancial no ano 2030, devido ao aumento da capacidade de transporte de gás promovido pela construção da estação no Carregado.

### Capacidade bidirecional

Este atributo pretende avaliar a capacidade bidirecional das interligações. A existência de capacidade bidirecional nas interligações entre Portugal e Espanha permite que os agentes possam escolher livremente entre os diversos pontos de entrada de introdução de gás na Península Ibérica, independentemente da localização do ponto de consumo. O potencial aumento de trocas comerciais decorrente da disponibilidade de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentará o aumento da concorrência entre os diversos agentes a operar na Península Ibérica. Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a existência de capacidade reversível aumenta o potencial de entreaajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevalecte considerada é no sentido Espanha (ES) – Portugal (PT), isto é, no sentido de importação. No caso concreto verifica-se que a capacidade de exportação corresponde a 42% da capacidade de importação no período de 2024 até 2029 sendo que a partir de 2030 a capacidade de exportação incrementa para um valor de 56%, independentemente das condições de operação da rede de transporte portuguesa de gás, devido à folga de pressão proporcionada pela operação da Estação de Compressão do Carregado

QUADRO 6-27

**Evolução da capacidade bidirecional (exportação)**

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Capacidade de entrada (ES -> PT)		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Capacidade de saída (PT -> ES)		60	60	60	60	60	60	80	80	80	80
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	35	35	35	35	35	35	55	55	55	55
Interligação de Valença do Minho/Tui		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	56%	56%	56%	56%

**Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade**

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite quantificar o maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTG, e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos agentes de mercado e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTG tendo por base o conjunto das infraestruturas existentes e a proposta de Projeto Complementar da EC do Carregado.

QUADRO 6-28

**Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTG**

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Capacidade de oferta		373	373	373	373	373	373	465	465	465	465
Terminal GNL de Sines		229	229	229	229	229	229	321	321	321	321
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Índice de HH		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,560	0,560	0,560	0,560



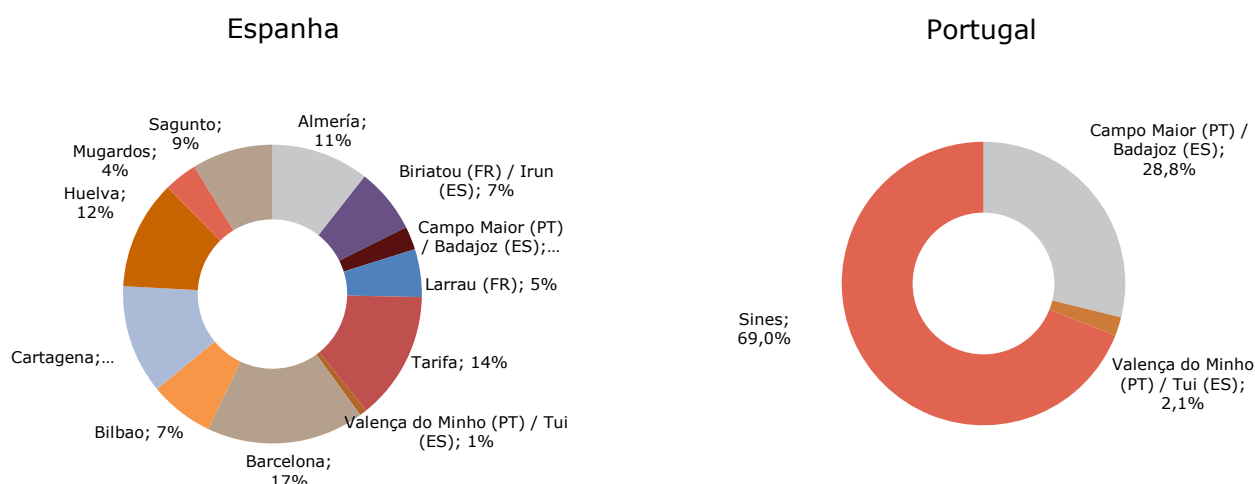
Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, tendo associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da sua capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reserva adicional.

Da análise do quadro anterior verifica-se que com as atuais capacidades na RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se vai situar nos 0,506, no entanto a partir de 2030 com o aumento de capacidade de receção da rede a partir do Terminal de Sines, o IHH situar-se-á nos 0,560.

Nas figuras e nos quadros seguintes, apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões na perspetiva de um horizonte para o ano de 2030.

Figura 6-24

### Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-29

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica em 2030

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (Gasodutos + Terminais)</b>	<b>3 185</b>	<b>465</b>	<b>87,3%</b>	<b>12,7%</b>
<b>Gasodutos (GN)</b>	<b>1 274</b>	<b>144</b>	<b>40,0%</b>	<b>31,0%</b>
Almería	337		10,6%	
Biriatou (FR) / Irun (ES)	224		7,0%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	80	134	2,5%	28,8%
Larrau (FR)	165		5,2%	
Tarifa	443		13,9%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,8%	2,1%
<b>Terminais (GNL)</b>	<b>1 911</b>	<b>321</b>	<b>60,0%</b>	<b>69,0%</b>
Barcelona	543		17,0%	
Bilbao	223		7,0%	
Cartagena	376		11,8%	
Huelva	376		11,8%	
Mugar dos	115		3,6%	
Musel				
Sagunto	278		8,7%	
Sines		321		69,0%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)</b>			<b>0,110</b>	<b>0,560</b>

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2030

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2030

Da análise da tabela anterior, verifica-se que em 2030 o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,560 e o de Espanha será de 0,110. É evidente que a diferença de dimensão das redes em ambos os países, assim como a sua tipologia, radial em Espanha e unifilar em Portugal, justifica parte da diferença verificada nos respetivos IHHc.

## Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

Como foi referido no subcapítulo anterior, o IHHa verificado em Portugal e Espanha em 2022 foi de 0,337 e 0,175, respetivamente.

A capacidade incremental associada à EC do Carregado poderá representar um valor de aprovisionamento adicional pelo TGNL de Sines, que poderá contribuir para a diversificação das fontes de aprovisionamento em Portugal e na Península Ibérica, associadas aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial, e consequentemente melhorar o valor associado ao IHHa.

## Dependência dos fornecedores de gás

Como foi referido na análise do ano 2022 (no subcapítulo 6.2.2), ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois fornecedores de GNL, a Nigéria e os EUA. No caso de Espanha existe também uma grande dependência do GN aprovisionado por gasoduto a partir da Argélia.

Face ao presente contexto internacional, o reforço das medidas associadas à diversificação das fontes de aprovisionamento, assumem alguma importância, especialmente nos países em que a dependência do GNL é elevada, como é o caso de Portugal. Deste modo, a infraestrutura complementar proposta (EC do Carregado), fomentará o acesso a GNL proveniente de outras origens, o que pode potenciar a diminuição da dependência de Portugal face aos atuais fornecedores de GNL.

## Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de capacidade de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), para todos os três Cenários de procura (Superior, Central e Inferior). No lado da oferta são consideradas as capacidades máximas diárias de cada componente, exceto a capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines).

Assim, foi calculado o atributo "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2017, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e nas figuras que se seguem.

Em consequência da entrada em operação de duas novas cavidades no AS Carriço (de acordo com a RCM n.º 82/2022 e o DL n.º 70/2022), a ocorrer no final de 2027 (cavidade 1) e no final e 2028 (cavidade 2), considerou-se uma capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2028 e de 88 GWh/dia a partir de 2029, nas situações de volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento. Para as simulações de volume operacional de gás nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento, considerou-se uma extração máxima de 129 GWh/dia.

Determina-se o atributo 'N-1' para três situações distintas de ponta de consumos e de utilização do AS Carriço, a saber:

- A situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- A situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2028 e de 88 GWh/dia a partir de 2029 (devido ao incremento de capacidade de extração proporcionado pelas duas novas cavidades) para a simulação com volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento, com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- Apesar de não existir atualmente em Portugal um quadro regulamentar que permita a aplicação de medidas de atuação do lado da procura, considerou-se também a avaliação do critério N-1 que contempla a ponta extrema de consumos com 'interruptibilidade'<sup>34</sup> das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares, nos Cenários de procura Superior, Central e Inferior, com a situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2028 e de 88 GWh/dia a partir de 2029 (com volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento)

---

<sup>34</sup> Considerou-se a situação de interruptibilidade máxima (teórica), sem impactes no mercado de eletricidade, i.e. mantendo a ordem de mérito das centrais termoelétricas inalterada, apenas substituindo o gás que seria consumido na Tapada do Outeiro e Lares por gasóleo.

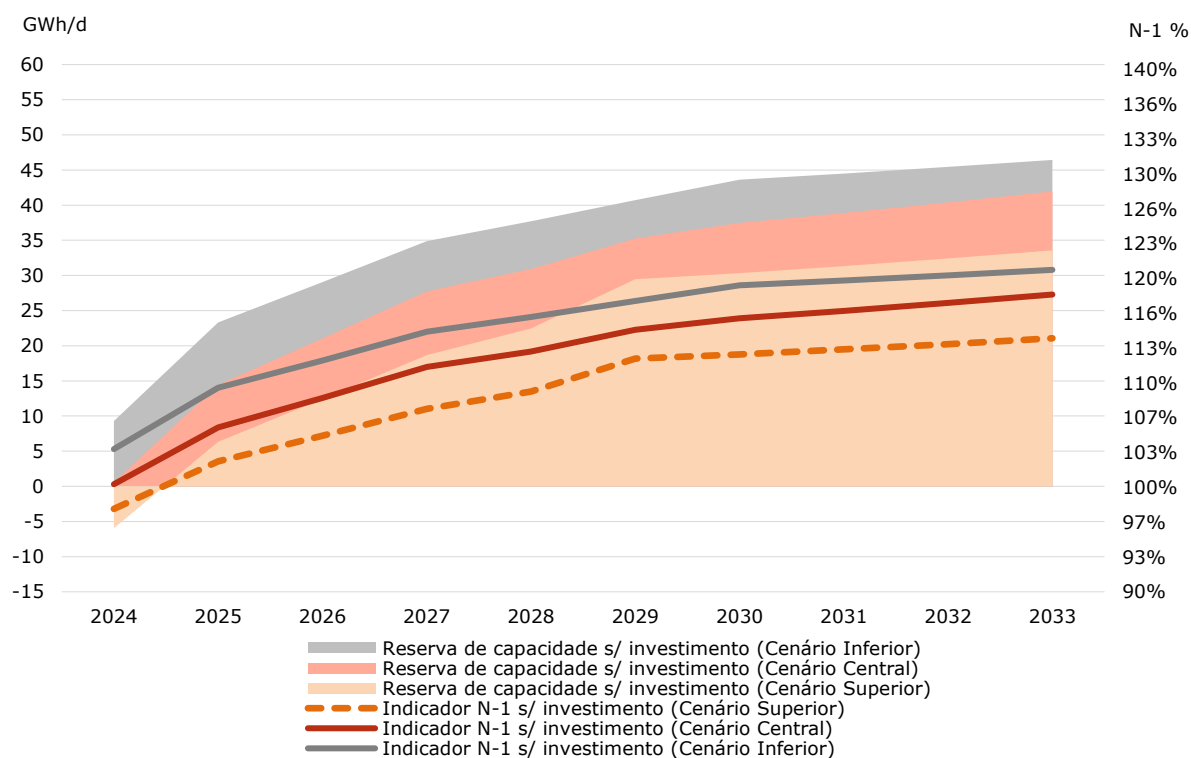
QUADRO 6-30

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 129 GWh/d no AS do Carrigo

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			279	266	260	254	250	243	242	241	240	239
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]	272	258	252	245	242	237	235	234	232	231
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			263	249	244	238	235	232	229	228	227	226
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carrigo</b>												
Capacidade de oferta		[B1]	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Terminal GNL de Sines	GWh/d		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Carrigo			129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
<b>Cenário Superior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B1-A]	-6	6	12	19	22	29	30	31	32	34
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		12	18	25	28	35	36	37	38	40
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B1/A]	<b>98%</b>	<b>102%</b>	<b>105%</b>	<b>107%</b>	<b>109%</b>	<b>112%</b>	<b>113%</b>	<b>113%</b>	<b>113%</b>	<b>114%</b>
Variação face a 2024		[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]		5%	7%	9%	11%	14%	15%	15%	16%	16%
<b>Cenário Central</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B1-A]	1	14	21	28	31	35	37	39	40	42
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		14	20	27	30	35	37	38	40	41
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B1/A]	<b>100%</b>	<b>106%</b>	<b>108%</b>	<b>111%</b>	<b>113%</b>	<b>115%</b>	<b>116%</b>	<b>117%</b>	<b>117%</b>	<b>118%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		5%	8%	11%	13%	15%	16%	16%	17%	18%
<b>Cenário Inferior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]	9	23	29	35	38	41	44	45	45	46
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		14	20	26	28	31	34	35	36	37
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B1/A]	<b>104%</b>	<b>109%</b>	<b>112%</b>	<b>115%</b>	<b>116%</b>	<b>118%</b>	<b>119%</b>	<b>120%</b>	<b>120%</b>	<b>121%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		6%	8%	11%	13%	14%	16%	16%	16%	17%

Figura 6-25

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 129 GWh/d no AS do Cariço**



Da observação do quadro e da figura apresentados anteriormente, verifica-se que em qualquer um dos cenários, o valor do "critério N-1" apresenta uma tendência crescente nos próximos 10 anos. Isto deve-se principalmente à tendência decrescente das previsões de pontas extremas de procura para o mesmo período.

- No caso do Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2025 a 2033, variando o grau de cumprimento entre os 102% e os 114%. O valor da reserva de capacidade aumenta de 2025 a 2033, atingindo o valor máximo de 34 GWh/d em 2033. O "critério N-1" não é cumprido no ano de 2024, verificando-se uma insuficiência de capacidade de 6 GWh/d;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2024 a 2033, verificando-se valores do índice N-1 entre 100% em 2024 e 118% em 2033, e de reserva de capacidade entre 1 GWh/d em 2024 e 42 GWh/d em 2033;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 104% e 121%, e de reserva de capacidade entre 9 GWh/d em 2024 e 46 GWh/d em 2033;

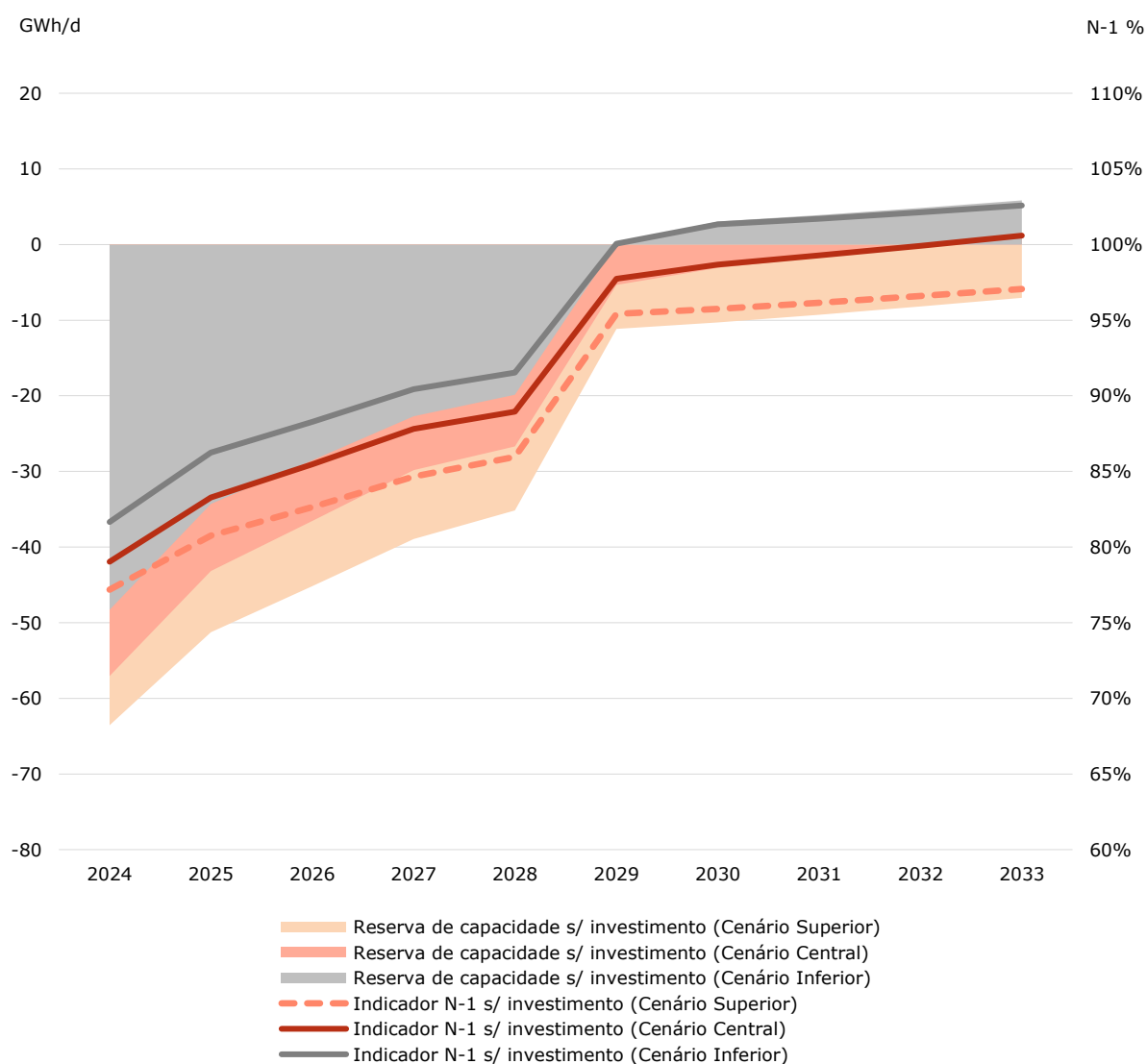
QUADRO 6-31

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d até 2028 e 88 GWh/d a partir de 2029

				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)				279	266	260	254	250	243	242	241	240	239		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)				GWh/d	[A]	272	258	252	245	242	237	235	234	232	231
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)				263	249	244	238	235	232	229	228	227	226		
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carriço</b>															
Capacidade de oferta				[B2]	215	215	215	215	215	232	232	232	232	232	
Terminal GNL de Sines				GWh/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Interligação Campo Maior/Badajoz				134	134	134	134	134	134	134	134	134	134		
Interligação de Valença do Minho/Tui				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
Armazenamento Subterrâneo do Carriço				71	71	71	71	71	88	88	88	88	88		
<b>Cenário Superior</b>															
Reserva de capacidade (Cenário Superior)				GWh/d	[C=B2-A]	-64	-51	-45	-39	-35	-11	-10	-9	-8	-7
Variação face a 2024				[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]	12	18	25	28	52	53	54	55	57		
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>				%	[D=B2/A]	<b>77%</b>	<b>81%</b>	<b>83%</b>	<b>85%</b>	<b>86%</b>	<b>95%</b>	<b>96%</b>	<b>96%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>
Variação face a 2024				[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]	4%	5%	7%	9%	18%	19%	19%	19%	19%	20%	
<b>Cenário Central</b>															
Reserva de capacidade (Cenário Central)				GWh/d	[C=B2-A]	-57	-43	-37	-30	-27	-5	-3	-2	0	1
Variação face a 2024				[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]	14	20	27	30	52	54	55	57	58		
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>				%	[D=B2/A]	<b>79%</b>	<b>83%</b>	<b>85%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>98%</b>	<b>99%</b>	<b>99%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>
Variação face a 2024				[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]	4%	6%	9%	10%	19%	20%	20%	20%	21%	22%	
<b>Cenário Inferior</b>															
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)				GWh/d	[C=B1-A]	-48	-34	-29	-23	-20	0	3	4	5	6
Variação face a 2024				[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]	14	20	26	28	48	51	52	53	54		
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>				%	[D=B2/A]	<b>82%</b>	<b>86%</b>	<b>88%</b>	<b>90%</b>	<b>92%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>103%</b>
Variação face a 2024				[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]	5%	7%	9%	10%	18%	20%	20%	20%	20%	21%	

Figura 6-26

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d até 2029 e 88 GWh/d a partir de 2030



Nesta situação, com uma menor capacidade de extração do armazenamento subterrâneo, verifica-se o incumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal do Cenário Superior de procura e um incumprimento parcial do "critério N-1" nos Cenários Central e Inferior de procura. Deste modo, da análise do quadro e figura supra, conclui-se que:

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 77% em 2024 e 97% em 2033, verificando-se valores de déficit da reserva de capacidade compreendidos entre 64 GWh/d em 2024 e 7 GWh/d em 2033;
- No Cenário Central, verificam-se valores relativos ao "critério N-1" compreendidos entre 79% e 101%, com défices de reserva de capacidade de 57 GWh/d em 2024 e de 2 GWh/d em 2031.



