

PARECER SOBRE

“Consulta Pública n.º 132 - PROPOSTA DE PDIRG 2025 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2026-2035”

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 Tarifário¹ (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.*”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor 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, em 6 de maio de 2025, enviou ao CT o documento ““Consulta Pública n.º 132 - PROPOSTA DE PDIRG 2025 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2026-2035”³, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias úteis, 20 de junho de 2025.

Foi efetuada uma apresentação ao CT deste Plano em 6 de junho de 2025, pela REN.

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

I

GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

1. O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, 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.
2. Nos termos do artigo 86.º do referido diploma legal, o planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, no âmbito do mercado interno do gás, e deve ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma

¹ Doravante abreviado por CT

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

³ Ref: E-Tecnicos/2025/746/JE/pl

a contribuir para os objetivos do «Plano Nacional Energia-Clima 2030» (PNEC 2030) e do «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» (RNC 2050).

3. Por sua vez, o artigo 87.º prevê que o operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG).
4. Assim, a REN Gasodutos, enquanto operador da 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 para o período 2026-2035 (PDIRG 2025).
5. O procedimento de elaboração do PDIRG segue as fases descritas na figura seguinte:

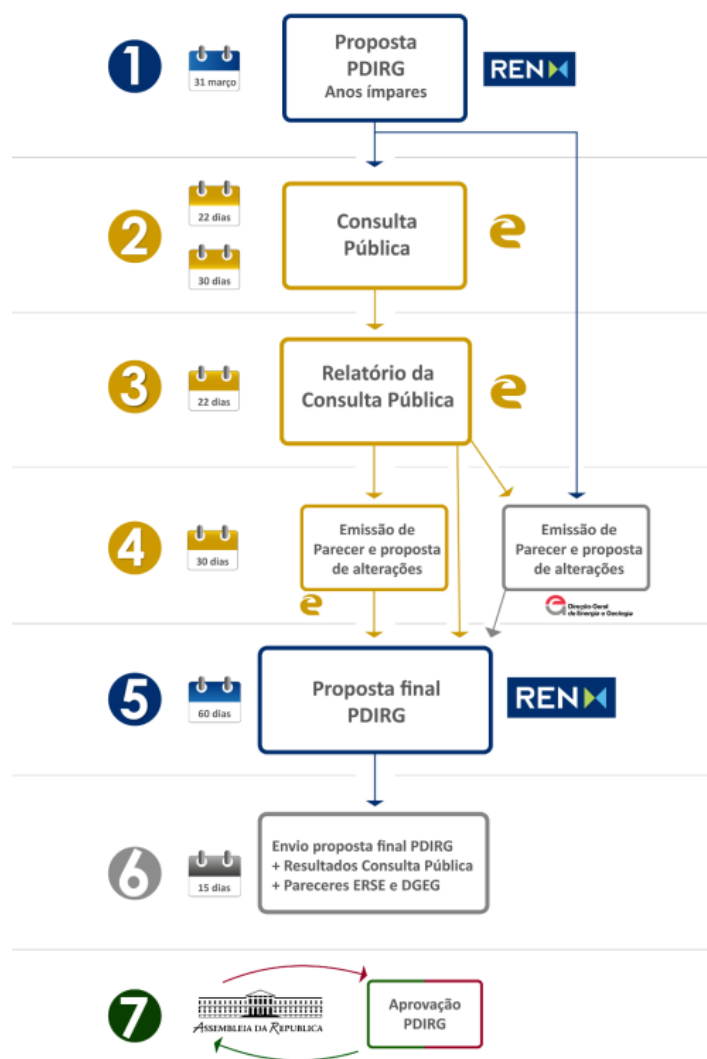


Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG (Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento da Proposta de PDIRG 2025 – Pág. 4)

II

ESPECIALIDADE

1. PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES

1.1 Aprovação de propostas de PDIRG anteriores

- a. Nos termos do número 2 do artigo 86º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG).
- b. Cada novo exercício de planeamento do desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG) representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste deste em função da evolução das necessidades do SNG, 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 2025.
- c. Em 19 de dezembro de 2018, por Despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, foi aprovado o PDIRGN 2017 (decénio 2018-2027), que considerava um conjunto de investimentos relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022), no valor total de 51,2 M€.
- d. Apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base, tendo sido adiada para outros exercícios do PDIRG, a apreciação e aprovação dos projetos classificados como Projetos Complementares, com exceção da aprovação de um montante de 1,9 M€ para ligação física de clientes.
- e. Posteriormente, as propostas de PDIRGN 2019, PDIRG 2021 e PDIRG 2023, foram submetidas à ERSE que, conforme previsto na legislação vigente, emitiu o seu parecer, tal como o CT, não existindo até à presente data, conhecimento de qualquer decisão de aprovação por parte do concedente.
- f. Desta forma, em sede de aprovação de PDIRG, não existe qualquer investimento na RNTIAT aprovado após 2018, sem prejuízo de outros processos de aprovação autónoma ao PDIRG que, entretanto, ocorreram, e que serão descritos no ponto 1.3.

