

PARECER SOBRE

“Consulta Pública n.º 115 - Proposta de PDIRG 2023 relativa ao 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, elaborada pela REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setores elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento “**Consulta Pública n.º 115 – Proposta de PDIRG 2023**”², cabendo ao CT emitir parecer até 20 de junho de 2023.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- A REN efetuou, em 30/maio/2023, uma apresentação ao CT da Proposta em análise;
- A ERSE efetuou, em 5/junho/2023, uma apresentação ao CT da Proposta em análise.

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. ENQUADRAMENTO

a) Procedimentos da consulta pública

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de Agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) bem como 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.

Este Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à Gestão Técnica Global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, procedendo ainda à transposição da Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.

¹ Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

² Ref: E-Tecnicos/2023/732/JE/pl, de 8 de maio

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 86º 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 PNEC e do RNC*”.

O n.º 2 deste artigo determina que o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG) que, nos termos do n.º 4, deve ter em consideração os seguintes elementos:

- a)** O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;
- b)** 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 de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;
- c)** Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG;
- d)** Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

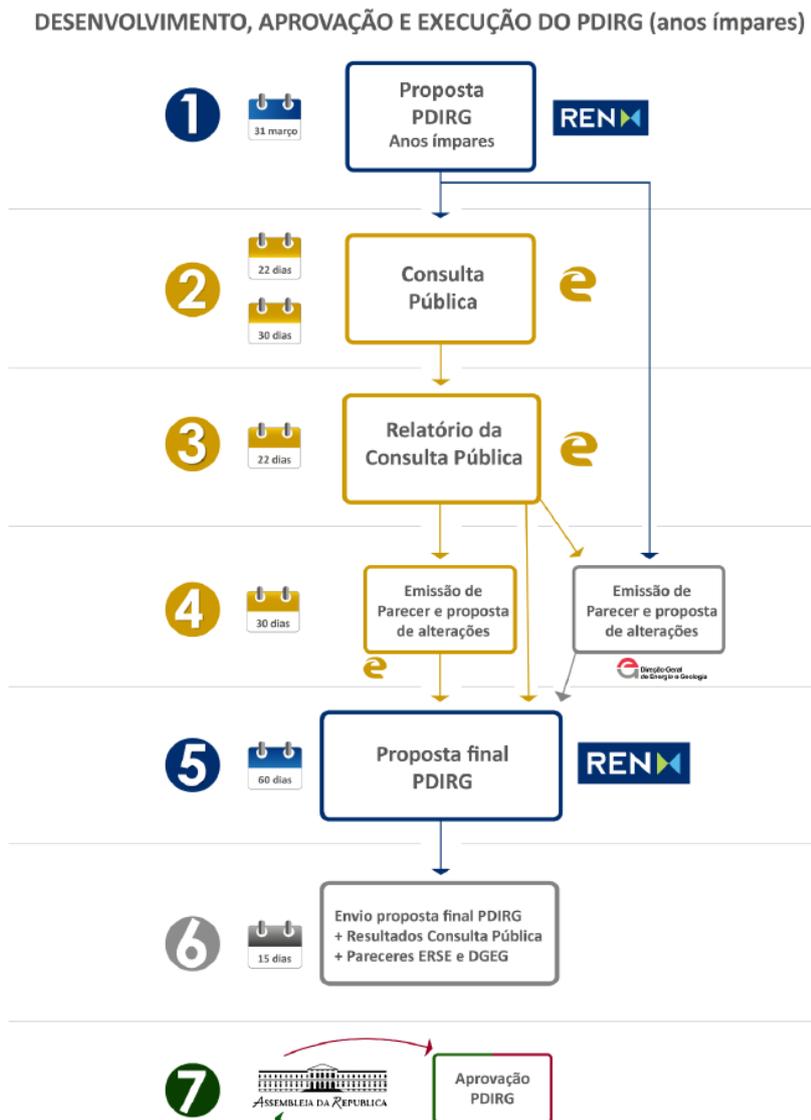
O Procedimento de elaboração do PDIRG encontra-se previsto no artigo 87º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e contempla as seguintes fases:

1. Até ao final do 1.º trimestre de cada ano ímpar, o operador da RNTG deve apresentar a proposta de PDIRG à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE;
2. Recebida a proposta de PDIRG, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;
3. Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG;
4. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia -se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta;
5. 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 deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
6. Após a receção da proposta final do PDIRG, a DGEG dispõe de um prazo de 15 dias para enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;
7. O membro do Governo responsável pela área da energia submete, então, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República;

8. Por fim, 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 Procedimento de elaboração do PDIRG e as respetivas fases.

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG



FONTE: ERSE (Proposta de PDIRG 2023-Consulta Pública Pág. 3)

Assim, dando cumprimento ao disposto nas suprarreferidas disposições legais 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 DGE e à ERSE, a proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2023), objeto da presente Consulta Pública.

b) Enquadramento legal nacional

Para além do citado Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, existem outros diplomas legais sobre o setor energético, e particularmente sobre o setor do gás, com relevância para a análise da proposta de PDIRG 2023, destacando-se os que resultaram da determinação da União Europeia (UE) da obrigação de os estados membros apresentarem 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.

Neste contexto de transição energética, foram desenvolvidos e publicados, a nível nacional, vários instrumentos para responder ao compromisso de assegurar a neutralidade das emissões até ao final de 2050, de que se destacam:

- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho,
- O Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, e
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) - aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

Mais recentemente, as 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.

Assim, a problemática da dependência do gás russo e o tema dos preços do gás e da eletricidade nos mercados europeus justificam a necessidade da revisão dos planos e metas nacionais para a transição energética, nomeadamente através da revisão do PNEC 2030, processo já iniciado.

c) Enquadramento legal europeu

A nível europeu existem vários instrumentos legislativos com impacto na elaboração dos PDIRG, de que se destacam:

1. 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, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração 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.
2. O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, de aplicação direta e obrigatória a nível nacional, 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.

3. O 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, que estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.
4. O TEN-E, ou Redes Transeuropeias de Energia, 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 e 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 último processo de revisão, iniciado em 2020 e que 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.

5. 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.
6. 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.
7. 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

a) Principais recomendações do parecer da ERSE à proposta de PDIRG 2021

No parecer relativo à proposta de PDIRG 2021, o CT formulou um conjunto de recomendações, a saber:

1. Relativamente ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, cujo objetivo é o acondicionamento da rede existente para que a mesma possa vir a ser compatível com concentrações até 100% de hidrogénio, o CT reconheceu e sublinhou a prudência da REN em propor para futuras edições do PDIRG os investimentos necessários, beneficiando de maior conhecimento sobre a matéria, resultado de estudos a desenvolver e até de desenvolvimentos tecnológicos que possam vir a surgir.
2. Que haja grande ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerados no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício, tendo em conta:
 - (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente;

(ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento.

