

CONSULTA PÚBLICA 115

ENQUADRAMENTO

PROPOSTA DE PDIRG 2023

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033

SETOR GÁS



ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
1.1	Procedimentos da Consulta Pública	1
1.2	Enquadramento Legal Nacional.....	2
1.3	Enquadramento Legal Europeu	4
2	PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES	8
2.1	Principais Recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRG 2021	8
2.2	Investimento aprovado	10
3	PROPOSTA DE PDIRG 2023	12
3.1	Investimento Inscrito na Proposta de PDIRG 2023.....	12
3.2	Evolução temporal do Investimento.....	16
3.3	Investimento em Projetos Base	17
3.4	Investimento em Projetos Complementares.....	23
3.4.1	Armazenamento Subterrâneo	23
3.4.2	Estação de compressão	25
3.4.3	Projeto de Adaptação da RNTG e AS a Misturas de Gás Natural e Hidrogénio até 10% em volume.....	25
3.5	Investimento em Projetos Complementares de Hidrogénio	28
3.6	Procura	32
4	PERSPETIVA REGULAMENTAR DOS VETORES ENERGÉTICOS DO HIDROGÉNIO E DO GÁS NATURAL	35
5	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	42

1 ENQUADRAMENTO

1.1 PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG 2023).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública, a proposta de PDIRG 2023, elaborada pela REN Gasodutos.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública, os contributos que, sob a forma de resposta às questões, comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 20 de junho de 2023, para o seguinte endereço de correio eletrónico consultapublica@erse.pt. Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão “Consulta Pública 115”.

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da consulta pública para efeitos da elaboração do relatório da mesma, a enviar para a DGEG e para o operador da RNTG, nos termos previstos no n.º 2 do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, bem como no âmbito da elaboração do seu Parecer à proposta de PDIRG 2023. Juntamente com a publicação do Parecer, a ERSE disponibilizará igualmente na sua página de internet cada um dos comentários recebidos e ainda um documento onde são resumidas e identificadas as principais matérias que suscitaram comentários.

No caso de pretender que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do email.

O presente documento de enquadramento da consulta pública pretende promover a reflexão, dos vários interessados nesta consulta, em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRG 2023 e, deste modo, coadjuvar a ERSE na elaboração de um Parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que revogou o Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

De acordo com o artigo 86.º do referido Decreto-Lei, o planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do «Plano Nacional Energia-Clima 2030» (PNEC 2030) ¹ e do «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» (RNC 2050) ².

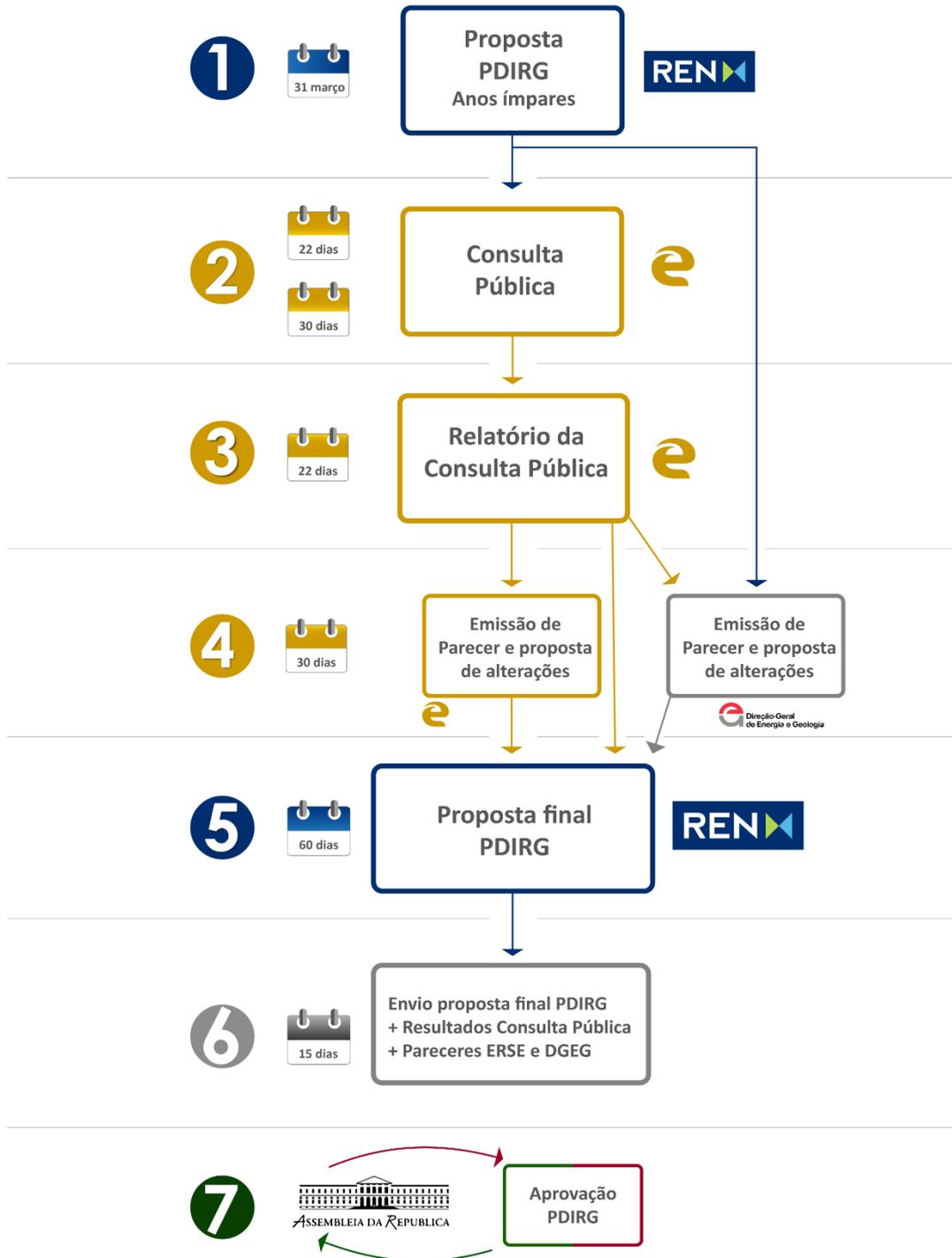
Nos termos do número 2 do mesmo artigo o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG), cujo procedimento de elaboração segue as fases descritas na figura seguinte.

¹ O «Plano Nacional Energia-Clima 2030» foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, acessível neste [endereço de página de internet](#).

² O «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, acessível neste [endereço de página de internet](#).

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG

DESENVOLVIMENTO, APROVAÇÃO E EXECUÇÃO DO PDIRG (anos ímpares)



Fonte: ERSE

Existem outros diplomas legais sobre o setor energético e particularmente sobre o setor do gás que suportam a análise da proposta de PDIRG 2023 e a presente consulta pública.

A União Europeia (UE) determinou que os estados membros têm a obrigação de apresentar um Plano Nacional integrado de Energia Clima para 2021-2030, que inclui as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

É neste contexto que nos últimos anos o setor energético nacional tem sofrido alterações consideráveis, pelo que se tem associado este momento a um período de transição energética. Assim, em Portugal vários instrumentos foram desenvolvidos e publicados pelo Governo português para responder ao desafio da transição energética associado ao compromisso de assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050. O RNC 2050, o PNEC 2030, a «Estratégia Nacional para o Hidrogénio»³ e o enquadramento legislativo do Sistema Nacional de Gás, que foi conferido pela publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020⁴, onde se integram as infraestruturas de gás, são quatro desses instrumentos que apontam para uma estratégia política energética rumo à descarbonização.

O mais recente desenvolvimento das políticas europeias para a energia, que tentam dar resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, demonstram a necessidade de adequar o processo da transição energética em curso e de este ser articulado com os diversos instrumentos de política energética. Neste contexto, a problemática da dependência do gás russo e o tema dos preços do gás e da eletricidade nos mercados europeus, são uma das origens da necessidade da revisão dos planos e metas nacionais para a transição energética, nomeadamente através da revisão do PNEC 2030⁵.

1.3 ENQUADRAMENTO LEGAL EUROPEU

A Diretiva (UE) 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, que altera a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração

³ A «Estratégia Nacional para o Hidrogénio» foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, acessível neste [endereço de página de internet](#).

⁴ O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, está acessível neste [endereço de página de internet](#).

⁵ Processo já iniciado, atualmente em [revisão](#)

de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural. Neste quadro, destaca-se, nomeadamente, a elaboração, o acompanhamento e a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte em coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional.

O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do Artigo 12.º” do mesmo Regulamento. Os planos de investimento regionais que envolvem Portugal, Espanha e França, são desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de gás (REORT), vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSOG, a quem compete a consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária.

A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

Na sua última versão deste Regulamento, “[o] plano de desenvolvimento da rede à escala comunitária deve incluir a modelização da rede integrada, incluindo redes de hidrogénio, a elaboração de cenários, uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia e uma avaliação da resiliência do sistema”.

O plano de desenvolvimento da rede, na sua perspetiva nacional, deverá ter em conta a segurança de abastecimento, respeitando o disposto no Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural. Este regulamento estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.

O TEN-E, ou Redes Transeuropeias de Energia, é um programa da União Europeia que visa promover o desenvolvimento de infraestruturas energéticas em toda a UE, bem como melhorar o funcionamento do mercado interno da energia. O programa inclui a identificação dos principais projetos de infraestrutura de energia, a sua implementação e o desenvolvimento de um conjunto de políticas estratégicas para as infraestruturas de energia.

O TEN-E foi criado em 1996 e sofreu várias revisões sendo de destacar o Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, que tendo como objetivo facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias, deu prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabeleceu critérios para a identificação de projetos de interesse comum (PCI), projetos transfronteiriços beneficiando, pelo menos, dois países da União Europeia. Nessa medida o TEN-E estabelece as regras e fornece orientações para a imputação dos custos transfronteiriços.

O programa é financiado através do *Connecting Europe Facility* (CEF), que é o instrumento de financiamento da UE para o desenvolvimento de infraestruturas transfronteiriças. O CEF fornece apoio financeiro a projetos TEN-E e é gerido pela Comissão Europeia, em cooperação com os estados membros da UE. O TEN-E determina as condições de elegibilidade dos projetos PCI para a assistência financeira da UE.

