



ERSE – Consulta Pública n.º 132

Proposta de Plano Decenal Indicativo de
Desenvolvimento e Investimento na
RNTIAT 2026 a 2035 (PDIRG 2025)

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Comentários gerais	5
2.1.	Propostas de PDIRG anteriores e processo de aprovação.....	5
2.2.	Propostas PDIRG 2025	5
2.2.1.	Projetos base	7
2.2.2.	Projetos complementares	9
2.2.2.1.	Novas cavidades de armazenamento subterrâneo.....	9
2.2.2.2.	Adaptação da RNTG e AS para a veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume	11
2.2.2.3.	Receção de Biometano na RNTG	14

1. Enquadramento

Em conformidade com o disposto no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a REN Gasodutos, na qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), referente ao período 2026-2035 (PDIRG 2025).

A elaboração do PDIRG 2025 tem por base o enquadramento legal nacional e europeu, com o objetivo de assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede, a segurança do abastecimento, e alcançar os objetivos da transição energética.

No contexto da transição energética, e **a nível nacional**, têm-se desenvolvido vários instrumentos para dar resposta aos desafios encontrados no setor energético associados ao compromisso de assegurar a neutralidade das emissões até ao final de 2050, nomeadamente o Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030), o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), a Estratégia Nacional para o Hidrogénio e o enquadramento legislativo do Sistema Nacional de Gás (SNG), que foi conferido pela publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020.

Em março de 2024, foi também aprovado o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 41, de 15 de março, estabelecendo uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal. O PAB recomenda a realização de estudos sobre as necessidades da rede de gás, incluindo capacidades, fluxos e pontos de injeção, em função do potencial de produção existente a nível regional e de avaliação de alternativas à expansão da rede de gás, nomeadamente com implementação de autoconsumo ou produção local de eletricidade.

No contexto europeu, a Diretiva (UE) 2024/1788 e o Regulamento (UE) 2024/1789, ambos de 13 de junho de 2024, estabelecem princípios e competências para os operadores das redes de transporte e entidades reguladoras no desenvolvimento de infraestruturas de gás natural e hidrogénio. Neste âmbito, a diretiva aborda o planeamento integrado da rede, determinando que os operadores de transporte devem apresentar um plano decenal de desenvolvimento da rede, com base na oferta e na procura, pelo menos a cada dois anos, após consulta aos interessados, enquanto as entidades reguladoras são responsáveis por monitorizar e avaliar a implementação destes planos.

A Diretiva (UE) 2024/1788 exige das entidades reguladoras a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte de gás natural e dos operadores das redes hidrogénio, a apresentação no seu relatório anual uma apreciação do plano de investimento destes operadores no que respeita à sua coerência com os planos de desenvolvimento da rede à escala da União, incluindo recomendações para modificações. Nessa ótica, o Regulamento (UE) 2024/1789 exige que o Plano Decenal

de Desenvolvimento da Rede para o gás, à escala da União, seja aprovado e publicado bianualmente pela rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás (REORT).

A Diretiva (UE) 2024/1788 também prevê a separação vertical entre propriedade e exploração da rede e a produção e comercialização de hidrogénio, assim como a criação de operadores de redes de transporte de hidrogénio juridicamente separados dos operadores de transporte de eletricidade e gás (separação horizontal), sendo que estes operadores devem ser certificados pelas entidades reguladoras nacionais antes de serem designados.

O pacote legislativo europeu relativo ao mercado de hidrogénio e gás descarbonizado visa facilitar a transição para gás renovável e criar um mercado europeu de hidrogénio, com uma rede própria e regras específicas. O pressuposto subjacente à criação desse mercado europeu é o de que o hidrogénio será comercializado através de uma rede própria e de um mercado dedicado, que contenha hidrogénio de elevado grau de pureza, em vez de ser misturado com gás. Pelo que, a REN Gasodutos identifica a necessidade de transpor a Diretiva (UE) 2024/1788 para a legislação portuguesa, designando formalmente a entidade reguladora para o setor do hidrogénio, que terá a responsabilidade de certificação dos operadores e a apresentação de propostas de investimento para as infraestruturas.