3. O CT sublinhou que, em ambas as situações acima descritas, e tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, nomeadamente no âmbito do cumprimento dos objetivos da transição climática, deverá ser incentivado o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes projetos futuros.
4. O CT reiterou o exposto relativamente ao Parecer do PDIRD-GN 2020 sobre a importância de a ERSE manifestar ao legislador a necessidade de alinhamento dos objetivos de política energética constantes na EN-H2 com os do PNEC 2030.
5. O CT considerou de grande importância a realização dos estudos apresentados pelo operador da RNTG no PDIRG 2021 para a preparação da capacitação de infraestruturas para incorporação de hidrogénio, de forma a garantir:
 - A segurança e eficiência na operação das infraestruturas;
 - A segurança e eficiência da utilização desta nova mistura nas instalações dos clientes;
 - A correta medição da qualidade da mistura e o impacto nos equipamentos dos clientes domésticos e industriais;
 - A medição da composição e do poder calorífico da mistura de forma a garantir a faturação correta aos clientes.
6. Relativamente aos Projetos de Investimento na Gestão Técnica Global (GTG), o CT considerou, por uma questão de transparência, que o PDIRG deverá incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacto dos mesmos no setor do gás.
7. Por outro lado, foi manifestada preocupação quanto ao impacto tarifário que se perspetiva. A justificação apresentada para o potencial incremento nas tarifas deixou clara a relação de dependência entre os vários setores energéticos, em particular o impacto que as opções no *mix* energético na produção de eletricidade originam no setor do gás e na sua estrutura de custos.
8. O CT considerou, à semelhança do reiterado em pareceres anteriores, que deve ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938.
9. O CT reforçou a importância de se manterem as infraestruturas de gás existentes como base para uma solução custo-eficiente da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE). Entendeu o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de gás com a visão e metas do RNC 2050, PNEC 2030 e EN-H2, sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

Assim, o CT considera necessária a definição de metas claras e coerentes que permitam um ritmo viável de incorporação de gases renováveis e, conseqüentemente, uma proposta de realização dos investimentos com a necessária segurança e equilíbrio económico.

A finalizar, concluiu o CT que o setor do gás se apresenta como uma opção válida para potenciar o cumprimento dos objetivos nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização, com particular ênfase na indústria, nos transportes e na produção de eletricidade.

b) Investimento proposto no PDIRG 2021

Na proposta de PDIRG 2021 apresentada pelo Operador, e ainda a aguardar aprovação, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2019, estão organizados em dois grandes grupos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

2.1. Projetos Base

Os Projetos Base do PDIRG 2021 incluíram:

- (i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- (ii) Os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos Operadores das Rede de Distribuição (ORD), pontos de entrega em alta pressão e interligações);
- (iii) Os projetos destinados ao cumprimento de compromissos previamente 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 dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD;
- (iv) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e à garantia de funcionamento da atividade de GTG.

2.2. Projetos Complementares

No PDIRG 2021 não foi proposta a realização de projetos complementares.

O ORT apresentou, no entanto, um conjunto de projetos que designou por complementares à proposta de PDIRG, decorrentes de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT.

A realização destes projetos está condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Ainda assim, foram descritos de forma muito sumária três futuros projetos complementares, designadamente:

- (i) projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio,
- (ii) projeto complementar da 3.ª interligação Portugal-Espanha,
- (iii) projeto complementar de abastecimento de bancas de GNL em Sines.

2.3. Montantes propostos

Na proposta de PDIRG 2021, o Operador da RNTG propôs para o primeiro quinquénio (2022-2026) um montante de 87,4 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2027-2031), um montante que ascende a 49,3 milhões de euros. A soma destes dois montantes é 136,7 milhões de euros.

Por sua vez, na proposta de PDIRG 2021 elaborada pela REN é referido que *“o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRG, é de 124,3 M€.”*

Estes 124,3 milhões de euros correspondem ao somatório de 79,5 milhões de euros para o primeiro quinquénio (2022-2026) com 44,8 milhões de euros para o segundo quinquénio.

De notar que estes montantes, de acordo com as indicações disponíveis, não estão ainda aprovados. No entanto, os Operadores das Infraestruturas em AP, no cumprimento das obrigações decorrentes da concessão, têm promovido os investimentos necessários à segurança e fiabilidade do abastecimento, bem como a manutenção do nível da qualidade de serviço.

Relembra-se que tem sido crítica recorrente do CT a ausência de aprovação dos investimentos propostos ou a sua aprovação demasiado tardia.

II

ESPECIALIDADE

A. Investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023

A proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, no montante total de 884,2 milhões de euros, engloba projetos nas 3 infraestruturas em alta pressão:

- Rede Nacional de Transporte (RNTG);
- Terminal de GNL de Sines (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).

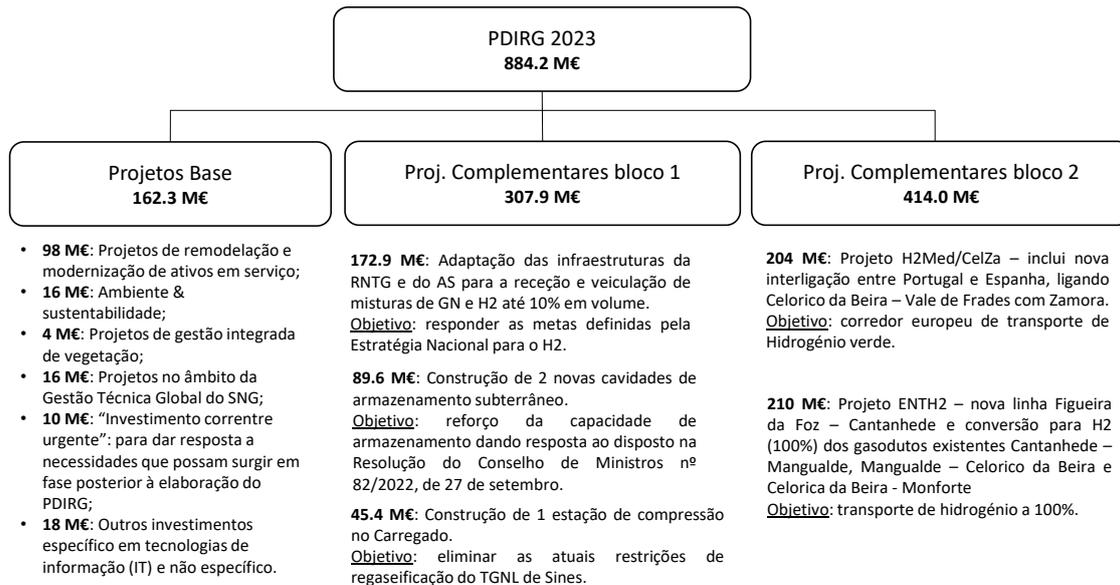
O montante total de investimento inclui encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

A REN divide este investimento em dois conjuntos principais de projetos:

- Projetos Base (investimento de modernização e/ou de eficiência operacional cuja proposta é de exclusiva responsabilidade direta da REN como Operador de rede);
- Projetos Complementares (investimento de desenvolvimento de novas infraestruturas cuja necessidade decorre de decisão de política energética):
 - Projetos Complementares – bloco 1 relativo a investimento associado a projetos de GN ou projetos que permitem o *blending* GN/H2:
 - Adaptação da RNTIAT a misturas de H2 até 10%;
 - Novas Cavidades AS;
 - Estação de Compressão do Carregado.

- Projetos Complementares – bloco 2 dedicado exclusivamente ao vetor Hidrogénio:
 - Interligação PT H2 CelZa (Gasoduto Celorico da Beira – Zamora);
 - ENT-H2 (Eixo Nacional Transporte de Hidrogénio).

O investimento é distribuído pelos diferentes blocos de projetos da seguinte forma:

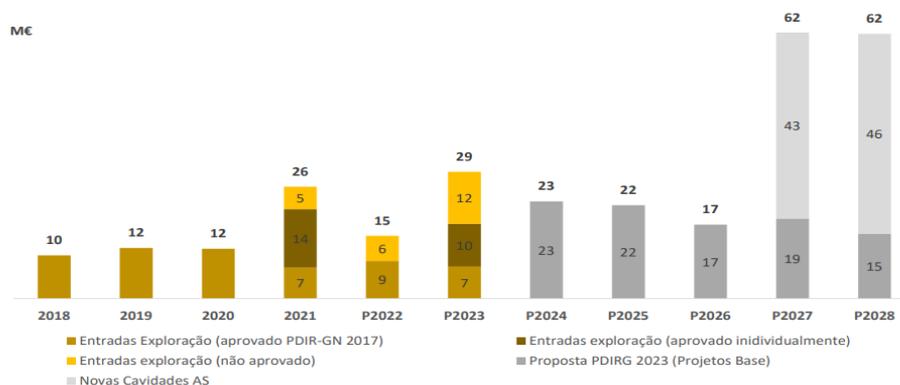


Fonte: Conselho Tarifário

B. Evolução temporal do investimento

A figura seguinte pretende evidenciar 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, de 27 de setembro).