O último processo de revisão, iniciado em 2020 e em resposta aos atrasos relevantes do TEN-E face aos objetivos de neutralidade climática traçados pelo *European Green Deal*, culminou no Regulamento (UE) n.º 2022/869, de 30 de maio, 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. O programa visa promover a integração de fontes de energia renováveis, melhorar a eficiência energética e aumentar a segurança do abastecimento de energia na UE, nomeadamente reforçando o planeamento integrado entre os diferentes vetores energéticos.

Esta revisão teve igualmente em conta os objetivos quer da “Estratégia Europeia para o Hidrogénio da Comissão Europeia”, quer da “Estratégia para a integração do Sistema Energético da Comissão Europeia”, ambas publicadas em 8 de julho de 2020.

No processo do TEN-E, foram identificados como prioritários onze corredores e três áreas temáticas. Os onze corredores prioritários dividem-se por três grupos, infraestruturas de hidrogénio, eletricidade e redes offshore. No que diz respeito às áreas temáticas prioritárias elas dizem respeito a i) redes inteligentes de

eletricidade, ii) redes inteligentes de gás e iii) redes entre Estados Membros para captura de dióxido de carbono.

O tema ii), dedicado às redes inteligentes de gás, tem como objetivo a adoção de tecnologias de redes de gás inteligentes, para integração de fontes de baixo teor de carbono e gases renováveis na rede de gás dos operadores, promovendo soluções digitais e inovadoras para a gestão da rede, facilitando a integração inteligente dos setores energéticos e a participação dos consumidores (*Demand Response*).

Encontra-se em fase de elaboração por parte da Comissão Europeia a sexta lista de PCI. A Comissão, em conformidade com o artigo 3.º, n.º 4, do Regulamento TEN-E, é obrigada a garantir que seja estabelecida uma lista de projetos de interesse comum da União de dois em dois anos. Os projetos PCI que já não cumpram os critérios e os requisitos estabelecidos no TEN-E, já não deverão constar da nova lista.

Por conseguinte, a lista da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2022/564, de 19 de novembro de 2021, será substituída pela sexta lista de PCI, no último trimestre de 2023, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento TEN-E.

De realçar que o número 1 do artigo 31.º do Regulamento 2022/869 (UE), estabelece que “durante um período transitório que termina em 31 de dezembro de 2029, os ativos dedicados ao hidrogénio convertidos de ativos do gás natural pertencentes à categoria de infraestruturas energéticas definida no ponto 3 do anexo II podem ser utilizados para o transporte ou o armazenamento de uma mistura predefinida de hidrogénio e gás natural ou biometano.”, enquanto o número 2 do mesmo artigo prevê que “durante o período transitório referido no n.º 1, os promotores dos projetos cooperam estreitamente na conceção e execução dos projetos, a fim de assegurar a interoperabilidade das redes vizinhas”.

Finalmente são ainda de referir, pelo seu impacto na elaboração dos PDIRG, 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; 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; e 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.

2 PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Nacional de Gás. Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte da proposta de PDIRG 2023.

A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), com a aprovação do conjunto de investimentos relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022). Apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base, ou seja, foi adiada a apreciação e aprovação dos projetos classificados como Projetos Complementares para outros exercícios de PDIR-G. Constituiu exceção a aprovação de um montante de 1,9 milhões de euros em projetos complementares para ligação física de clientes.

Posteriormente, foram submetidas à ERSE a proposta de PDIRGN 2019⁶ e a proposta de PDIRG 2021⁷, sobre as quais a ERSE não teve conhecimento de qualquer decisão de aprovação por parte do concedente, o que significa que, em sede de aprovação de PDIRG, não existe qualquer investimento aprovado após 2022.

A proposta de PDIRG 2023 reveste-se por isso de importância acrescida por permitir a apreciação e eventual aprovação pelo concedente de investimentos para o ano de 2023 e anos subsequentes, sem prejuízo de outros processos de aprovação autónoma ao PDIRG que, entretanto, ocorreram, e que serão descritos adiante.

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2021

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG solicitava uma Decisão Final de Investimento (DFI) para cerca de 77,2 milhões de euros, incluindo 32,8 milhões de euros destinados a projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL, no Armazenamento Subterrâneo e na Gestão Técnica Global, com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024.

⁶ [Parecer da ERSE](#) emitido a 19 de junho de 2020

⁷ [Parecer da ERSE](#) emitido a 28 de agosto de 2021

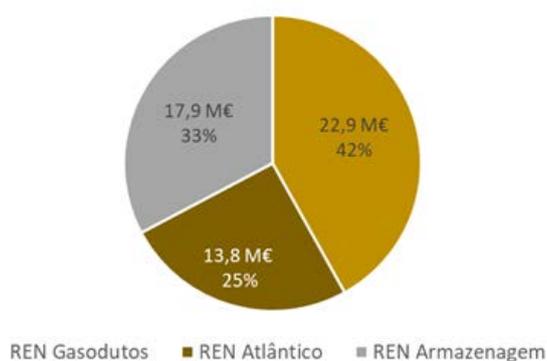
No Parecer emitido relativamente à proposta de PDIRG 2021 a ERSE apresentou, de entre outros, os seguintes comentários e recomendações:

1. A prudência aconselha a que da aprovação do PDIRG 2021 não resultem, ou se demonstre que são minimizados, aumentos dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às diferentes infraestruturas, o que leva a ERSE a recomendar que os operadores da RNTIAT, durante a preparação da proposta final de PDIRG 2021 a submeter ao Concedente para aprovação, reduzam o nível de investimento que irão apresentar, adiando, se possível, para a edição de 2023 a submissão a Decisão Final de Investimento de qualquer investimento que não seja comprovadamente necessário. Naturalmente, terão de apresentar uma fundamentação que realce esse carácter de necessidade para a sua aprovação em sede de PDIRG 2021, para permitir uma decisão alicerçada por parte do Concedente autorizando ou não a aprovação dos respetivos montantes.
2. Depois de analisados os projetos de investimento apresentados e os comentários recebidos na Consulta Pública, verificou-se que a atual proposta de PDIRG 2021 apresenta um conjunto de estudos e projetos ligados à Estratégia Nacional do hidrogénio, EN-H2, que correspondem a um montante de **39,6 milhões de euros** previstos serem concretizados no horizonte de 2022 até 2026. Apesar da importância que estes projetos poderão eventualmente ter, identifica-se ser este o primeiro conjunto de investimentos para os quais se propõe, caso se verifique não ser possível um nível mais adequado de detalhe e fundamentação, o adiamento da sua análise em sede de DFI.
3. Por sua vez, mantendo a recomendação de adiamento de tudo que não seja fundamentadamente necessário, a ERSE não identifica razões para uma não aprovação em sede de emissão de Decisão Final de Investimento por parte do Concedente dos "Projetos Base" propostos e associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (7,1 M€) e, por outro, à "remodelação e modernização" das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (38,7 M€) e à Gestão integrada de vegetação (2,1 M€), que totalizam **47,8 milhões de euros**.
4. Com um nível adequado, devidamente fundamentado e comprovadamente urgente de investimentos, a proposta final de PDIRG 2021, a ser submetida pelos operadores da RNTIAT para aprovação do Concedente, será mais um instrumento para a transição energética em curso rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050 e minimizará a oneração de custos a serem suportados pelos consumidores.

2.2 INVESTIMENTO APROVADO

Em termos globais, no PDIRGN 2017, foi aprovado um montante de 54,6 milhões de euros, dos quais 51,1 milhões de euros a concretizar entre 2018 e 2022, essencialmente em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, desagregado por infraestrutura, como se ilustra na figura seguinte.

Figura 2-1 – Desagregação do investimento aprovado no PDIRGN 2017, por infraestrutura



Fonte: PDIRGN 2017

Para além da aprovação do PDIRGN 2017, está aprovado um montante de cerca de **23,5** milhões euros, dos quais **13,6** milhões de euros já concretizado em 2021, no seguimento da Diretiva n.º 6/2021 da ERSE, relativa ao gás de operação.

Já o restante montante de **9,9** milhões de euros foi aprovado pelo concedente em processo autónomo ao PDIRG, para a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás natural entre navios no terminal de GNL, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, com concretização prevista para 2023.

Uma vez que todos estes investimentos foram aprovados em processo autónomo ao PDIRG, a atual proposta de PDIRG 2023 não inclui nenhum destes montantes, pelo que a totalidade do investimento inscrito na proposta está em apreciação e é objeto da presente consulta pública.

No entanto, importa lembrar que, para além destes projetos, na mesma RCM n.º 82/2022, o concedente definiu a necessidade de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, como medidas preventivas para fazer face aos riscos de segurança de abastecimento resultantes da atual situação de conflito na Europa e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do

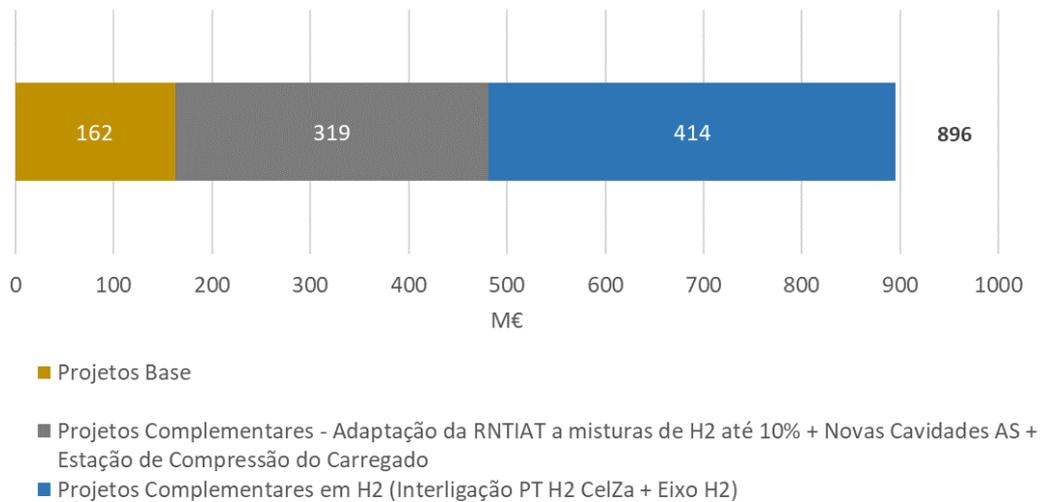
abastecimento de energia. Em causa está um investimento de **89,6** milhões de euros. Ao contrário dos restantes investimentos aprovados, o projeto associado às novas cavernas do AS, está incluído na proposta de PDIRG 2023 e classificado como projeto complementar, pelo que, embora seja objeto da consulta pública, tem subjacente indicações claras do concedente para a sua concretização.