No âmbito das competências atribuídas pelo n.º 2 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a ERSE submete agora a consulta pública, a proposta de PDIRG 2025 elaborada pelo operador da RNTG, tendo como principal objetivo recolher comentários de interessados para apoiar na elaboração do parecer sobre o plano de investimento referido.

Nesta circunstância, assumiu-se que a presente Consulta Pública e o respetivo documento de enquadramento se referem apenas aos investimentos na RNTIAT do SNG e que os investimentos associados ao vetor energético hidrogénio deverão ser apreciados à luz do futuro quadro legal do setor do hidrogénio.

Assim, é neste contexto que a EDP agradece a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários gerais

2.1. Propostas de PDIRG anteriores e processo de aprovação

No cumprimento do quadro legal, a cada dois anos, o operador da RNTG apresenta a proposta do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT. Cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do SNG, salientando-se que esse ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte da proposta do novo PDIRG.

Ao exemplo do que já tinha ocorrido, aquando da discussão do PDIRG 2023, a ERSE refere no documento de enquadramento da presente consulta pública que o último PDIRG aprovado pelo Secretário de Estado de Energia foi a 19 de dezembro de 2018, relativo ao PDIRGN 2017 (2018-2027). Acresce que, dos investimentos propostos no PDIRG 2017, apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base¹, relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022), no valor de 51,2 milhões de euros. Esta situação revela que **não havendo qualquer decisão de aprovação por parte do concedente sobre as propostas de PDIRGN 2019, PDIRG 2021 e PDIRG 2023, não existe qualquer investimento aprovado após 2022.**

Neste contexto, e tal como a EDP comentou no âmbito das últimas consultas públicas, salienta-se que o PDIRG 2025 está a ser analisado, sem visibilidade dos últimos PDIRG, que ainda não obtiveram aprovação por parte da tutela, não parecendo ser ajustado o Concedente não ter, até este momento, emitido nenhum parecer sobre os referidos PDIRG. Por outro lado, verifica-se que existem projetos que são alvo de processos de aprovação autónoma e discricionária, sem visibilidade para os restantes agentes do setor. Esta incerteza sobre o processo preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, não prejudica apenas os operadores da RNTIAT, mas sim todos os agentes do setor dependentes de decisões associadas ao Plano em causa. Como tal, e ainda que não seja responsabilidade da ERSE, consideramos que **a garantia dos prazos estabelecidos é da maior importância.**

2.2. Propostas PDIRG 2025

A proposta de PDIRG 2025, apresentada para o período de 2026 a 2035, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimentos nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a RNTG, o Terminal de GNL de Sines (TGNL) e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).

¹ Constituiu exceção a aprovação de um montante de 1,9 milhões de euros em projetos complementares para ligação física de clientes.

O montante global de investimentos para esse período é de 472,7 milhões de euros a custos totais², valor esse que pode ser repartido entre duas classes de projetos, nomeadamente projetos base e projetos complementares.



Os **projetos base representam 48% do montante global de investimento (225,4 M€)** e resultam, na sua maioria, da necessidade de ações de modernização e eficiência operacional da responsabilidade dos operadores da RNTIAT.



Os **projetos complementares representam 52% do montante global de investimento (247,3 M€)** e resultam da necessidade de desenvolver a infraestrutura de alta pressão para fazer face às tomadas de decisão a nível de política energética.

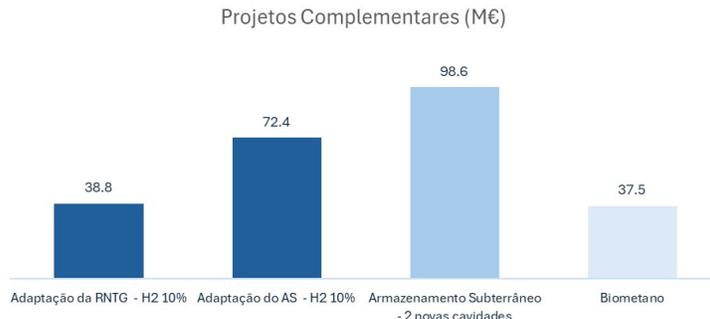
Relativamente aos projetos complementares, estes podem ser divididos em três blocos:

- **Bloco 1:** investimentos associados à **construção de duas novas cavernas de armazenamento subterrâneo**. Refira-se que este investimento está a ser

² Custos totais são os custos diretos externos acrescidos de 12% na RNTG, no TGNL e no AS, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

considerado na proposta, mas com a indicação do Concedente para a sua concretização³. O investimento total é de **98,6 milhões de euros**⁴.