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



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

O CT constata que a média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023, sendo os anos 2022 e 2023 previsionais, aprovado em sede de PDIRGN 2017 e 23,5 M€ aprovados em processo autónomo, representa um montante de cerca de 14 M€/ano.

Na proposta de PDIRG 2023, se todos os Projetos Base forem concretizados, o valor médio de investimento será de 19 M€/ano, no período entre 2024 e 2028, ou 37 M€/ano se considerarmos o projeto complementar de construção das cavernas AS, cuja concretização se encontra prevista na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

O CT regista que, sobre o montante de projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2028, num total de 95,2 milhões de euros, o operador da RNTG considera que 68,9 milhões de euros em investimento devem ser objeto de uma Decisão Final de Investimento (DFI), por parte do concedente, aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, na medida em que são projetos de natureza urgente e que são indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT.

C. Projetos Base

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT decorrente do estado da infraestrutura, 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.

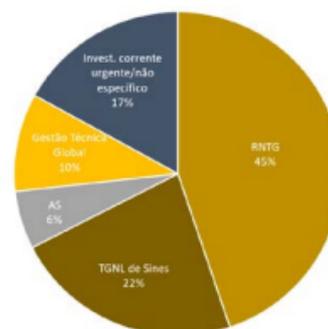
Incluem ainda, projetos que permitem assegurar as funções cometidas ao GTG do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.

O quadro e a figura seguintes desagregam, por infraestrutura e natureza do custo, os investimentos em Projetos Base inscritos na proposta de PDIRG 2023.

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

Projetos Base (M€)	Total	1º Quinquénio	2º Quinquénio
	2024-2033	2024-2028	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

Num total de 95,2 milhões de euros a concretizar no primeiro quinquénio, os operadores da RNTIAT identificam um montante de 68,9 milhões de euros em investimento para o qual consideram ser necessário o concedente emitir uma DFI aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2024 a 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 montante de 7M€ nos anos 2027/28.

Em síntese, os projetos 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, bem como compatibilização com a evolução tecnológica e digitalização dos processos;
- 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 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 CO₂, quer pela incorporação de gases de origem renovável, projetos de autoconsumo, de combate 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 GTG do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- “Investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou mais bem 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;
- Investimento 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.

Tratando-se de investimentos destinados a manter os ativos em condições técnicas de funcionamento, no cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público destas atividades, o CT reconhece a necessidade de os Operadores da RNTIAT assegurarem a adequada fiabilidade e segurança dos ativos afetos às atividades concessionadas. Tais necessidades devem resultar de racionais fundamentos nas

condições dos ativos e de contexto, atuais e previstas e não de uma eventual correlação de valores com os já realizados.

Com efeito, os operadores da RNTIAT devem procurar adaptar as suas propostas às circunstâncias concretas dos ativos afetos às atividades concessionadas e à dinâmica do setor, nomeadamente aos efeitos do contexto geopolítico, económico e tecnológico em acelerada transformação.

O CT considera, por isso, importante que sejam considerados, no PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os montantes previstos para eventuais investimentos urgentes (“investimento corrente urgente”). Esta rubrica totaliza no primeiro quinquénio, 2024-2028, 9,7 M€, representando cerca de 10% dos investimentos base propostos de 2024 a 2028.

Sendo um montante com impacto não despidendo, é importante que seja previsto e quantificado no PDIRG, na medida em que a ERSE considera os investimentos inscritos no Plano para apuramento da base de ativos regulados, o que garante igualmente o acompanhamento e cumprimento dos mesmos critérios que os restantes projetos.

O CT reconhece também o esforço dos Operadores na melhoria do seu desempenho ambiental e de sustentabilidade. Para tal salienta os dois projetos de produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica, nomeadamente:

- Projeto de “Instalação de Painéis Solares Térmicos e Fotovoltaicos na RNTG” em 16 instalações com um investimento esperado de 5M€;
- Projeto de “Instalação de Painéis Fotovoltaicos no TGNL e no AS” no valor de 1,3 M€ que produzirá cerca de 1.2GWh/ano.

Analisando no anexo 6 as “Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização, sustentabilidade e dos investimentos na Gestão técnica global”, constata-se o objetivo de produção de energia térmica para substituição dos consumos de gás natural e produção de energia elétrica para substituição de fornecimentos da rede.

No entanto, entende o CT que deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para que possa ser apurada a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro.

Nesse sentido, o CT recomenda a consideração dos projetos base propostos pelos Operadores da RNTIAT quando referidos requererem uma DFI, tendo subjacente os pressupostos expressos na presente proposta de PDIRG, sem prejuízo da consideração dos restantes investimentos base tendo em conta a sua aferição posterior em futuras edições do PDIRG.

D. Projetos Complementares

A proposta de PDIRG 2023 contempla um conjunto de projetos de investimento designados de projetos complementares, cuja motivação decorre dos objetivos estratégicos e das orientações da política energética com impacto relevante na RNTIAT, não estando, por isso, circunscrita à iniciativa dos operadores. A concretização destes projetos, bem como a respetiva data objetivo de entrada em exploração, está condicionada à avaliação e decisão do Estado Concedente.

São apresentados quatro projetos complementares, dos quais três correspondem (i) à adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, (ii) à criação de duas novas cavidades do AS do Carriço e (iii) à estação de compressão do Carregado:

(i) Projeto de adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume

Este bloco de projetos contempla investimentos que visam concretizar os objetivos definidos pela EN-H2, que identificou metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente de 1 a 5% até 2025 e de 10 a 15% até 2030.

Estas metas foram materializadas pela revisão da Lei de Bases do setor de gás no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, onde é expressa a necessidade de garantir a conformidade das infraestruturas de gás natural para veiculação de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio (H2).

Considerado este desígnio nacional, revelou-se imperativo para as diversas concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS do Carriço, não só estudar a adaptação das infraestruturas de transporte e armazenamento de gás para acomodar gases de origem renovável até 10% e 100% de H2, mas também assegurar a sua certificação por uma entidade idónea de terceira parte.

Neste sentido, desenvolveram uma estratégia denominada de “Programa H2REN”, lançado em 2022, com vista a avaliar a conformidade dos ativos e sistemas para *blending* incremental de H2. Este programa assegurou a contratação de um conjunto de entidades de referência no setor e com competências reconhecidas internacionalmente no vetor do H2 para a realização dos estudos de engenharia e de consultoria para avaliar e validar a adequação das infraestruturas para a operação H2. O programa definiu uma meta de, até ao final de 2023, assegurar a certificação até 10% de H2 no transporte e armazenamento, e, até ao final de 2024, identificar um *roadmap* de iniciativas para a conversão futura para 100% H2.

No que se refere à RNTG, é referido pela empresa que os investimentos que compõem esta edição do PDIRG confirmam a necessidade do que já havia sido apresentado no PDIRG anterior, identificando ainda necessidades adicionais para acomodar misturas de gás natural e H2 até 10% em volume. A introdução de H2 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 conversão e operação com misturas de gás natural e H2.

Os primeiros resultados do projeto de adequação do AS do Carriço para acomodar misturas de H2 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 H2, irá necessitar de intervenções de fundo para garantir a segurança e a qualidade de operação da instalação.