3 PROPOSTA DE PDIRG 2023

3.1 INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2023

A proposta de PDIRG 2023, para o período em apreciação, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimentos nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a Rede Nacional de Transporte (RNTG), o Terminal de GNL de Sines (TGNL) e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS). O montante global de investimentos que é proposto concretizar nas três infraestruturas pode ser dividido em três principais blocos de projetos, ascendendo a **895,6** milhões de euros para o período de 10 anos, entre 2024 e 2033, tal como apresentado na figura que se segue.

Figura 3-1 – Montante global de investimento a custos totais⁸ para o decénio 2024-2033



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Projetos Complementares

Os Projetos Complementares incluem um primeiro bloco relativo a investimentos associados a projetos de gás natural ou projetos que permitam o “*blending*” entre gás natural e hidrogénio, num total de **319,2** milhões de euros.

⁸ Custos totais são os 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. Ao longo deste documento os montantes apresentados são sempre a custos totais.

Neste primeiro bloco de projetos, cerca de **184,2** milhões de euros diz respeito às intervenções de adaptação das infraestruturas da RNTG e do AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

Segundo a empresa, estes investimentos permitem responder aos desígnios da política pública nacional para o setor da energia e respetiva estratégia de descarbonização do setor energético, e, em particular, permitem concretizar os objetivos definidos pela Estratégia Nacional para o Hidrogénio⁹, que identificou as metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente, 1 a 5% até 2025, e 10% a 15% até 2030. Assim, os montantes de investimento previstos na proposta de PDIRG 2023 representam, segundo a empresa, as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, considerando uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, 7% em 2027 e de 10% em 2030.

Ainda inserido neste primeiro bloco de investimentos, a proposta de PDIRG 2023 inclui outro Projeto Complementar, num total de **89,6** milhões de euros, relativo à construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, dando resposta ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, a qual determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegure o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais.

Finalmente, o último projeto deste primeiro bloco de investimentos, e que totaliza **45,4** milhões de euros, diz respeito à proposta de construção de uma estação de compressão no Carregado, fundamentada pela REN Gasodutos como necessária para permitir eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL de Sines para a RNTG, e assim assegurar as necessidades de transporte de gás até ao extremo norte da RNTG e oferecer uma melhor condição de pressão para a exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Um segundo bloco de investimentos, também classificado como projetos complementares, engloba o conjunto de projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio, e totaliza **414,0** milhões de euros, a custos totais. Incluído neste bloco estão os seguintes projetos:

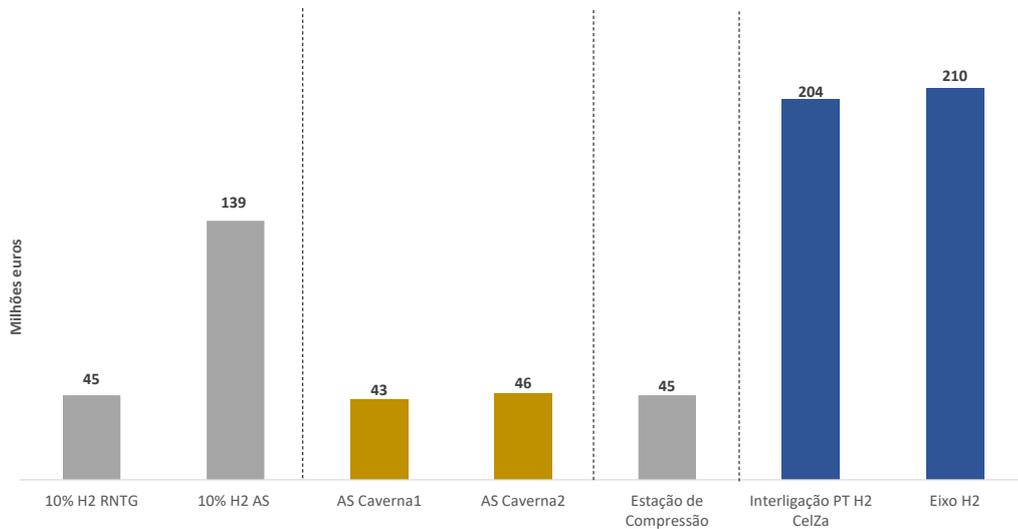
1. O projeto H2Med/CelZa no âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora e um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona e Marselha (**204 M€**).

⁹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

- O projeto do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (“ENTH2”) constituído por uma nova linha Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS) - Cantanhede, bem como os gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte, a converter para o transporte de hidrogénio a 100% (**210 M€**).

Na Figura seguinte ilustra-se o conjunto de Projetos Complementares descritos anteriormente.

Figura 3-2 – Projetos Complementares inscritos na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Projetos Base

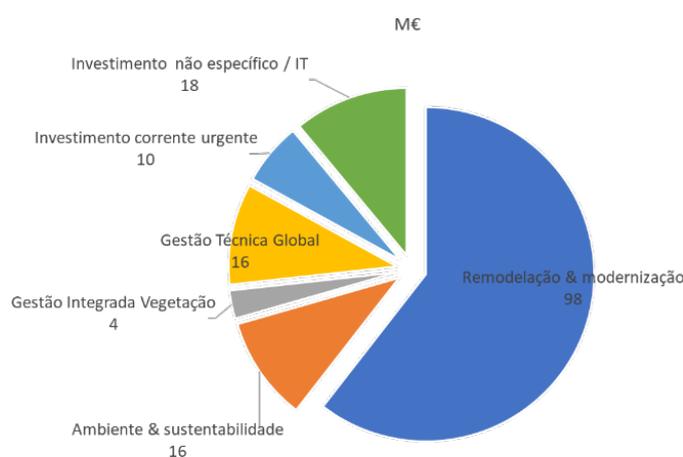
O terceiro bloco de investimentos incluído na proposta de PDIRG 2023, num total de **162,3** milhões de euros, e a concretizar nos 10 anos do horizonte da proposta, engloba segundo a empresa REN Gasodutos, os seguintes projetos de investimento classificados como “Projetos Base”:

- Projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço (divididos na área de melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil);
- Projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos; projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os operadores de redes de distribuição de gás;
- Projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas (Ambiente e Sustentabilidade);

- Projetos de gestão integrada de vegetação;
- Projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG;
- A 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 da 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 (por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos).

A Figura 3-3 apresenta a desagregação do montante a investir em Projetos Base entre 2024 e 2033.

Figura 3-3 – Projetos Base previstos na Proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Sobre o montante de projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2028, num total de **95,2** milhões de euros, a empresa identifica um montante de **68,9** milhões de euros em investimento para o qual considera ser necessário o concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI) aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023¹⁰.

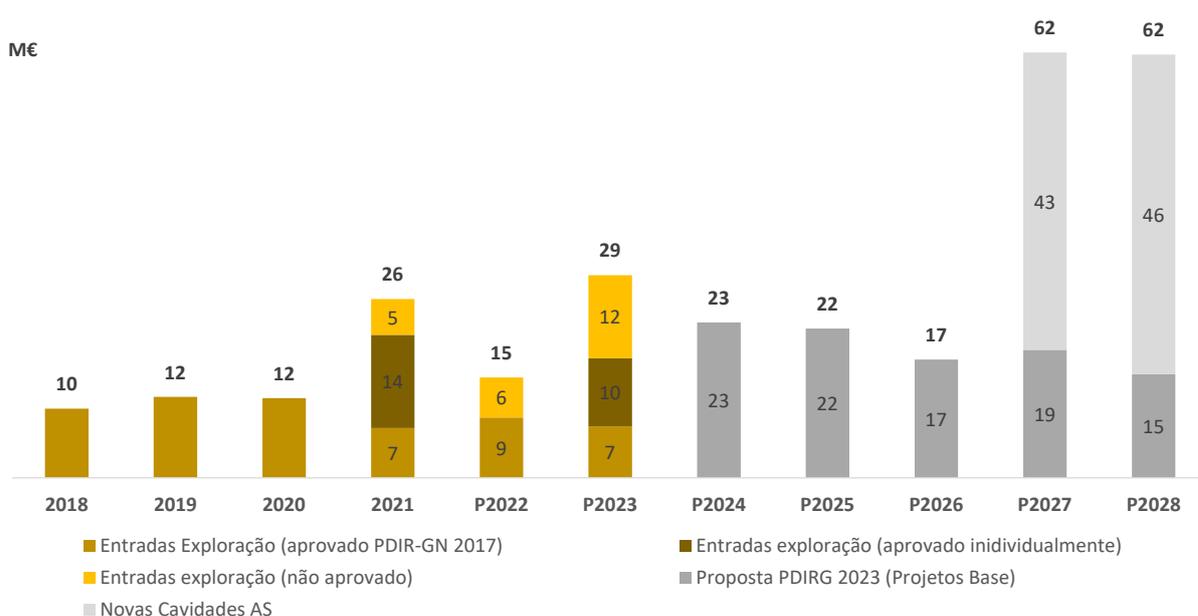
¹⁰ Ponto “4.2.1 Investimento associado aos Projetos Base” da Proposta de PDIRG 2023

3.2 EVOLUÇÃO TEMPORAL DO INVESTIMENTO

Para efeitos da apreciação dos montantes de investimento inscritos na proposta de PDIRG 2023, apresenta-se a evolução histórica do investimento concretizado no conjunto das três infraestruturas em Alta Pressão do SNG, com representação do investimento entrado em exploração até 2023¹¹, identificando os montantes aprovados pelo concedente, quer no PDIRGN 2017, quer em outros processos de aprovação autónoma, tal como descrito no ponto 2.2.