- **Bloco 2:** conjunto de projetos relativos à **adaptação da RNTG e AS para a veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume**, no valor de **111,2 milhões de euros**. Estes projetos permitem o "blending" entre gás natural e hidrogénio, de forma a cumprir com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, que define metas de mistura de hidrogénio renovável no gás veiculado na RNTG: 1% a 5% até 2025, e 10% a 15% até 2030.
- **Bloco 3:** investimentos para o **desenvolvimento da RNTG com pontos de receção de biometano**, no valor de **37,5 milhões de euros**. Estes investimentos incluem a construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte (800 mil euros) e um novo gasoduto de alta pressão entre JCT7300-Monforte e Évora (36,7 milhões de euros).



2.2.1. Projetos base

A proposta de PDIRG 2025 inclui um bloco de investimento de 225,4 milhões de euros, dos quais 151 milhões de euros (67% do investimento total em projetos base) dizem respeito a projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos em serviço. De acordo com a proposta PDIRG 2025, estes investimentos são constituídos por projetos que fomentam melhorias operacionais e/ou de segurança, projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulamentação específica ou projetos de remodelação ou substituição seletiva de ativos por obsolescência ou fim de vida útil, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações.

No primeiro quinquénio (2026-2030), a proposta de PDIRG 2025 prevê a concretização de projetos que totalizam 131 milhões de euros, dos quais 101 milhões de euros correspondem a investimentos que necessitam de uma Decisão Final de Investimento (DFI) por parte do concedente durante a aprovação da atual proposta de PDIRG 2025,

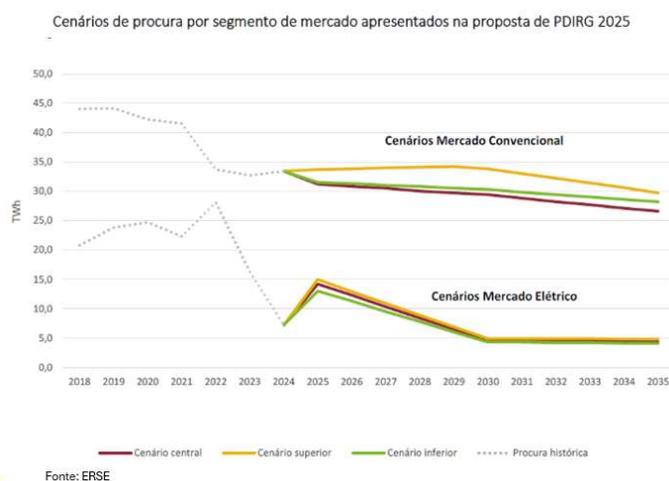
³ A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, aprovou a construção das duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo como medida preventiva para garantir a segurança do abastecimento de energia, devido aos riscos resultantes do conflito na Europa e possíveis interrupções futuras.

⁴ Inclui 4,5 milhões de euros para viabilizar operações de trasfega no Terminal de GNL de Sines.

e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2026, 2027 e 2028.

A este respeito, a EDP concorda que os investimentos devem ser realizados, de forma 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.

Não obstante, à luz da transição energética e do desenvolvimento das políticas europeias para a energia, em matéria de independência energética da UE, a EDP entende que **os investimentos propostos devem ter por base uma análise de custo-benefício e os cenários de utilização futura dos respetivos ativos**. Desta forma, **pretende-se evitar soluções de curto prazo que se venham a revelar custos afundados a futuro**. Pelo que, importa destacar que o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG 2024-2040 (RMSA-G 2023) apresenta uma taxa média de crescimento anual negativa, em todos os cenários de evolução da procura de gás para o período 2025-2035.