A REN introduziu, portanto, no PDIRG 2023 o conjunto de investimentos necessários para assegurar a adaptação das infraestruturas no quadro da política pública em Portugal de forma a viabilizar o cumprimento das metas de neutralidade carbónica.

O CT reconhece a prudência do ORT na elaboração de estudos que permitam obter uma avaliação técnica e económica sobre a necessidade de adaptar as infraestruturas às metas definidas pela EN-H2.

O montante de investimento apresentado na proposta de PDIRG 2023 para este bloco de projetos complementares ascende a 173 M€ (estimados a custos totais), dos quais 129 M€ relativos à adaptação das infraestruturas do AS do Carriço e 44 M€ relacionados com a adaptação da RNTG, considerando uma mistura de H2 de origem renovável no gás até 10% por 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€

Fonte: Sumário Executivo da proposta de PDIRG 2023

A empresa descreve que este projeto apresenta um potencial de descarbonização do SNG que, considerando uma estimativa associada à mistura de H2 de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, de 7% em 2027 e de 10% em 2030, permitirá a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por H2 verde, contribuindo para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 130-143 kton em 2025, a 147-169 kton em 2027, e a 195-234 kton em 2030.

O CT reconhece a necessidade de os operadores da RNTIAT assegurarem a adequação e certificação de infraestruturas da RNTG e AS do Carriço no quadro da política pública vigente no setor da energia em Portugal, contribuindo de forma ativa para o processo de descarbonização do SNG.

O CT entende, contudo, como importante a monitorização do investimento a realizar nas infraestruturas neste âmbito nos próximos anos atendendo ao grau de conhecimento atual que os projetos apresentam, no sentido de garantir o apuramento preciso dos montantes de investimento necessários à capacitação das infraestruturas da RNTG e AS do Carriço.

Entende também como fundamental que se acompanhe o desenvolvimento da regulamentação europeia sobre este tema e a respetiva transposição para o quadro normativo de Portugal.

(ii) Novas cavidades para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço

A proposta de PDIRG 2023 inclui um projeto de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo no valor de 89,6M€ que visa dar resposta ao disposto da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que determinou que o Operador do AS do Carriço assegure o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, nomeadamente através das suas infraestruturas, a fim de:

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

As duas novas cavidades de armazenamento de gás serão desenvolvidas também numa perspetiva futura, ficando desde o início preparadas para poderem vir a armazenar 100% de H2.

O montante de investimento previsto para este projeto complementar reparte-se em 43,2 M€ para a caverna 1 e 46,4 M€ para a caverna 2, com datas de entrada em exploração em 2027 e 2028, respetivamente.

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

Importa realçar que não foi inscrito na proposta de PDIRG 2023 qualquer valor associado à aquisição de gás de enchimento das cavernas (*"cushion gas"*), cujo custo terá de ser adicionado ao total de investimento projetado para a construção.

O CT considera que seria interessante que o operador do AS iniciasse consultas para a aquisição antecipada de energia (*cushion gas* e eletricidade para a lixiviação) de forma a limitar efeitos de picos de preço das *commodities* no custo da construção das duas novas cavernas.

Conforme apresentado pela Empresa, 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 gás natural com H₂, no sentido de capitalizar sinergias ao nível das intervenções técnicas, na perspetiva de minimização do tempo de execução e otimização dos custos de ambos os projetos.

O CT regista de forma positiva as sinergias apontadas pelo operador e a importância da adaptação das cavidades para receber misturas de gás natural com H₂, garantindo a utilização da infraestrutura de gás no sentido de cumprir com os desígnios da transição energética e os objetivos das políticas públicas para o setor.

No que toca à capacidade de extração, no âmbito deste projeto de desenvolvimento, entende o operador que aquela deve ser coerente com a capacidade de compressão existente, de forma a equilibrar os ciclos de operação da armazenagem.

O projeto preconiza o aumento da capacidade máxima de armazenagem de energia, por questões de segurança de abastecimento permitindo aumentar a autonomia pelo volume de gás adicional armazenado, não se relacionando diretamente com a capacidade máxima de extração ou injeção, em cumprimento das pretensões definidas nas políticas energéticas, o que o CT regista positivamente.

(iii) Estação de compressão do Carregado

O último projeto complementar incluído na proposta de PDIRG 2023 corresponde à construção de uma estação de compressão no Carregado, com um montante de investimento previsto de 45 M€.

A Empresa fundamenta a necessidade da realização deste investimento com o objetivo de aumentar a capacidade de emissão de gás a partir do Terminal de GNL para a rede de transporte de gás, permitindo melhores condições de pressão de exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Segundo a Empresa, a nova unidade de compressão *"permitirá eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL de Sines 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 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 m³/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.”

O Operador da RNTG refere ainda na proposta de PDIRG 2023 que, “*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, IHH³ 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 CT nota que este investimento está previsto ser integrado na rede atual de gás, e pretende reforçar a capacidade de entrada a partir do terminal de Sines e melhorar condições de pressão de exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Não se prevendo um fluxo de gás superior ao atual neste ponto, e estando o Operador a cumprir com os padrões de qualidade de serviço, entende o CT que se deverá continuar a ponderar a sua execução, como se verifica desde 2008, data da sua aprovação.

De facto, não é apresentada na proposta de PDIRG 2023 uma data específica para entrada em exploração da nova estação de compressão, estando tal dependente da tomada de decisão quanto à sua efetiva construção e à data de decisão final de investimento.

O CT realça a importância de uma monitorização efetiva deste projeto bem como da data de decisão para realização do investimento com vista a garantir um equilíbrio global para o SNG entre o impacto do investimento a realizar e os objetivos que o projeto pretende salvaguardar.

E. Projetos complementares de hidrogénio

A proposta de PDIRG 2023 apresenta ainda um segundo conjunto de projetos complementares, designados por “projetos complementares de hidrogénio”, dedicados em exclusivo ao transporte de hidrogénio.

Nesta categoria, são apresentados dois projetos, nomeadamente:

- (i) o projeto H2Med/CelZa, no âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, que inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora e um gasoduto que conecta Barcelona e Marselha;
- (ii) o projeto do Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (“ENTH2”) constituído por uma nova ligação Figueira da Foz – Cantanhede (com possibilidade de ligação ao AS), bem como a conversão dos gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte.

³ IHH – índice de Herfindahl Hirschman

Segundo a proposta de PDIRG 2023, pretende-se a entrada em operação destes dois projetos em 1 de janeiro de 2030. Quanto à análise custo-benefício destas propostas, a proposta refere que *“dada a indefinição relativamente à metodologia a aplicar e os respetivos atributos de avaliação do PIC [Projetos de Interesse Comum], bem como a necessidade de ainda ter 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”*.

Compreendendo a importância deste vetor energético na Estratégia Europeia e Portuguesa, entende o CT que não é claro no documento apresentado o fundamento para a consideração dos troços escolhidos para iniciar o projeto de gasodutos dedicados ao transporte de hidrogénio. Em particular deveriam ter sido evidenciados os critérios de seleção dos troços a integrar neste PDIRG, bem como a indicação de eventuais alternativas, caso existam.

Adicionalmente, para um projeto desta dimensão e importância, em que se pretende constituir um corredor 100% de hidrogénio, deveria também ser considerada a maximização da utilização destas infraestruturas, sempre suportada por uma avaliação custo-benefício, incluindo traçados que permitam ligar projetos de produção de hidrogénio de escala relevante em curso, assim como os utilizadores capazes de substituir o seu consumo de gás por consumo de hidrogénio a 100% no âmbito dos seus planos de descarbonização, contribuindo para o cumprimento das metas de descarbonização nacionais.