Na figura infra, apresenta-se igualmente a evolução prevista de entrada em exploração do investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023 até 2028, desagregada por “Projetos Base” por um lado, e pelo projeto Complementar associado à construção das novas cavidades no AS (prevista na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022).

Figura 3-4 – Evolução do Investimento entrado em exploração (real e previsionál)



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

¹¹ Valores reais até 2021 e valores previsionais estimados pela empresa para efeitos do processo de tarifas, para 2022 e 2023. Os valores identificados na figura para os anos 2021, 2022 e 2023 como “não aprovados”, resultam do exercício de supervisão realizado pela ERSE para cada infraestrutura da RNTIAT em termos de análise de investimentos entrados em exploração e reconhecimento de custos para efeitos de cálculo de proveitos incluídos na proposta tarifária 2023-2024.

A média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023 (aprovado em sede de PDIRGN 2017) – valores reais até 2021 e previsionais até 2023 –, representa um montante de **10 M€/ano**, valor que passará para **19 M€/ano** no período entre 2024 e 2028, se concretizado o conjunto de Projetos Base previstos na proposta de PDIRG 2023, ou para **37 M€/ano** se acrescido do projeto complementar de construção das cavernas AS, cuja concretização já consta de uma RCM.

1. Considera razoável que a proposta de PDIRG 2023 se traduza em termos de Projetos Base num crescimento de quase 100% face ao valor médio histórico de entradas em exploração nos últimos anos?

3.3 INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE

Como descrito no ponto 3.1, a proposta de PDIRG 2023 inclui um bloco de investimento de 162,3 milhões de euros, dos quais 95,2 milhões de euros dizem respeito ao primeiro quinquénio (2024-2028)¹².

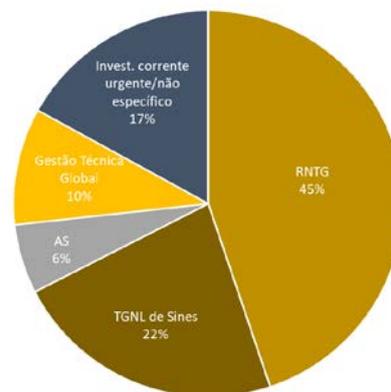
Para melhor se compreender o investimento proposto, apresenta-se no Quadro 3-1 e na Figura 3-5 a natureza do custo relativa a cada infraestrutura, bem como a distribuição desse investimento pelos projetos, por infraestrutura e em termos anuais para o 1.º quinquénio (Figura 3-6). É ainda apresentado o investimento a realizar na atividade de Gestão Técnica Global, bem como em outras rubricas transversais a todas as infraestruturas.

¹² Vide na Proposta de PDIRG 2023 Ponto 4 Projetos Base de Investimento.

Quadro 3-1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2023

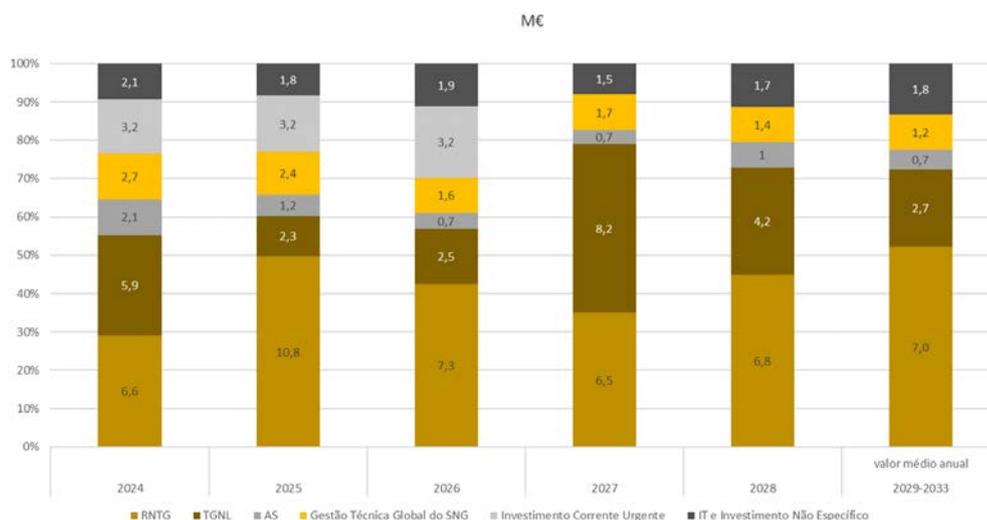
Projetos Base (M€)	Total 2024-2033	1º Quinquénio 2024-2028	2º Quinquénio 2029-2033
RNTG	72,8	37,9	34,9
Remodelação e Modernização	54,8	29,7	25,1
Ambiente e Sustentabilidades	13,6	6,0	7,6
Gestão Integrada da Vegetação	4,4	2,2	2,3
TGNL de Sines	36,7	23,0	13,7
Remodelação e Modernização	35,4	22,1	13,3
Ambiente e Sustentabilidades	1,3	0,9	0,4
AS	9,4	5,7	3,7
Remodelação e Modernização	8,0	4,5	3,5
Ambiente e Sustentabilidades	1,4	1,2	0,2
Gestão Técnica Global	15,9	9,7	6,2
Gestão Técnica Global do SNG e RTS	15,9	9,7	6,2
Invest. corrente urgente/não específico	27,5	18,8	8,7
Invest. corrente urgente	9,7	9,7	0,0
IT e Invest. não específico	17,8	9,1	8,7
Total	162,3	95,2	67,1
DFI	-	68,9	-

Figura 3-5 – Desagregação dos Projetos Base



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

Figura 3-6 – Desagregação do investimento previsto em Projetos Base para o quinquénio 2024-2028



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

Decisão Final de Investimento (DFI)¹³

Como já referido, de um montante total de **95,2** milhões de euros relativo a Projetos Base a concretizar no primeiro quinquénio, a REN Gasodutos identifica um montante de **68,9** milhões de euros em investimento para o qual considera ser necessário o concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI) aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2024, 2025 e 2026. Neste montante (68,9 milhões de euros) está a incluída a necessidade de emissão de DFI para 2 projetos associados ao Terminal de GNL, designadamente o projeto de construção da 4.^a baía de enchimento de cisternas e o projeto de instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem.

No Quadro 3-2 detalha-se a natureza de custos dos Projetos Base para o qual a empresa solicita a aprovação da emissão de DFI, sendo de realçar que a empresa solicita emissão e DFI para a totalidade do investimento corrente urgente, de natureza transversal, inscrito na proposta de PDIRG 2023 no primeiro quinquénio, correspondendo a um montante de **9,7** milhões de euros, ao contrário do que sucede para o investimento em cada infraestrutura ou na atividade de GTG.

¹³ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Pontos 4.4 a 4.8.

Quadro 3-2 – Investimento em Projetos Base proposto a DFI

Necessidades de DFI (M€)	DFI 2024-2026
RNTG	24,7
Melhoria Operacional	7,1
Adequação Regulamentar	2,8
Gestão de Fim de Vida Útil	10,4
Ambiente e Sustentabilidade	3,1
Gestão Integrada de Vegetação	1,3
TGNL	18,0
Melhoria Operacional	3,7
Adequação Regulamentar	5,1
Gestão de Fim de Vida Útil	8,6
Ambiente e Sustentabilidade	0,8
AS	4,0
Melhoria Operacional	0,9
Adequação Regulamentar	0,6
Gestão de Fim de Vida Útil	1,5
Ambiente e Sustentabilidade	1,1
Gestão Técnica Global	6,7
Invest. corrente urgente	9,7
IT e Invest. não específico	5,9
DFI	68,9

2. Relativamente ao conjunto de Projetos Base, para os quais é solicitada a emissão de DFI, e em particular os investimentos a concretizar em cada infraestrutura:
- Concorda que, na sua generalidade, são projetos de natureza urgente e que são indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT, não podendo ser adiada a decisão de emissão DFI? Ou
 - Entende que os mesmos não são urgentes e indispensáveis e traduzem uma estratégia da empresa de expansão da atividade do setor do gás?

Em particular, relativamente aos montantes de investimento em projetos relacionados com a Gestão Técnica Global, IT e projetos classificados como investimento não específicos, em causa está um montante global que representa cerca de 20% do valor total para o qual é solicitada a emissão de DFI. Releva neste montante o investimento associado a sistemas de IT e com a rede de telecomunicações de segurança, o qual desde a proposta de PDIRG 2019, apresenta uma trajetória crescente.

3. Considera adequada a fundamentação dos projetos de Gestão Técnica Global, de IT e projetos não específicos e os respetivos montantes de investimento?

A publicação do Decreto Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto de 2020, veio definir e esclarecer o papel do setor do gás para o processo de transição energética e no cumprimento do compromisso de neutralidade carbónica, apontando que a descarbonização deste setor passa pela incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono no sistema. Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, na sua redação atual, estabeleceu metas de incorporação obrigatórias de biometano ou hidrogénio no aprovisionamento dos comercializadores de gás, cujo fornecimento a clientes finais seja superior a 2000 GWh/ano, tendo a Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, definido os termos do procedimento concorrencial para aquisição desses gases de origem renovável aos respetivos produtores, para injeção na rede nacional de gás, cujo anúncio se encontra previsto publicar pela DGEG até 30 de junho de 2023.

Contudo, nos projetos e montantes de investimento previstos na proposta de PDIRG 2023 não existe qualquer proposta de desenvolvimento nas infraestruturas para a incorporação de gases de origem renovável, nomeadamente para a capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de biogás ou biometano, ou para a ligação de instalações de produção e deste tipo de gases à rede de transporte.

<p>4. Como avalia a ausência de projetos de desenvolvimento para a ligação de produtores de biogás ou biometano, na proposta de PDIRG 2023?</p>
--

Projeto Base de Construção da 4.ª Baía de Enchimento de Cisternas no TGNL

Na proposta de PDIRG 2023 está inscrito o montante de **4,9 M€** a entrar em exploração entre 2024 e 2028, na construção de uma 4.ª Baía de Enchimento de Cisternas no TGNL, cujo objetivo é permitir aumentar a capacidade de enchimento em mais 12 cisternas/dia, face à atual capacidade nominal das 3 baías de enchimento que é de 36 cisternas/dia¹⁴, e, dessa forma, resolver os atuais problemas de congestionamento na unidade de enchimento de camiões cisterna.