Em 2032 a reserva de capacidade é nula e em 2033 verifica-se um excedente de reserva de capacidade de 1 GWh/d;

- No Cenário Inferior, verificam-se valores relativos ao “critério N-1” compreendidos entre 82% e 103%, com défices de reserva de capacidade de 48 GWh/d em 2024 e de 20 GWh/d em 2028. Em 2029 a reserva de capacidade é nula e no período compreendido entre 2030 e 2033 verifica-se um excedente de reserva de capacidade de 3 a 6 GWh/d.

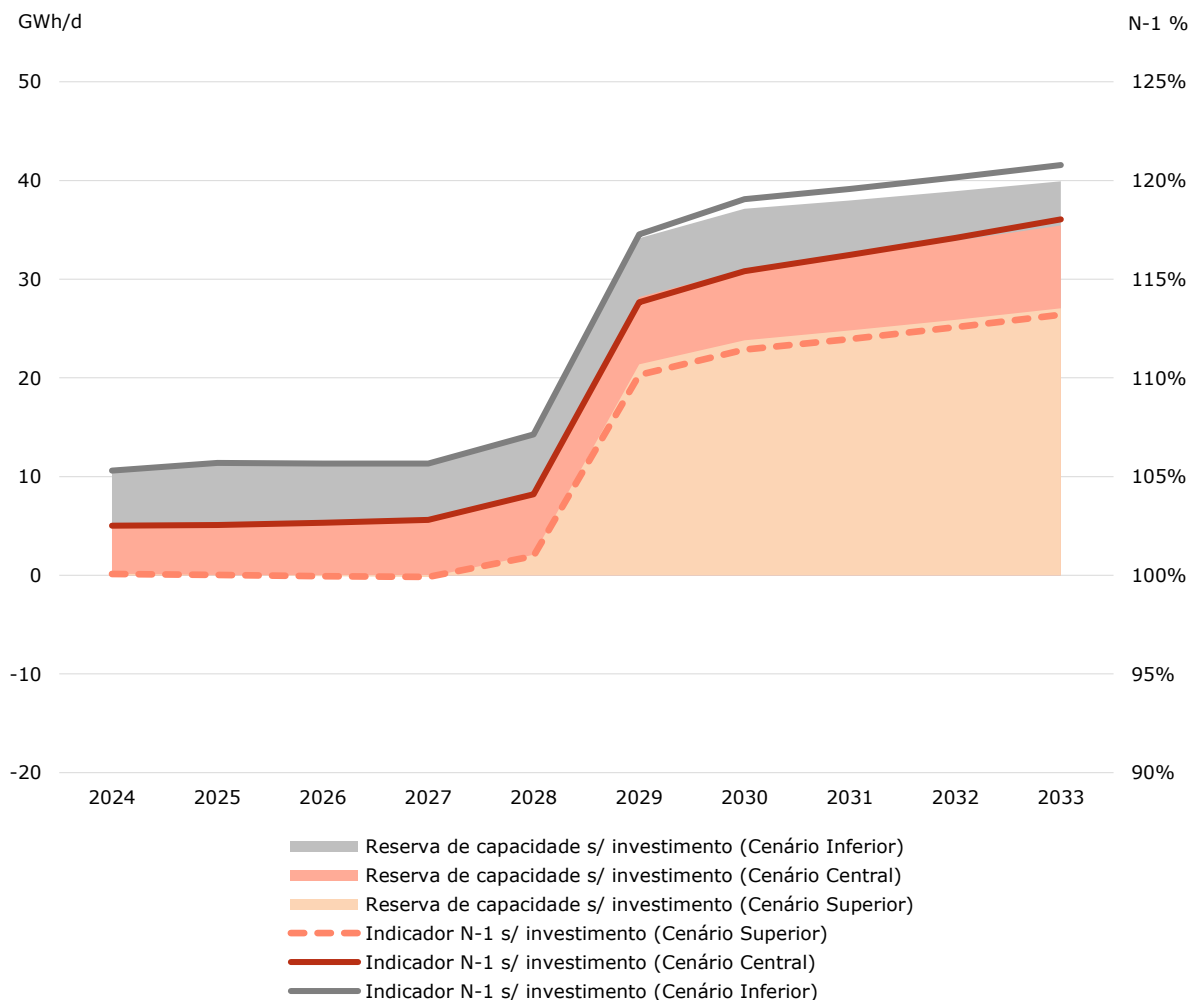
QUADRO 6-32

**Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com ‘interruptibilidade’ das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo “critério N-1” e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d até 2028 e 88 GWh/d a partir de 2029**

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Superior)</b>			215	215	215	215	213	211	208	207	206	205
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Central)</b>	GWh/d	[A]	210	210	209	209	207	204	201	200	198	197
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Inferior)</b>			204	203	203	203	201	198	195	194	193	192
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carriço</b>												
Capacidade de oferta		[B2]	215	215	215	215	215	232	232	232	232	232
Terminal GNL de Sines	GWh/d		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Carriço			71	71	71	71	71	88	88	88	88	88
<b>Cenário Superior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B2-A]	0	0	0	0	2	21	24	25	26	27
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		0	0	0	2	21	24	25	26	27
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B2/A]	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>	<b>110%</b>	<b>111%</b>	<b>112%</b>	<b>113%</b>	<b>113%</b>
Variação face a 2024		[D <sub>N</sub> -D <sub>2024</sub> ]		0%	0%	0%	1%	10%	11%	12%	12%	13%
<b>Cenário Central</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B2-A]	5	5	6	6	8	28	31	32	34	35
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		0	0	1	3	23	26	27	29	30
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B2/A]	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>104%</b>	<b>114%</b>	<b>115%</b>	<b>116%</b>	<b>117%</b>	<b>118%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		0%	0%	0%	2%	11%	13%	14%	15%	16%
<b>Cenário Inferior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]	11	12	12	12	14	34	37	38	39	40
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		1	1	1	3	23	26	27	28	29
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B2/A]	<b>105%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>	<b>106%</b>	<b>107%</b>	<b>117%</b>	<b>119%</b>	<b>120%</b>	<b>120%</b>	<b>121%</b>
Variação face a 2024		[C <sub>N</sub> -C <sub>2024</sub> ]		0%	0%	0%	2%	12%	14%	14%	15%	15%

Figura 6-27

Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d até 2028 e 88 GWh/d a partir de 2029



Da análise do quadro e da figura apresentados supra, verifica-se o cumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal dos Cenários Superior, Central e Inferior de procura.

- No Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2024 a 2033, variando o grau de cumprimento entre os 100% e os 113%. O valor da reserva de capacidade apresenta valores compreendidos entre 0 e 27 GWh/d;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2024 a 2033, verificando-se valores do índice N-1 entre 103% em 2024 e 118% em 2033, e de reserva de capacidade entre 5 GWh/d em 2024 e 35 GWh/d em 2033;

- O “critério N-1” também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 105% e 121%, e de reserva de capacidade entre 11 GWh/d em 2024 e 40 GWh/d em 2033;

## Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNG, já que permite, através das infraestruturas que lhe estão associadas:

- Realizar a constituição das reservas de segurança, da reserva adicional (associada à portaria n.º 59/2022) e da reserva estratégica (associada ao DL n.º 70/2022) a partir de 2029, considerando a entrada em operação de duas novas cavidades no AS do Carriço, de modo a salvaguardar os interesses estratégicos do Estado e a segurança dos consumidores de gás;
- Otimizar a gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas à procura física efetiva;
- Fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

A capacidade de armazenamento nas instalações do AS do Carriço e nas instalações do TGNL de Sines deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança, adicional e estratégica, e disponibilizar capacidade destinada à otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas.

Após a expansão do TGNL de Sines concluída em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento da RNTIAT efetuou-se através do desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, que teve em conta as melhores práticas de outros países europeus.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança, adicional e estratégica, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 62/2020, à Portaria n.º 59/2022, ao Regulamento (EU) n.º 1938/2017 e ao DL n.º 70/2022, e criar condições para a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos.

## Capacidade de armazenamento total da RNTIAT<sup>35</sup>

Para cada ano e para os três Cenários: Inferior, Central e Superior, procedeu-se à quantificação dos valores de:

<sup>35</sup> Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

- Necessidades totais de reservas de segurança a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação adicional das reservas a armazenar, considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carrigo.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT, considerando a disponibilidade das duas novas cavidades a construir no AS Carrigo.

QUADRO 6-33

Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3570	3285	3023	2759	2784	2809	2833	2837	2841	2843
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1426	1443	1455	1467	1476	1485	1493	1498	1501	1503
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2144	1842	1567	1292	1308	1324	1339	1339	1339	1339
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3446	3142	2900	2656	2659	2662	2663	2662	2659	2655
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1346	1359	1366	1371	1375	1378	1380	1378	1375	1371
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2100	1783	1534	1285	1284	1284	1284	1284	1284	1284
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3304	2963	2676	2388	2340	2290	2240	2236	2232	2226
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1266	1276	1280	1282	1283	1283	1283	1279	1275	1269
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2038	1687	1397	1107	1057	1007	957	957	957	957
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	7008	7608	7608	7608	7608	7608
	(GWh)										
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carriço		3839	3839	3839	3839	4439	5039	5039	5039	5039	5039

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-34

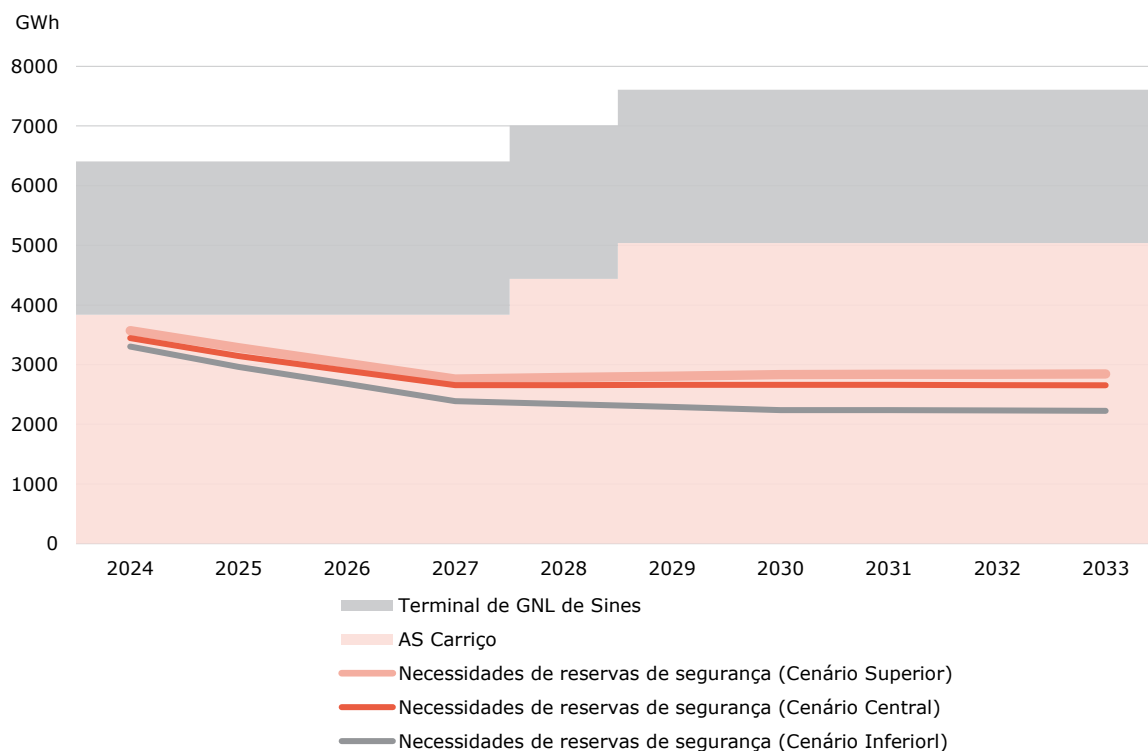
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2838	3123	3385	3649	4224	4799	4775	4771	4767	4765
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		10%	19%	29%	49%	69%	68%	68%	68%	68%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3570	3285	3023	2759	2784	2809	2833	2837	2841	2843
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2962	3266	3508	3752	4349	4946	4945	4946	4949	4953
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		10%	18%	27%	47%	67%	67%	67%	67%	67%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3446	3142	2900	2656	2659	2662	2663	2662	2659	2655
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3104	3445	3732	4020	4668	5318	5368	5372	5376	5382
Variação face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		11%	20%	29%	50%	71%	73%	73%	73%	73%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3304	2963	2676	2388	2340	2290	2240	2236	2232	2226
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

Figura 6-28

### Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentados supra, verifica-se que:

- Em todos os cenários de procura considerados, e para o período analisado, o AS do Carrigo possui capacidade suficiente para satisfazer as necessidades de reservas de segurança, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- De acordo com as estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2024 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do Carrigo e as necessidades de reservas de segurança é cerca de 269 GWh.

### Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior.

#### QUADRO 6-35

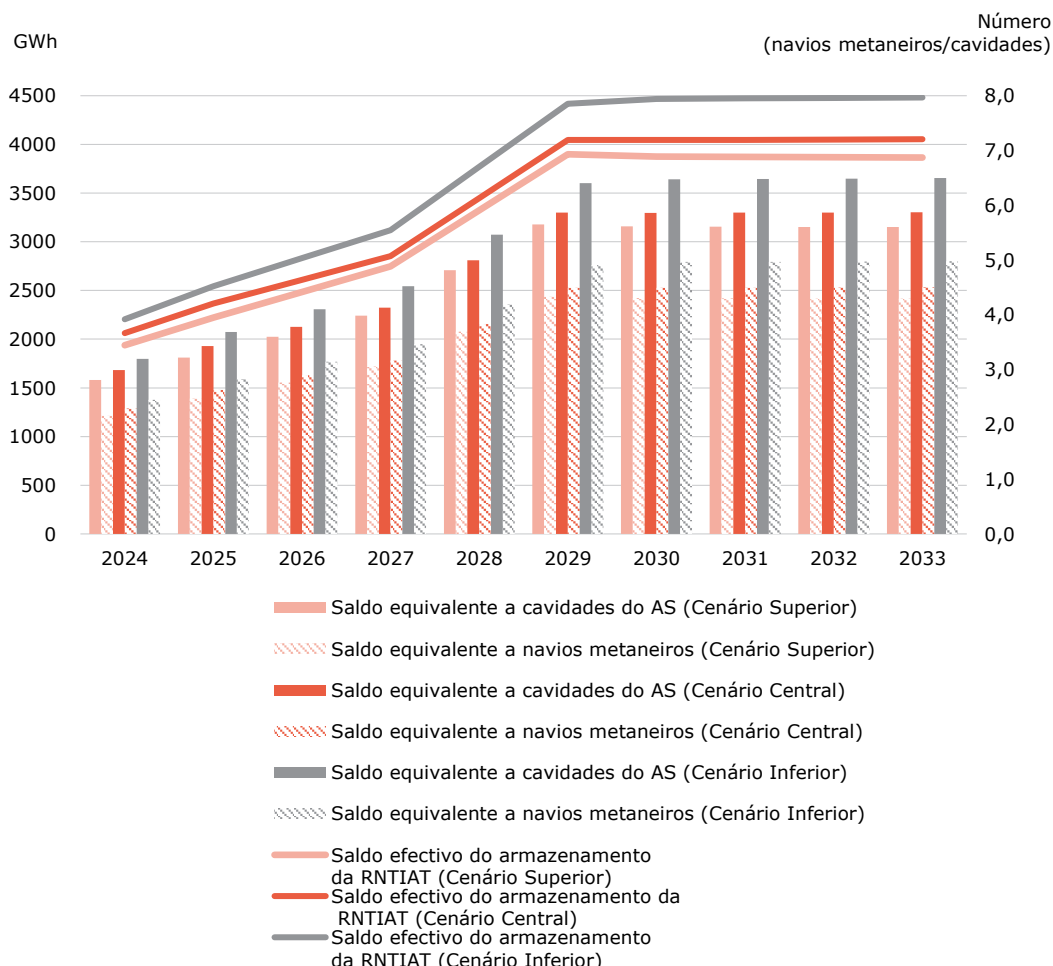
### Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1938	2223	2485	2749	3324	3899	3875	3871	3867	3865
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,2	2,5	2,8	3,1	3,7	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,8	3,2	3,6	4,0	4,8	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2062	2366	2608	2852	3449	4046	4045	4046	4049	4053
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,3	2,6	2,9	3,2	3,8	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,0	3,4	3,8	4,1	5,0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2204	2545	2832	3120	3768	4418	4468	4472	4476	4482
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,4	2,8	3,1	3,5	4,2	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,2	3,7	4,1	4,5	5,5	6,4	6,5	6,5	6,5	6,5



Figura 6-29

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise do quadro e da figura apresentados supra, verifica-se um crescimento generalizado do saldo efetivo do armazenamento, justificado essencialmente pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no SNG, e pela inclusão de duas novas cavidades para armazenamento da reserva estratégica, no final dos anos 2027 (cavidade 1) e 2028 (cavidade 2), associadas ao DL n.º 70/2022

Deve referir-se também que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT tem um comportamento crescente até 2029, atingindo um máximo de 3899 GWh. No período 2030-2033 verifica-se uma ligeira redução, de 3875 GWh em 2030 para 3865 GWh em 2033. O saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT em 2024 equivale a cerca de 2,2 navios metaneiros e a 2,8 cavidades do AS do Carrigo, e em 2033 corresponde a cerca de 4,3 navios metaneiros e a 5,6 cavidades do AS do Carrigo;
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente em todo o período em análise. Em 2033 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT

atinge o seu máximo de 4053 GWh, equivalente a cerca de 6 cavidades do AS do Carriço e a 4,5 navios metaneiros;

- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT apresenta um aumento até 2033 atingindo o seu máximo de 4482 GWh, equivalente a 6,5 cavidades do AS do Carriço e 5 navios metaneiros.

### **Capacidade de armazenamento total da RNTIAT, tendo em consideração a Portaria n.º 59/2022**

Como referido, tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação das normas relativas ao aprovisionamento considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carriço.