1.2 Principais recomendações do CT à proposta de PDIRG 2023

No parecer que emitiu em 20 de junho de 2023, sobre a proposta de PDIRG 2023, o CT ressaltou o investimento elevado considerado na proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, de 884,2 M€ e formulou as seguintes recomendações:

a. Projetos Base

- Considerou importante que fossem refletidos, no PDIRG 2023, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os ainda não identificados e urgentes;
- Reconheceu o esforço dos Operadores na melhoria do seu desempenho ambiental e de sustentabilidade, tendo salientado os dois projetos de produção de energia solar térmica e solar fotovoltaica, referindo que deveriam ser identificadas as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida.

b. Novas cavidades para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço

- Registou de forma positiva as sinergias apontadas pelo operador e a importância da adaptação das cavidades para receber misturas de gás natural com hidrogénio.

c. Estação de compressão do Carregado

- Fez referência à necessidade de se ponderar a execução do projeto face ao seu potencial de ociosidade, uma vez que não se prevê um fluxo de gás superior ao atual.

d. Projetos complementares de hidrogénio

- Registou que não foi incluída na proposta de PDIRG 2023 uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio.
- Fez notar que, 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.
- Referiu que, apesar da existência de compromissos internacionais assumidos pelo governo português, estes projetos de política energética não deveriam ser suportados na íntegra pelos utilizadores, mas sim ser objeto de financiamento europeu quanto possível ou outras fontes nacionais, recorrendo-se ao financiamento através das tarifas apenas na proporção estritamente necessária.
- Considerou que o investimento em redes para o transporte de hidrogénio devia estar associado a projetos estabelecidos ou com elevado grau de certeza na sua implementação.
- Registou que a ligação Celorico da Beira – Monforte carecia de melhor justificação, não estando claros os benefícios gerados pela conversão deste troço de rede.
- Entendeu como fundamental que, sempre que estivesse 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 deveria ser apresentado, por forma a poder ser tido em conta na avaliação dos investimentos propostos.

- Considerou 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.

e. Procura

- Referiu 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.
- Chamou 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.
- Relembrou, relativamente à previsão de consumos apontados no RNC 2050, a incorporação de outros gases renováveis com baixo teor de carbono que irão ser adicionados ao fluxo atual. Nesse sentido referiu que deveria ser 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.

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

- Aconselhou para a necessidade de previsão 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.
- Salientou que a estratégia de descarbonização tem de servir os interesses dos consumidores nacionais, permitindo a criação de valor no país e o seu desenvolvimento económico e social.

1.3 Principais recomendações da ERSE à proposta de PDIRG 2023

Por seu turno a ERSE, no parecer que emitiu sobre a proposta de PDIRG 2023, na qual o operador da RNTG solicitava uma Decisão Final de Investimento (DFI) para 69 M€ associados a “Projetos Base” expressou, sobre esse investimento, as seguintes recomendações:

- que fosse feita uma reflexão sobre a necessidade efetiva futura do quarto posto (4.^a Baía) de enchimento de cisternas, que se propõe construir no Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (TGNL) pelo valor de 4,9 M€ e, a manter-se a sua inclusão na proposta final do PDIRG 2023, que fosse justificado o aumento de 50% do custo deste investimento face aos valores apresentados na proposta de PDIRG 2021.

Sobre o montante de investimento de 305,6 M€ em “Projetos Complementares”, associados a investimentos em projetos de gás natural ou a projetos que permitam o *blending* entre o gás natural e o hidrogénio, a ERSE recomendou:

- em relação ao “Projeto Complementar” de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, a inclusão na versão final da proposta de PDIRG 2023 das estimativas relativas ao custo de aquisição e manutenção do gás de enchimento dessas cavernas (“*cushion gas*”); esse montante deveria ser adicionado aos 89,6 M€ que constavam da proposta de PDIRG 2023;
- o adiamento da decisão sobre a eventual aprovação do “Projeto Complementar” de construção da Estação de Compressão, com o valor de 45,4 M€;
- uma especial ponderação na aprovação de quaisquer investimentos no quadro do “Projeto Complementar” de adaptação da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, cujo montante previsto é de 170,6 M€, tendo em conta a revisão da Estratégia Nacional para o Hidrogénio e do Pacote europeu que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio, e, por outro lado, a necessidade de se desencadear a discussão sobre a alocação dos custos associados à descarbonização do setor do gás natural entre os atuais consumidores de gás e os futuros consumidores de hidrogénio.

Finalmente, considerou prematura a aprovação do montante de investimentos de 414 M€ relativos aos “Projetos Complementares” associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio.

1.4. Investimento aprovado em processos de aprovação autónoma

Tal como referido em “1.1 Aprovação de propostas de PDIRG anteriores”, do PDIRGN 2017 apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base; no que diz respeito às propostas de PDIRGN 2019, de PDIRG 2021 e de PDIRG 2023, a informação disponível indica que não houve qualquer decisão de aprovação por parte do Concedente.

Assim sendo, não existiu, em sede de aprovação de PDIRG, qualquer investimento na RNTIAT aprovado após 2018.

No entanto, e atendendo à natureza urgente de alguns investimentos, foram aprovados pelo Concedente de forma autónoma:

- A instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás natural entre navios no terminal de GNL, através da RCM n.º 82/2022;
- Um conjunto de investimentos para viabilizar a injeção de hidrogénio na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e no Armazenamento Subterrâneo (AS) no total de 36,1 M€ (custos totais), através do Despacho n.º 1/MAEN/2025, de 19 de janeiro;
- “[...] em maio de 2025, o Concedente aprovou, também em processo autónomo (Despacho n.º 182/MAEN/2025), um montante de cerca de 63,4 milhões de euros em projetos concretizados até 2024, em infraestruturas de alta pressão da RNTIAT pelos respetivos operadores. Em particular, foram aprovados cerca de 39,7 milhões de euros de investimentos entrados em exploração até 2023, relativos, essencialmente, a projetos

inscritos nas propostas de PDIRG 2019, 2021 e 2023, assim como outros supervenientes. Foram ainda aprovados 23,7 milhões de euros de investimentos entrados em exploração no ano de 2024”⁴.