De acordo com a empresa, esta necessidade de investimento resulta de uma recomendação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040 (RMSA-G), que

¹⁴ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Anexo 6.

prevê que as atuais baías de enchimento apenas permitam cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas¹⁵, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

O referido Relatório apresenta uma evolução crescente da procura de GNL para o período de 2022-2040, para os quatro cenários considerados¹⁶, sendo a mobilidade a gás natural o principal impulsionador deste crescimento, antevendo-se um crescimento no número de veículos pesados, quer de mercadorias, quer de passageiros movidos a gás natural¹⁷.

A Figura que se segue apresenta a evolução do número de cisternas carregadas no terminal nos últimos 10 anos bem como da utilização da capacidade de carga do TGNL.

Figura 3-7 - Número de carregamentos de cisternas e utilização da capacidade de carga no TGNL



Fonte: Operador do TGNL e ERSE

Analisando a figura, constata-se que, em 2022, o número de cisternas carregadas diminuiu 12% face ao ano anterior. Esta diminuição está, por um lado, diretamente relacionada com as opções da produção de energia elétrica na ilha da Madeira e, por outro lado, relacionada com a redução do consumo associado às redes de distribuição do SNG. Não considerando o ano 2022, o número de carregamento de cisternas diário

¹⁵ Licenças atribuídas nos últimos anos, ainda em desenvolvimento.

¹⁶ Tabela 13 do Anexo 1 do [RMSA-G](#).

¹⁷ Tabela 10 do Anexo 2 do [RMSA-G](#).

no TGNL tem observado uma evolução crescente, em especial, ao longo dos últimos 4 anos, período em que a capacidade nominal de 36 cisternas/dia foi ultrapassada em média durante 3% dos dias do ano.¹⁸

5. Face a estes dados, concorda com a perspetiva de um crescimento sustentado da procura associado ao enchimento de camiões cisterna de GNL?
6. Face à utilização do Terminal de GNL, considera adequado o pedido de emissão de DFI para o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no TGNL?

Ampliação do sistema de amarração do TGNL

O projeto para a ampliação do sistema de amarração do TGNL encontra-se englobado no lote de projetos de investimento para os quais é requerida a emissão de DFI e, de forma resumida, consiste na construção de dois novos pontos de amarração no Cais de Acostagem, para eliminação de restrições à amarração de navios com determinadas geometrias. O valor associado ao projeto é de **2,5** milhões de euros, e prevê-se o início da sua implementação em 2026.¹⁹

3.4 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

3.4.1 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O projeto complementar de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo²⁰ resulta da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Europa e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. A referida Resolução determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegurasse o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, com os seguintes objetivos:

¹⁸ Vide Proposta de PDIRG 2023 Ponto 2.3.4 Taxas de utilização da RNTIAT.

¹⁹ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Anexo 6.

²⁰ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Ponto 5.3.

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

Quadro 3-3 Montantes de investimento do Projeto Complementar de construção das duas cavidades do Armazenamento Subterrâneo

Novas Cavidades do Armazenamento Subterrâneo	PDIRG 2023 2024-2033	Entradas em Exploração				
		2024	2025	2026	2027	2028
AS	89,6				43,2	46,4
Caverna1	43,2				43,2	0
Caverna2	46,4				0	46,4
						(M€)

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Sobre o projeto em questão, importa realçar que, na proposta de PDIRG 2023, não está inscrito qualquer montante para aquisição do gás de enchimento das cavernas (*“cushion gas”*), que tendo em conta a dimensão das cavernas pode estimar-se uma gama de valores entre 300 e 450 GWh de gás natural, cujo custo terá também de ser considerado.

Adicionalmente, importa destacar que não existe proposta de investimento para alterar a capacidade de extração ou injeção atual, pelo que importa destacar que esta capacidade adicional de armazenamento (1,2 TWh), sem alteração das infraestruturas de extração, estima-se que possa ser extraída das cavernas num período compreendido entre 14 e 17 dias tendo em conta a capacidade de extração atual (86 ou 71 GWh/dia conforme o enchimento das cavernas seja, > 60% ou < 60%).

7. Tendo em vista o atual limite de capacidade de extração das instalações de superfície do armazenamento subterrâneo e tendo em conta os objetivos apontados, considera necessário um aumento das capacidades de extração, de injeção e de receção na rede?

3.4.2 ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO

A proposta de PDIRG 2023 inclui, classificado como Projeto Complementar, a construção da estação de compressão do Carregado, com o montante de **45,4** milhões de euros²¹, que de acordo com a REN Gasodutos permite eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG, possibilitando 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. A empresa refere que 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.

No projeto, a potência desta estação de compressão é cerca de 12 a 14 MW, com capacidade para movimentar caudais na ordem de 650 000 m³/h e com uma impulsão de 35 a 40 bar, com impacto no incremento da capacidade de exportação de gás em 20 GWh/d.

A empresa não define uma data para execução do investimento e consequentemente o projeto não tem datas para entradas em exploração.

<p>8. Face à evolução prevista da procura de gás, como considera a relevância da construção da estação de compressão do Carregado?</p>

3.4.3 PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

Os projetos complementares de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume²², de acordo com a empresa, respondem aos desígnios da política pública nacional do setor da energia e da sua estratégia de descarbonização. Neste contexto, da descarbonização e transformação do setor energético Nacional, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio²³, identificou as metas de mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, ou seja, 1 a 5% até 2025 e 10% a 15% até 2030. Assim, os montantes e a calendarização dos investimentos previstos na proposta de

²¹ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Ponto 5.5 Estação de compressão do carregado.

²² Vide na Proposta de PDIRG 2023 Pontos 5.2.

²³ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.](#)

PDIRG 2023, representam as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, para responderem às estimativas associadas 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.

Neste contexto as duas concessionárias associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS têm vindo a desenvolver e implementar uma estratégia, denominada Programa H2REN, para, de acordo com as empresas, cumprir com as obrigações das diferentes concessões, 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.

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 quadro seguinte apresenta as várias rubricas dos montantes associados a estes projetos complementares, demonstrando a sua divisão pelos dois quinquénios do período da proposta de PDIRG 2023.

Quadro 3-4 – Montantes de investimento associados à adaptação da RNTG e AS a misturas de Hidrogénio até 10%

Adaptação da RNTIAT a misturas de H ₂ até 10%	Total	PDIRG 2023 2024-2033	1º Quinquénio 2024-2028	2º Quinquénio 2029-2033
RNTG	44,1	42,0	36,1	5,9
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
Estudos, ensaios e prototipos	6,2	4,3	4,3	
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,3	3,1	2,7	0,4
AS	128,8	128,6	126,7	1,9
Unidade de compressão	31,5	31,5	31,5	
Alimentação elétrica	22,0	22,0	22,0	
Furos e cavernas	51,9	51,9	51,1	0,8
Estudos, ensaios e prototipos	1,0	0,8	0,8	
Outros	12,9	12,9	11,9	1,0
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9,5	9,5	9,4	0,1
Total	172,9	170,6	162,8	7,9

No âmbito da política europeia para o clima e energia, a União Europeia aprofundou o seu compromisso para a criação de uma sociedade neutra em carbono em 2050, com a apresentação do «Pacto Ecológico Europeu»²⁴ e do respetivo «Plano de Ação»²⁵. Com o Pacto Ecológico Europeu pretende transformar a economia europeia para um futuro sustentável, moderno, eficiente na utilização dos recursos e competitivo, garantindo que: a) as emissões líquidas de gases com efeito de estufa sejam nulas em 2050; b) o crescimento económico esteja dissociado da utilização de recursos; c) ninguém nem nenhuma região seja deixado para trás.

Mais recentemente, em resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, a Comissão Europeia apresentou o Plano REPowerEU²⁶. Segundo a UE, as novas realidades geopolíticas e do mercado da energia exigem uma aceleração drástica da transição para as energias limpas e o reforço da independência energética, pelo que o Plano RePowerEU tem o objetivo de criar uma nova infraestrutura e um novo sistema energético para a Europa.

Relativamente à estratégia europeia e plano de ação para a implementação do REPowerEU, a Comissão Europeia desenvolveu o documento «*Commission staff working document implementing the repower EU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*». Este documento de trabalho apresenta uma estimativa das necessidades de investimento e custos adicionais de redução da dependência de combustíveis fósseis da Rússia para zero até 2027, com foco específico no gás natural. De acordo com este documento, a consecução dos objetivos do REPowerEU depende principalmente no desenvolvimento dos vetores energéticos hidrogénio renovável e do biometano que poderão contribuir de forma crucial para o esforço de redução da dependência do gás natural importado.

Neste documento, a Comissão Europeia considera que a diluição (“*blending*”) de hidrogénio no gás natural da rede (para além dos usos industriais e no setor dos transportes) carece de uma avaliação cuidadosa, uma vez que reduz a qualidade do gás com consequências para os custos gerais do sistema e para os custos de aquecimento no setor residencial que aumentam, sendo na maioria das aplicações uma alternativa menos eficiente do que a eletrificação direta.

²⁴ A Comunicação «Pacto Ecológico Europeu» da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, de 11 de dezembro de 2019, está acessível neste [endereço de página de internet](#).

²⁵ O Anexo da Comunicação relativa ao Pacto Ecológico Europeu está acessível neste [endereço de página de internet](#).

²⁶ [RePowerEU](#), de 18 de maio de 2022.

9. Como avalia os investimentos apresentados para a adaptação da RNTIAT a diferentes percentagens de mistura de H₂?
10. Como avalia as necessidades de adaptação dos clientes para consumirem diferentes percentagens de misturas de H₂?

3.5 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES DE HIDROGÉNIO

A REN Gasodutos apresenta na proposta de PDIRG 2023 um projeto que surge no seguimento do acordo tripartido anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente de França, o Presidente do Governo espanhol, e o Primeiro Ministro português, e que corresponde à criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, designado por H2Med, o qual inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira em Portugal com Zamora em Espanha, bem como um gasoduto ligando por via marítima Barcelona em Espanha e Marselha em França.

O projeto apresentado pela REN Gasodutos, designado por H2Med/CelZa ou simplesmente “CelZa” irá, segundo a REN Gasodutos, “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 incluindo cerca de 162 km do troço português, compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d bidirecional”, representado na Figura seguinte.