Para cada ano e para os três Cenários de procura (Inferior, Central e Superior), procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança e de reserva adicional (700 GWh) a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS do Carriço e TGNL de Sines);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Deste modo, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança, da reserva adicional e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT

QUADRO 6-36

Evolução das necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal de acordo com a Portaria n.º 59/2022

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4270	3985	3723	3459	3484	3509	3533	3537	3541	3543
Cientes Protegidos	(GWh)	1426	1443	1455	1467	1476	1485	1493	1498	1501	1503
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2144	1842	1567	1292	1308	1324	1339	1339	1339	1339
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4146	3842	3600	3356	3359	3362	3363	3362	3359	3355
Cientes Protegidos	(GWh)	1346	1359	1366	1371	1375	1378	1380	1378	1375	1371
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2100	1783	1534	1285	1284	1284	1284	1284	1284	1284
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	4004	3663	3376	3088	3040	2990	2940	2936	2932	2926
Cientes Protegidos	(GWh)	1266	1276	1280	1282	1283	1283	1283	1279	1275	1269
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2038	1687	1397	1107	1057	1007	957	957	957	957
<b>Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG</b>		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	7008	7608	7608	7608	7608	7608
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carriço		3839	3839	3839	3839	4439	5039	5039	5039	5039	5039

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-37

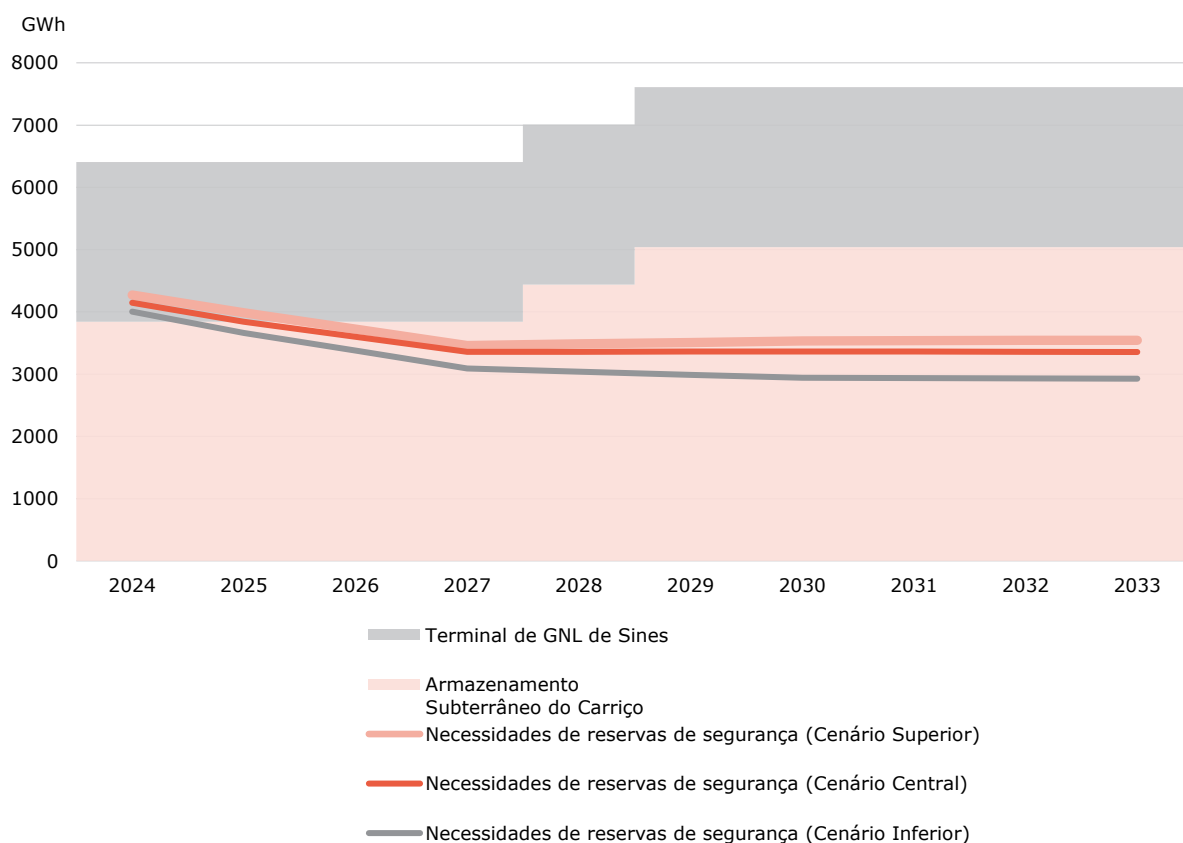
**Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT de acordo com as necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal (Portaria n.º 59/2022)**

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2138	2423	2685	2949	3524	4099	4075	4071	4067	4065
Varição face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		13%	26%	38%	65%	92%	91%	90%	90%	90%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3839	3839	3723	3459	3484	3509	3533	3537	3541	3543
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			431	146	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2262	2566	2808	3052	3649	4246	4245	4246	4249	4253
Varição face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		13%	24%	35%	61%	88%	88%	88%	88%	88%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3839	3839	3600	3356	3359	3362	3363	3362	3359	3355
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			307	3	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2404	2745	3032	3320	3968	4618	4668	4672	4676	4682
Varição face a 2024	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2024</sub> ]		14%	26%	38%	65%	92%	94%	94%	94%	95%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3839	3663	3376	3088	3040	2990	2940	2936	2932	2926
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			165	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional.

Figura 6-30

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)**



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas supra, verifica-se que:

- Nos Cenários de procura Superior e Central, o AS do Carrigo possui capacidade insuficiente nos anos de 2024 e 2025 para satisfazer as necessidades de reservas de segurança e reserva adicional, sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines. Já no cenário de procura inferior, verifica-se que somente no ano de 2024 o AS do Carrigo apresenta uma capacidade insuficiente para satisfazer a necessidade global de reservas de segurança e reserva adicional, sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;

Verifica-se que nos períodos 2026-2033 dos Cenários Superior e Central, e 2025-2033 do Cenário Inferior, a infraestrutura do AS Carrigo disponibiliza uma capacidade suficiente para armazenar a totalidade das reservas de segurança e reserva adicional.

## Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT (análise com a reserva adicional do Portaria n.º 59/2022)

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor de 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior.

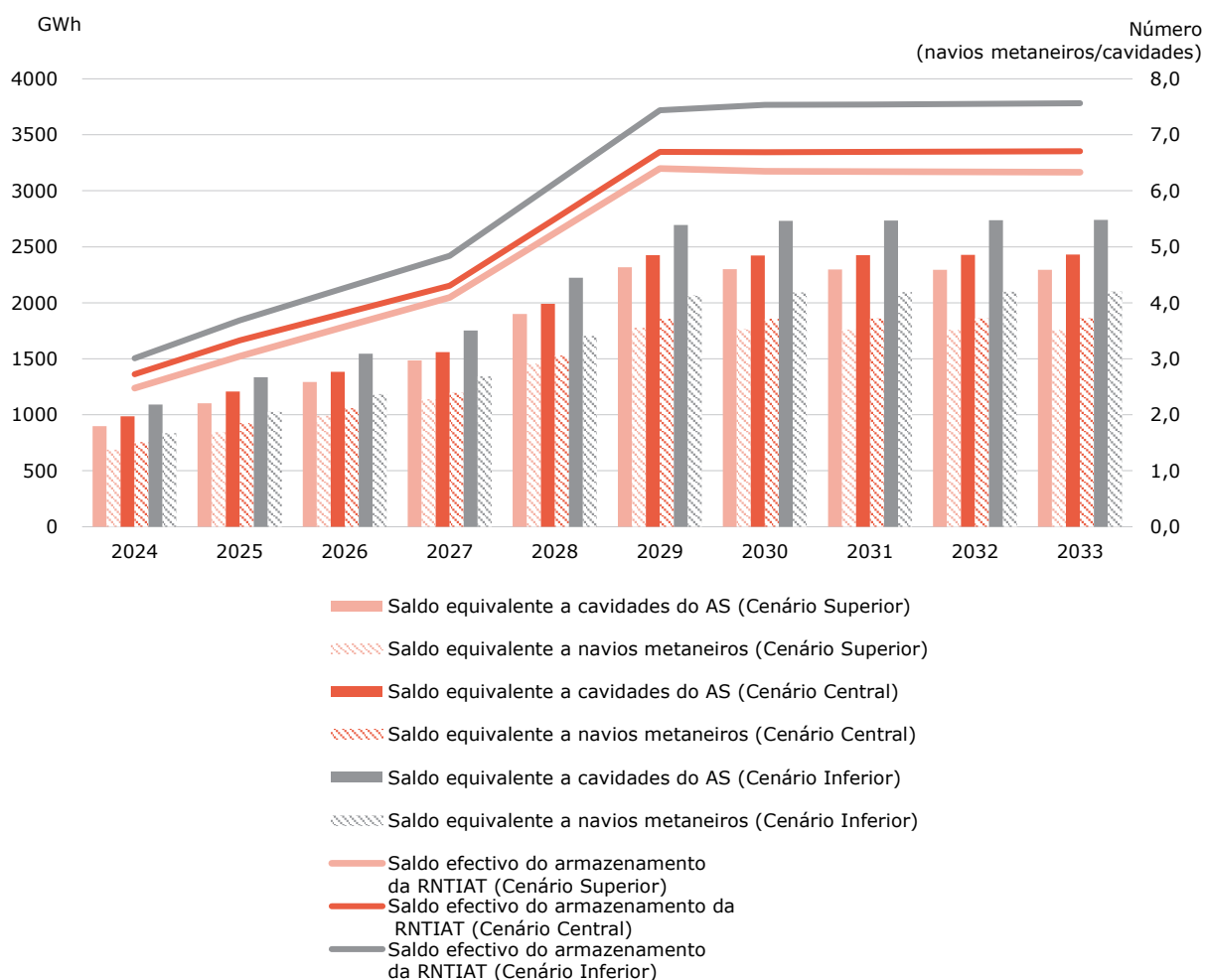
QUADRO 6-38

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)

			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1238	1523	1785	2049	2624	3199	3175	3171	3167	3165
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	1,4	1,7	2,0	2,3	2,9	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	1,8	2,2	2,6	3,0	3,8	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1362	1666	1908	2152	2749	3346	3345	3346	3349	3353
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	1,5	1,9	2,1	2,4	3,1	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,0	2,4	2,8	3,1	4,0	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1504	1845	2132	2420	3068	3718	3768	3772	3776	3782
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	1,7	2,0	2,4	2,7	3,4	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,2	2,7	3,1	3,5	4,4	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5

Figura 6-31

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)**



Da análise do quadro e da figura apresentados supra, poder-se-á referir que:

- Nos Cenários Superior, Central e Inferior, o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente no período em análise, compreendido entre 2024 e 2033. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no horizonte temporal em análise e pela entrada em operação de duas novas cavidades no AS Carrigo (DL n.º 70/2022);
- No Cenário Superior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1238 GWh em 2024, equivalente a 1,4 navios metaneiros e 1,8 cavidades do AS Carrigo e de 3165 GWh em 2033, equivalente a 3,5 navios metaneiros e 4,6 cavidades do AS Carrigo;
- No Cenário Central verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1362 GWh em 2024, equivalente a 1,5 navios metaneiros e 2 cavidades do AS Carrigo e de 3353 GWh em 2033, equivalente a 3,7 navios metaneiros e 4,9 cavidades do AS Carrigo;



- No Cenário Inferior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1504 GWh em 2024, equivalente a 1,7 navios metaneiros e 2,2 cavidades do AS Carriço e de 3782 GWh em 2033, equivalente a 4,2 navios metaneiros e 5,5 cavidades do AS Carriço;

### Considerações adicionais

Adicionalmente e relativamente ao Projeto Complementar da EC do Carregado, deve ser referido que o aumento da capacidade de regaseificação do Terminal de Sines possibilitará ao mercado o alargamento das suas opções para o escoamento do GNL rececionado em Sines e, por conseguinte, o reforço do potencial de diversificação de abastecimento. Nota-se que a remoção do congestionamento que afeta esta capacidade nos últimos anos, permitirá aumentar a rapidez de reposição de existências no AS Carriço e possibilitará o recurso mais frequente à utilização da capacidade de exportação da interligação internacional, opção interessante para os comercializadores que atuam ao nível ibérico. A referida utilização 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. Apesar da prospetiva redução da procura em termos de volume anual, o SNG continuará a ter de acomodar a forte variabilidade que caracteriza a procura gás, assim como dar resposta às pontas diárias de consumo da RNTG.

Por outro lado, ao nível da incorporação de hidrogénio na RNTG, a existência da EC do Carregado poderá contribuir para uma maximização da produção de gases de origem renovável, através do aumento dos caudais em circulação e também da acrescida flexibilidade na gestão de fluxos da rede.

## 6.2.4. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento - Projetos Complementar de interligação a 100% hidrogénio H2Med CelZa e Eixo Nacional de transporte de hidrogénio

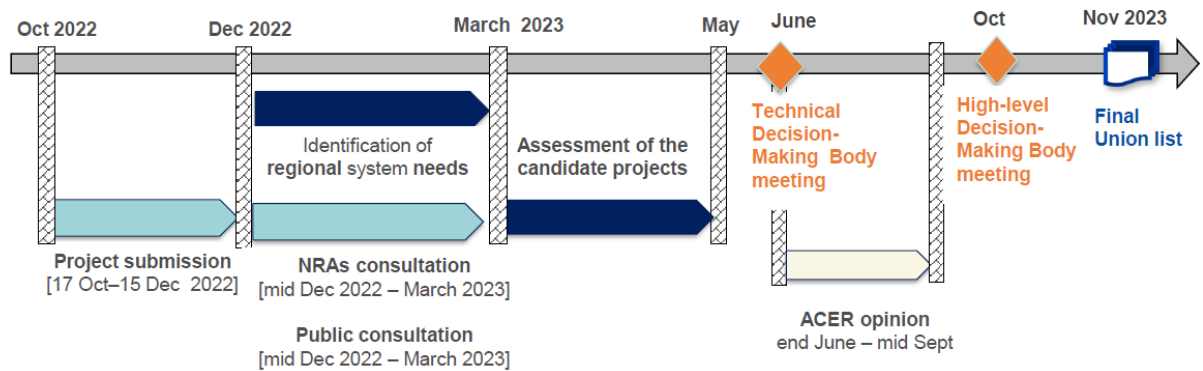
Como foi referido no Capítulo 5, os projetos CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio foram submetidos a candidatura PCI em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no TEN-E: 'Gasodutos para o transporte de hidrogénio, sobretudo de alta pressão, incluindo infraestruturas de gás natural reconvertidas, dando acesso a múltiplos utilizadores da rede de uma forma transparente e não discriminatória'. (Anexo II.3 Regulamento (EU) 2022/869).

A Comissão Europeia estabeleceu um calendário de avaliação dos projetos candidatos ao estatuto PCI, que contempla diversas etapas, entre as quais uma avaliação custo-benefício, elaborada em colaboração com o JRC da CE, cuja versão final do documento com a metodologia ainda não foi publicada. De acordo com o planeamento da Comissão Europeia, a publicação da lista final de projetos PCI encontra-se agendada para o mês de novembro de 2023.

A figura infra apresenta o cronograma com as tarefas e datas chave previstas neste processo PCI, de acordo com a informação fornecida pela Comissão Europeia nas reuniões dos grupos regionais de acompanhamento dos projetos de hidrogénio, no âmbito do TEN-E.

Figura 6-32

Tarefas e datas chave associadas ao processo PCI



Fonte: Comissão Europeia

Dada a indefinição relativamente à metodologia a aplicar e os respetivos critérios de avaliação custo-benefício a utilizar na avaliação dos projetos candidatos ao estatuto PCI, onde se incluem os projetos CelZa e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, o presente Plano não apresenta qualquer avaliação deste investimento, propondo-se que em exercícios posteriores de Planeamento seja efetuada/atualizada a avaliação destes Projetos Complementares, de acordo com a metodologia que venha a ser definida e implementada pela Comissão Europeia no decurso do processo PCI.

## 6.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental (AA), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE) sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

Não obstante a metodologia proposta no presente exercício de avaliação ter tido em consideração um conjunto de guias metodológicos e orientações consideradas de referência para a APA, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor, optou-se, para a presente edição do Plano, por adotar uma abordagem distinta da usualmente adotada em Avaliações Ambientais Estratégicas. Fundamentalmente, a razão para que tal aconteça está relacionada com as especificidades do Quadro de Referência Estratégico (QRE), do contexto e das motivações subjacentes ao ciclo de planeamento a que respeita este PDIRG.

Com efeito, a atual edição do Plano surge num contexto substancialmente diferente das anteriores edições, uma vez que as intervenções propostas avaliar foram desenhadas com o propósito de cumprir as diretrizes do Estado concedente e não constituem alternativas do Plano.

Nestas circunstâncias, foi delineada uma avaliação ambiental num quadro metodológico com algumas diferenças face a anteriores exercícios de AA dos PDIRG. Uma vez que, no caso presente, não se avaliam alternativas de intervenção na RNTIAT, para as quais relevaria a adoção de Fatores Críticos para a Decisão, em cujo âmbito se apontariam critérios de apoio à decisão estratégica que permitiriam a seleção da alternativa mais sustentável, optou-se pela identificação de Fatores Relevantes para a Avaliação Ambiental (FRAA) que constituem o quadro de avaliação do Plano, traduzem questões incontornáveis e decisivas para a sua sustentabilidade global e abrangente e permitiram identificar recomendações no sentido de minimizar eventuais impactos negativos da implementação do Plano e de maximizar as oportunidades identificadas.

Os três Fatores Relevantes para a Avaliação Ambiental analisados são:

- Coesão Territorial e Social;
- Energia e Alterações Climáticas;
- Capital Natural e Cultural.

Para cada FRAA foram analisadas as principais tendências e orientações estratégicas e identificaram-se oportunidades e ameaças com potencial impacto sobre o Plano. Numa fase posterior, procedeu-se à avaliação das propostas de intervenção do Plano, por FRAA, de acordo com os critérios e indicadores selecionados em cada um deles, de forma a identificar potencialidades e constrangimentos associados a essas ações ou que delas decorressem.

Na presente edição do PDIRG (2024-2033) assume-se um conjunto de investimentos cujo propósito responde, globalmente e em linha com orientações do Estado concedente, à necessidade de assegurar o transporte dedicado de hidrogénio verde, à necessidade de criar condições que assegurem uma reserva estratégica de gás natural e, finalmente, à criação de condições na infraestrutura de transporte de gás que permitam o reforço das interligações com o resto da Europa, no âmbito duma potenciação de maior disponibilidade e utilização de hidrogénio verde na Europa.

Da avaliação realizada, concluiu-se que as intervenções integradas na proposta do PDIRG 2024-2033 para a RNTIAT respondem aos desafios societários do momento e, em concreto, respondem a diretrizes das estratégias e das políticas energética e climática, nomeadamente, no que respeita às metas de descarbonização da economia e, mais recentemente a compromissos internacionais de aprofundamento de um mercado europeu de energia, mais interligado, mais independente e mais resiliente, dos quais resulta da constituição de um corredor internacional de hidrogénio verde (H2Med).

Neste contexto, as intervenções subjacentes ao Plano, tanto de modernização da rede existente para futura incorporação de novas fontes de energia de base renovável (gases de origem renovável e de baixo teor em carbono, com destaque para o hidrogénio verde), como de expansão da infraestrutura (incluindo uma interligação internacional), demonstram o compromisso da REN com as políticas, orientações e diretrizes nacionais e internacionais que regulam o setor.

Sobre a Avaliação Ambiental que incidiu sobre este Plano e as suas propostas falta referir que esta pretendeu ser exploratória sobre eventuais condicionantes e constrangimentos nas áreas envolventes dos pontos de acesso à rede, bem como das novas ligações a construir. Deste modo, sendo anterior a futuras decisões sobre a evolução e expansão da RNTIAT, a avaliação realizada neste exercício permite informar sobre as localizações que determinarão estudos mais detalhados e aprofundados, merecendo destaque, pela sua relevância para decisões futuras, as seguintes conclusões:

- Considera-se viável a utilização da faixa de servidão onde atualmente passa o gasoduto de ligação do AS do Carricho à C.T. Lares para a definição de um traçado de suporte a uma nova ligação ao AS do Carricho, dedicada ao hidrogénio verde, associada ao novo gasoduto Cantanhede – Figueira da Foz, assegurando a concentração de infraestruturas da mesma natureza e minimizando efeitos de fragmentação do território;
- Considera-se igualmente viável a definição de um traçado para uma nova ligação entre Cantanhede e a zona da Figueira da Foz, dedicada ao hidrogénio verde e como parte do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio verde. Sendo de relevar a necessidade de assegurar a compatibilização com algumas infraestruturas lineares (como as vias rodoviárias), com Aproveitamentos Hidroagrícolas na envolvente do rio Mondego e com áreas de alguma concentração de património arqueológico;
- Finalmente, considera-se que, em relação à nova ligação internacional Celorico da Beira - Vale de Frades, é clara a dificuldade suplementar que a nova ligação acarretará na definição do traçado mais adequado, sendo o maior desafio a travessia do Rio Douro, não apenas pelos compromissos ambientais e sociais existentes, mas também pelas severas condicionantes técnicas que tal travessia implica. Esta ligação foi anteriormente objeto de uma DIA desfavorável e, por essa razão, considera-se que a etapa subsequente deverá incluir um Estudo Ambiental de Alternativas de Corredores (EAAC), com opções geográficas, e, em

cúmulo, por opções de condicionamentos temporais (marcadamente associadas à fase construtiva), de forma a identificar uma solução viável nessa área em estudo.