Sobre esta matéria, o CT relembra o que foi referido em Pareceres anteriores, nomeadamente no mais recente (Parecer sobre “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2025-2026”, 30/04/2025, página 11):

“14. Sublinhando a referência feita em pareceres anteriores, o CT reitera a necessidade de aprovação atempada pelo concedente dos planos de investimento apresentados pelas empresas, de acordo com o disposto no Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de Agosto, por forma a garantir a continuidade das atividades dos operadores do SNG no exercício do serviço público que lhes está acometido.

15. O CT recomenda ainda que seja reavaliado o processo de aprovação dos planos de investimento, nomeadamente em termos de prazos e do cumprimento das responsabilidades de cada interveniente, para evitar o adiamento do seu reconhecimento na base de ativos regulada. O CT reconhece que esta é uma questão de responsabilidade do concedente, mas, dado seu impacto no sistema tarifário, a ERSE deveria desempenhar um papel ativo para evitar distorções nas tarifas e na recuperação dos proveitos pelos operadores.”

O recurso reiterado a aprovações autónomas de investimentos previstos em PDIRG é uma forma desadequada de atuar porque o próprio PDIRG deve ser objeto de aprovação. Sendo o PDIRG um plano integrado e coerente do desenvolvimento de uma infraestrutura, as aprovações parciais condicionam o planeamento e a operacionalização da parte do Operador, o que não contribui para um SNG resiliente e para a minimização do seu risco de incidentes, prejudicando a concretização de uma estratégia integrada de todos os vetores energéticos.

Por outro lado, a aprovação autónoma de investimentos não previstos em PDIRG deve ser restrita a casos pontuais e inadiáveis que comprometam o bom funcionamento do SNG ou a segurança e continuidade de abastecimento.

Assim, o CT considera que deve ser privilegiada a aprovação dos projetos em sede de PDIRG e que o recurso a procedimentos de aprovação autónomo é importante para projetos que decorrem de eventos ou fatores supervenientes e que não podem aguardar pelos ciclos normais de PDIRG.

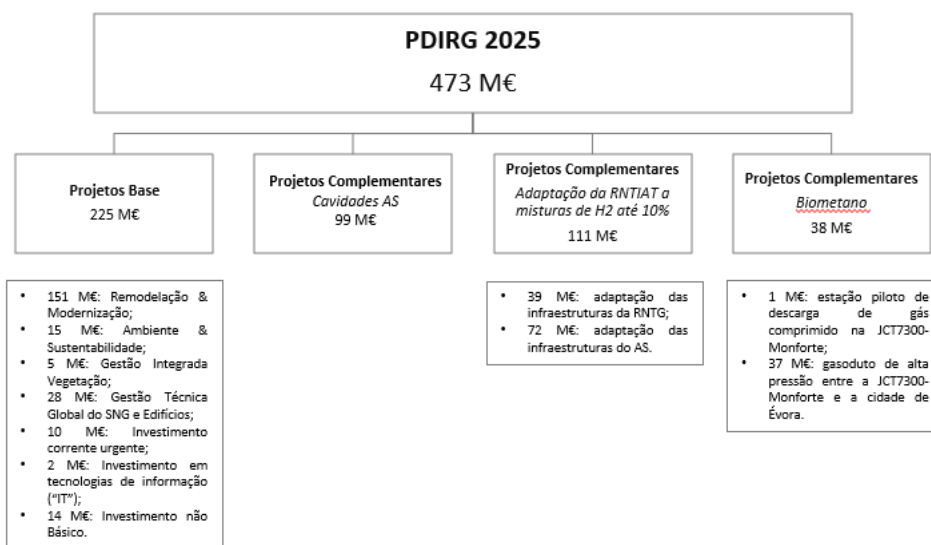
O CT nota que estes investimentos acrescentam custos financeiros ao SNG e que o recurso sistemático a este procedimento desvirtua o papel do CT enquanto órgão consultivo da ERSE, desconsiderando-o.

⁴ Documento ERSE, “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás”, p. 69, junho 2025.