Figura 3-8 – Troço Celorico da Beira – Vale de Frades do Projeto CelZa



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Segundo a REN Gasodutos, “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 Carriço) – 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”.

A figura seguinte, que complementa os projetos de hidrogénio da proposta de PDIRG 2023, apresenta, para além do já referido gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades, o traçado do novo gasoduto 100% hidrogénio a construir entre Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carriço) - Cantanhede, bem como a identificação dos gasodutos que pertencem à atual RNTG que se pretendem converter para o transporte de hidrogénio e que são, i) Cantanhede - Mangualde, ii) Mangualde - Celorico da Beira e iii) Celorico da Beira - Monforte.

Figura 3-9 – Projeto CelZa e Eixo Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carriço) – Cantanhede – Mangualde - Celorico da Beira - Monforte



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

As características técnicas dos troços de gasoduto encontram-se na proposta de PDIRG 2023, referindo a REN Gasodutos²⁷ que estão associados ao Programa H2REN, que assegura o plano de atividades cujo objetivo último é identificar as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de hidrogénio.

²⁷ Vide Proposta de PDIRG 2023 Ponto 5.2.2

A REN Gasodutos assinala que uma tomada de decisão deste conjunto de infraestruturas não pode ser adiada para a próxima edição do PDIRG, tendo em conta a data pretendida para entrada em exploração destes ativos, o final do ano de 2029. Quanto à conversão dos gasodutos Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte para transporte de hidrogénio a empresa refere que a mesma 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. No entanto, a proposta de PDIRG 2023 não descreve ou apresenta o impacto da compatibilização e coordenação acima referidas.

O quadro seguinte apresenta os montantes associados a estes projetos complementares, a componente portuguesa da Interligação CelZa e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, que se concentram no primeiro quinquénio do período da proposta de PDIRG 2023.

Quadro 3-5 – Montantes de investimento associados ao Projeto de Interligação H2Med/CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

Nova interligação e Eixo Nacional de Transporte H₂ (M€)	Total 2024-2029
Interligação PT H2 CelZa	204
Eixo H₂ (Cantanhede-Figueira da Foz e Cantanhede-Mangualde-Celorico da Beira-Monforte)	210

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Relativamente ao corredor H2Med, mesmo considerando o acordo estabelecido entre os representantes dos Estados Membros e a importância que o projeto pode representar no contexto da transição energética da UE, ainda existem questões importantes por decidir, nomeadamente a atribuição de financiamentos. Adicionalmente importa referir que, de acordo com a informação disponível, apesar destes projetos serem candidatos à sexta lista da União²⁸, a publicar previsivelmente em novembro de 2023, ainda não estão consolidados os critérios de avaliação dos projetos de hidrogénio, e a REN não parece pretender candidatar-se a fundos de financiamento do CEF.

²⁸ No grupo regional HiWest, onde Portugal se encontra, existem cerca de 180 projetos candidatos à sexta lista da União.

11. Como avalia os investimentos apresentados para a conversão de gasodutos para 100% de H2?
12. Considera existirem riscos de operabilidade e funcionamento da rede de gás, com a eliminação dos troços identificados?
13. Considerando que os projetos complementares de hidrogénio integram a criação do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde H2Med e conseqüentemente apresentam uma grande dependência de outras decisões de investimento ao longo do corredor, que condicionantes deverão ser adotadas para assegurar um adequado desenvolvimento temporal dos investimentos do lado português face aos necessários ao longo do corredor?

3.6 PROCURA

Como ponto prévio, destaca-se que a proposta de PDIRG 2023 apesar dos investimentos previstos para o desenvolvimento de novas infraestruturas de hidrogénio e a conversão de infraestruturas existentes de gás natural para este novo vetor energético, não apresenta previsões de procura para hidrogénio, nomeadamente não identifica pontos de produção e injeção, nem pontos de consumo que possam vir a conectar-se a esta infraestrutura.

Já a procura de gás é um dos pressupostos utilizados pela REN Gasodutos para elaboração das propostas de PDIRG. Tal como nas edições anteriores, a proposta de PDIRG 2023 apresenta previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária²⁹, diferenciadas entre mercado elétrico, correspondente a centrais de ciclo combinado a gás, e mercado convencional, que engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário.

Esta desagregação justifica-se pelas características distintas de cada um destes mercados, no que diz respeito ao comportamento da procura de gás, permitindo a aplicação de metodologias de previsão do consumo de gás e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e segmento. Para cada um desses mercados, a presente proposta de PDIRG apresenta três cenários de evolução da procura, o inferior, o central e o superior, sendo os mesmos que foram utilizados para o RMSA-G 2022 e os pressupostos considerados foram acordados com a DGEG.

Na definição dos cenários da procura do mercado convencional foram consideradas 59 UAG de rede, uma das quais temporária e a previsão de construção de 28 novas UAG³⁰, também foi considerada a existência de 60 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação³¹. A REN gasodutos também teve em consideração as estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as suas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, que apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1% no período de 2023 a 2027.

²⁹ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Pontos 3.6.

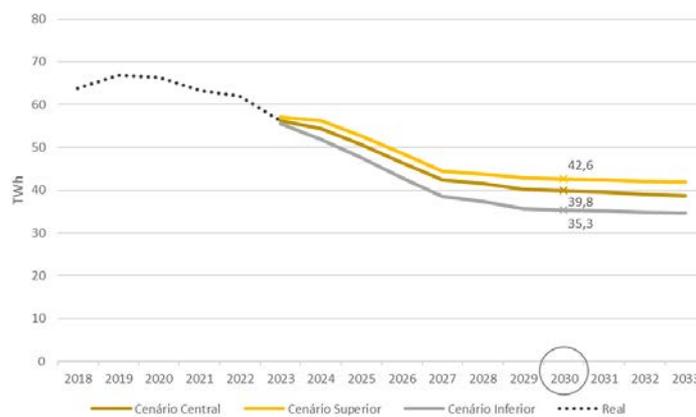
³⁰ Em concordância com as propostas dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2023-2027.

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

Os três cenários para o mercado convencional, apresentados na proposta, registam taxas de crescimento anuais médias entre 2024 e 2028 (TCMA₂₄₋₂₈) de 0%, -0,2% e -1%, para o cenário superior, central e inferior respetivamente.

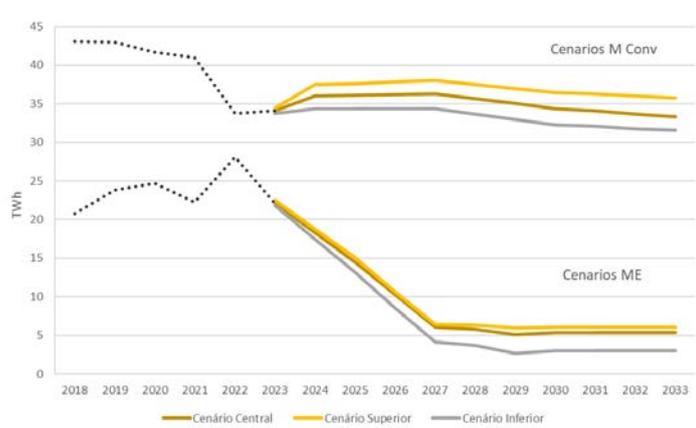
Para o mercado elétrico os cenários apresentados correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2022 e que se encontram alicerçadas nas Trajetórias Conservadora e Ambição. Assim, o cenário central e o cenário superior correspondem à procura, central e superior de eletricidade considerada na Trajetória Ambição do RMSA-E 2022, já o cenário inferior corresponde à procura inferior de eletricidade considerada na Trajetória Conservadora do RMSA-E 2022. Os três cenários assumem o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029 e registam TCMA₂₄₋₂₈ de -24%, -25% e -32%, para o cenário superior, central e inferior, respetivamente.

Figura 3-10 – Cenários de procura total apresentados na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Figura 3-11 - Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Na perspetiva de cenários futuros para a procura de gás, importa observar as evoluções passadas dos valores de consumo do gás. Os valores de 2022 do consumo dos clientes associados ao mercado convencional refletem o efeito do aumento do preço do gás nos mercados grossistas, que levaram a uma diminuição para o nível mais baixo desde 2013. Os centros eletroprodutores tiveram um comportamento oposto, atingindo em 2022 o maior consumo no período em análise, 28,1 TWh. O comportamento da evolução do consumo do mercado elétrico está fortemente influenciado pela produção de eletricidade de origem renovável, nomeadamente da eólica, grandes centrais hídricas e fotovoltaica. Contudo nos últimos anos foram identificados outros fatores que têm efeito na produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás, tais como alterações nos sistemas elétricos de Espanha e França que influenciaram substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e o descomissionamento das centrais a carvão na Península Ibérica e noutros países europeus, que conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás como tecnologia de transição e de *backup* à medida que a integração de produção renovável progride, em substituição da produção a carvão.

Por fim, relativamente às metas de descarbonização para atingir a neutralidade carbónica, importa referir que o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 aponta para que em 2030 o consumo de gás seja cerca 37 TWh, e em 2040 passe para 22 TWh.

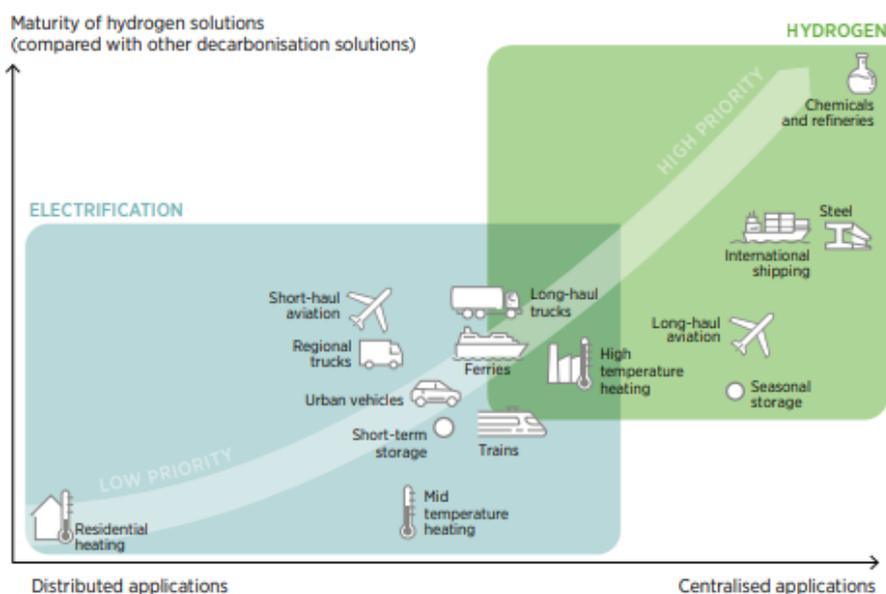
14. Concorda com a proposta da evolução da procura do gás natural nos próximos anos tendo em conta a perspetiva do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050?
15. Considera adequado que o decréscimo perspetivado seja baseado essencialmente na diminuição da procura no mercado elétrico?