9

# ANEXOS

## ANEXO 1

Pressupostos do RMSA-G 2022 - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás

**REN** 



9



# ANEXOS

## ANEXO 2

Projetos decididos em anteriores  
edições do PDIRG

REN 



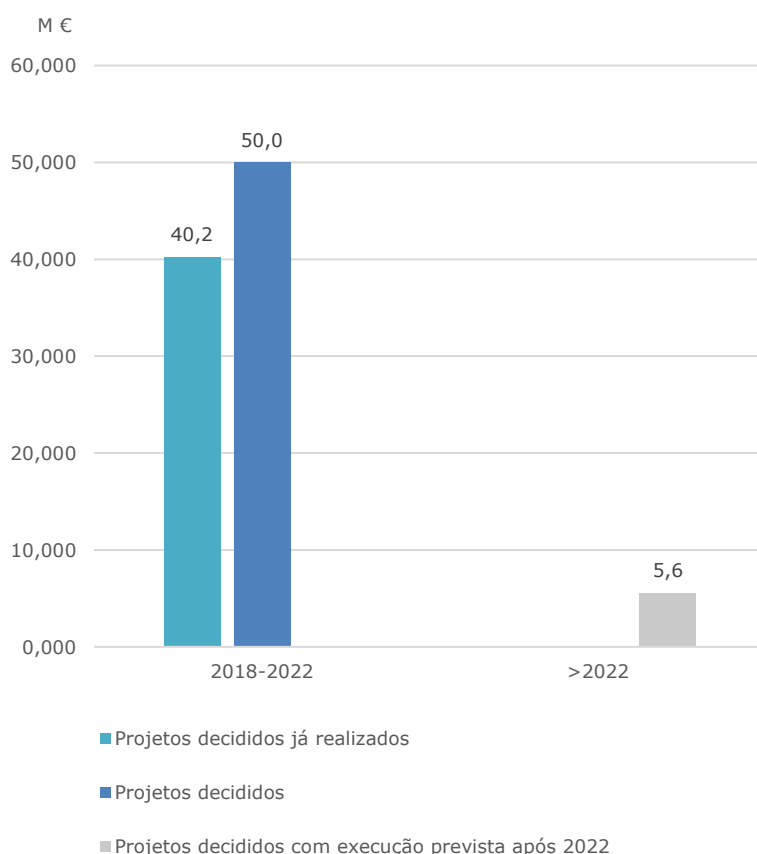
## PROJETOS DECIDIDOS EM ANTERIORES EDIÇÕES DO PDIRG

### 1. Investimento e realização dos projetos decididos

Os projetos decididos já realizados ou com previsão de conclusão até ao final de 2023<sup>36</sup>, totalizam, a custos diretos externos, 45,8 M€, valor que compara com o montante de 50,0 M€ correspondente ao valor de investimento apresentado para esses mesmos projetos. Refere-se que estes valores incluem a primeira fase do projeto de aumento de capacidade do Armazenamento Subterrâneo do Carrigo, previamente aprovada, e que correspondeu à eliminação de limitações nos processos de injeção e extração (debottlenecking), num valor de 3,3 M€.

Apesar das dificuldades causadas pelas restrições resultantes do contexto pandémico que atravessou o período de execução do plano, foi possível, através de um esforço extraordinário, durante o ano de 2022, realizar a maior parte dos projetos decididos. Contudo, não foi possível a conclusão de todos os projetos decididos devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado e períodos mais longos de aprovisionamento.

**Realização dos projetos decididos em anteriores Planos  
(valores a custos diretos externos)**



<sup>36</sup> A estimativa dos montantes dos projetos por concluir, foi realizada aquando da preparação dos pressupostos da elaboração da proposta de PDIRG 2024-2033.

Refere-se ainda que relativamente ao projeto de expansão da capacidade do Armazenamento Subterrâneo do Carriço foram apenas foram executadas as fases de 'debottlenecking' e de 'upgrade do sistema de controlo', a fase de 'upgrade do sistema de compressão' (que inclui a aquisição de uma unidade motor-compressor movida a combustão interna) foi suspensa evitando assim uma prescindível oneração do sistema face às mudanças previstas naquela instalação em razão da necessidade de adaptação desta a misturas com gases renováveis.

Na sequência do exposto no parágrafo anterior, a comparação entre o total do valor decidido em anteriores edições do Plano, 50,0 M€, e o total do valor realizado em projetos decididos, 45,8 M€, deverá tomar em conta a suspensão do projeto de expansão da capacidade do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, que corresponde a uma verba de ca. 5,4 M€ não realizados relativamente ao valor apresentado para este projeto.

Nas tabelas infra resumem-se os montantes decididos em anteriores planos bem como a realização desses mesmos projetos.

**Síntese dos Montantes Decididos  
(valores a custos diretos externos)**

	<2018	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAIS
<b>Projetos Base</b>	<b>3,3</b>	<b>17,3</b>	<b>12,3</b>	<b>6,2</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>50,0</b>
REN Gasodutos		5,1	4,2	3,8	3,5	2,9	19,6
Ptos. de Ligação		0,6		0,6		0,6	1,8
REN Atlântico		5,0	3,8	1,3	1,2	1,2	12,5
REN Armaz.		2,3	1,7	0,5	0,8	0,7	6,1
Upgrade Cap. AS	3,3	4,3	2,5				10,1

**Síntese dos Montantes Realizados e Previsão de Realização em 2023  
(valores a custos diretos externos)**

	<2018	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAIS
<b>Projetos Base</b>	<b>3,3</b>	<b>6,2</b>	<b>7,2</b>	<b>8,6</b>	<b>9,4</b>	<b>5,7</b>	<b>5,6</b>	<b>45,8</b>
REN Gasodutos		2,1	3,3	2,7	3,2	4,0	2,4	17,7
Ptos. de Ligação				0,1	0,1		1,5	1,6
REN Atlântico		2,7	3,4	4,9	2,3	0,7	0,9	14,8
REN Armaz.		1,3	0,5	0,9	2,4	1,0	0,8	6,9
Upgrade Cap. AS	3,3				1,4			4,6

## 2. Ponto de situação dos projetos do PDIRG 2018-2027 decididos

Apresenta-se na tabela seguinte o ponto de situação à data de elaboração desta proposta de Plano, para os projetos decididos no âmbito de anteriores propostas de Plano.

Bloco de Projetos	Designação dos projetos	Ponto de situação dos projetos	Invest. decidido	Invest. realizado	Invest. Previsto	Notas
<b>Rede Nacional de Transporte de Gás</b>						
Melhoria Operacional	Upgrade de instalações e Equipamentos	Em curso	6,0	2,4	1,8	Conclusão do projeto de 'Security' – fase 1 prevista para 2023
	Monitorização de cadeias de medida	Cancelado				Necessidade extinta face à alteração da metodologia de monitorização da rede.
	Equipamento de medida, instrumentação e ferram.	Concluído				
Adequação Regulamentar	Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Concluído	2,2	2,2	-	-
	Equipamentos de Medição e Leitura	Concluído				
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e Adequação	Concluído	11,3	10,7	0,6	Conclusão do projeto de Sistemas de Instrumentação e Controlo prevista para 2023
	Sistemas de Medição e Analisadores	Concluído				
	Equipamentos elétricos	Concluído				
	Sistemas de Instrumentação e Controlo	Em curso				
	Sistemas de Aquecimento	Concluído				
	Sistema de Odorização	Concluído				
Pontos de Ligação		Em curso	1,8	0,1	1,5	Conclusão da GRMS 05509 - Paredes de Coura - prevista para 2023
<b>Terminal GNL de Sines</b>						
Melhoria Operacional	Upgrade de instalações e Equipamentos	Em curso	0,4	0,1	0,3	Conclusão do projeto de upgrade do sistema ENS prevista para 2023
Adequação Regulamentar	Equipamentos de Medição e Leitura	Em curso	0,2	-	0,1	Âmbito revisto com conclusão prevista para 2023
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e Adequação	Concluído	11,9	13,8	0,6	Conclusão dos projetos de Sistemas de Medição e Analisadores prevista para 2023
	Sistema de Água do Mar	Concluído				
	Sistema de Emissão	Concluído				
	Sistemas de Instrumentação e Controlo	Concluído				
	Sistemas de Medição e Analisadores	Em curso				
	Equipamentos elétricos	Concluído				
Equipamentos de Segurança	Concluído					
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>						
Melhoria Operacional	Upgrade de instalações e Equipamentos	Em curso	3,8	3,0	0,5	Projeto de descontaminação bacteriológica a aguardar por resultados de estudos técnicos.
	Equipamento de medida, instrumentação e ferram.	Concluído				
Adequação Regulamentar	Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Concluído	0,5	0,2	0,1	Conclusão do projeto de acondicionamento de unidades de medida prevista para 2023.
	Equipamentos de Medição e Leitura	Em curso				
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e Adequação	Concluído	1,8	3,0	0,2	Conclusão dos projetos dos Catalisadores dos Motores e Analisadores de Gás prevista para 2023.
	Equipamentos de Segurança	Concluído				
	Sistemas de Instrumentação e Controlo	Concluído				
	Unidade Motor-Compressor e Auxiliares	Em curso				
	Analisadores	Em curso				
Projeto Upgrade da Capacidade de Compressão		Suspensão	6,8	1,4	-	

Valores em milhões de euros



9

# ANEXOS

ANEXO 3

Necessidades decorrentes da RCM n.º 82/2022

REN

## Necessidades decorrentes da RCM n.º 82/2022

### Cavidades novas no AS Carriço

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Ucrânia e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. Assim, de acordo com a referida RCM, determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:

- Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e
- Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás, importa reforçar as reservas do SNG fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado.

Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente Plano contempla o investimento associado a duas novas cavidades, desenvolvidas também numa perspetiva de armazenamento de 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavernas do armazenamento subterrâneo do Carriço, com entrada prevista em operação no final de 2018 (primeira das novas cavidades) e 2029 (segunda das novas cavidades), considerando-se o respetivo impacto tarifário no capítulo 6.

A tabela seguinte indica o horizonte temporal de construção e entrada em exploração expetável, bem como o cronograma de investimento associado às duas novas cavidades salinas do AS do Carriço.

Novas Cavidades RCM n.º 82/2022	Investimento (M€)	Cronograma do investimento (M€)									
	TOTAL PROJETO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Primeira nova cavidade	40	-	-	-	16	24	-	-	-	-	-
Segunda nova cavidade	43	-	-	-	-	17	26	-	-	-	-

M€

### Equipamentos para trasfega de GNL entre navios

Face ao contexto existente, nomeadamente a necessidade europeia de diversificar as origens dos combustíveis fósseis importados, foi identificada uma solução técnica de curto prazo que consiste na realização de operações de trasfega entre navios metaneiros nas instalações do terminal de GNL de Sines.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, determina que 'o operador de terminal de gás natural liquefeito promova, de imediato e com urgência, a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega deste combustível entre navios, em Sines, usando para este fim as instalações das quais é operador e, em articulação com a administração portuária, outras que se mostrem disponíveis ou acordadas para o efeito, de modo a assegurar disponibilidade para reenvio de gás natural liquefeito até cerca de 8 mil milhões de metros cúbicos por ano.'

A mesma Resolução do Conselho de Ministros autoriza o operador de terminal de gás natural liquefeito a efetuar, com urgência, o investimento correspondente à instalação referida, no valor de 4,5 M€.

Para tal foram tomadas diligências para aquisição do seguinte equipamento:

- Equipamento de trasfega:
  - 4 condutas criogénicas flexíveis de 10"
  - Estruturas tipo selas para instalação em ambos os navios para passagem do equipamento de trasfega.
  - Sistema de monitorização de posição relativa entre navios
  - Sistema de controlo
  - Sistema de fecho de emergência (ERC)
- Equipamento para apoio às operações:
  - Defensas flutuantes
  - Equipamento móvel de queima ('flare')

A tabela seguinte apresenta o cronograma de investimento associado aos equipamentos de trasfega e gestão de vapor.

Trasfega de GNL RCM 82/2022	Investimento (M€)		Cronograma do investimento (M€)				
	TOTAL PROJETO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Equipamento de trasfega	3,25	3,25	-	-	-	-	-
Equipamento para apoio às operações	0,25	0,25	-	-	-	-	-

M€



9

# ANEXOS

ANEXO 4

Projetos Base a iniciar ou a transferir para  
exploração em 2023

REN 

## PROJETOS BASE A INICIAR OU TRANSFERIR PARA EXPLORAÇÃO EM 2023

### 1. Investimento em Projetos de Remodelação e Modernização de Ativos

Os projetos de remodelação e modernização de ativos resultam da avaliação técnica efetuada sobre os ativos em serviço. Estes projetos estão alinhados com a política de Gestão de Ativos e têm como principais objetivos o bom funcionamento e otimização de sistemas e equipamentos, o controlo e minimização do incremento dos custos de operação, sustentabilidade e minimização de impactos ambientais, a exploração segura das infraestruturas bem como os decorrentes da necessidade de remodelação e conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente.

Os projetos de remodelação e modernização de ativos estão agrupados em três categorias distintas: Melhoria operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida útil.

Estes projetos baseiam-se em avaliações que consideram, entre outros indutores, o Índice de Estado (IE) e o Índice de Criticidade (IC) de cada Ativo. Parte destes projetos correspondem a programas plurianuais de Gestão de Ativos enquanto outros resultam em intervenções em ativos específicos com o objetivo de prolongar a vida útil dos mesmos e bem como repor as suas condições de operacionalidade, fiabilidade e segurança.

Os programas plurianuais de Gestão de Ativos foram decididos, em sede de PDIRG 2018-2027, até ao ano de 2022. Estes programas têm como objetivos a preservação e reposição de ativos de elevado desgaste, o cumprimento de programas de avaliação de estado e a conformidade com requisitos legais e normativos. A sua continuidade no ano de 2023 é fundamental à manutenção das condições de segurança e operacionalidade da infraestrutura.

As intervenções em equipamentos definidos baseadas no Indicador de Estado (IE), cujo início está previsto em 2023, revestem-se de essencial importância e foram também previamente apresentadas em anteriores planos.

As dificuldades de aprovisionamento de materiais e equipamentos, resultantes do atual contexto global, com prazos de entrega superiores a um ano na maioria dos casos, elevam o risco de não colocação de encomendas para um valor inaceitável face à criticidade dos equipamentos a intervir.

Refere-se pela sua importância a intervenção nos braços de descarga/carga marítimos que estão instalados desde a sua construção do Terminal em 2003 e cujo estado atual de conservação se encontra bastante degradado. São equipamentos críticos e a sua indisponibilidade impossibilita a realização operações com navios. A verba apresentada no anterior plano previa a aquisição de um novo braço permitindo o acondicionamento faseado dos 4 braços existentes. O âmbito então previsto foi revisto face à descontinuação por parte do fabricante do modelo instalado e da sua incompatibilidade com o novo sistema de controlo. Este projeto inclui componentes estruturais, elétricos e hidráulicos novos, novo sistema de controlo, nova unidade hidráulica de acionamento e acoplamento bem como os serviços de apoio, grua marítimas, gruas terrestres; mão de obra, andaimes, etc.

O montante previsto de investimento a realizar em projetos de remodelação e modernização de ativos durante o ano de 2023 é de 13,8 M€



## 2. Investimento em Projetos na Gestão Técnica Global do SNG

Em anteriores planos apresentados foi considerado um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG) e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do Centro de Despacho e Operação de Mercado, salientando-se a atualização dos sistemas SCADA e ATR bem a evolução da infraestrutura tecnológica, nos vários níveis de segurança, até ao portal web @IGN, com o propósito de melhorar a eficiência dos processos e disponibilizar a informação às partes interessadas.

Para o efeito foram iniciados os desenvolvimentos apresentados no parágrafo Tecnologias de Suporte às Infraestruturas de Gás, constante em anteriores planos, nomeadamente a remodelação do sistema de Acesso de Terceiros à Rede (ATR) e a atualização de cibersegurança ao sistema SCADA.

O montante previsto de investimento para a Gestão Técnica Global durante o ano de 2023 é de 2,1 M€

## 3. Projeto de adaptação da RNTG a gases renováveis

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, complementado pelos respetivos Regulamentos das Infraestruturas determina que o operador deve promover as diligências necessárias para garantir a conformidade das infraestruturas para receber misturas de H<sub>2</sub> com gás natural, apresentando os resultados dos estudos ao concedente. Neste contexto, e pese embora ainda não exista aprovação por parte do Concedente, a REN, enquanto operadora da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, tem em curso um conjunto de ações, com o objetivo de cumprir com as obrigações das diferentes concessões e validar a adequação das infraestruturas para a operação com gases de origem renovável.

Estas ações em concreto materializam-se na revisão das especificações técnicas, na certificação de conformidade por uma terceira parte independente, na conceção do projeto base para as estações de mistura e injeção e na elaboração dos estudos "assessment study and gap analysis". A Gestão Técnica Global tem em curso um 'upgrade' do seu sistema de controlo que permitirá a atualização dos modelos de simulação de rede, a implementação de novos sistemas de sensorização, medição e de controlo de qualidade de gás.

O conjunto de ações já iniciadas ou contratualizadas no âmbito do projeto de adaptação a misturas de hidrogénio representa um investimento de cerca de 2,2 M€

## 4. Síntese dos Projetos

No quadro seguinte resumem-se os projetos a iniciar ou a transferir para exploração em 2023.

Bloco de Projetos	Designação dos projetos	Investimento apresentado em PDIRG 2020-2029	Investimento apresentado em PDIRG 2022-2031	Investimento Previsto	Notas
<b>Rede Nacional de Transporte de Gás – Remodelação e Modernização de Ativos</b>					
Melhoria Operacional	Transformação digital - Monitorização e sensorização de ativos	Sim	Sim	0,2 M€	Instrumentos e equipamentos de análise e medição, peças, materiais e analisadores.
Melhoria Operacional	Mitigação e adaptação às alterações climáticas	Não	Sim	1,3 M€	Instalação de painéis solares térmicos nas estações.
Adequação Regulamentar	Gás Transfronteiriço	Sim	Não	2,3 M€	Estação fronteira CTS 07000 - Âmbito revisto face à necessidade de automatizar o modo de operação (importação/exportação).
Adequação Regulamentar	Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Sim	Sim	0,5 M€	Programa de Gestão de Integridade: monitorização em linha, revestimento, caracterização e primeira intervenção.
Adequação Regulamentar	Equipamentos de medição e leitura	Sim	Sim	0,4 M€	Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida.
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação	Sim	Sim	0,9 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: Sistemas auxiliares, sistemas de odorização, substituição turbinas/US.
Gestão de Fim de Vida Útil	Proteção anti-corrosiva	Sim	Sim	0,1 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: Tratamento das instalações de superfície.
Gestão de Fim de Vida Útil	Sistemas elétricos	Sim	Sim	0,2 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: PTs, UPS e baterias.
Gestão de Fim de Vida Útil	Sistemas de instrumentação e controlo	Sim	Sim	0,3 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: RTUs, HMIs.
Gestão Integrada da Vegetação	Estabilização de faixas de proteção e resiliência a espécies invasoras	Não	Sim	0,4 M€	Programa de Gestão Integrada da Vegetação: IEFP (todos os lotes), AREI (lotes 1, 4 e 7).
<b>Terminal GNL de Sines – Remodelação e Modernização de Ativos</b>					
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação	Sim	Sim	0,7 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: Sistemas auxiliares.
Gestão de Fim de Vida Útil	Sistema de descarga de GNL	Não	Sim	5,0 M€	Intervenção inadiável (ver ponto 1).
Gestão de Fim de Vida Útil	Recondicionamento de Equipamentos	Não	Sim	0,5 M€	Intervenção para extensão de vida útil no compressor de gás de retorno (K302A/B) e flare.
Gestão de Fim de Vida Útil	Segurança e utilidades	Não	Sim	0,4 M€	Remodelação sistema de incêndios.
<b>Armazenamento Subterrâneo – Remodelação e Modernização de Ativos</b>					
Adequação Regulamentar	Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Não	Sim	0,1 M€	Programa de Gestão de Integridade: Estudo geomecânico-Avaliação de integridade
Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação	Sim	Sim	0,7 M€	Programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida: Sistemas auxiliares, tratamento anti-corrosivo e equipamentos de controlo.
<b>Projetos na Gestão Técnica Global</b>					
GTG	GS, RTS e DPB	Sim	Sim	2,1 M€	Implementação de atualizações nos sistemas incluindo cibersegurança.
<b>Projeto de adaptação da RNTG a misturas de hidrogénio ('H<sub>2</sub> ready')</b>					
RNTG 'H <sub>2</sub> ready'	Estudos específicos - RNTG	Não	Sim	1,0 M€	Revisão de especificações, certificação de conformidade, projeto estações de mistura e injeção, 'assessment study' e 'gap analysis'.
AS Carriço 'H <sub>2</sub> ready'	Estudos específicos - AS	Não	Sim	0,2 M€	Certificação de conformidade, 'assessment study' e 'gap analysis'.
GTG 'H <sub>2</sub> ready'	Sistema de controlo	Não	Sim	0,9 M€	Upgrade e integração de sistemas viabilizando a introdução de novas ferramentas de monitorização, análise e simulação.