2. PROPOSTA DE PDIRG 2025

a) INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2025

1. A proposta de PDIRG 2025, para o período 2026-2035, considera um montante de investimento total de 472,7 M€ (inclui encargos de estrutura, de gestão e financeiros) para o período de 10 anos, englobando projetos nas 3 infraestruturas em alta pressão:
 - Rede Nacional de Transporte (RNTG);
 - Terminal de GNL de Sines (TGNL);
 - Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).
2. A REN divide este investimento em dois tipos de projetos:
 - **Projetos Base (225,4 M€):** entre outros, projetos de investimento para modernização e/ou de eficiência operacional, cuja proposta é da exclusiva responsabilidade dos operadores;
 - **Projetos Complementares (247,3 M€):** projetos de investimento de desenvolvimento de infraestruturas cuja necessidade decorre de decisões de política energética:
 - Bloco 1 (98,6 M€) relativo a investimento associado a projetos que permitem o *blending* GN/H2:
 - Adaptação da RNTG a misturas de H2 até 10% em volume;
 - Adaptação do AS a misturas de H2 até 10% em volume.
 - Bloco 2 (111,2M€) relativo ao reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal para cumprimento do disposto na RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro:
 - Construção de duas novas cavidades no AS com o objetivo de:
 - Permitir aumento das reservas estratégicas de gás em 1,2 TWh;
 - Perspetiva de mistura de GN com H2 em contexto de estratégia nacional para o *blending*, mas ficando de igual forma preparadas para 100% de H2.
 - Bloco 3 (37,5 M€) relativo à injeção de Biometano:
 - Estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300 Monforte;
 - Gasoduto Monforte-Évora.
3. O montante de investimento da proposta de PDIRG 2025 é distribuído pelos diferentes blocos de projetos da seguinte forma:



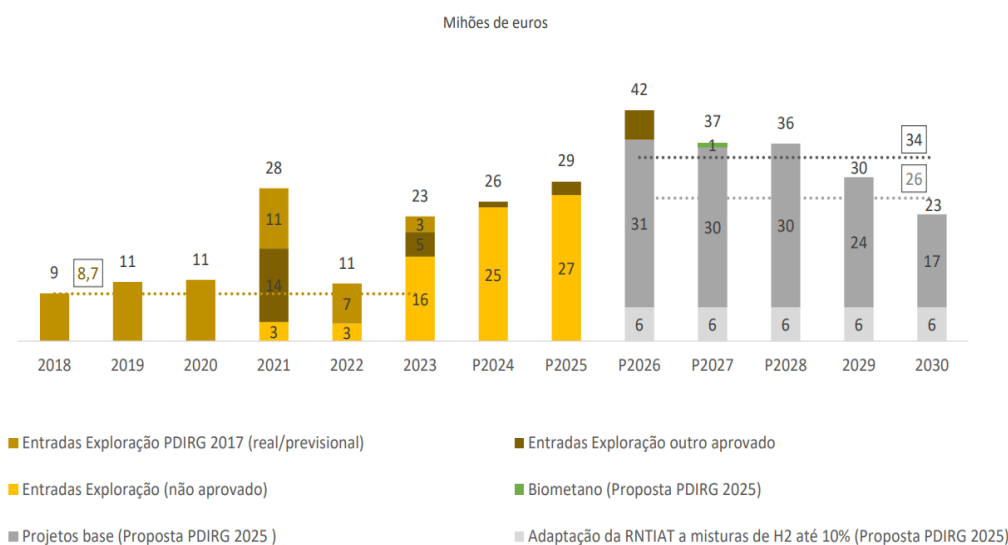
Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento

4. Nos projetos base é pedida decisão final de investimento para o montante de 101 M€ para o período 2026-2030.

b) EVOLUÇÃO TEMPORAL DO INVESTIMENTO

1. A figura seguinte evidencia a evolução do investimento para o conjunto das três infraestruturas em Alta Pressão do SNG no período 2018-2030.

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



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

A figura anterior evidencia designadamente:

- O investimento entrado em exploração até 2025, identificando os montantes aprovados pelo Concedente, quer no PDIRGN 2017, quer em outros processos de aprovação autónoma obtidos à data de lançamento da consulta pública agora em análise⁵;
 - As entradas em exploração previstas para o investimento inscrito na proposta de PDIRG 2025 até 2030, quer para os Projetos Base, quer para os Projetos Complementares de receção de biometano na RNTG e de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% de volume.
2. O CT constata que a média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2025 é de 18,5 M€/ano.
 3. O CT evidencia que na proposta de PDIRG 2025, no período entre 2026 e 2030, se todos os Projetos Base forem concretizados, o valor médio de investimento será de 26 M€/ano. Deste montante a REN considera ser necessário o concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI), aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2025, de 101 M€ (20 M€/ano).
 4. Adicionando aos Projetos Base o montante relativo aos Projetos Complementares de receção de biometano na RNTG e de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% de volume, o valor médio de investimento passa a ser de 34 M€/ano.
 5. O CT considera que a necessidade de investimento deve resultar de racionais baseados nas condições dos ativos, assim como da acelerada transformação do contexto geopolítico, económico e tecnológico, e destinar-se ao cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público destas atividades, designadamente à:
 - Manutenção dos ativos em condições técnicas de funcionamento;
 - Segurança de abastecimento do SNG;
 - Continuidade do serviço e segurança de pessoas e bens.

c) INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE

1. 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.
2. Os Projetos Base apresentados em sede de PDIRG 2025 incluem, para além dos projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos, projetos de gestão integrada de vegetação, projetos de ambiente e sustentabilidade enquadráveis no domínio “ESG”,

⁵ Em maio de 2025, após o lançamento da presente CP, o Concedente aprovou pelo Despacho n.º 182/MAEN/2025, um montante de cerca de 63,4 M€ em projetos concretizados até 2024, em infraestruturas de alta pressão da RNTIAT.