A título de exemplo, o investimento proposto para **a construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas**, para o qual a REN considera necessária uma Decisão Final de Investimento (DFI) para assegurar o critério N-1 nas baias em operação, considera uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 1% para o primeiro quinquénio. Contudo, no segundo quinquénio a TMCA passa a ser negativa (-0,4%)⁵, alinhando-se com a evolução decrescente da procura de gás no mercado convencional, verificada nos últimos anos⁶.

⁵ Taxas médias de crescimento anual para o Cenário Central do RMSA-G 2023.

⁶ “Na última década, 2013-2022, o consumo de gás natural no Mercado Convencional registou uma tcm de cerca de -2,2%” – vide pág. 22 do RMSA-G 2023.

Assim, relativamente a este exemplo, entendemos que **o investimento proposto para a construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas deve ser reavaliado**, tendo em conta não só **a eletrificação do consumo das redes abastecidas por UAG de rede**, mas também **a transição do consumo de gás natural para outra fonte energética (e.g., hidrogénio) por parte de clientes industriais abastecidos através de UAG privadas**. Adicionalmente, devem ser exploradas possíveis alternativas para mitigar as situações de curto prazo que não permitem garantir o N-1 nas baias em operação, evitando-se soluções que se venham a revelar custos afundados.

2.2.2. Projetos complementares

A proposta de PDIRG 2025 inclui um conjunto de projetos de investimento complementares, que surgem em resposta aos objetivos estratégicos e diretrizes da política energética, com impacto significativo na RNTIAT, não se limitando apenas à iniciativa dos operadores. A implementação desses projetos, assim como a definição da data-alvo para o início das operações, está sujeita à avaliação e decisão do Estado Concedente.

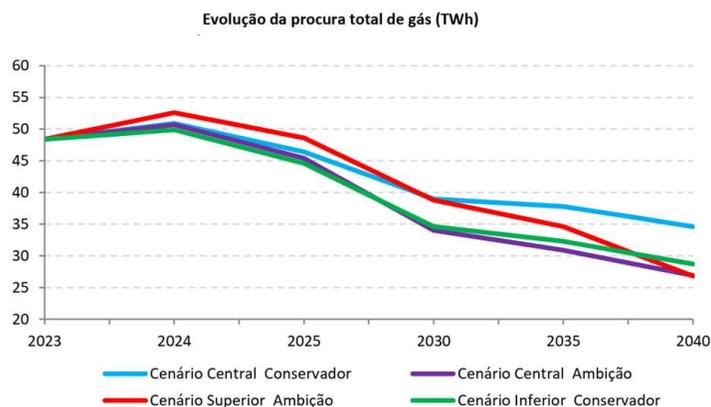
2.2.2.1. Novas cavidades de armazenamento subterrâneo

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, aprovou a construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo como medidas preventivas para garantir a segurança do abastecimento de energia, devido aos riscos resultantes do conflito na Europa e possíveis disrupções futuras. O investimento total é de 98,6 milhões de euros, incluindo a construção das cavernas e 4,5 milhões de euros para viabilizar operações de trasfega no Terminal de GNL de Sines. Assim, o projeto das novas cavernas de armazenamento subterrâneo está incluído na proposta de PDIRG 2025 como projeto complementar, sendo objeto de consulta pública, mas com a indicação do Concedente para a sua concretização.

No documento de enquadramento da proposta PDIRG 2025, a ERSE ressalva que, na proposta, está inscrito um **montante adicional para aquisição do gás de enchimento das cavernas (“cushion gas”)**, com uma gama de valores estimados **entre 14,8 e 22,6 milhões de euros**, tendo em conta a dimensão das cavernas. Este custo terá também de ser considerado, em sede de apreciação do projeto, **elevando assim o respetivo custo total para valores entre 113 e 121 milhões de euros**.

A EDP entende que a avaliação deste investimento deve ter em linha de conta vários fatores, nomeadamente, a evolução da procura, a capacidade de armazenamento da RNTIAT para fazer face às necessidades do sistema e a capacidade em garantir a segurança do abastecimento de energia em Portugal, face perturbações prolongadas no aprovisionamento.