9

# ANEXOS

ANEXO 5

Metodologia de análise Multicritério / Custo-  
Benefício

REN 

## METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

### 1. Enquadramento

#### 1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão<sup>37</sup>. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas de redes e infraestruturas de transporte de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema, de desenvolvimento das redes de transporte, da capacidade do armazenamento estratégico, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de indutores. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois indutores; pelo menos um agente de decisão<sup>38, 39</sup>.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud<sup>40</sup>, Clímaco<sup>41</sup>, e Matos<sup>42</sup>, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições<sup>43</sup>.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

<sup>37</sup> Roy, B. *Multicriteria Methodology for Decision Aiding*, Nonconvex optimization and its applications, 1996

<sup>38</sup> Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, 2005

<sup>39</sup> Catrinu, M., *Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis*, Norwegian University of Science and Technology, 2006

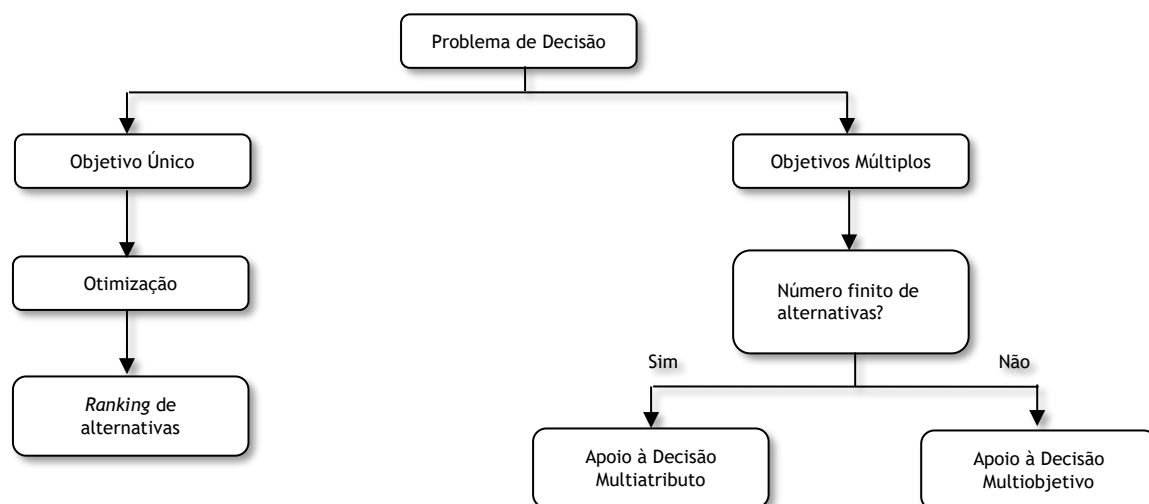
<sup>40</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, 1979

<sup>41</sup> Clímaco, J. *Programação Matemática com Objetivos Múltiplos*, Dissertação de Doutoramento, 1981

<sup>42</sup> Matos, M.A., *Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições*, 1981

<sup>43</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, 1979

## Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue<sup>44,45,46</sup>:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um indutor/atributo, e que não seja pior nos restantes indutores/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

### 1.2. Análise Custo-benefício

A metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás (CE e ENTSOG).

Importa referir o Regulamento N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013 que serviu de base à metodologia concebida pelo ENTSOG ('Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology') que, em fevereiro de 2015, foi aprovada pela Comissão Europeia. O ENTSOG efetuou uma melhoria à sua metodologia, desenvolvendo e implementando a 'CBA Methodology 2.0' para projetos de gás, que foi aprovada em fevereiro de 2019 pela Comissão Europeia.

Esta metodologia tem como principal objetivo apoiar a seleção de projetos de interesse comum (PIC) e do TYNDP, sendo impulsionada pelas seguintes considerações:

<sup>44</sup> Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

<sup>45</sup> Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

<sup>46</sup> Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

- ✓ Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a refletir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;
- ✓ Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar as necessidades de infraestruturas e o impacto dos benefícios diretos e indiretos de um projeto integrado na rede europeia no bem-estar social;
- ✓ Uma abordagem incremental e análise de custo-benefício que considere o prazo de implementação do projeto e a disponibilidade de dados de análise.

Não obstante a metodologia da ENTSOG se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) consiste num modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único indutor, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*<sup>47</sup>. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas, particularmente quando se torna complexa e sujeita a subjetividade, por exemplo, a monetização de diversos atributos.

## 2. Metodologia de Apoio à Decisão para o PDIRG

### 2.1. Contexto do Problema de Decisão

O PDIRG materializa um exercício de planeamento da RNTIAT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNTIAT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais que aportem vantagens operacionais na sua implementação, seja ao nível da eficiência, segurança ou qualidade ou ainda do acompanhamento da evolução tecnológica, quer por via dos compromissos já acordados com os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) relativamente a novos pontos de ligação ou à ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um caráter crítico para que o Operador da Rede de Transporte, o Operador do Terminal de GNL e o Operador do Armazenamento Subterrâneo de Gás possam continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT. Nesta proposta de PDIRG, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

As alterações climáticas são outra das componentes dos Projetos Base, considerando que o setor do gás é vulnerável a mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas que integram a RNTIAT.

---

<sup>47</sup> European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

O PDIRG agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, cujos objetivos se encontram condicionados a factores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SNG em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Após a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê no final a decisão por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

## 2.2. Arquitetura da Metodologia Multicritério/Custo-benefício

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRG.

Esta abordagem visa, por um lado, integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar projetos de investimento.

Embora não exista um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNTIAT.

Uma alternativa é qualificada como potencial, quando a sua implementação é considerada exequível<sup>48</sup>. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNTIAT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRG, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

A presente metodologia multicritério/custo-benefício (MCB) apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNTIAT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento nas infraestruturas. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRG não oferecem, ao Operador da Rede de Transporte, do Terminal de GNL ou do Armazenamento Subterrâneo de Gás, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa "zero" (que corresponde a "não fazer") o que neste caso assumiria

<sup>48</sup> Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

### 2.3. Blocos de Investimento e Atributos

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um deste grupo de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto<sup>49</sup>.

Atendendo ao exposto, é possível apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

### Matriz Multicritério/Custo-Benefício

		<b>Matriz Multicritério/Custo-Benefício</b>					
		<b>Projetos Base</b>			<b>Avaliação Sistémica de Planeamento</b>		
		<i>Remodelação e modernização de ativos</i>			<i>Integ. de mercados e interoperabilidade Concorrência Novos pólos de consumo Segurança do Abastecimento Sustentabilidade</i>		
<b>Blocos de Projetos (BP)</b>		<b>Atributos</b>			<b>Atributos</b>		
<b>BP A</b>		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
...		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
<b>BP N</b>		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
  - $a_{1,1}$  – Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
  - $a_{1,2}$  – Indicador de Criticidade;

<sup>49</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.



- *a1,3* – Capacidade em Risco de Interrupção;
- *a1,4* – Redução da Probabilidade de Falha;
- *a1,5* – Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
- *a1,6* – Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais;
- *a1,7* – Melhoria da Eficiência do SNG
- *a1,8* – Adaptabilidade à introdução de gases renováveis
- *a1,9* – Índice de Risco Social.
- *a1,10* – Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas;
- *a1,11* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

#### Projetos Complementares:

- Integração de mercados e interoperabilidade; Concorrência; novos polos de consumo; Segurança do Abastecimento
  - *a2,1* - Reserva de Capacidade;
  - *a2,2* - Capacidade Bidireccional;
  - *a2,3* - Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade;
  - *a2,4* - Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento;
  - *a2,5* - Dependência dos Fornecedores;
  - *a2,6* - Critério N-1;
  - *a2,7* - Capacidade de Armazenamento;
  - *a2,8* - Diminuição das Emissões (GEE)
  - *a2,9* – Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)
  - *a2,10* – Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas
  - *a2,11* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

Em seguida, procede-se à descrição de cada um dos indicadores da análise multicritério, quer os aplicáveis aos Projetos Base, quer os aplicáveis aos Projetos Complementares, explicando-se o seu significado e de como devem ser interpretados.

## APLICAÇÃO DA METODOLOGIA AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO & MODERNIZAÇÃO (PROJETOS BASE)

Os Projetos de remodelação e modernização de ativos não impactam em nova capacidade das infraestruturas, da oferta ou do armazenamento, resultando em análises multicritério/custo-benefício necessariamente diferentes das realizadas para os Projetos Complementares, sendo que o campo de ação das metodologias utilizadas a nível europeu, nomeadamente a metodologia concebida pelo ENTSOE, se torna mais limitado e a valorização mais complexa. Estas limitações, face à especificidade de cada projeto e às obrigações decorrentes da concessão, derivam do facto de que nem sempre é possível quantificar de modo sistemático o balanço entre os benefícios gerados e o custo da não realização do projeto ou por não existir alternativa à realização do projeto (como exemplo poder-se-ão referir projetos que minimizem riscos para a segurança de pessoas e bens ou upgrades tecnológicos por descontinuação de produto).

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparar as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com o conhecimento atual. A análise dos investimentos de remodelação e modernização envolve benefícios tais como a segurança de pessoas e bens, o balizamento de condições de operação, a adoção de regimes de funcionamento mais favoráveis, a criação de redundâncias, a mitigação de fatores externos de desgaste, o retardamento da deterioração, entre outros. Os custos do projeto ao longo do período são, tanto quanto possível, comparados com os benefícios gerados ao longo deste mesmo período. Os custos resultantes da

opção de não fazer o projeto e que possam ser evitados com a sua execução são considerados como benefícios.

De facto, a quantificação dos atributos que compõem este tipo de análise, seja em termos monetários ou não, implica a atribuição de um conjunto de valores para uma série de variáveis sejam elas de ordem técnica como, por exemplo, a taxa de corrosão antes e depois da intervenção ou da ordem da gestão do sistema tal como a taxa de utilização futura de determinado equipamento ou sistema.

Outro aspeto a ter em consideração relaciona-se com a ponderação a conferir a cada atributo. De facto, as várias metodologias de apoio à decisão, análises multiatributos ou multicritério, foram desenhadas para comparar alternativas semelhantes, como por exemplo para um processo simples de aprovisionamento, em que se comparam, para cada alternativa, as somas das pontuações em cada critério ponderadas pelo seu peso específico. Este tipo de abordagem sistemática enfrenta limitações quando se comparam projetos dissemelhantes em que as alternativas em estudo não respondem a todos os atributos, quando o peso específico de cada atributo varia consoante a especificidade e objetivos do projeto ou, quando os atributos não são integralmente monetizados, como é o caso da metodologia proposta.

O presente exercício de PDIRG continua o processo de melhoria contínua a metodologia da análise multicritério efetuada aos projetos de remodelação e modernização de ativos procurando ir ao encontro das recomendações e pareceres recebidos.

As profundas mudanças esperadas para o sector do gás apresentam um novo desafio para a Análise Custo-Benefício dos projetos de remodelação e modernização.

Se por um lado a perspetiva de longo prazo de uma transição energética gradual para uma sociedade neutra em carbono terá um impacto reduzido na maioria dos atributos, uma vez que mesmo a eventual redução progressiva da utilização das infraestruturas não liberta o operador das suas obrigações para com a qualidade, fiabilidade e segurança das mesmas, já a adequação dos novos investimentos em remodelação e modernização de ativos à introdução de gases de origem renovável constitui uma questão-chave no sentido de eliminar situações de reinvestimentos em ativos não conformes com as metas definidas na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, nomeadamente a injeção de percentagens de 10% de hidrogénio na rede nacional de transporte até ao ano de 2030.

Foi criado um novo atributo “adaptabilidade do ativo à introdução de gases renováveis” com o objetivo de valorizar as alternativas compatíveis com a introdução de gases renováveis e evitar custos ineficientes para o sistema.

Refere-se ainda, a título de esclarecimento, que os projetos de remodelação e modernização de ativos contemplam intervenções em ativos em serviço cuja motivação não é a adaptação da rede de transporte à introdução de gases renováveis, mas sim o conjunto de motivações elencadas no âmbito da Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil. Pretende-se com a introdução deste novo atributo que estes projetos não venham a gerar novos custos face à introdução de gases renováveis na rede de transporte.

Assim, os projetos de preparação da infraestrutura para a introdução crescente de hidrogénio, embora pertencentes ao conjunto dos Projetos Base, não fazem parte dos projetos de remodelação e modernização de ativos. As infraestruturas construídas de raiz para transporte de volumes com uma concentração de 100% de hidrogénio entram na categoria dos projetos complementares.

### 3. Atributos Aplicáveis aos Projetos Base

#### 3.1. Melhoria do Indicador do Estado do Ativo

Este atributo quantifica a melhoria no Indicador de Estado do Ativo induzida pelo projeto em análise, i.e., a diferença entre o valor do Indicador de Estado antes e depois da intervenção em determinado Ativo ou sistema de Ativos.

Não obstante existirem diferentes possíveis metodologias para determinar o Indicador de Estado (IE), o objetivo é o de classificar o estado dos Ativos da infraestrutura e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IE representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

- A. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão):
  - a) Idade;
  - b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
  - c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
  - d) *Know-how* interno e externo;
  - e) Disponibilidade de peças de reserva;
  - f) Desempenho.
- B. Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.
- C. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Deste modo, propõe-se intervir nos ativos cujo Índice de Estado seja inferior a 5.

#### 3.2. Indicador de Criticidade

O Indicador de Criticidade (IC) pretende avaliar as consequências de uma falha em cada um dos Ativos da infraestrutura, e ordená-los em função das repercussões causadas por essa falha sobre a qualidade e fiabilidade do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IC avalia o impacto da falha de um determinado equipamento ou

sistema, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da severidade de um incidente cuja causa seja a falha de um determinado ativo.

O IC é calculado através da avaliação de dois fatores principais (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a classificação com menor severidade e "10" é a classificação com maior severidade):

- A. Consequências da Falha ao Nível do Sistema:
  - a) Interrupção do fornecimento de gás;
  - b) Afetação da receção de navios metaneiros;
  - c) Condicionamento de serviços;
  - d) Inibição de redundâncias.
  
- B. Consequências da Falha ao Nível da Segurança de Pessoas e Bens:
  - a) Existência de feridos ou fatalidades;
  - b) Libertação de gás e/ou possibilidade de ignição da massa libertada;
  - c) Impactos ambientais.

Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IC elevado) e são objeto de uma priorização delineada tanto nos planos de manutenção e inspeção como na lista de prioridades de investimento.

### 3.3. Capacidade em Risco de Interrupção

Este atributo identifica a capacidade total de transporte ou envio de Gás associada ao ativo ou conjunto de ativos em análise. Pretende-se com este atributo quantificar a perda de disponibilidade resultante de uma falha do Ativo ou conjunto de Ativos. A quantificação deste atributo é efetuada em MW.

Quando o projeto em análise abrange mais do que um Ativo e estes são equivalentes (como por exemplo os projetos de beneficiação nos vaporizadores ou nas bombas do Terminal de GNL) apenas se considera a capacidade associada a um único Ativo.

Por outro lado, existem projetos associados a famílias de Ativos (como por exemplo sistemas de instrumentação ou auxiliares) que não sendo menos críticos não permitem que lhes seja diretamente associada uma capacidade em risco de interrupção. A associação de capacidade em risco de interrupção também não é aplicável a determinados projetos de remodelação que são comuns à totalidade da Rede de Transporte de Gás ou que respondem a determinadas necessidades operacionais ou de segurança.

### 3.4. Redução da Probabilidade de Falha

Este atributo pretende traduzir a proficiência do investimento proposto na redução da probabilidade de falha de determinado equipamento ou sistema, avaliando a capacidade de cada projeto em contribuir para a redução do risco de situações de interrupção ou paragem intempestiva, seja através da criação de redundâncias, da melhoria dos meios de monitorização, comunicação e atuação, da proteção de equipamentos ou da capacidade para interromper o chamado “Efeito Dominó” (propagação de falha). A qualificação deste atributo é obtida estimando a probabilidade de falha resultante de cada um dos possíveis cenários após a realização do investimento comparativamente à probabilidade de falha atual (i.e., a opção de não realização do investimento).

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível do risco de falha do equipamento.
- 3 Projeto tem impacto positivo nas condições de higiene, salubridade e conservação dos equipamentos.
- 5 Projeto melhora as condições de operação do equipamento e/ou reduz o nível de desgaste (impacto positivo na função probabilidade de falha).
- 7 Projeto reduz a probabilidade de falha atuando sobre causas conhecidas e/ou permite uma atuação precoce no equipamento antes da falha.
- 10 Projeto elimina pelo menos uma das causas de falha conhecidas.

### 3.5. Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens

Este atributo pretende expressar o impacto do investimento efetuado na melhoria da segurança de pessoas e bens. A valorização deste atributo é determinada de acordo com cada tipo de investimento, esteja este relacionado com a implementação de sistemas de proteção ativa, proteção passiva ou de segurança de processo.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível da segurança das instalações.
- 3 Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e segurança dentro das instalações.
- 5 Projeto tem um impacto indireto na redução de probabilidades de incidentes.
- 7 Projeto contribui para a redução de probabilidade de fugas de gás/GNL inferiores a 0,5 tons. e/ou aumenta as condições de segurança ocupacional nas instalações.
- 10 Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente suscetível de envolver perdas de vidas, ferimentos graves ou libertação de grandes quantidades de gás/GNL.

### 3.6. Redução de Impactos Ambientais

Este atributo pretende qualificar a importância do investimento a realizar na redução de impactos ambientais, seja através da redução de emissões, da diminuição do consumo de energia ou da prevenção e mitigação de acidentes ambientais.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |   |
|----|---|
| 1  | Projeto não apresenta benefícios ao nível ambiental.  |
| 3  | Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e/ou de reciclagem dentro das instalações.          |
| 5  | Projeto permite reduzir o consumo de energia e/ou aumentar a taxa de consumo de energia renovável.                            |
| 7  | Projeto permite reduzir a emissão de gases poluentes, a libertação de contaminantes ou a libertação não accidental de metano. |
| 10 | Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente ambiental grave.       |

### 3.7. Melhoria da Eficiência do SNG

Este atributo qualifica o impacto do investimento realizado na atenuação da curva de aumento de custos de operação inerente ao envelhecimento da infraestrutura. A valorização deste atributo resulta da avaliação dos benefícios causados pela intervenção/investimento a efetuar na otimização do processo de operação ou na capacidade deste de evitar gastos futuros quer pela prevenção de situações de colapso ou de intervenções mais onerosas.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Projeto não tem impactos ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais.     |
| 3  | Projeto contribui para a implementação de boas práticas ao nível operacional.          |
| 5  | Projeto tem impacto indireto ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais. |
| 7  | Projeto tem impactos direto a médio prazo ao nível da eficiência.                      |
| 10 | Projeto promove uma eficiência direta e imediata.                                      |

### 3.8. Adaptabilidade do ativo à introdução de gases renováveis

Este atributo tem o objetivo de valorizar a compatibilidade das alternativas propostas nos projetos de remodelação e modernização de ativos com a introdução de gases renováveis, evitando custos futuros causados pela implementação de alternativas que requeiram nova intervenção ou se tornem ineficientes com a introdução de gases com origem renovável na rede de transporte. Os projetos de remodelação e modernização de ativos são intervenções em ativos em serviço cujas motivações são as elencadas nos âmbitos da Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil. Importa referir que os projetos de adaptação da rede de transporte à introdução de

gases renováveis, embora pertencentes aos projetos base, não fazem parte dos projetos de remodelação e modernização de ativos e não são objeto deste atributo.