4 PERSPETIVA REGULAMENTAR DOS VETORES ENERGÉTICOS DO HIDROGÉNIO E DO GÁS NATURAL

A União Europeia está a discutir uma estratégia para o hidrogénio de origem renovável que tem como objetivo ajudar a alcançar a meta de uma economia neutra em carbono até 2050. Esta Estratégia Europeia para o Hidrogénio faz parte do *European Green Deal* e contém um roteiro para a produção, distribuição e uso de hidrogénio de origem renovável na Europa.

O pressuposto europeu no atual contexto tecnológico é que, para se atingir uma sociedade neutra em carbono em 2050, será necessária uma eletrificação profunda da sociedade, já que só assim se assegura uma maior eficiência energética e uma origem renovável da fonte primária de energia. A Estratégia Europeia para o Hidrogénio identifica o hidrogénio de origem renovável como um facilitador fundamental da transição energética que, em complemento à eletrificação dos restantes consumos, ajudará a descarbonizar todos os setores ou aplicações que demonstrem serem difíceis de eletrificar. São disso exemplo a indústria pesada dependente do aquecimento de alta temperatura, o transporte marítimo e aéreo e algum do transporte terrestre de longa distância. A partilha de aplicações entre os vetores energéticos da eletricidade e do hidrogénio é ilustrada na figura seguinte.

Figura 4-1 - Maturidade de soluções tecnológicas de hidrogénio, comparadas com outras soluções que contribuem para a descarbonização



Fonte: IRENA

Em paralelo com a descarbonização da sociedade, a União Europeia pretende tornar-se um líder global na produção e uso de hidrogénio renovável. Atualmente, a solução tecnológica mais avançada parece ser a produção de hidrogénio por meio de eletrólise da água usando eletricidade de origem renovável.

A Estratégia Europeia para o Hidrogénio assenta em três pilares:

1. Produção de hidrogénio renovável: A União Europeia pretende aumentar a produção de hidrogénio renovável para pelo menos 10 milhões de toneladas até 2030, o que é 40 vezes o nível de produção atual. A estratégia promove o desenvolvimento de uma infraestrutura robusta de energia renovável, incluindo a implantação de eletrolisadores em larga escala e a integração do hidrogénio no sistema de energia.
2. Distribuição de hidrogénio: A União Europeia visa criar um mercado de hidrogénio eficiente, com uma rede de postos de abastecimento de hidrogénio para veículos com emissão zero e a sua distribuição para as instalações industriais que o consomem. A estratégia também promove o desenvolvimento de “corredores” de transporte de hidrogénio e o uso de hidrogénio no transporte marítimo e na aviação.
3. Uso de hidrogénio: A União Europeia visa promover o uso de hidrogénio em diversos setores, incluindo indústria, transportes e edifícios. A estratégia promove o desenvolvimento de células de combustível para uso em transportes e a implantação de hidrogénio na indústria para processos como as siderurgias e a produção química.

Nos documentos em discussão, as alterações estabelecem uma abordagem regulamentar flexível até 2030 para facilitar a emergência de mercados de hidrogénio. Até 31 de Dezembro de 2030 os Estados Membros podem permitir um modelo de acesso às redes de hidrogénio negociado, sem serviços ou tarifas reguladas e sem um sistema de entrada-saída e podem designar um operador da rede de hidrogénio integrada separado em conformidade com as regras relativas aos operadores de transporte de gás natural independentes (ITO). A proposta de Diretiva relativa a regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio permite dois tipos de derrogação. A primeira diz respeito às redes de hidrogénio existentes (artigo 47.º da Diretiva), que podem ser isentas das regras relativas ao acesso regulado de terceiros às redes, aos serviços e tarifas reguladas e à organização como um sistema de entrada-saída e da separação horizontal jurídica e contabilística dos operadores das redes de hidrogénio. Esta derrogação termina, o mais tardar, em 2030. A segunda derrogação diz respeito às redes de hidrogénio que transportam hidrogénio de um ponto de entrada para um número limitado de pontos

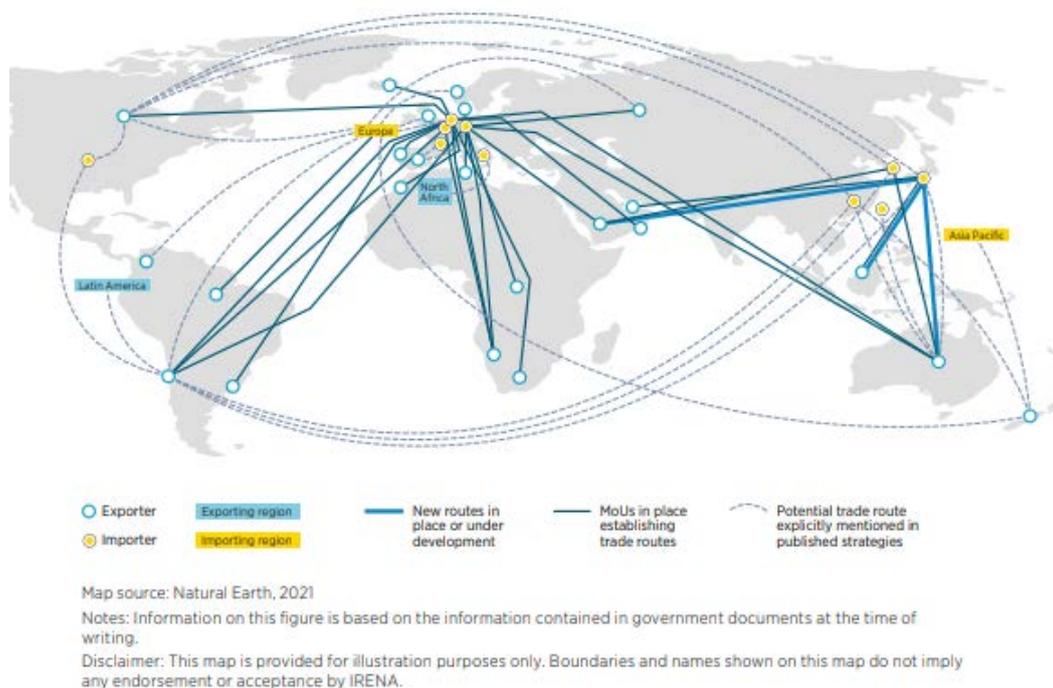
de saída numa zona geograficamente confinada, industrial ou comercial (artigo 48.º da Diretiva), podendo lhes ser concedida uma derrogação da separação vertical. Neste caso, a derrogação pode durar para além de 2030, mas caducará se um produtor de hidrogénio renovável concorrente quiser aceder à rede, ou se a rede de hidrogénio isenta ficar ligada a outra rede de hidrogénio.

Após 31 de Dezembro de 2030, a proposta de regulamentação europeia prevê o acesso regulado de terceiros (TPA) às redes de hidrogénio (artigos 31.º, 32.º e 33.º da Diretiva), operadores de redes de hidrogénio com separação de propriedade horizontal e vertical (artigos 62.º a 64.º da Diretiva), serviços e tarifas regulados e redes de hidrogénio organizadas como sistemas de entrada-saída. O artigo 63.º da Diretiva prevê explicitamente que caso um operador de rede de hidrogénio faça parte de uma empresa ativa no transporte ou distribuição de gás natural ou de eletricidade, deve ser independente, pelo menos em termos de forma jurídica, com o objetivo de evitar subsidialidades cruzadas entre os consumidores de gás natural e os consumidores de hidrogénio.

Pela sua localização geográfica e pelo investimento que foi concretizado no passado recente em produção elétrica de origem renovável, Portugal e Espanha surgem como países em que a produção de hidrogénio renovável poderá ser mais competitiva, o que abre perspetivas de instalação na Península Ibérica de novas indústrias que dele necessitem para a produção dos bens que comercializam, incluindo a sua utilização para o fabrico de combustíveis renováveis de origem não biológica para aplicações de mobilidade. É este o tipo de consumo de hidrogénio de origem renovável que mais valia traz ao país que o produz.

No entanto, também está previsto a exportação de hidrogénio de origem renovável dos países cuja produção seja mais competitiva para países menos competitivos, estando estabelecido um elevado número de *MoU* (*Memorandum of Understanding*) entre diferentes regiões do globo, observando-se na União Europeia comportamentos diferentes de exportação ou importação, fruto da existência de regiões com energia de origem renovável mais económica ou em excesso e regiões onde a procura dessa energia é mais significativa. No caso dos Países Baixos estima-se que o número atual de *MoUs* estabelecidos seja de 17.

Figura 4-2 – Rede em expansão de trocas de hidrogénio, planos e MoUs



Fonte: IRENA

Estudos recentes demonstram que o tipo de indústrias ou de aplicações que se encontram instaladas ou se venham a instalar em cada um dos Estados Membros da União Europeia pode levar a utilizações mais ou menos relevantes de hidrogénio de origem renovável. Também parece que poderá ser bastante diferenciado o ritmo da sua penetração nos diferentes Estados Membros. O exemplo anterior dos Países Baixos são disso paradigma de um estado membro que aposta fortemente na penetração do hidrogénio renovável.