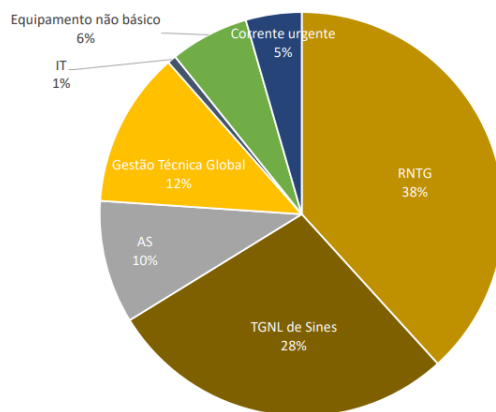
projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG bem como de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios, investimento corrente não urgente, investimento em IT e investimento não básico.

3. O quadro e a figura seguintes desagregam por infraestrutura, os investimentos em Projetos Base inscritos na proposta de PDIRG 2025.

Quadro 3-1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2025

Projetos Base (M€)	Total 2026-2035	1º Quinquénio 2026-2030	2º Quinquénio 2031-2035
RNTG	86,2	45,3	40,8
Remodelação e Modernização	76,3	40,4	35,9
Ambiente e Sustentabilidade	4,9	2,5	2,5
Gestão Integrada da Vegetação	4,9	2,5	2,5
TGNL de Sines	63,0	35,7	27,3
Remodelação e Modernização	53,8	31,1	22,7
Ambiente e Sustentabilidades	9,2	4,6	4,6
AS	22,2	11,1	11,1
Remodelação e Modernização	21,3	10,6	10,6
Ambiente e Sustentabilidades	0,9	0,4	0,4
Gestão Técnica Global	28,1	20,7	7,4
Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios	28,1	20,7	7,4
IT	1,6	0,7	0,9
Projetos específicos de SI e de cibersegurança	1,6	0,7	0,9
Equipamento não básico	14,2	7,5	6,7
Corrente urgente	10,1	10,1	0,0
Total	225	131	94
DFI		101	

Figura 3-4 – Desagregação dos Projetos Base



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

4. A proposta de PDIRG 2025 inclui um bloco de investimentos relativo a Projetos Base que representa 225 M€, dos quais 131 M€ dizem respeito ao primeiro quinquénio (2026-2030) e deste montante, os operadores da RNTIAT identificam um valor de 101 M€, para o qual consideram ser necessário o concedente emitir uma DFI aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2025.
5. O montante para o qual os operadores da RNTIAT solicitam a emissão de uma DFI, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2026, 2027 e 2028, bem como os projetos de adequação da RNTG a novas classes de localização, da construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas de GNL e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no TGNL de Sines.
6. Os dados de operação confirmam um aumento sustentado e contínuo da expedição de GNL por via rodoviária e/ou marítima ligado à construção de novas UAG, à expansão das redes de distribuição e ao surgimento de novos polos de consumo tais como o envio de GNL (em ISO Contentores) para a ilha da Madeira⁶.

⁶ Para abastecimento das centrais de ciclo combinado para produção de eletricidade.

Em 2024, foram carregadas 7332 cisternas, correspondentes a um total de energia de 2,161 TWh, o que representa um acréscimo de atividade de cerca de 8% relativamente a 2023 e de 12% em relação a 2022, tendo a capacidade máxima de referência do Terminal (36 cisternas por dia) sido excedida em vários dias.

7. O CT considera que 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.
8. O CT considera, por isso, importante que sejam considerados, no PDIRG 2025, 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, 2026-2030, 10,1 M€, representando cerca de 10% dos investimentos base para os quais é solicitada DFI e perto de 8% do total previsto para o quinquénio.
9. 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.
10. Nesse sentido, o CT recomenda a consideração e aprovação dos projetos base propostos pelos Operadores da RNTIAT quando requerem 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) INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

i. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO (AS) A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

1. Os operadores destas infraestruturas dão cumprimento ao estabelecido nas versões atualizadas do Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de agosto, do Regulamento da Rede de Transporte de Gás e do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em formações salinas naturais.
2. A proposta de PDIRG 2025 pretende assegurar que a RNTG e o AS do Carriço cumpram o estipulado nas certificações estabelecidas por Entidade Certificadora no que respeita às adequações necessárias para veicular teores de hidrogénio no gás até 10% em volume.
3. A execução destes investimentos é crítica para (i) acomodar em condições de segurança e qualidade misturas de H2 com gás natural até 10% em volume e (ii) assegurar, no período de vigência da presente proposta de PDIRG, a operacionalização dos projetos selecionados no recente procedimento concorrencial para a compra centralizada de biometano e hidrogénio.

4. O projeto associado encontra-se previsto nesta proposta de PDIRG 2026-2035 com um custo total estimado em 111 M€ (39 M€ na RNTG e 72 M€ no AS do Carriço). A este valor acrescem os 36 M€ já aprovados pelo Concedente em sede de Pedido de Aprovação Autónoma e que configuram os investimentos a realizar ou arrancar com maior urgência tendo por base a garantia de condições para a operacionalização dos resultados dos processos de compra centralizada de hidrogénio concluído no início de 2025, conforme é referido pelo operador.
5. O CT regista que as certificações mencionadas pela REN para operar a RNTG e o AS do Carriço com misturas até 10% de H2 em volume são condição prévia à realização destes projetos no período 2026-2035.
6. Contudo, e conforme refere o operador na proposta de PDIRG 2025 e que o CT regista positivamente, as necessidades de investimento no AS do Carriço, no que diz respeito à substituição dos Equipamentos dos furos das cavidades (*well mechanical completion*), carecem ainda de incorporação das conclusões de trabalho científico em curso, pelo que recomenda que a sua aprovação apenas seja considerada após demonstração técnica desta necessidade.

ii. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

1. O projeto complementar de construção de duas novas cavidades de AS resulta da RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitissem fazer face à situação de conflito na Europa, que ainda decorre, e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia.