As alternativas cujo indicador expresso neste atributo seja inferior a 5 não serão consideradas nos projetos de remodelação e modernização de ativos do presente PDIRG.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |   |
|----|---|
| 1  | Projeto perde o valor acrescentado que introduz no sistema no momento de introdução de gases com origem renovável na rede de transporte.  |
| 3  | Projeto necessita de nova intervenção (novo investimento) no momento de introdução de gases com origem renovável na rede de transporte.   |
| 5  | Projeto mantém o valor criado para o sistema no momento de introdução de gases com origem renovável na rede de transporte.  |
| 7  | Projeto aumenta o valor criado para o sistema no momento de introdução de gases com origem renovável na rede de transporte.   |
| 10 | Projeto aumenta o valor criado para o sistema no momento de introdução de gases com origem renovável na rede de transporte e atua como facilitador na adaptação da rede de transporte à introdução de gases renováveis. |

### 3.9. Índice de Risco Social

O Índice de Risco Social relaciona a probabilidade de um determinado acidente ocorrer com as suas potenciais consequências para a população. A falha de segurança que resulta no cenário de acidente possível (tipicamente um acidente catastrófico) é valorizada utilizando referências relacionadas com "morte ou ferimentos graves", baseadas numa avaliação da indústria do Reino Unido, a qual apresenta valores consolidados para este tipo de modelos e que foram atualizados com base nas taxas de variação do índice de preços no consumidor. Estes representam uma quantificação do valor social de prevenir uma fatalidade.

A metodologia estima os números esperados de mortes com base em avaliações de risco no cenário mais grave. Considera-se o Risco Social, com base na quantificação associada a uma possível fatalidade, o referido valor é então multiplicado pelo número esperado de ocorrências, totalizando o valor global a partir do qual se determina a base do Índice de Risco Social (para maior detalhe, sugere-se a consulta da referência mencionada *supra*, v. nota de rodapé respetiva).

A metodologia que efetivamente aqui se utiliza é uma metodologia ajustada à da referida no parágrafo anterior, em que o Índice de Risco Social é descrito em valores por unidade, em escala de 1 a 10 em que o valor máximo representa o cenário com as consequências mais gravosas. Para a quantificação dos parâmetros, quando o projeto se realiza em diferentes localizações é efetuada a soma aritmética das ocorrências esperadas pelo modelo nas diferentes localizações.

- Os dados de população na vizinhança do gasoduto foram obtidos a partir dos Censos de 2011;

cálculo para as ocorrências do tipo A decorre da radiação térmica provocada por um incêndio com origem numa fuga com a níveis de radiação igual ou superior a 35 kW/m<sup>2</sup>.

### 3.10. Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Este atributo qualifica o impacto do investimento realizado na implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos nas infraestruturas dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Projeto não tem impactos ao nível da implementação de medidas de adaptação às alterações climáticas.                         |
| 3  | Projeto contribui para a implementação de boas práticas de resposta a eventos extremos.                                      |
| 5  | Projeto tem impacto indireto nas medidas de adaptação atuando sobre o dimensionamento de equipamentos.                       |
| 7  | Projeto reforça a resiliência da infraestrutura para lidar com fenómenos decorrentes das alterações climáticas.              |
| 10 | Projeto atua diretamente sobre uma vulnerabilidade da infraestrutura face a fenómenos decorrentes das alterações climáticas. |

### 3.11. Manutenção ou Criação de Emprego Externo

Este atributo pretende quantificar o benefício social dos projetos e consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de “full-time equivalent” associado ao investimento e sua tipologia.

Dada a dispersão de projetos o cálculo deste atributo não foi efetuado discriminadamente para cada projeto, mas sim para o conjunto de todos os projetos de remodelação e modernização de ativos.

Para além dos atributos enunciados anteriormente, existem outros princípios e indutores de planeamento que, embora parecendo mais genéricos, quer quantitativa, quer qualitativa, não são menos importantes e essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas em respeito pela legislação e pela regulamentação em vigor.

## 4. Atributos Aplicáveis aos Projetos Complementares

### 4.1. Reserva de Capacidade

O balanço de capacidade (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta dos pontos de entrada da RNTG e a ponta de consumos verificada em cada ano e para cada cenário de evolução da procura de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do indicador:

$$RC = \sum_i EP_i - \sum_i PC_i$$

Onde:



EPI – Capacidade técnica de cada ponto de entrada (interface com TGNL e interligações)

PCi – Ponta de consumos de cada tipo de mercado (convencional e eléctrico)

Reserva de capacidade



Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNG.

A reserva de capacidade disponível na RNTG em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade excedentária ao mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a flexibilidade do sistema, e por conseguinte, para a integração do mercado e para a segurança do abastecimento.

A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento do mercado liberalizado em Portugal e para a integração dos mercados da Península Ibérica.

#### 4.2. Capacidade Bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional associada aos projetos do Plano, medindo o incremento de capacidade de exportação de gás associado. Para o caso das interligações com dupla direccionalidade, como é o caso das interligações entre Portugal e Espanha, a fórmula a aplicar é a seguinte:

$$\text{Min}(1; \frac{\text{Capacidade adicional na zona de interligação}}{\text{Soma das capacidades existentes na direcção prevalecente da zona de interligação}})$$

Onde:

Capacidade adicional de interligação - Capacidade adicional de interligação no sentido contrário ao sentido prevalecente, isto é, no sentido de Portugal para Espanha (exportação);

Soma das capacidades de interligação existentes na direção prevalecente – capacidade atualmente existente na direção prevalecente, isto é, no sentido de Espanha para Portugal (importação).

### 4.3. Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir o grau de diversificação dos pontos de oferta, disponíveis para o abastecimento dos consumos do SNG. Este índice resulta do somatório das frações da capacidade de cada um dos pontos de oferta elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHc = \sum_i \left[ \left( \frac{EP_i}{Cap. total} \right)^2 + \left( \frac{LNG_i}{Cap. total} \right)^2 \right]$$

Onde:

EP<sub>i</sub> - Capacidade técnica de cada ponto de entrada das interligações

LNG<sub>i</sub> - Capacidade técnica de entrada na RNTG a partir do TGNL de Sines

Cap. Total - Total da capacidade técnica de entrada na RNTG

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNG.

### 4.4. Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração, e portanto, o seu grau de diversificação. Este índice resulta do somatório das frações de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado e o seu

valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor, menor será o grau de concentração, e portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHa = \sum_i \left( \frac{AP_i}{AP\ total} \right)^2$$

Onde:

AP<sub>i</sub> - Quantidade aprovisionada com origem no fornecedor i

AP total - Quantidade total aprovisionada

#### 4.5. Dependência dos Fornecedores

A dependência dos fornecedores é determinada pelo peso do maior fornecedor de gás aprovisionado para abastecimento do SNG. Atendendo ao atual portfólio de aprovisionamento à Península Ibérica é determinado, adicionalmente, o peso dos dois principais fornecedores de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$DF = \frac{C_{MFA}}{\sum_i CFA_i} \times 100$$

Onde:

C<sub>MFA</sub> - Capacidade do maior fornecedor de gás

CFA<sub>i</sub> - Capacidade do fornecedor de gás A<sub>i</sub>

#### 4.6. Critério N-1

Este atributo resulta da aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 5º do Regulamento UE 2017/1938 (critério N-1). De acordo com o Regulamento, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines), a capacidade das restantes infraestruturas deverá satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos. A expressão apresentada em baixo traduz a aplicação do indicador "critério N-1":

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

Onde:

$D_{\max}$  - Procura diária total durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

$EP_m$  - Soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiriços;

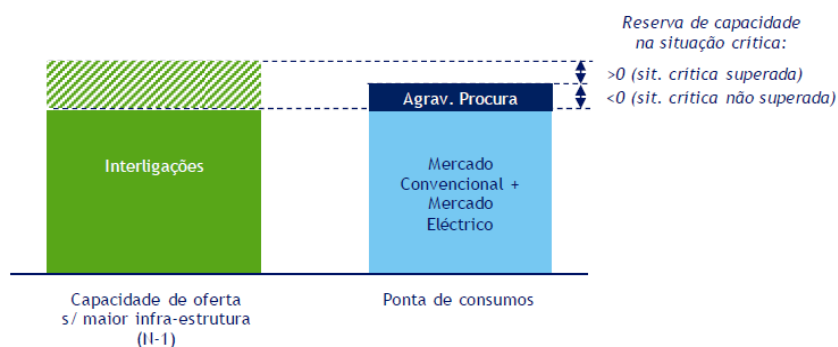
$P_m$  - Soma da capacidade técnica de produção diária máxima de todas as instalações de produção de gás;

$S_m$  - Capacidade técnica de extração diária máxima de todas as instalações de armazenamento;

$LNG_m$  - Capacidade técnica de expedição para a rede;

$I_m$  - Capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás, isto é, o TGNL de Sines.

Reserva de capacidade na situação crítica (falha da maior infraestrutura de oferta e ocorrência da ponta extrema)



#### 4.7. Capacidade de Armazenamento

A capacidade de armazenamento da RNTIAT é necessária para 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 armazenamento subterrâneo no Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. 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.

Face ao exposto, a capacidade de armazenamento da RNTIAT será avaliada em duas etapas:

- i. Avaliação da existência de capacidade para armazenar o gás referente às reservas de segurança;
- ii. Determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

#### 4.8. Reservas de Segurança

Este atributo avalia a existência de capacidade para armazenar o gás referente às reservas de segurança nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carrigo e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines. As normas relativas ao aprovisionamento, especificadas no artigo 6.º do Regulamento UE 2017/1938, descrevem um conjunto de casos extremos de referência, em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos, de acordo com as condições definidas no Regulamento:

- Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- Um período de pelo menos 30 dias de procura de gás excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos; e
- Um período de pelo menos 30 dias em caso de perturbação da maior infraestrutura de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.

Não obstante os casos genéricos indicados no Regulamento, os Estados-Membros podem adotar normas adicionais de reforço do aprovisionamento, bem como outras obrigações adicionais baseadas na avaliação dos riscos. Tendo em vista a utilização das reservas de segurança, de acordo com o definido no artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de Agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, considerou-se ainda que para proteção do sistema electroprodutor nacional, face às necessidades efetivas de consumo, devem ser constituídas reservas de 30 dias de consumo em condições extremas das centrais electroprodutoras do regime ordinário alimentadas a gás já descontados dos consumos interruptíveis assentes em contratos de aprovisionamento garantido de combustível alternativo.

Tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação das normas relativas ao aprovisionamento considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carrigo.

#### 4.9. Saldo Efetivo de Armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT representa a capacidade comercial adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização

dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos. Por outro lado, a existência desta capacidade, desde que acompanhada da existência de capacidade de interligação bidirecional entre as redes de Portugal e Espanha, é também um fator importante que fomentará a integração dos mercados de gás na Península Ibérica.

Atendendo à necessidade de existência permanente de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro) associada ao processo de descarga de navios (*slot* de descarga), determina-se:

- i. O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor equivalente a um navio metaneiro (900 GWh) ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- ii. O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro);
- iii. O valor equivalente em cavidades do AS do Carricho do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade de média dimensão).

#### 4.10. Diminuição das Emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRG.

Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO<sub>2</sub>, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub> e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

Efetua-se também um exercício associado à determinação das emissões de CO<sub>2</sub> evitadas pela incorporação de misturas de hidrogénio no gás transportado na RNTG (% vol. da mistura acordada com a DGE nos pressupostos do RMSA-G 2022)

#### 4.11. Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)

A importância do gás na produção térmica através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção térmica como as centrais a carvão.

Duas abordagens são efetuadas para avaliar a importância e o peso relativo da produção térmica no cabaz de produção de energia elétrica:

- i. Uma análise anual para o horizonte do PDIRG, período de análise de 2024 a 2033, para cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRG;
- ii. Uma análise ao dia de maior consumo em cada mês do ano de 2027, apurando as necessidades de produção térmica respetivas.

#### 4.12. Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas

Neste ponto são identificados os indutores de dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT de acordo com os níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

##### TGNL – Terminal de gás natural liquefeito

O TGNL de Sines deverá permitir a receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL para a RNTG, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna ou navios metaneiros. Para o dimensionamento da capacidade do TGNL de Sines é considerada a existência de três capacidades distintas, mas que devem estar corretamente dimensionadas entre si:

- A capacidade de acostagem e de receção de navios metaneiros;
- A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL;
- A capacidade de regaseificação para a RNTG.

Estas três capacidades devem estar dimensionadas de modo a garantir que cada uma delas contribui para o funcionamento correto da infraestrutura, isto é, nenhuma delas deverá limitar individualmente a capacidade da infraestrutura no seu conjunto.

Este dimensionamento é efetuado de acordo com o documento “Metodologia de determinação da capacidade no TGNL de Sines”. A capacidade de regaseificação do TGNL para a RNTG deverá garantir a capacidade média de descarga de navios metaneiros da infraestrutura (número de *slots* anuais). A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL deverá garantir o armazenamento necessário aos processos de descarga e regaseificação, respetivamente a montante e a jusante, e deverá permitir a operação integrada e eficiente do TGNL de Sines.

##### RNTG – Rede nacional de transporte de gás

A RNTG deverá permitir a receção, o transporte e a entrega de gás, assim como os serviços de sistema decorrentes da atividade de gestão técnica global do SNG.

Os gasodutos de primeiro escalão que compõem a RNTG (alta pressão, acima de 20 barg) devem ser dimensionados para possibilitarem o transporte dos caudais previstos a pressões médias da ordem dos 70 barg, de modo a minimizar o efeito de perda de carga, e garantir as condições de abastecimento/ligação (pressão e caudal) a todos os pontos de entrega, designadamente a todas as estações de regulação e medida que abastecem as redes de distribuição regionais e ainda aos pontos de interligação com as redes internacionais e com as restantes infraestruturas da RNTIAT. A pressão máxima de operação é de 84barg.

O aumento da capacidade de transporte de um gasoduto pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes, devendo a solução escolhida ser a mais adequada do ponto de vista técnico-económico.

Os critérios enunciados são também aplicados nas estações de entrega de gás da RNTG aos clientes diretos (clientes AP) e da RNTG à RNDG, que deverão respeitar a legislação e a regulamentação específica em vigor. Estas infraestruturas podem resultar da necessidade de:

- Ligação de novos pontos de entrega à RNDG;
- Adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDG já existentes;
- Ligação e reforço de novos projetos industriais e de novas centrais de ciclo combinado (clientes AP);
- Garantia da capacidade de receção na RNTG, resultante das ligações ao AS do Carrigo e ao TGNL de Sines.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H2, renomeando o SNGN como Sistema Nacional de Gás (SNG) e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respectivo regime jurídico. A publicação, para além de incorporar a figura do produtor de gases renováveis e a implementação de sistemas inteligentes na Rede Pública de Gás (RPG), promove a progressiva integração do SNG e do SEN.

Como principais alterações na responsabilidade no segmento do transporte de gás, destaca-se o seguinte:

- Gestão da interligação de instalações de produção de outros gases e projeto/construção das instalações de monitorização e controlo;
- Garantir a acomodação de outros gases na infraestrutura, assegurando a qualidade de operação do SNG e os seus limites técnicos;
- Assegurar que o gás a transportar na RPG cumpre as características e especificações técnicas.

#### AS – Armazenamento subterrâneo

O AS deverá permitir a receção, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás à RNTG. A capacidade de armazenamento subterrâneo deve ser dimensionada de modo a:

- Garantir a capacidade necessária ao armazenamento das reservas de segurança e reserva adicional;



- Garantir a disponibilidade de capacidade de armazenamento comercial requerida pelo mercado;
- Permitir o livre acesso de terceiros e a exploração comercial das infraestruturas;
- Permitir a constituição de reservas operacionais destinadas à atividade de gestão técnica global do SNG.

Os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração da estação de gás devem estar alinhados com o desenvolvimento do parque de cavidades do AS do Carriço, de modo a permitirem uma operação eficiente, fiável e segura na interligação do AS com a RNTG.



9

## ANEXOS

ANEXO 6

Fichas de consulta dos projetos de Remodelação e Modernização, Sustentabilidade e dos investimentos na Gestão Técnica Global

REN 

## Fichas de consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização e dos Investimentos na Gestão Técnica Global

Data objetivo: 2024-2028

### LISTA DAS FICHAS DE PROJETO APRESENTADAS (\*):

Projeto de monitorização remota ('security')	3,0 M€	3,00 M€	Melhoria Operacional	Pág. 2
Cais de acostagem	2,3 M€	2,25 M€	Melhoria Operacional	Pág. 3
Sistema de odorização centralizada	1,9 M€	1,85 M€	Melhoria Operacional	Pág. 4
Unidades recetoras/lançadoras na linha 10001	1,6 M€	1,55 M€	Melhoria Operacional	Pág. 5
Automatização e expansão da RIA	0,8 M€	0,75 M€	Melhoria Operacional	Pág. 6
Painéis solares térmicos e fotovoltaicos na RNTG	5,0 M€	5,00 M€	Projeto ESG	Pág. 7
Painéis solares fotovoltaicos no TGNL e no AS	1,3 M€	1,25 M€	Projeto ESG	Pág. 8
Novo posto de enchimento de camiões cisterna	4,5 M€	4,50 M€	Adequação Regulamentar	Pág. 9
Programa de Recondicionamento de UM	1,7 M€	1,66 M€	Adequação Regulamentar	Pág. 10
Programa de Gestão de Integridade - ILI	1,5 M€	1,50 M€	Adequação Regulamentar	Pág. 11
Programa de Gestão de Integridade - Insp. direta	1,2 M€	1,20 M€	Adequação Regulamentar	Pág. 12
Programa de Gestão de Integridade - AS	0,9 M€	0,85 M€	Adequação Regulamentar	Pág. 13
Sistemas de instrumentação e controlo	5,7 M€	5,73 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 14
Programa de GA FVU - Equip. e auxiliares (TGNL)	4,8 M€	4,75 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 15
Programa de GA FVU - Equip. e auxiliares (RNTG)	4,7 M€	4,68 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 16
Estações e sistemas de aquecimento	4,5 M€	4,50 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 17
Equipamentos elétricos e mecânicos	4,4 M€	4,42 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 18
Sistemas de emissão e de água do mar	3,0 M€	3,00 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 19
Programa de GA FVU - Equip. e auxiliares (AS)	2,3 M€	2,25 M€	Fim de Vida Útil	Pág. 20
Projetos na Gestão Técnica Global	6,2 M€	6,19 M€	Gestão Técnica Global	Pág. 21

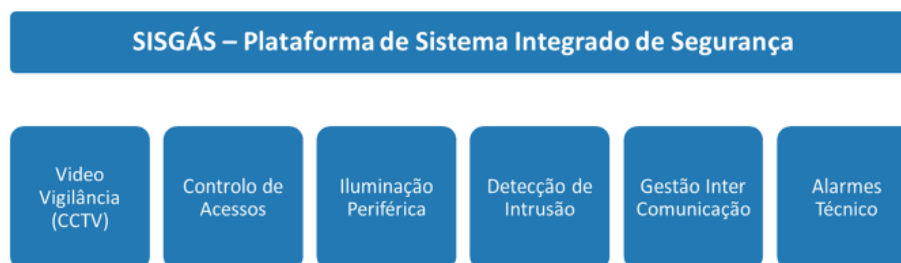
(\*) Apenas são apresentadas as fichas relativas a projetos específicos (i.e. não são apresentados os projetos que correspondem a blocos agregados de iniciativas, tais como aquisição de ferramentas ou equipamentos especiais ou iniciativas de transformação digital ou de ação climáticas) e com um valor global superior a 500 k€. Os montantes de investimento tal como as descrições apresentadas dizem apenas respeito a atividades previstas para o primeiro quinquénio.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Projeto de Monitorização Remota ('security')</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Melhoria Operacional
Equipamento(s):	Estações de Redução e Medida - Estações críticas (9)
Execução:	2024 - 2027
CAPEX Total:	3,0 M€

Descrição do Projeto:

Projeto pretende dar continuidade à implementação de um Sistema Integrado de Segurança nas Estações da RNTG (SISGÁS) complementando as funções de segurança e proteção e incrementando a operacionalidade dos serviços através da informatização e automação de processos de controlo já efetuados.