O CT regista que não foi incluída na proposta de PDIRG 2023 uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio, mesmo que com limitações derivadas de alguma indefinição dos objetivos estratégicos subjacentes. Igualmente, não sendo ainda conhecidos os critérios de avaliação de projetos PIC, qualquer proposta de investimento a suportar pelo SNG não pode deixar de ser acompanhada de algum tipo de análise que avalie comparativamente o investimento proposto face aos potenciais benefícios gerados para o SNG, no cumprimento das metas de descarbonização e para os seus utilizadores. A decisão de investimento deverá estar condicionada a uma análise custo-benefício positiva onde se inscrevam os benefícios para os seus utilizadores e para a melhoria da competitividade da economia nacional.

Efetivamente, deve ser identificado o potencial impacto propiciado pela exportação, por redução do custo médio desses troços devido ao pagamento de tarifas aplicadas ao gás exportado, a par dos benefícios esperados com a opção de descarbonização proporcionada aos utilizadores desses gasodutos.

O CT compreende a necessidade de proporcionar, a potenciais investidores na produção de hidrogénio, segurança na existência de uma rede que lhes permita escoar o seu produto. No entanto, tratando-se de infraestruturas a suportar por utilizadores do SNG e fora do SNG, no caso da exportação, os benefícios gerados por estes projetos deveriam resultar mais claros, assim como o efeito do recurso a financiamento comunitário.

Finalmente, tendo o governo já anunciado a intenção de rever a EN-H2, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2020, de 14 de agosto, qualquer compromisso de investimento nesta área, até atendendo à incipiência do setor do hidrogénio em Portugal, deve ser avaliado com prudência.

i. Projeto H2Med/CelZa

Este projeto é proposto no seguimento do acordo entre os governos de Portugal, Espanha e França para a criação de um corredor europeu para o transporte de hidrogénio verde. Estando prevista a ligação à rede de transporte espanhola em Vale de Frades/Zamora, torna-se necessário estender a ligação em

território nacional de Celorico da Beira até esse ponto. É proposta a construção de um novo gasoduto 162 km e uma capacidade de transporte de 81 GWh/dia bidirecional.



No documento de enquadramento, a ERSE nota que “*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 União, a publicar previsivelmente em novembro de 2023, ainda não estão consolidados os critérios de avaliação dos projetos de hidrogénio [...]*”.

Apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, o CT entende que estes projetos de política energética não deverão ser suportados na íntegra pelos utilizadores, mas devem ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais para a sua concretização, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária e se justificado.

ii. Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (“ENTH2”)

O projeto ENTH2 é proposto como a continuidade do projeto H2Med/CelZa, sendo apresentado como uma rede bifurcada a partir de Celorico da Beira, local de término do gasoduto associado ao projeto H2Med/CelZa. Para maior clareza, considera-se preferível uma avaliação separada dos dois segmentos de rede do projeto proposto:

- **Celorico da Beira – Figueira da Foz:** é proposto um troço de rede entre Celorico da Beira e a Figueira da Foz, composto por gasodutos a converter (entre Celorico da Beira e Cantanhede) e um gasoduto a construir (entre Cantanhede e a Figueira da Foz). O operador da RNT identifica a Figueira da Foz como localização do “Figueira da Foz H2 Cluster/Valley”, notando ainda a possibilidade de ligação da infraestrutura a construir ao armazenamento subterrâneo, no Carriço.
- **Celorico da Beira – Monforte:** é proposto um troço entre Celorico da Beira e Monforte, composto unicamente por gasodutos existentes, a converter para o transporte exclusivo de hidrogénio.

Figura 3-9 – Projeto CelZa e Eixo Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carricho) – Cantanhede

– Mangualde - Celorico da Beira - Monforte



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Quanto à conversão dos gasodutos existentes, a ERSE nota que *“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 CT entende que, face ao objetivo do projeto H2Med/CelZa de operar exclusivamente com hidrogénio, a ligação a Celorico da Beira precise de ser prolongada até centros de produção ou de consumo desse gás como parece ser o caso da Figueira da Foz. No entanto, em linha com o já referido, o CT nota que, ao basear-se esta ligação na existência deste cluster de produção de hidrogénio, implicitamente, se assumem alguns pressupostos que não podem deixar de ser melhor justificados e avaliados nomeadamente quanto:

- (i) à concretização destes investimentos de produção;
- (ii) ao destino do hidrogénio produzido e à utilização que se dará ao gasoduto.

O CT considera que o investimento em redes para o transporte de hidrogénio deve estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação, bem como ao destino a dar ao hidrogénio a produzir.

O CT nota que a possibilidade de ligação ao armazenamento subterrâneo será de valorizar apenas se esta infraestrutura se mostrar técnica e comercialmente apta a armazenar hidrogénio, com uma análise custo-benefício favorável.

Quanto à ligação Celorico da Beira – Monforte, o CT considera que esta carece de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão deste troço de rede.

Adicionalmente, o CT considera fundamental que, sempre que esteja em causa a conversão de rede atualmente utilizada para o transporte de gás natural, o impacto da conversão na sustentabilidade e operação da rede existente deve ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos.

Por último, o CT considera que a análise dos investimentos propostos beneficiaria da apresentação e discussão de alternativas à proposta de conversão da rede existente para uma rede de gasodutos dedicada ao transporte de 100% hidrogénio.

F. Procura

Embora ciente das dificuldades inerentes, o CT salienta a importância da definição de cenários de procura robustos para a análise dos planos de investimento em infraestruturas.

Como pontos prévios à matéria em apreço, o CT sublinha o seguinte:

- Segundo o documento “Enquadramento” da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023):
 - *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.”;*
 - *“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 UAG, também foi considerada a existência de 60 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação. 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.”;*
- Descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. O CT nota que, atualmente, o Mercado Elétrico é caracterizado pela procura de gás em quatro centrais termoelétricas de ciclo combinado (“CCGT”): Tapada do Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego;
- O RNC 2050 aponta para que, em 2030, o consumo de gás atinja cerca de 37 TWh, e que, em 2040, diminua para 22 TWh. No que respeita ao SNG, a presente situação de transição energética para uma economia de baixo carbono lança desafios particulares que devem ser cuidadosamente ponderados.

1. Enquadramento

Tendo por base os pressupostos considerados no âmbito da elaboração do RMSA-E (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional) para o período 2023-2040 e da preparação do RMSA-G (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás) 2022, a proposta de PDIRG 2023 apresenta três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo: cenário superior, cenário central e cenário inferior.

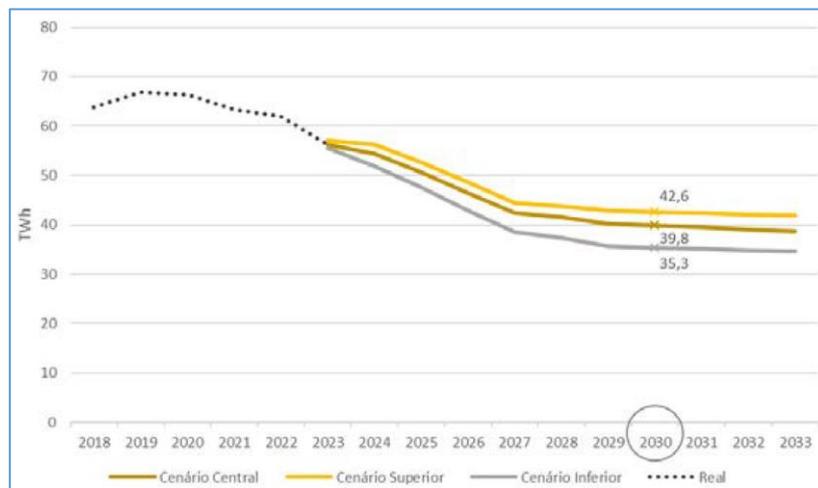
De acordo com as características próprias de cada um, a proposta de PDIRG 2023 apresenta ainda previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária dos seguintes mercados:

- Mercado convencional, que agrega os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário;
- Mercado elétrico, que corresponde a centrais de ciclo combinado a gás.