As decisões de investimento em redes de hidrogénio são de longa duração e o risco de ocorrerem ativos ociosos são elevados, pelo que a análise destes investimentos em redes de hidrogénio deve ser realizada com uma lógica de longo prazo. Havendo incertezas quanto às quantidades que irão estar envolvidas nessas redes e quanto ao ritmo da sua penetração, o seu dimensionamento terá de estar em conformidade com os volumes que se esperam vir a fornecer e será necessário assegurar que estas redes ligam efetivamente os pontos de produção de hidrogénio de origem renovável com os respetivos pontos de consumo.

Embora algumas das infraestruturas existentes na Europa que hoje são utilizadas para fornecer gás natural possam vir a ser reaproveitadas para fornecer hidrogénio de origem renovável, por *repurposing*, devem ser contabilizados os desafios técnicos e os custos económicos de uma tal alteração.

Por essa razão, a decisão sobre o *repurposing* de ativos individuais da atual rede de transporte de gás natural requer uma avaliação detalhada da utilização futura de ativos individuais da rede para o transporte de gás natural e deve ser feita com base numa análise de custo-benefício (CBA), comparando custos e benefícios de reaproveitar um recurso existente da rede de gás usado marginalmente com a construção de novas infraestruturas de rede de hidrogénio. A disponibilidade dos pontos de entrada ou saída da rede de transporte deve ser confirmada. Essa informação deve constar da informação prestada nas propostas de PDIRG, incluindo cenários mais detalhados sobre a procura e a oferta regional e das capacidades de pico necessárias em pontos individuais de entrada e saída. Deverá também haver uma reflexão sobre o que deverá ocorrer com as instalações que atualmente são fornecidas de gás natural por essas redes.

Os instrumentos nacionais de política energética relevantes para a cenarização da evolução dos vários vetores energéticos são o PNEC 2030 (Plano Nacional de Energia e Clima) e o RNC 2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica). Tal como previsto, cinco anos após a sua publicação, o PNEC 2030 está agora em processo profundo de atualização, prevista ocorrer até ao final deste ano. Atualmente, apresentam cenários em que é considerada uma componente relevante no que diz respeito ao *blending* com percentagens crescentes ao longo do tempo de mistura de hidrogénio (5% em 2025, 10% em 2030, etc.) no gás natural. A experiência recente dos especialistas nesta abordagem mostra que são grandes os desafios tecnológicos até agora encontrados para as redes e seus componentes como sejam os armazenamentos subterrâneos, gasodutos, estações de compressão, compressores, válvulas, equipamentos de medida, para referir alguns, pelo que os custos associados ao *blending*, poderão vir a tornar-se em custos ociosos, por se tratar de uma solução de aplicação num prazo limitado.

Nesta medida, considera-se prudente aguardar pela atualização dos instrumentos de política energética que irá incorporar a aprendizagem experienciada nos últimos cinco anos e toda a reflexão europeia em torno desta dimensão da integração dos diferentes vetores energéticos, para depois ponderar quais as alternativas que se apresentam como soluções mais eficientes e definitivas.

O desenvolvimento da tecnologia do hidrogénio depende de um esforço de cooperação envolvendo os governos, Comissão Europeia, reguladores, empresas privadas do setor, instituições de investigação e desenvolvimento e outros interessados no setor. Os governos e a União Europeia reconhecem a importância do hidrogénio como fator chave na estratégia de descarbonização e como tal devem investir recursos significativos em investigação e desenvolvimento.

Em última análise o desenvolvimento e implementação das estruturas de hidrogénio é um esforço coletivo nomeadamente financeiro que implica a colaboração entre vários intervenientes do setor (*stakeholders*) para fazer avançar a tecnologia e lhe dar escala, por forma a reduzir os respetivos custos de contexto.

De acordo com o seu Artigo 1.º, o Regulamento (UE) 2022/869 estabelece orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, que contribuem para assegurar a atenuação das alterações climáticas, nomeadamente para alcançar as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima e o seu objetivo de neutralidade climática até 2050, o mais tardar, e para assegurar as interligações, a segurança energética, a integração do mercado e do sistema e as condições de concorrência e preços da energia acessíveis que beneficiem todos os Estados-Membros.

Um desenvolvimento rápido da rede de hidrogénio que liga a produção e a procura será um elemento-chave para a aceleração prevista da produção e utilização de hidrogénio na UE em consonância com as metas climáticas da União Europeia para 2030 e o objetivo da neutralidade climática, reforçado pelo REPowerEU.

O desenvolvimento significativo do ecossistema do hidrogénio (produção, procura, transporte e armazenamento) que se espera aconteça até 2030 e continue a partir daí, poderá emergir a partir de *clusters* de hidrogénio já existentes que progressivamente se integrarão, primeiro em redes regionais e depois em redes transeuropeias.

O Regulamento (UE) 2022/869 que prevê a identificação de projetos a constar na lista da União de projetos de interesse comum (PCI), permite um processo coordenado e atempado de identificação e desenvolvimento de redes transeuropeias de hidrogénio através da seleção de projetos-chave de infraestruturas de relevância transfronteiriça em consonância com os objetivos políticos da UE.

Este processo de identificação de PCI para hidrogénio e eletrolisadores deverá, no entanto, ter em conta uma avaliação, que é fundamental, e que diz respeito às necessidades de procura a serem satisfeitas. Este exercício parece não ser tido em conta nesta edição do PDIRG 2023.

Por fim, importa nesta consulta pública, reforçar a necessidade de separação dos investimentos identificados para a transformação e conversão das atuais infraestruturas para o setor energético futuro baseado no vetor hidrogénio, do investimento do setor do gás natural. Uma vez que o hidrogénio é o caminho para um futuro descarbonizado, as decisões de política energética deverão ponderar a minimização de custos de transição e considerando a possibilidade de não sobrecarregar os atuais

consumidores de gás tendo em conta os elevados montantes em jogo e o potencial de redução do consumo dos mesmos no futuro.

16. Os custos da adaptação da RNTG e do AS, a misturas de gás natural e hidrogénio, representam um passo intermédio para a descarbonização do setor do gás natural. Como avalia o impacto, destes custos de adaptação da RNTG, nos consumidores atuais e futuros do setor do gás? Que critérios de alocação de custos deverão ser considerados neste passo intermédio em que a atual rede de gás natural é utilizada para transportar misturas de gás natural, biometano e hidrogénio?
17. Adicionalmente é prevista uma alteração mais profunda com a reconversão da atual rede de gás natural para operação com 100% de hidrogénio. Como avalia o impacto, destes custos de reconversão da RNTG, nos consumidores atuais e futuros do setor do gás? Que critérios de alocação de custos deverão ser considerados entre os consumidores atuais abastecidos pelas redes de gás natural e os consumidores futuros de hidrogénio?

5 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

Projetos Base

1. Considera razoável que a proposta de PDIRG 2023 se traduza em termos de Projetos Base num crescimento de quase 100% face ao valor médio histórico de entradas em exploração nos últimos anos?
2. Relativamente ao conjunto de Projetos Base, para os quais é solicitada a emissão de DFI, e em particular os investimentos a concretizar em cada infraestrutura:
 - a) Concorda que, na sua generalidade, são projetos de natureza urgente e que são indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT, não podendo ser adiada a decisão de emissão DFI?

Ou
 - b) Entende que os mesmos não são urgentes e indispensáveis e traduzem uma estratégia da empresa de expansão da atividade do setor do gás?
3. Considera adequada a fundamentação dos projetos de Gestão Técnica Global, de IT e projetos não específicos e os respetivos montantes de investimento
4. Como avalia a ausência de projetos de desenvolvimento para a ligação de produtores de biogás ou biometano, na proposta de PDIRG 2023?

Projeto Base da 4.ª baía de enchimento de cisternas no TGNL

5. Face a estes dados, concorda com a perspetiva de um crescimento sustentado da procura associado ao enchimento de camiões cisterna de GNL?
6. Face à utilização do Terminal de GNL, considera adequado o pedido de emissão de DFI para o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no TGNL?

Projeto Complementar do Armazenamento Subterrâneo

7. Tendo em vista o atual limite de capacidade de extração das instalações de superfície do armazenamento subterrâneo e tendo em conta os objetivos apontados, considera necessário um aumento das capacidades de extração, de injeção e de receção na rede?

Projeto Complementar da Estação de Compressão do Carregado

8. Face à evolução prevista da procura de gás, como considera a relevância da construção da estação de compressão do Carregado?

Projetos complementares de Adaptação a misturas de 10% H2

9. Como avalia os investimentos apresentados para a adaptação da RNTIAT a diferentes percentagens de misturas de H2?
10. Como avalia as necessidades de adaptação dos clientes para consumirem diferentes percentagens de misturas de H2

Projetos complementares de Hidrogénio

11. Como avalia os investimentos apresentados para a conversão de gasodutos para 100% de H2?
12. Considera existirem riscos de operabilidade e funcionamento da rede de gás, com a eliminação dos troços identificados?
13. Considerando que os projetos complementares de hidrogénio integram a criação do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde H2Med e consequentemente apresentam uma grande dependência de outras decisões de investimento ao longo do corredor, que condicionantes deverão ser adotadas para assegurar um adequado desenvolvimento temporal dos investimentos do lado português face aos necessários ao longo do corredor?

Procura

14. Concorda com a proposta da evolução da procura do gás natural nos próximos anos, tendo em conta a perspetiva do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050?
15. Considera adequado que o decréscimo perspetivado seja baseado essencialmente na diminuição da procura no mercado elétrico?

Perspetiva regulamentar dos vetores energéticos do hidrogénio e do Gás Natural

16. Os custos da adaptação da RNTG e do AS, a misturas de gás natural e hidrogénio, representam um passo intermédio para a descarbonização do setor do gás natural. Como avalia o impacto, destes custos de adaptação da RNTG, nos consumidores atuais e futuros do setor do gás? Que critérios de alocação de custos deverão ser considerados neste passo intermédio em que a atual rede de gás natural é utilizada para transportar misturas de gás natural, biometano e hidrogénio?

17. Adicionalmente é prevista uma alteração mais profunda com a reconversão da atual rede de gás natural para operação com 100% de hidrogénio. Como avalia o impacto, destes custos de reconversão da RNTG, nos consumidores atuais e futuros do setor do gás? Que critérios de alocação de custos deverão ser considerados entre os consumidores atuais abastecidos pelas redes de gás natural e os consumidores futuros de hidrogénio?

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