O projeto vai atuar nas seguintes áreas de segurança: cibersegurança, intrusão; videovigilância; controlo de acessos; intercomunicação de voz; mensagens de voz dissuasoras; iluminação noturna e de emergência e digitalização de procedimentos.

O projeto inclui obra de construção, instalação, integração e configuração de equipamentos.

Este projeto é complementar ao projeto de 'security' aprovado em anterior edição de PDIRG, e que se encontra em fase de execução, visando estender a mesma solução às restantes estações críticas da RNTGN.

Na primeira fase do projeto (já aprovada e em curso) foram elaborados os estudos e projetos de detalhe estando atualmente em curso a implementação de uma solução unificada de segurança na sala de controlo/despacho e em quatro estações piloto (quatro tipologias, que representam as restantes estações da RNTG).

Benefícios Esperados:

Cumprimento da legislação em vigor;

Redução do risco de vandalismo e de eventuais falhas associadas no abastecimento de gás em Portugal;

Redução de prejuízos causados por roubo de equipamentos;

Redução do custo com a segurança humana;

Aumento da segurança das infraestruturas da REN Gasodutos.

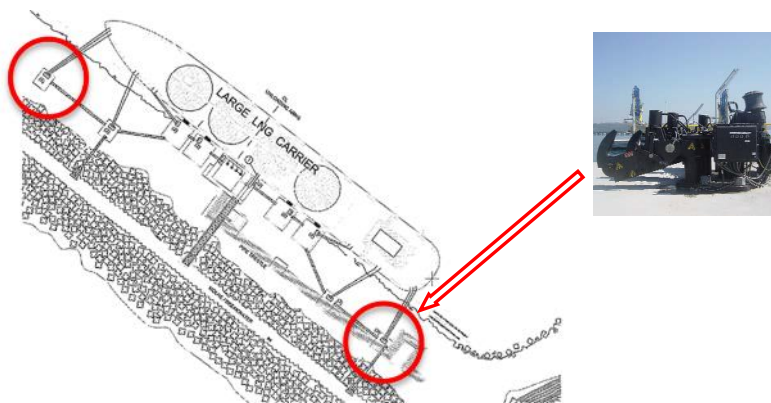
Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Cais de Acostagem – Melhoria das Condições de amarração</b>
Instalação:	Terminal GNL de Sines
Tipologia	Projeto de Melhoria Operacional
Equipamento(s):	Cais de Acostagem
Execução:	2026 - 2028
CAPEX Total:	2,3 M€

Descrição do Projeto:

Projeto tem como objetivo a construção de dois novos pontos de amarração (com obra marítima incluída) que permitam evitar futuras restrições à receção de navios no Terminal.

O sistema de amarração destina-se a evitar que o navio se afaste do cais durante sua estadia, resistindo às forças do vento, corrente, ondulação, marés e diferenças de calado. O cais de acostagem existente pode receber navios até 300 metros de comprimento e contém, para além da plataforma principal e defensas, quatro duques d'alba com cabeços de amarração de 1 000 kN de tensão nominal.



Os novos pontos de amarração serão um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos navios quando estes se encontrem ao cais, incrementando a segurança das operações.

Benefícios Esperados:

Condições de Mar - O Terminal de GNL é responsável pela importação, durante longos períodos, de 100% do gás consumido em Portugal o que resulta num elevado nível de utilização do cais de acostagem e acentua a exigência da sua disponibilidade, em particular no que se refere à capacidade para receber navios com condições de mar difíceis, verificando-se por vezes a necessidade de os navios interromperem as suas operações de descarga.

Este projeto permitirá receber ou manter navios ao cais em condições de mar mais exigentes contribuindo para uma adicional disponibilidade do cais de acostagem e do Terminal de GNL.

Dimensões de Navios - Para determinadas geometrias de navios, a distância e ângulo relativo dos cabos lançantes não são ideais para uma amarração eficiente. Este projeto permitirá fechar o ângulo dos cabos lançantes.

Este projeto permitirá ao terminal estar melhor preparado para receber os navios de GNL de nova geração Q-Flex.

Ficha de Projeto

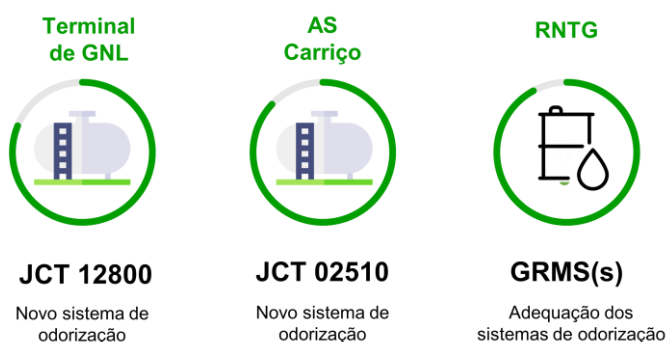
Nome do Projeto:	<b>Sistema de Odorização Centralizada</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Melhoria Operacional
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2025 - 2026
CAPEX Total:	1,9 M€

Descrição do Projeto:

O produto odorante é atualmente adicionado em todas as saídas da RNTG (com exceção das centrais termoelétricas) através de sistemas de odorização instalados nas estações de regulação de pressão e de medição de gás (GRMS - Gas Regulation & Metering Stations).

Pretende-se com este projeto adotar uma filosofia mista, onde os atuais sistemas de odorização distribuídos são complementados por sistemas de odorização centralizados instalados nos pontos de entrada da RNTG (refere-se que tal não inclui as interligações com Espanha uma vez que o gás entregue pela congénere Enagas já possui uma taxa de odorante de cerca de 15 µl/m<sup>3</sup> dado que em Espanha sempre utilizou uma filosofia de odorização mista).

Para tal serão instalados dois novos sistemas de odorização, de grande capacidade, nos pontos de entrada na rede onde o gás não é pré-odorizado, em Sines na saída do Terminal de GNL e no Carriço na saída do Armazenamento Subterrâneo).



Os atuais sistemas de odorização distribuídos serão readequados para acrescentar o odorante necessário à taxa mínima em circulação o que permitirá também reduzir a atual margem de segurança utilizada resultando num menor consumo de odorante.

Benefícios Esperados:

- Maior segurança no Transporte;
- Maior segurança na Distribuição (através da criação de uma redundância);
- Vantagem no aprovisionamento (a granel) do produto odorante;
- Menor consumo nas GRMS e conseqüente redução de custos de operação;
- Redução global do consumo de odorante.

Ficha de Projeto

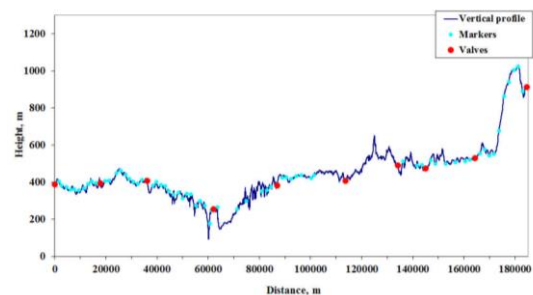
Nome do Projeto:	<b>Instalação de unidades recetoras/lançadoras na linha 10001</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Melhoria Operacional
Equipamento(s):	Linha 10001 - Monforte-Guarda
Execução:	2024 - 2025
CAPEX Total:	1,6 M€

Descrição do Projeto:

Este projeto consiste na alteração da estação BV10250 – Atalaia para uma estação tipo JCT com equipamento de receção e lançamento de ferramentas de inspeção dividindo a linha 10001 em duas linhas (10001A e 10001B).

As ferramentas de inspeção interna deslocam-se com recurso ao diferencial de pressão a montante e jusante destas.

A linha 10001 tem cerca 184 km de extensão e um desnível de aproximadamente mil metros. É uma linha de baixa velocidade de escoamento que liga o gasoduto de ligação à fronteira com a estação da Guarda que por sua vez liga a Mangualde e posteriormente a Cantanhede que se localiza no gasoduto principal, a jusante da unidade de Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Sines, num ponto em que não é possível baixar a pressão sem comprometer a qualidade de serviço no abastecimento ao norte do país, tornando as operações de inspeção interna complexas e arriscadas.



O projeto implica a reconfiguração da estação, mas poderá ser executado sem necessidade de interrupção do fornecimento.

Benefícios Esperados:

Possibilidade de execução em condições de segurança e operacionalmente eficazes da inspeção interna da tubagem.

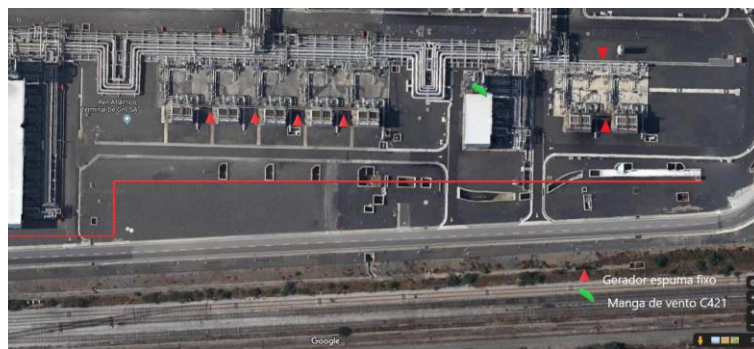
Mitigação do risco de a ferramenta de inspeção ficar parada a meio da linha o que levaria a uma intervenção com corte e substituição de troço de gasoduto para a remoção desta, que para além de dispendioso provocará também indisponibilidade.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Automatização e Expansão da Rede de Incêndios Armada (RIA)</b>
Instalação:	Terminal GNL de Sines
Tipologia	Projeto de Melhoria Operacional
Equipamento(s):	Sistema de Combate a Incêndios - Rede de Incêndios Armada
Execução:	2024 - 2025
CAPEX Total:	0,8 M€

Descrição do Projeto:

Este projeto consiste na instalação de um sistema centralizado de geração de espuma, na automatização dos geradores de espuma fixos existentes e na instalação de oito novos geradores de espuma fixos de modo a melhorar a cobertura das áreas assinaladas na figura em baixo.



Benefícios Esperados:

Instalação de proteção com espuma em zonas sem cobertura ou com cobertura insuficiente (ponto mais baixo da linha de descarga, lado sul da bacia de retenção do V301 e lado sul da bacia de retenção dos ORV's)

Atuação remota de todos os geradores de espuma existentes no Terminal a partir da sala de controlo. (aumentando a fiabilidade e reduzindo a exposição ao risco da equipa de primeira intervenção).

A produção de mistura centralizada elimina a possibilidade de entrada de água no GNL e conseqüente a formação de fenómenos de vaporização instantânea (RPT).

Melhores condições de conservação do agente espumífero.



Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Instalação de Painéis Solares Térmicos e Fotovoltaicos na RNTG</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Ambiente & Sustentabilidade
Equipamento(s):	GRMS (16 instalações)
Execução:	2025 - 2028
CAPEX Total:	5,0 M€

Descrição do Projeto:

O projeto visa a instalação de painéis solares térmicos para pré-aquecimento da água dos sistemas de aquecimento, reduzindo assim o autoconsumo de gás natural nas caldeiras (\*).

A instalação de painéis fotovoltaicos destina-se à produção de eletricidade para autoconsumo dos sistemas elétricos da estação.

A potência térmica a instalar corresponderá a cerca de 20-30% da capacidade térmica atual do sistema.

Projeto será implementado em 16 GRMS da RNTG selecionadas de acordo com os consumos térmicos e elétricos.

(\*) - O gás é utilizado como combustível de alimentação às caldeiras para aquecimento de água e posterior transferência de calor (compensado o efeito Joule-Thomson) para o gás (após processo de expansão) a ser entregue ao cliente (seja operador de rede de distribuição ou cliente final)



Projeto será implementado em 16 GRMS da RNTG selecionadas de acordo com os consumos térmicos e elétricos bem com o espaço disponível para implantação.

Benefícios Esperados:

Aumento da sustentabilidade e eficiência do processo de aquecimento de gás, com recurso a painéis solares térmicos e consequente redução do autoconsumo de gás nas caldeiras.

Produção de energia elétrica a partir de FER para autoconsumo dos sistemas elétricos da estação.

Alinhamento com as metas de descarbonização assumidas com significativa redução das emissões de GEE.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Instalação de Painéis Fotovoltaicos no TGNL e no AS</b>
Instalação:	Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo
Tipologia	Ambiente & Sustentabilidade
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2025
CAPEX Total:	1,3 M€

Descrição do Projeto:

O projeto consiste na instalação de painéis fotovoltaicos no Terminal de GNL (TGNL) e no Armazenamento Subterrâneo (AS) tendo como objetivo a produção de eletricidade verde através de unidades de produção para autoconsumo (UPAC).

A produção de eletricidade verde para autoconsumo visa a alimentação dos sistemas elétricos instalados no TGNL e no AS, contribuindo para a redução das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

O TGNL é um grande consumidor de energia elétrica. O seu consumo total, dependendo dos níveis de operação do Terminal, representou nos últimos anos um valor entre 60 e 70 GWh/ano. A execução deste projeto permitirá tornar este processo mais sustentável e reduzir o consumo de energia elétrica proveniente da rede.

A instalação de painéis fotovoltaicos no AS tem também como objetivo a produção de eletricidade para autoconsumo contribuindo para a alimentação dos sistemas elétricos que estão associados ao processo de injeção e extração de gás. Serão também colocados painéis no edifício administrativo para alimentação elétrica deste.



Estima-se a produção de energia média anual de 1,2 GWh (cerca de 400 MWh no TGNL e de 800 MWh no AS).

Benefícios Esperados:

Redução do consumo de eletricidade proveniente do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Produção de energia elétrica a partir de FER para autoconsumo.

Alinhamento com as metas de descarbonização assumidas com significativa redução das emissões de GEE.

Ficha de Projeto

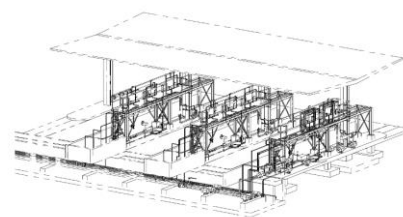
Nome do Projeto:	<b>Construção do 4º Posto de Enchimento de Camiões Cisterna</b>
Instalação:	Terminal GNL de Sines
Tipologia	Normativo (RMSA-G)
Equipamento(s):	Sistema de Enchimento de Camiões Cisterna
Execução:	2026 - 2028
CAPEX Total:	4,5 M€

Descrição do Projeto:

Projeto consiste na construção e instalação de uma nova baía de enchimento, semelhante às existentes (arranjo de tubagem e equipamentos) e que deverá ser integrada no atual sistema de controlo.

O Sistema de enchimento a instalar irá incluir: balança de pesagem; braço de GNL e braço de retorno de vapor; válvulas e instrumentação; sistemas de medição e controlo; sistemas de azoto para isolamento e inertização; sistemas de comunicações, de segurança e de emergência (ESD).

A zona de enchimento de camiões localiza-se a oeste da zona de armazenamento de GNL numa área adjacente ao antigo terminal de carvão.



A execução do projeto está subordinada a estudos técnicos de detalhe tais como o estudo dinâmico e de pressões transientes ou o estudo dos esforços combinados em tubagens que poderão levar a alterações adicionais no coletor de GNL.

Assim, os custos aqui apresentados correspondem a estimativas preparadas com base num conjunto limitado de informação e deverão ser entendidos como indicativos.

A estimativa de valores inclui o projeto de engenharia (0,3 M€), a atualização do HAZOP e AQR (0,2 M€), os aprovisionamentos (1,75 M€), a construção (1,25 M€) e a reconfiguração do coletor de baixa pressão (1 M€).

A execução deste projeto é uma recomendação do RMSA-G

Benefícios Esperados:

Aumento da capacidade de enchimento de camiões cisterna em 12 cisternas/dia.

Resolução dos atuais problemas de congestionamento na unidade de enchimento de camiões cisterna.

Cumprimento das recomendações do RMSA-G.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Adequação Regulamentar
Equipamento(s):	Equipamentos de Medição e Leitura
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	1,7 M€

Descrição do Projeto:

Monitorização, calibração, aferição e substituição (quando necessário) dos contadores de gás conforme programa de calibrações e dando cumprimento ao disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, publicado pela ERSE

1 Programa de recondicionamento.

A título exemplificativo ilustra-se o plano de trabalhos previsto para os primeiros dois anos do horizonte PDIRG 2024-2028

2024				2025			
Localiz.	Tipo		Ação	Localiz.	Tipo		Ação
E01119	US	DN80	Recond.	E01159	Turbina	G0250	Recond.
E01139	US	DN80	Recond.	E01159	Turbina	G0250	Recond.
E01179	US	DN100	Recond.	E01209	Vortex	G2500	Substituir
E01189	US	DN80	Recond.	E01209	Vortex	G2500	Substituir
E01269	Vortex	G6500	Substituir	E01209	Vortex	G2500	Substituir
E01269	Vortex	G6500	Substituir	E02519	Ultrassónico	DN150	Recond.
E03359	Turbina	G0650	Recond.	E02519	Turbina	G1000	Recond.
E03359	Turbina	G0650	Recond.	E03619	US	DN80	Recond.
E03369	Turbina	G0250	Recond.	E03659	Vortex	G6500	Substituir
E03369	Turbina	G0250	Recond.	E03659	Vortex	G6500	Substituir
E04059	Turbina	G1600	Recond.	E11309	US	DN80	Recond.
E04059	Turbina	G1600	Recond.	E12209	Turbina	G1000	Recond.
E04109	Turbina	G1000	Recond.	E12209	Turbina	G1000	Recond.
E04109	Turbina	G1000	Recond.	E12619	US	DN80	Recond.
E05119	US	DN150	Recond.	E12619	Turbina	G1000	Recond.
E05119	Turbina	G1600	Recond.	E02518	Turbina	G0650	Recond.
E02518	Turbina	G0650	Recond.	E12608	Coriolis	CMF400	Recond.
E05178	Coriolis	CMF300	Recond.				
E12608	Turbina	G0400	Recond.				

2 Substituição dos contadores de auto-consumo.

Projeto tem como âmbito a substituição por fim de vida útil e obsolescência dos contadores de auto-consumo das estações de regulação e medida.

Previsão de execução é de 17 estações por ano.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de Gestão de Integridade - Monitorização em linha (ILI)</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Adequação Regulamentar
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	1,5 M€

Descrição do Projeto:

Monitorização em linha (Pipeline Intelligent Gauge) - Detecção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção.

Ano de Monit	Linha	Descrição	Km	IC	Ano Const	Histórico Monitorização		MH	IP
2024	01000	Setubal-A. Serra	105,9	10	1997	2004	2016	70%	3
2024	05151	Cachada-V. Castelo	19,4	5	2004	2014	-	47%	2
2024	12000	Sines-Setúbal	87,3	10	2003	2004	2016	67%	4
2024	13001	Guarda-Celorico	28,9	5	2013	2014	-	58%	1
2024	02511	Bidoeira-Carrigo	19,1	10	2000	2008	2017	70%	3
2024	02512	Carrigo-Leirosa	9,9	5	2000	2014	-	37%	2
2024	02515	Leirosa-Soporcel	2,8	5	2000	-	-	42%	-
2024	10001	Monforte-Guarda	184,1	5	2001	2014	-	53%	2
2024	11001	Cantanhede-Mang.	68,0	5	1999	2016	-	68%	2
2024	13000	Mang.-Celorico	47,9	5	2013	2014	-	48%	2
2025	01018	C.T.Carreg-C.C.C. TER	1,2	10	2003	2017	-	55%	4
2025	01305	Abrigada-Cartaxo	11,4	5	2002	2016	-	40%	2
2025	05002	S. Cosme-Braga	6,5	5	1998	2016	-	40%	2
2025	11270	Silgueiros-Viseu	8,2	5	1999	2016	-	57%	2
2027	01002	Palmela-Seixal	19,6	5	1997	2004	2016	54%	4
2027	02541	Leirosa-Lares	13,1	5	2008	2017	-	54%	3
2027	03003	Gaia-V.N.Gaia	8,4	5	1997	2017	-	49%	3
2027	08101	Pêgo-C.C.C Pêgo	5,1	5	2010	2017	-	49%	3
2027	10071	Almojanda-Portalegre	4,3	5	1999	2017	-	50%	2
2028	01003	C.T.Carreg-Frielas	32,9	10	1997	1999	2010	55%	3
2028	01004	Abrigada-T. Vedras	23,7	5	1998	2009	2019	29%	2
2028	02000	A. Serra-Bidoeira	67,0	9	1997	1999	2010	55%	3
2028	02500	Bidoeira-Ameal	44,1	9	1997	2000	2011	55%	3
2028	03002	Aveiro-Aveiro	7,1	5	1997	2009	2019	40%	2
2028	07001	C. Maior-P. Sôr	103,4	9	1997	1999	2010	70%	2

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de Gestão de Integridade – Métodos de inspeção direta</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Adequação Regulamentar
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	1,2 M€

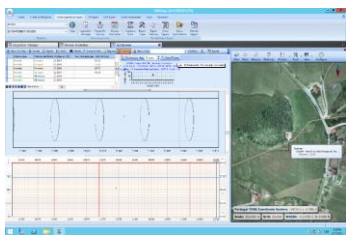
Descrição do Projeto:

1 Caracterização e reparação de defeitos

Caracterização e priorização das indicações no terreno.