Em concreto, os cenários de evolução da procura total de gás são os seguintes:

- Período 2023-2028 - taxas médias de variação anual:
 - cenário superior: -5,1%;
 - cenário central: -5,9%;
 - cenário inferior: -7,6%;
- Período 2028-2033 - taxas médias de variação anual:
 - cenário superior: -0,9%;
 - cenário central: -1,4%;
 - cenário inferior: -1,6%.

Cenários de procura total apresentados na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Documento “Enquadramento” da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023)

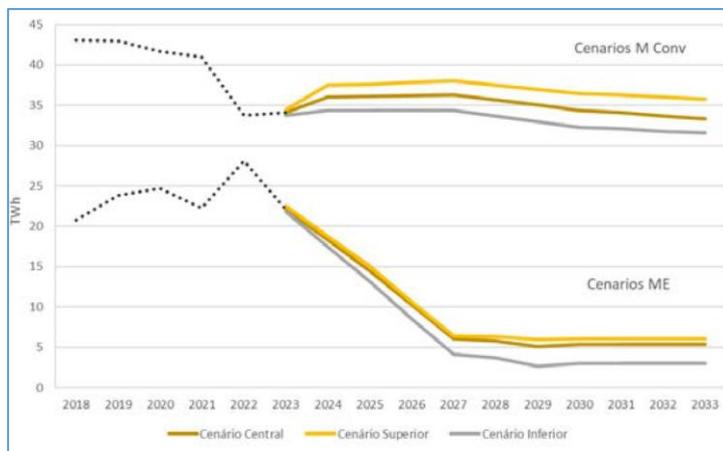
No que diz respeito ao mercado convencional para o período 2024-2028, os cenários apresentam as seguintes taxas médias de variação anual:

- cenário superior: 0%;
- cenário central: -0,2%;
- cenário inferior: -1%.

Por outro lado, no que diz respeito ao mercado elétrico para o período 2024-2028, os cenários apresentam as seguintes taxas médias de variação anual:

- cenário superior: -24%;
- cenário central: -25%;
- cenário inferior: -32%.

Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2023

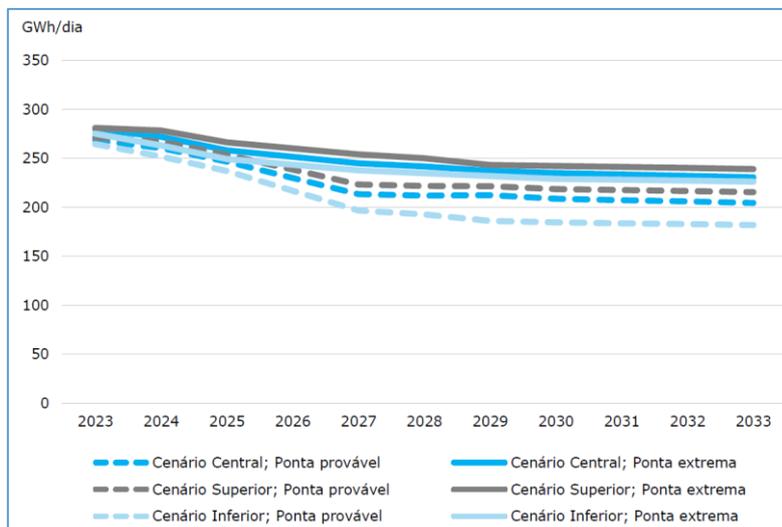


Fonte: Documento “Enquadramento” da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023)

Sabendo que a estimativa de procura anual, por si só, é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, importa ter em consideração 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 no período 2023-2033 (variações médias):

- cenário superior:
 - Ponta provável: -2,3%;
 - Ponta extrema: -1,6%;
- cenário central:
 - Ponta provável: -2,7%;
 - Ponta extrema: -1,9%;
- cenário inferior:
 - Ponta provável: -3,7%;
 - Ponta extrema: -1,9%.

Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG



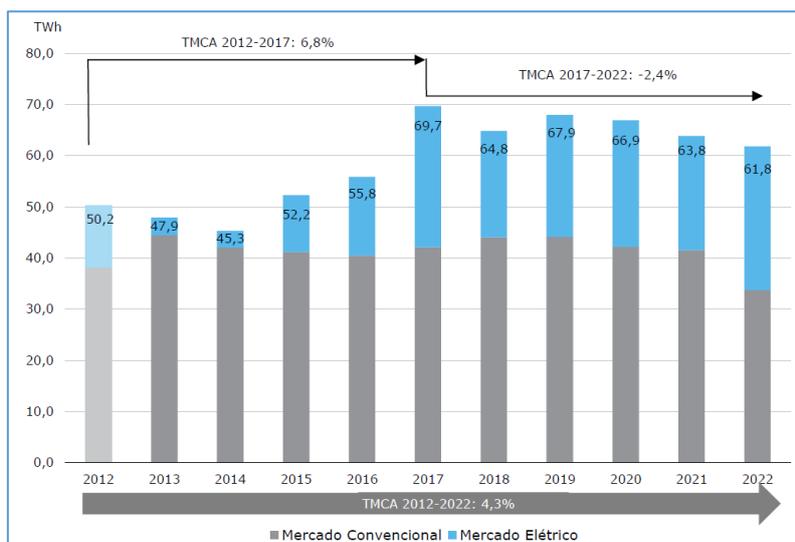
Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Analisando os resultados apresentados na figura anterior (“Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG”), verificar-se-á, previsivelmente, uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura.

2. Produção de Eletricidade e Mercado Total de Gás

Desde o estabelecimento do SNG, a produção de eletricidade em centrais termoelétricas de ciclo combinado tem representado uma fração especialmente relevante do consumo nacional, sem prejuízo da volatilidade associada à procura neste segmento ser singular no conjunto do SNG.

Procura histórica total (Mercados Convencional e Elétrico)



Fonte: Proposta de PDIRG 2023 - TMCA - Taxa Média de Crescimento Anual

O CT regista o que a ERSE refere no documento “Enquadramento” da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023), designadamente:

- *“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 electroprodutores 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.”;*
- *“(…) 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.”.*

É sabido que o mercado elétrico é o principal responsável pelas variações observadas no mercado nacional de gás, o que resulta das características do setor electroprodutor português, especialmente dependente do regime hidrológico, bem como do progressivo abandono da produção térmica a carvão e do peso crescentemente superior das tecnologias de base renovável (eólica e solar), por definição variáveis e não despacháveis, o que mais releva da probabilidade do gás se tornar no combustível de referência para responder a picos de procura e/ou indisponibilidades das energias renováveis.

Dada esta realidade, o CT entende que deve ser dada especial atenção à evolução do mercado elétrico na definição da procura no horizonte do PDIRG, reconhecendo que o mercado convencional (indústria, cogeração, residencial e terciário) tem apresentado uma elevada resiliência ao longo dos anos, mesmo considerando as crises financeira (2008) e pandémica (2020) ocorridas nos últimos anos.

Por último, e sendo certo que a inevitável transição energética não deixará de levar a uma maior eletrificação de consumos, o CT salienta, com preocupação:

- (i) a elevada percentagem que as importações de energia elétrica têm registado na repartição da produção de eletricidade em Portugal, e
- (ii) as expressivas e abruptas estimativas da redução dos volumes associados ao mercado elétrico (-24%, -25% e -32%, para o cenário superior, central e inferior, respetivamente).