A referida RCM determinou que o operador do AS assegurasse o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, com os seguintes objetivos:

- Obter um montante complementar de capacidade de AS nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh;
 - Permitir acomodar nesse AS a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.
2. De acordo com a proposta de PDIRG 2025, este investimento justifica-se também pelos elevados níveis de contratação e de utilização da capacidade de armazenamento verificados nos últimos anos, salientando ainda a REN que, para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas de segurança, os agentes de mercado tiveram de recorrer à infraestrutura de armazenamento do Terminal de GNL.
 3. Assim, o presente Plano considera a criação de duas novas cavidades de armazenamento de gás, desenvolvidas já numa perspetiva de armazenamento compatível com 100% de hidrogénio, cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carriço.

4. A concretização das duas novas cavidades está agora prevista para o período 2031-2035, dependendo da data-objetivo pretendida e da decisão, em conformidade, do Concedente.
5. O investimento estimado com as duas novas cavidades do AS do Carriço, a ficarem desde o início preparadas para utilização futura de 100% de hidrogénio, é de cerca de 99 M€ (a custos totais), ao qual acrescerá o custo do *cushion gas*⁷, estimado entre 14,8 e 22,6 M€.

iii. RECEÇÃO DE BIOMETANO NA RNTG

1. Em Portugal, o mercado de biometano encontra-se ainda numa fase incipiente de desenvolvimento, com apenas uma unidade de produção piloto concluída, localizada na região de Trás-os-Montes. Esta situação deve-se a um conjunto de fatores de mercado e regulamentares identificados no Plano de Ação para o Biometano (“PAB”) com significativo atraso em relação a outros países da UE.
2. No que respeita às infraestruturas, o PAB identifica o acesso às redes públicas de gás como um fator limitante ao desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal, nomeadamente pelo facto do potencial de produção estar localizado em zonas onde a capacidade de receção das redes é baixa ou inexistente, por ausência de infraestruturas de transporte e distribuição nas proximidades.
3. Ainda assim, o PAB estima um potencial de implementação de 2,7 TWh de biometano em 2030, que decorre principalmente do aproveitamento da capacidade de biogás instalada, bem como de efluentes pecuários (cerca de 35%) que, segundo a Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2030 (ENEAPAI 2030), estão bastante concentrados na região do Alentejo.
4. Com o objetivo de promover e criar as condições para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal, que se considera particularmente relevante para os consumidores de gás pela perenidade e sustentabilidade da solução, a REN apresenta na sua proposta de PDIRG dois projetos de investimento:
 - Estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte com um investimento de 0,8M€ a custos totais. Esta solução é exequível no curto prazo e tem como objetivo viabilizar a injeção de biometano na RNTG através de gasoduto virtual (transporte por camião) numa região com elevado potencial de produção de biometano, mas em que não existem redes próximas para permitir a sua receção.

Esta solução encontra-se prevista no Regulamento da Rede de Transporte e, segundo o Operador, apresenta um custo de transporte na ordem de grandeza e conceito subjacentes ao fornecimento de gás através do transporte de GNL para abastecimento das UAG que servem as redes locais em território nacional.

⁷ *cushion gas* – gás necessário para assegurar as condições mínimas de integridade das cavidades e que terá quer injetado nas mesmas não sendo o respetivo volume utilizável para trocas líquidas com a RNTG

- Gasoduto de alta pressão Monforte – Évora com um custo de investimento estimado em 37 M€ condicionada a avaliação. Este projeto será complementar ao anterior e configurará uma solução a realizar num prazo mais longo, alargando a área de influência do SNG para receber biometano no Alentejo, possibilitando adicionalmente a criação de uma estação de receção de biometano comprimido na zona de Évora para permitir viabilizar os contributos das produções de biometano a sul; permite também o reforço do abastecimento dos consumos de gás em Évora através da ligação da sua rede local à Rede Pública de Gás, ao invés da situação atual em que os mesmos são abastecidos via UAG.
- 5. O CT realça a relevância do biometano, não apenas para a descarbonização do SNG, mas, sobretudo, para os consumos da indústria nacional, em particular dos setores de consumo *‘hard to abate’*, que não dispõem de soluções alternativas competitivas. Note-se que a descarbonização do SNG é crítica para assegurar a continuidade e sustentabilidade destes consumos e, por esta via, contribuir para assegurar a sustentabilidade do próprio SNG.
- 6. O CT recomenda à ERSE que, face à multiplicidade de soluções de ligação à RPG (transporte e distribuição) - ligação por pipeline, gasoduto virtual ou soluções de *reverse flow* –, seja clarificado o âmbito regulatório de aplicação e hierarquização de cada uma destas alternativas de ligação à RPG, bem como as metodologias e critérios de definição e atribuição de custos que assegure a viabilidade adequada das produções em benefício da descarbonização da rede de gás para os seus utilizadores.
- 7. Com vista à calibração regulatória dos custos e decisão dos agentes quanto às soluções a seguir, o CT sugere que a sua realização/desenvolvimento se suporte em dados objetivos obtidos através de projetos piloto ou de demonstração que permitam a sua identificação em tempo útil.
- 8. Quanto aos investimentos apresentados no PDIRG 2025, o CT considera que:
 - A estação de descarga de gás comprimido em Monforte é relevante para consolidar e caracterizar os custos e âmbito de aplicação da solução “gasoduto virtual” para injeção na rede de transporte e para criar as condições de ligação de projetos de produção de biometano naquela região, onde já existem projetos em desenvolvimento e que estarão operacionais entre 2026 e 2028.
 - A construção de um novo pipeline entre Monforte e Évora deverá ser precedida de uma consulta ao mercado para avaliar a sua necessidade e pertinência e minimização de custos para o SNG.