Programas de escavações, investigação e reparação dos ativos lineares que resultam da análise técnica efetuada aos resultados das inspeções em linha e dos estudos de indicação de estado de revestimento.

São estimadas cerca de 20 operações de abertura de vala anuais.



2 Estudo do estado do revestimento

Métodos de avaliação direta também com capacidade de deteção de possível corrosão, da sua aglomeração e do estado do revestimento do gasoduto.

Este método identifica defeitos no revestimento isolante permitindo assim a continuidade da eficácia da proteção catódica.

Está prevista a monitorização direta de 170 km de gasoduto por ano.

3 Avaliação das classes de localização

No enquadramento do artigo 64.º do Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, será realizado um estudo abrangente por forma a identificar e atualizar as alterações da densidade populacional na proximidade do gasoduto relativamente ao projeto inicial bem como o seu impacto na classe de localização e consequentemente nas especificações de cálculo e construção. Este projeto tem como objetivo fazer o mapeamento da densidade habitacional dentro das faixas sob regulamentação referindo-se não apenas ao número de edifícios habitáveis, mas também à sua tipologia, ocupação e especificidade.

4 Programa de deteção e localização de fugas

Campanha extraordinária para deteção e reparação de fugas que será complementar às inspeções programadas em curso.

Ficha de Projeto

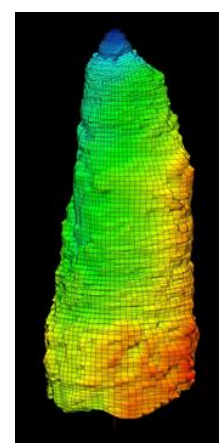
Nome do Projeto:	<b>Programa de Gestão de Integridade no AS</b>
Instalação:	Armazenamento subterrâneo do Curiço
Tipologia	Projeto de Adequação Regulamentar
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	0,9 M€

Descrição do Projeto:

1 Controlo dimensional (execução de sonares)

De acordo com o artigo 64.º do Despacho n.º 1112-2022 - Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais- o Operador tem a obrigação de proceder à inspeção periódica das cavidades para verificar, entre outros, as suas geometrias e volume.

Para isso efetuam-se sonares, através de uma ferramenta que, suspensa no interior das cavidades que emite sinais acústicos que são devolvidos pelas paredes desta. A medição do tempo de ida e volta da onda sonora é depois convertida em distâncias. Rodando a ferramenta 360º e realizando várias medições a diversas profundidades obtém-se uma imagem 3D do interior da cavidade, a qual é comparada com a imagem obtida na campanha anterior, verificando-se eventuais alterações na forma e no volume das cavidades.



2 Monitorização das tubagens verticais ('casing logs')

Em conformidade com o artigo 64.º do Despacho n.º 1112-2022 -Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais - o Operador tem a obrigação de proceder à inspeção periódica do estado das tubagens verticais para verificar, entre outros, a sua estanquidade, ovalização e espessura remanescente.

3 Equipamentos Sob Pressão

A publicação do Decreto-Lei n.º 131/2019 de 30 de agosto, obriga o Operador de instalações com equipamentos classificados como Equipamentos Sob Pressão assegure entre outras as inspeções em serviço de modo a comprovar a aptidão do equipamento em serviço e reavaliar a sua conformidade.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Sistemas de instrumentação e controlo</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás e Terminal de GNL
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	Equipamentos eletrónicos e sistemas de automação e controlo
Execução:	2024 - 2027
CAPEX Total:	5,7 M€

Descrição do Projeto:

1. Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos

Este tipo de equipamentos tem um período de vida útil mais curto onde o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que a substituição é na maioria das vezes a solução adotada.

- Substituição de RTUs (Remote Terminal Unit) em fim de vida útil

Substituição faseada das RTU das estações da RNTG por obsolescência.

- Substituição de HMIs e barreiras de segurança intrínseca

A maioria das barreiras de segurança intrínseca foram montadas antes de 2003, apresentam elevados índices de degradação e de falhas intermitentes.

Substituição faseada das secções de segurança intrínseca por fim de vida útil.

- Substituição de instrumentação de campo no TGNL

Na sequência dos testes periódicos que permitem identificar potenciais problemas com repercussão no processo, foram identificados equipamentos e sistemas em cuja intervenção é necessária não só para garantir a extensão da sua vida útil, mas também para evitar falhas ou perdas no processo industrial. Estas intervenções abrangem a substituição de equipamentos de campo e a atualização de software em sistemas de controlo locais.

2. Remodelação e substituição da sensorização dos Tanques de GNL

O projeto de remodelação e substituição da sensorização dos Tanques de GNL é resultado da avaliação de estado efetuada, que revelou índices de pré-falha que, em conjunto com a obsolescência e descontinuação de parte dos equipamentos instalados, tornam a intervenção absolutamente necessária para garantir a continuidade do bom funcionamento do sistema. O sistema de monitorização dos tanques para além de controlar os níveis e seguranças permite monitorizar o perfil de temperatura e densidade do GNL armazenado antecipando fenómenos de estratificação.

3. Renovação de sistema de interfaces Remote Input/Output

O Sistema de Controlo do Terminal de GNL é constituído por dois sistemas distintos, que comunicam entre si e formam um sistema de controlo global, o Sistema de Controlo de Processo, baseado na arquitetura de controlo distribuído e que permite monitorizar e controlar remotamente, a partir de um único ponto, a quase totalidade dos equipamentos da instalação e o Sistema de Controlo de Segurança que é independente e foi desenhado para responder de modo automático a qualquer situação de emergência ou possível emergência.

O sistema RIO (Remote Input/Output) consiste num conjunto de equipamentos com tecnologia de transmissão distribuídos pela instalação e que permitem enviar e receber sinais de entrada e saída da sala de controlo. Estes equipamentos encontram-se descontinuados e obsoletos face à recente atualização do sistema DCS. O âmbito do projeto consiste na substituição dos RIOS de processo por equipamentos mais modernos e com maior capacidade.



Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de GA em Fim de Vida Útil – Equip. e auxiliares (TGNL)</b>
Instalação:	Terminal GNL de Sines
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	4,8 M€

Descrição do Projeto:

O Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares no Terminal GNL de Sines engloba um conjunto de ações de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação destes, baseada em análises multicritério às diferentes soluções.

O Terminal GNL de Sines iniciou a sua operação durante o ano de 2003, tendo sido objeto de um projeto de expansão com entrada em serviço no ano de 2012. Assim, no final do ano de 2022, a maior parte dos equipamentos apresentava 19 anos de operação contínua.

Torna-se necessário prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos excetuando os casos em que o grau de obsolescência ou de degradação do ativo não permita a extensão da sua vida útil.

No âmbito deste programa está o aprovisionamento das peças e componentes necessárias para a reabilitação dos ativos, a aquisição de ativos de substituição nos casos em que a extensão de vida útil não seja possível bem como todos os meios e materiais necessários à execução das atividades.



Este programa abrange as seguintes tipologias de equipamentos:

- Equipamentos periféricos
- Equipamentos auxiliares
- Bombas, filtros, compressores e ventiladores auxiliares
- Sistemas de utilidades – sistema de azoto e ar comprimido
- Sistemas de elevação (\*)
- Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície

(\*) Incluída no Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares está a intervenção nas 3 guias principais dos tanques com a substituição de todas as peças móveis.

O nível de desagregação apresentado tem em conta o detalhe disponível pelo Operador na elaboração previsional dos programas de investimento que se traduzirão numa maior desagregação com a elaboração dos projetos de detalhe específicos para cada intervenção.

O Capítulo 6 no corpo do PDIRG 2024-2033 contém um resumo da análise multicritério do Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares no Terminal GNL de Sines.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de GA em Fim de Vida Útil – Equip. e auxiliares (RNTG)</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	4,7 M€

Descrição do Projeto:

O Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares na RNTG engloba um conjunto de ações de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação destes, baseada em análises multicritério às diferentes soluções.

A maior parte da infra-estrutura da RNTG foi colocada em serviço durante o ano de 1997. Assim, no final do ano de 2022, a maior parte dos equipamentos apresentava 25 anos de operação contínua.

Torna-se necessário prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos excetuando os casos em que o grau de obsolescência ou de degradação do ativo não permita a extensão da sua vida útil.

No âmbito deste programa está o aprovisionamento das peças e componentes necessárias para a reabilitação dos ativos, a aquisição de ativos de substituição nos casos em que a extensão de vida útil não seja possível bem como todos os meios e materiais necessários à execução das atividades.



Este programa abrange as seguintes tipologias de equipamentos:

- Equipamentos periféricos
- Equipamentos auxiliares
- Sistemas de filtragem
- Equipamentos e sistemas de odorização
- Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície

O nível de desagregação apresentado tem em conta o detalhe disponível pelo Operador na elaboração previsional dos programas de investimento que se traduzirão numa maior desagregação com a elaboração dos projetos de detalhe específicos para cada intervenção.

O Capítulo 6 no corpo do PDIRG 2024-2033 contém um resumo da análise multicritério do Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares na RNTG

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Estações e sistemas de aquecimento</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	Cobertura, redes de terras e sistemas de aquecimento.
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	4,5 M€

Descrição do Projeto:

1. Coberturas

A intervenção destina-se a reparar o mau estado e infiltrações das coberturas e vai incidir sobre um total de 108 edifícios/salas elétricas.

As seguintes atividades fazem parte do âmbito do projeto:

- Remoção das lajetas de betão e do roofmate
- Limpeza da placa para remoção de plantas, folhagem e sujidade
- Reparação de fendas ou outras situações na placa do edifício
- Passagem dos cabos da Gaiola de Faraday para o exterior
- Escoamento de águas pluviais
- Remodelação de cobertura existente com a solução técnica mais adequada



2. Rede de terras

Reparação e remodelação dos sistemas de redes de terras das estações do gasoduto

3. Sistemas de aquecimento

Esta intervenção tem como objetivo renovar e remodelar os atuais sistemas de aquecimento em fase de fim de vida útil e obsolescência aplicando soluções mais eficientes, evitando assim a substituição integral de todos equipamentos.

O upgrade dos sistemas consistirá na instalação de um sistema de controlo integrado e na aquisição de novas bombas com controlo de velocidade.



Através do controlo das novas bombas de água em diferentes regimes de funcionamento, (velocidades diferentes, variação do número de bombas em funcionamento e diferentes temperaturas de funcionamento) adaptados aos diferentes regimes de consumo de cada estação, será também reduzido o consumo de energia (eletricidade e gás natural) e de emissões poluentes.

Esta alteração da metodologia aumentará a fiabilidade do sistema através do controlo da temperatura de água de retorno levando ao aumento do tempo de vida útil das caldeiras.

Está também prevista a remodelação de um número restrito de caldeiras em que o grau de obsolescência ou de degradação destas não permita a extensão da sua vida útil.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Equipamentos elétricos e mecânicos</b>
Instalação:	Rede Nacional de Transporte de Gás e Terminal de GNL
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	Equipamentos e sistemas elétricos e mecânicos
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	4,4 M€

Descrição do Projeto:

1. Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos

Este tipo de equipamentos tem um período de vida útil mais curto onde o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que a substituição é na maioria das vezes a solução adotada.

- Transformadores de potência na RNTG

Remodelação por fim de vida útil dos postos de transformação à entrada das estações.

- Substituição de UPS e baterias na RNTG

Substituição sem possibilidade de extensão de vida útil das UPS 24/48VDC e 400V AC e das baterias das estações

- Substituição de atuadores de válvulas motorizadas na RNTG

Substituição faseada dos atuadores de válvulas motorizadas nas estações por obsolescência.

- Remodelação de cablagem no TGNL

Os circuitos de cabos estão instalados no Terminal GNL de Sines desde a sua construção em 2023, ou seja, há cerca de 20 anos, em condições de elevado desgaste devido essencialmente ao ambiente marítimo muito agressivo e aos altos índices de exposição solar. As inspeções efetuadas revelaram elevados níveis de deterioração. Este projeto consiste num programa de substituição faseada da cablagem de instrumentação e de potência (baixa e média tensão).

- Substituição da luminária exterior e sinalética no TGNL

Este projeto tem como objetivo a substituição de toda a luminária e sinalética que se encontra degradada ou fora de serviço.

3. Beneficiação e substituição de válvulas na RNTG

Substituição de válvulas de menor calibre (onde a extensão de vida útil não é económica nem tecnicamente vantajosa) e beneficiação geral com substituição de peças de desgaste e vedação em válvulas cuja avaliação revelou IE insuficiente.



Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Sistemas de emissão e de água do mar</b>
Instalação:	Terminal GNL de Sines
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	Bombas de BP de GNL e sistema de filtragem de água do mar
Execução:	2024 - 2027
CAPEX Total:	3,0 M€

Descrição do Projeto:

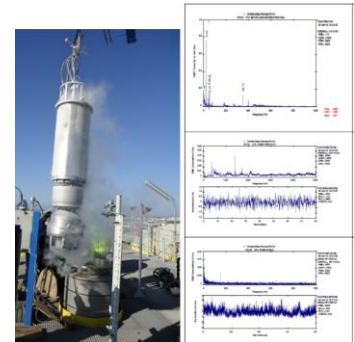
1. Bombas de GNL

Após a campanha de beneficiação e extensão de vida útil, em que foi efetuada a revisão geral com a substituição de todos os rolamentos, chumaceiras e peças de desgaste, executada no âmbito do anterior plano aprovado, verificou-se que em determinados espectros permaneciam valores anormais de vibração.

Após realização de estudos e monitorização do estado foi identificada uma assimetria acentuada nos rotores do motor elétrico, que obrigará à substituição destes, de modo a permitir a extensão da vida útil das bombas.

O âmbito do projeto inclui as seguintes atividades:

- Remoção das bombas da coluna do tanque
- Desmontagem das bombas
- Aquisição de novos motores
- Instalação dos motores elétricos
- Montagem das bombas
- Instalação das bombas nas colunas dos tanques



2. Sistema de filtragem de água do mar

Nas bacias de captação de água do mar estão instalados cinco filtros de grelha, equipados com pentes de limpeza automáticos em série com cinco filtros de banda rotativa com uma capacidade de filtragem conjunta de 50.000 m<sup>3</sup>/h, comportas de isolamento individual, dispositivos para impedir a entrada de material flutuante e injeção de hipoclorito de sódio com o objetivo de impedir o crescimento de organismos marinhos.

O sistema de filtragem encontra-se instalado desde a sua construção inicial em 2003, mesmo beneficiando das manutenções preventivas, o seu estado de conservação atual encontra-se bastante degradado devido, essencialmente, ao ambiente marítimo muito agressivo onde operam.

Esta intervenção tem como objetivo renovar e remodelar o atual sistema de filtragem em fase de fim de vida útil por via de uma manutenção profunda dos equipamentos, com substituição de peças móveis e componentes degradados e que permitirá obter a mesma garantia de desempenho de um equipamento novo.



Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Programa de GA em Fim de Vida Útil – Equip. e auxiliares (AS)</b>
Instalação:	Armazenamento subterrâneo do Carrigo
Tipologia	Projeto de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos
Equipamento(s):	N/A
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	2,3 M€

Descrição do Projeto:

O Programa de Gestão de Ativos – Equipamentos e Sistemas Auxiliares no Armazenamento Subterrâneo do Carrigo engloba um conjunto de ações de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação destes, baseada em análises multicritério às diferentes soluções.

A instalação iniciou a sua operação em 2004 com a colocação em serviço da cavidade C5. Desde então entraram em serviço cinco novas cavidades (a última em 2014) perfazendo um total de seis cavidades. No final do ano de 2022, a maior parte das infraestruturas de superfície apresentava 19 anos de operação contínua.

Torna-se necessário prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos excetuando os casos em que o grau de obsolescência ou de degradação do ativo não permita a extensão da sua vida útil.

No âmbito deste programa está o aprovisionamento das peças e componentes necessárias para a reabilitação dos ativos, a aquisição de ativos de substituição nos casos em que a extensão de vida útil não seja possível bem como todos os meios e materiais necessários à execução das atividades.



Este programa abrange as seguintes tipologias de equipamentos:

- Intervenções para extensão de vida útil das máquinas principais (motor-compressor)
- Peças e sobressalentes
- Sistemas de arrefecimento
- Sistemas de filtragem e desidratação
- Equipamentos periféricos
- Equipamentos auxiliares
- Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície

O nível de desagregação apresentado tem em conta o detalhe disponível pelo Operador na elaboração previsional dos programas de investimento que se traduzirão numa maior desagregação com a elaboração dos projetos de detalhe específicos para cada intervenção.

Ficha de Projeto

Nome do Projeto:	<b>Projetos na Gestão Técnica Global</b>
Instalação:	Gestão Técnica global
Tipologia	Projetos na Gestão Técnica Global
Equipamento(s):	Gestão do Sistema, Operação de Rede, SCADA, ATR e RTS
Execução:	2024 - 2028
CAPEX Total:	6,2 M€

Descrição do Projeto:

1. Gestão do Sistema e Operação de Rede

O programa de desenvolvimento dos sistemas de gestão, supervisão e monitorização operacional e de segurança da Gestão do Sistema inclui a evolução das tecnologias e processos digitais, para uma gestão mais eficiente. Esta evolução prevê uma crescente integração de processos, não só a nível de gestão interna de sistemas, mas também com outras partes interessadas, disponibilizando de uma forma digital, integrada e transparente, informação útil e necessária na gestão dos fluxos de gás.

O projeto contempla assim a implementação de tecnologia que permita introduzir modelos e processos integrados de gestão bem como a implementação de ferramentas que permitam uma resposta ágil e eficaz ao solicitado, realizando investimentos, ao nível de desenvolvimento de processos industriais, sobretudo na componente de interface/integração de automatismos da RNTIAT e Gestão do Sistema.

Está em desenvolvimento a remodelação do sistema designado de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), que suporta as atividades da Gestão Técnica Global, incluindo a Rede de Transporte, o Armazenamento Subterrâneo e o Terminal de GNL e a implementação da atualização de cibersegurança ao sistema SCADA.

2. Rede de Telecomunicações e Segurança

Estão previstos, no horizonte 2024-2033, investimentos de renovação das componentes da RTS que entrem em estado de obsolescência ou descontinuação pelos fabricantes e que possam representar um risco para os processos de operação da RNTG, nomeadamente nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2011-2021 ou anterior, dando continuidade ao programa de renovação tecnológica em curso.

Destacam-se, para o primeiro quinquénio, os investimentos em sistemas de comunicação e infraestruturas de fibra ótica de suporte às operações dos Centros de Despacho, e na renovação de camadas da RTS colocadas em serviço até 2018, com continuidade no segundo quinquénio através da renovação de sistemas ou camadas de rede que entraram em serviço até 2021, nas tecnologias IP/MPLS e DWDM, que suportam as comunicações de dados para a Gestão da Rede.



# CONTACTOS

---

**REN Gasodutos, S.A.**

Estrada Nacional 116, Vila de Rei  
2674-505 Bucelas - Portugal  
Telefone: (+351) 219 688 200

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