3. Avaliação das Estimativas

O CT reconhece dificuldade no estabelecimento de um referencial objetivo de evolução dos consumos, sem prejuízo de validar a opção metodológica de serem considerados os pressupostos considerados no âmbito da elaboração do RMSA-E para o período 2023-2040 e da preparação do RMSA-G 2022.

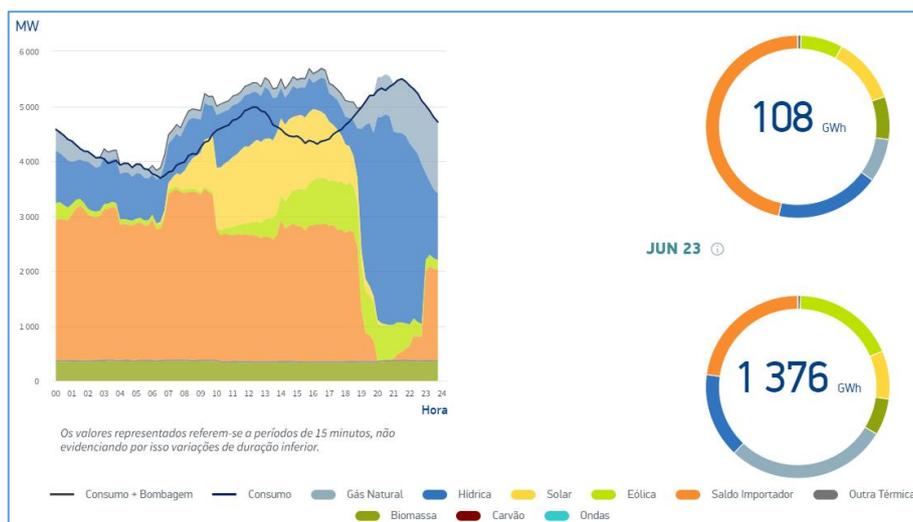
O CT reconhece, também, o esforço e a atenção colocados na previsão da procura.

No entanto, sem colocar em causa as obrigações das concessionárias da RNTIAT, o CT, no que respeita ao horizonte temporal deste Plano, não pode deixar de vincar que:

- Em Portugal, a produção de eletricidade é indissociável do consumo de gás;

- É relevante o peso que as importações de energia elétrica têm, recorrentemente, na repartição da produção de eletricidade;
- Existe opacidade na origem da eletricidade importada quando, em Portugal, o ritmo de descarbonização da eletricidade é, provavelmente, demasiado elevado para a realidade social e empresarial da economia portuguesa;
- Na proposta de PDIRG 2023, a correlação é negativa entre investimento e procura e que, adicionalmente, segundo o documento “Enquadramento” da Consulta Pública n.º 115 da ERSE (Proposta de PDIRG 2023), 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.*”

Repartição da produção de eletricidade – dia 11/06/2023



Fonte: REN

O CT entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura, sobretudo quanto às necessidades relativas à produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação.

Adicionalmente, o CT alerta:

- Para o conteúdo do seu Parecer relativo às Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024, no qual levantou dúvidas quanto ao baixo consumo previsto, quer no segmento industrial, quer, também, para a produção de eletricidade.
- Embora ciente da previsão de consumos apontados no RNC 2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050), o CT não pode deixar de lembrar a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido, importa que seja apurada uma estimativa para o volume total de gás a ser veiculado nas redes a fim de tornar perceptível o impacto tarifário que, de facto, estes investimentos irão ter.

G. Perspetiva regulamentar dos vetores energéticos do hidrogénio e do gás natural

Para enquadrar a dinâmica regulatória e os princípios subjacentes à estratégia europeia e, conseqüentemente à nacional, relativamente aos vetores energéticos, o CT relembra o publicado pela ERSE no seu documento de enquadramento ao Plano Estratégico 2023-2027, sujeito a consulta de interessados em abril de 2023:

“A nível europeu, a regulação do setor energético tem testemunhado uma evolução gradual, decorrente não só da vontade coletiva de um setor liberalizado e integrado por todo o território europeu, mas também em virtude da (auto)imposição de objetivos de descarbonização, com vista a promover uma Europa energeticamente mais sustentável e resiliente.

Esta evolução tem sido marcada pela implementação de sucessivos pacotes legislativos, a um ritmo cada vez mais acelerado, dos quais decorrem obrigações para o quadro de atuação das entidades reguladoras nacionais.

...

Com a publicação, em 2019, do Pacto Ecológico Europeu, a União Europeia redefiniu o seu compromisso com a ação climática, visando alcançar a neutralidade carbónica até 2050 e uma “sociedade equitativa e próspera, dotada de uma economia moderna, eficiente na utilização dos recursos e competitiva, que, em 2050, tenha zero emissões líquidas de gases com efeito de estufa e em que o crescimento económico esteja dissociado da utilização dos recursos.

A partir deste Pacto, a Comissão Europeia anunciou em 2021 mais um pacote legislativo – Objetivo 55 -, com uma abordagem holística e transectorial, onde todos os domínios de intervenção pertinentes devem contribuir para o objetivo final relacionado com o clima. Este pacote não se esgota na energia, abrangendo medidas para o clima, ambiente, transportes, indústria, agricultura e, financiamento sustentável, tendo em vista a descarbonização da sociedade.

No final de 2021, em linha com os objetivos do Pacto Ecológico Europeu, a Comissão Europeia publicou um pacote legislativo, visando a descarbonização do setor do gás. Estas propostas, ainda em negociação, passam pela aposta no desenvolvimento do setor do hidrogénio, assim como de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, como são o biogás, biometano, metano sintético, entre outros.”

Assim, a estratégia de desenvolvimento do setor do gás, não é de âmbito nacional, mas ultrapassa fronteiras, integrando todos os estados-membros num objetivo conjunto de descarbonização da economia. Estas linhas orientadoras são depois desdobradas em objetivos nacionais de cada Estado Membro, sendo que em Portugal se encontram vertidas no RNC2050, PNEC 2030 e EN-H2.

A estratégia europeia para a energia centra-se na diversificação das fontes energéticas:

- Produção de eletricidade a partir de fontes renováveis;
- Eletrificação de consumos, quando possível, para a substituição de consumo de combustíveis fósseis;
- Descarbonização do setor do gás natural através da introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, nomeadamente hidrogénio, biogás, biometano, metano sintético.

Com esta diversidade de fontes de energia, pretende-se garantir a descarbonização da Economia, permitindo aos consumidores optar pelo vetor energético que seja tecnicamente viável de implementar e financeiramente mais vantajoso.

Paralelamente a esta ambição, a União Europeia tem vindo a elaborar um conjunto de diretivas comunitárias transversais que garantam condições de equidade entre estados-membros. Entre estas, destaca-se a sua proposta de revisão da diretiva para as Renováveis (RED III) que vem aumentar a ambição de incorporação de renováveis para 42.5% em 2030.

Neste sentido, todos os consumidores europeus estão ativamente envolvidos, direta ou indiretamente, na redução das emissões e na descarbonização do setor energético. No que diz respeito ao setor industrial, a nova proposta de revisão da diretiva torna-se mais explícita ao introduzir metas indicativas de aumento de incorporação de energia renovável no consumo de 1.6% ao ano e a meta obrigatória do seu consumo de hidrogénio em pelo menos 42% a partir de fontes renováveis, em 2030, e de 60% em 2035.

A descarbonização do setor do gás natural e a sua substituição por outros vetores energéticos tornou-se uma preocupação central nas estratégias de curto e médio prazo das empresas portuguesas, que se vêm obrigadas a desenvolver esforços financeiros para cumprimento dos objetivos de descarbonização e que as torna menos competitivas face à sua concorrência mundial.