e) OUTROS PROJETOS - INVESTIMENTOS NO VETOR ENERGÉTICO DO HIDROGÉNIO

1. Em linha com o estipulado no Regulamento (UE) 2024/1789 e na Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativos aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, a REN apresenta de forma

destacável, em apêndice próprio, os investimentos referentes a infraestruturas 100% H2 (novas e conversão de infraestruturas existentes).

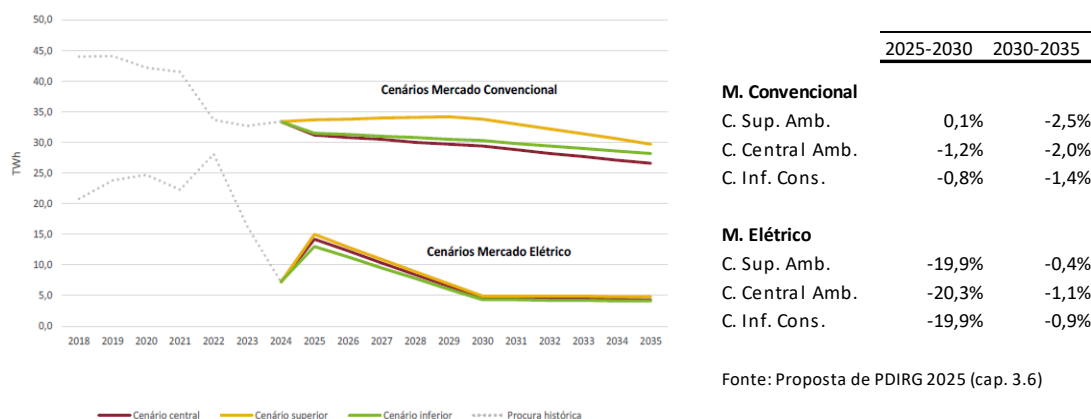
2. O desenvolvimento das infraestruturas 100% H2 supra mencionadas integram o corredor de hidrogénio verde H2med e encontram-se em fase de estudos. Este trabalho está a ser realizado de forma coordenada com a Enagás, e com os restantes operadores de redes de transporte NaTran, Terega e OGE, encontrando-se estes projetos selecionados como *Projects of Common Interest* e para financiamento do *Connecting Europe Facility*.
3. Entende o CT que o H2 tem um quadro próprio para o seu desenvolvimento e decisão pelo que não se pronuncia diretamente sobre a sua consideração.
4. Contudo reconhece que, por estes projetos considerarem a transformação de parte da RNTG para 100% de H2, esta migração da rede deverá ser objeto de avaliação custo/benefício, considerando que tal deverá constar dos estudos que irão ser realizados.
5. Sobre estes estudos, deverá o CT ter oportunidade de se pronunciar quanto às soluções que, obrigatoriamente, venham a ser consideradas para assegurar a continuidade de abastecimento de gás nas áreas que vierem a ser intervencionadas.

f) PROCURA

1. Os cenários de evolução da procura de gás apresentados no PDIRG 2025 têm por base as previsões constantes do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás para o período 2024-2040” (RMSA-G 2023), de março de 2024, desagregadas pelos seguintes mercados:
 - Mercado Convencional (MC), que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário;
 - Mercado Elétrico (ME), que inclui a procura das centrais de ciclo combinado a Gás para a produção de eletricidade⁸.
2. O CT reconhece que as previsões da procura de gás são um exercício difícil, refletindo a complexidade e a incerteza inerentes ao setor energético que decorre da influência de múltiplos fatores, como o ritmo da transição energética e da descarbonização, a evolução dos preços do gás, o desenvolvimento de tecnologias alternativas, as políticas energéticas, a regulamentação, entre outros.
3. A evolução prevista, para ambos os mercados, está ilustrada na figura seguinte.

⁸ Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos no contexto da “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2024-2040” (RMSA-E 2023)

Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2025



Fonte: ERSE - Proposta PDIRG 2025 – Consulta Pública

- No período abrangido pelo PDIRG 2025 a procura total de gás apresenta taxas médias de variação anual entre -5,6% e -4,4% no período 2025-2030 e entre -2,3% e -1,4% no período 2030-2035. A análise das tendências de longo prazo revela uma redução na procura de gás, ainda que com ritmos diferenciados nos dois mercados.
- No mercado convencional, a procura de gás apresenta, na maioria dos cenários, taxas de evolução negativas, embora com ritmos distintos. Os resultados e tendências de longo prazo advêm das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário, bem como das perspectivas de evolução da eficiência energética, entre outros fatores económicos e energéticos.
- Relativamente ao consumo de gás para o mercado elétrico, este é fortemente influenciado pela produção de eletricidade através das Fontes de Energia Renovável, nomeadamente eólica, solar e hídrica, e pela evolução da procura de eletricidade. Neste sentido, todos os fatores que influenciam essa procura (eficiência energética, autoconsumo, procura dos grandes consumidores industriais e *data centers*, etc.) também contribuem para uma menor ou maior utilização das centrais de ciclo combinado, ao longo do período de previsão.
- O CT entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura de gás para a produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação. De notar que em 2024 a procura de gás registada representou o valor mais baixo desde 2015 devido, principalmente, a um regime hidrológico húmido, com um IPH de 1,16, a par de um saldo importador superior a 10 TWh.
- O CT considera que, em resultado dos últimos acontecimentos, designadamente do apagão de 28 de abril, poderá haver necessidade de rever as previsões de consumo de gás para o mercado elétrico por razões de segurança de abastecimento.

III

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste parecer, o CT entende serem de destacar as seguintes considerações:

- O recurso reiterado a aprovações autónomas de investimentos previstos em PDIRG é uma forma desadequada de atuar porque o próprio PDIRG deve ser objeto de aprovação;
- A aprovação autónoma de investimentos não previstos em PDIRG deve ser restrita a casos pontuais e inadiáveis que comprometam o bom funcionamento do SNG ou a segurança e continuidade de abastecimento;
- A aprovação dos projetos em sede de PDIRG deve ser privilegiada, reservando-se os procedimentos de aprovação autónoma para projetos decorrentes de eventos ou fatores supervenientes, cuja natureza urgente não permita aguardar os ciclos regulares do PDIRG;
- Os investimentos aprovados em processo de aprovação autónoma acarretam custos financeiros adicionais para o SNG, sendo que o recurso sistemático a este procedimento desvirtua o papel do CT enquanto órgão consultivo da ERSE, desconsiderando-o;
- A necessidade de investimento deve resultar de racionais baseados nas condições dos ativos, assim como da acelerada transformação do contexto geopolítico, económico e tecnológico, e destinar-se ao cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público destas atividades, designadamente à manutenção dos ativos em condições técnicas de funcionamento, à segurança de abastecimento do SNG e à continuidade do serviço e segurança de pessoas e bens;
- É importante que o PDIRG 2025 contemple todos os custos associados às necessidades de investimento na rede, incluindo os montantes previstos para eventuais investimentos urgentes (“investimento corrente urgente”);
- A apreciação e aprovação dos projetos base propostos pelos Operadores da RNTIAT, quando requerem uma DFI, deverá considerar os pressupostos constantes da presente proposta de PDIRG, sem prejuízo da análise dos demais investimentos base em edições futuras do Plano;
- As certificações mencionadas pela REN para operar a RNTG e o AS do Carriço com misturas até 10% de H2 em volume são condição prévia à realização destes projetos no período 2026-2035;
- A aprovação do investimento no AS Carriço, no que diz respeito à substituição dos Equipamentos dos furos das cavidades (*well mechanical completion*), deverá ser efetuada após a incorporação das conclusões de trabalho científico em curso;

- A relevância do biometano para a descarbonização do SNG e, sobretudo, para os consumos da indústria nacional, em particular dos setores de consumo '*hard to abate*', que não dispõem de soluções alternativas competitivas. A descarbonização do SNG é crítica para assegurar a continuidade e sustentabilidade destes consumos e, por esta via, contribuir para assegurar a sustentabilidade do próprio SNG;
- A clarificação do âmbito regulatório de aplicação e hierarquização das soluções de ligação à RPG (transporte e distribuição) - ligação por pipeline, gasoduto virtual ou soluções de *reverse flow* - bem como as metodologias e critérios de definição e atribuição de custos que assegure a viabilidade adequada das produções em benefício da descarbonização da rede de gás para os seus utilizadores;
- A calibração regulatória dos custos e decisão dos agentes quanto às soluções a seguir deve ser suportada em dados objetivos obtidos através de projetos piloto ou de demonstração que permitam a sua identificação em tempo útil, de que é exemplo a proposta de projeto piloto da estação de descarga de gás comprimido em Monforte;
- Em resultado dos últimos acontecimentos, designadamente do apagão de 28 de abril, poderá haver necessidade de rever as previsões de consumo de gás para o mercado elétrico, por razões de segurança de abastecimento.

III

CONCLUSÕES

O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Em 20 de junho de 2025, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 21 (vinte e um)

Votos contra: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **maioria**

1 conselheiro não frequentou a elaboração do parecer, não tendo exercido o direito de voto.

O parecer que antecede contém **19** (dezanove) páginas.

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

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

o que perfaz um total de 37 (trinta e sete) folhas.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	—	—
Luís Pisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
Célia Marques Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—
Eduardo Quintanova Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Ingride Pereira Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (REN)	Anexo 6	—	—
Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
Jorge Lúcio Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de GN	Anexo 8	—	—
Jorge Lúcio Representante do CUR Grossista (Transgás)	Anexo 8	—	—
José Vieira Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural	Anexo 9	—	—
Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público.	—	—	—
Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural	Anexo 10	—	—
Gonçalo Santos Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 11	—	—
Teresa Marques Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m³	Anexo 12	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Diogo Lamelas Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 13	—	—
Ana Brandão de Vasconcelos Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 14	—	—
Paulo Rosa Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
Jaime Braga Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
Frederico Pisco Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 12	—	—
José Maurício 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
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 15	—	—	—