No caso particular do vetor hidrogénio, a Estratégia Europeia assenta em três pilares:

1. Produção de hidrogénio a partir de eletricidade de origem renovável, promovendo 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, criando um mercado de hidrogénio eficiente, com uma rede de postos de abastecimento de hidrogénio para veículos com emissões zero e a sua distribuição para as instalações industriais que o consumam. 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 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.

Face aos períodos razoavelmente longos para o desenvolvimento e implementação destes projetos, o CT vem alertar para a necessidade de serem criadas as condições que permitam avançar com estes projetos a tempo de serem materiais para a consecução dos objetivos, nomeadamente:

1. Desenho da nova estrutura de mercado, com definição concreta do contexto regulatório e fiscal a que cada agente está sujeito, dando previsibilidade ao retorno dos investimentos privados associadas aos três pilares indicados: Produção, Transporte/Distribuição e Uso/Consumo.
2. Definição da estratégia e necessidade de orientações legislativas a adotar quanto ao plano de desenvolvimento das redes de gás, nomeadamente redes que veiculam um *blending* de gás natural, biometano e hidrogénio e/ou redes dedicadas a este último num quadro de acesso público.
3. Maximização da utilização dos mecanismos europeus de financiamento da execução das infraestruturas, de modo a limitar, ou mesmo desonerar, as faturas dos utilizadores.

4. Estabelecer os indispensáveis mecanismos de governança deste renovado setor da veiculação de gás, incluindo modelos de gestão e de financiamento adequados que permitam suportar as decisões de investimentos privados na produção e consumo de gases renováveis.
5. Desenvolver um quadro de integração de infraestruturas de transporte e distribuição das redes existentes e a construir, para fornecimento de gases, incluindo os renováveis, na maior gama possível de misturas, de forma a assegurar a sua disponibilização ao maior número de utilizadores.
6. Estabelecimento dos modelos de acesso às redes, quer do lado do consumo quer do lado da injeção e exportação, garantindo previsibilidade aos vários modelos de negócio.

Nesse sentido, urge o apuramento do potencial de consumo, produção e injeção de gases renováveis de forma a ser elaborado um plano global de desenvolvimento das redes, incluindo a interligação e adaptação das existentes, que permita a ligação a pontos de produção/injeção e pontos de consumo relevantes, criando assim condições para um investimento produtivo otimizado e, ao mesmo tempo, contribuindo para o cumprimento das metas nacionais de descarbonização.

O CT alerta também para a necessidade de previsão, desde já, do modelo de transição económica de uma rede exclusiva de gás natural para uma rede em que coexistam troços com *blending* de gases e troços dedicados a hidrogénio, em especial no que se refere aos custos imputados nas tarifas de acesso.

O CT entende por fim que esta estratégia de descarbonização terá de servir os interesses dos consumidores nacionais e os objetivos de descarbonização de forma progressiva, harmonizada e sustentada, permitindo assim a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social.

III

RECOMENDAÇÕES

Principais recomendações à proposta de PDIRG 2023

O CT não pode deixar de ressaltar o investimento elevado considerado na proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, de 884,2 milhões de euros.

O CT formula as seguintes recomendações:

Projetos Base

- Considera importante que sejam refletidos, no PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os ainda não identificados e urgentes como é o caso do “investimento corrente urgente” e do “investimento em tecnologias de informação (“IT”) e não específico”.
- Reconhece o esforço dos Operadores na melhoria do seu desempenho ambiental e de sustentabilidade. Para tal salienta os dois projetos de produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica, no entanto, entende que, deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para que possa ser apurada a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro.

Novas cavidades para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço

- Regista de forma positiva as sinergias apontadas pelo operador e a importância da adaptação das cavidades para receber misturas de gás natural com H₂, garantindo a utilização da infraestrutura de gás no sentido de cumprir com os desígnios da transição energética e os objetivos das políticas públicas para o setor.

Estação de compressão do Carregado

- Entende que, não se prevendo um fluxo de gás superior ao atual neste ponto, e estando o operador a cumprir com os padrões de qualidade de serviço, o potencial de ociosidade deste projeto é elevado, sendo por isso de continuar a ponderar a sua execução, como se verifica desde 2008, data da sua aprovação.

Projetos complementares de hidrogénio

- Regista que não foi incluída na proposta de PDIRG 2023 uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio, mesmo que com limitações derivadas de alguma indefinição dos objetivos estratégicos subjacentes. Igualmente, não sendo conhecidos os critérios de avaliação de projetos PIC, qualquer proposta de investimento a suportar pelo SNG não pode deixar de ser acompanhada de algum tipo de análise que avalie comparativamente o investimento proposto face aos potenciais benefícios gerados para o SNG e para os seus utilizadores.
- Compreende a necessidade de proporcionar, a potenciais investidores na produção de hidrogénio, segurança na existência de uma rede que lhes permita escoar o seu produto. No entanto, tratando-se de infraestruturas a suportar por utilizadores do SNG e fora do SNG, no caso da exportação, os benefícios gerados por estes projetos deveriam resultar mais claros, assim como o efeito do recurso a financiamento comunitário.
- Entende que, apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, estes projetos de política energética não deverão ser suportados na íntegra pelos utilizadores, mas devem ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais para a sua concretização, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária e se justificado.
- Considera que o investimento em redes para o transporte de hidrogénio deve estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação, bem como ao destino a dar ao hidrogénio a produzir.
- Regista que quanto à ligação Celorico da Beira – Monforte, esta carece de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão deste troço de rede.
- Entende como fundamental que, sempre que esteja em causa a conversão de rede atualmente utilizada para o transporte de gás natural, o impacto da conversão na sustentabilidade e operação da rede existente deve ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos.
- Considera que a análise dos investimentos propostos beneficiaria da apresentação e discussão de alternativas à proposta de conversão da rede existente para uma rede de gasodutos dedicada ao transporte de 100% hidrogénio.

Procura

- Entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura, sobretudo quanto às necessidades relativas à produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação.
- Chama a atenção para o conteúdo do seu Parecer relativo às Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024, no qual levantou dúvidas quanto ao baixo consumo previsto, quer no segmento industrial, quer, também, para a produção de eletricidade.
- Relativamente à previsão de consumos apontados no RNC 2050, não pode deixar de lembrar a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido, importa que seja apurada uma estimativa para o volume total de gás a ser veiculado nas redes a fim de tornar perceptível o impacto tarifário que, de facto, estes investimentos irão ter.

Perspetiva regulamentar dos vetores energéticos do hidrogénio e do gás natural

- Adverte para a necessidade de previsão, desde já, do modo como se constrói o modelo de transição económica de uma rede exclusiva de gás natural para uma rede em que coexistem troços de *blending* de gases e troços dedicados ao hidrogénio, em especial no que se refere aos custos imputados nas tarifas de acesso dos consumidores.
- Salaria que esta estratégia de descarbonização tem que servir os interesses dos consumidores nacionais, permitindo a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a ERSE, no seu Parecer à Proposta de PDIRG 2023, deverá incorporar as recomendações constantes deste Parecer.

Em 20 de junho de 2023, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 20 (vinte)

Votos contra: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **30 (trinta)** páginas.

Constam ainda, mais **18 (dezoito)** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3 (três)** páginas contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **15 (quinze)** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **48 (quarenta e oito)** folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (REN)	Anexo 6	—	—
Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
Representante do CUR Grossista (Transgás) e Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de GN	Anexo 8	—	—
Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural	Anexo 9	—	—
Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público.	Anexo 10	—	—
Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 11	—	—
Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 12	—	—
Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m3	Anexo 13	—	—
Representante dos pequenos comercializadores de energia		—	—
Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 14	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 15	—	—	—