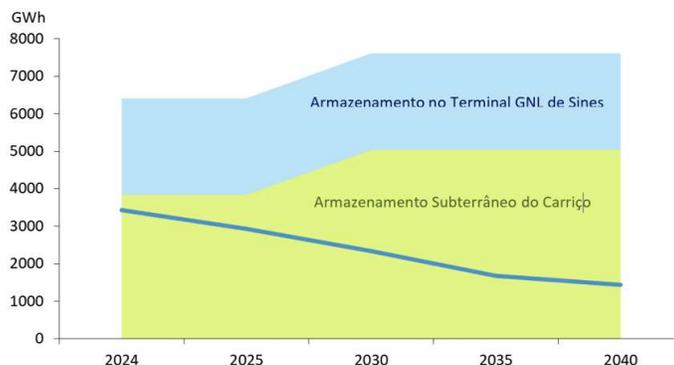
Como salientado anteriormente, a eletrificação da economia com base em fontes renováveis é fundamental para atingir os objetos da transição energética e para a independência energética da EU. Como consequência, o consumo de gás irá reduzir-se ao longo dos próximos anos, reduzindo as necessidades relativamente às reservas de segurança e à capacidade da RNTIAT.



Fonte: REN

Por outro lado, o RMSA-G 2023 refere que “da análise efetuada constata-se que, na trajetória Conservadora, a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. **A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL**”.

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



Fonte: REN

No que diz respeito às medidas adotadas pela EU, na sequência do conflito militar russo contra a Ucrânia e perante a possibilidade de perturbação prolongada, ou mesmo de interrupção, do aprovisionamento de gás proveniente da Rússia, a União levou a cabo iniciativas destinadas a aumentar a sua preparação para tais perturbações, de modo a proteger os seus cidadãos e a sua economia. Assim, em 23 de março de 2022, a Comissão publicou uma comunicação sobre segurança do aprovisionamento e preços acessíveis da energia (COM/2022/138), juntamente com uma proposta de novo regulamento sobre armazenamento de gás, incluindo a obrigação de nível mínimo de armazenamento de gás de 80% até 1 de novembro de 2022, e de 90% nos anos seguintes, tendo estas medidas sido adotadas no Regulamento de Armazenamento de Gás (UE/2022/1032) em 27 de junho de 2022.

Neste âmbito, não obstante considerarmos que este tipo de medidas contribuirá para reduzir os riscos de segurança do aprovisionamento e apoiará a competitividade da UE, garantindo que as instalações de armazenamento estão devidamente cheias, importa alertar que a regulamentação europeia parece não considerar as diferentes realidades de cada Estado-Membro, já que a estrutura de aprovisionamento do sistema pode ser diversa. **Em relação à Península Ibérica, e em particular Portugal, o aprovisionamento ao sistema pode ser suportado em grande parte por cargas de GNL, ao contrário dos países centro europeus com uma forte ou total dependência das interligações por gasoduto.** Nestes últimos casos, o armazenamento torna-se um instrumento essencial na garantia da segurança de fornecimento de gás, mas tal não acontece com os países que têm acesso ao mercado de GNL, ao exemplo de Portugal.

Acresce que dizer que, mesmo com uma falha do TGNL, Portugal garante ainda o acesso ao fornecimento de gás, já que o RMSA-G 2023 refere que da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta constata-se que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo, i.e., caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

Pelo exposto, a EDP considera que **o investimento na construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo como medidas preventivas para garantir a segurança do abastecimento de energia**, devido aos riscos resultantes do conflito na Europa e possíveis interrupções futuras, **deve ser encarado com bastante cautela e deve ser objeto de uma nova análise por parte do Concedente, tendo em conta a necessidade efetiva deste investimento, o montante envolvido (valores entre 113 e 121 milhões de euros) e o impacto na sustentabilidade do SNG, com custos acrescidos para os consumidores.**

2.2.2.2. Adaptação da RNTG e AS para a veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume

A presente Consulta Pública e o respetivo documento de enquadramento referem-se apenas aos investimentos na RNTIAT do SNG relativos à capacitação do SNG para receber hidrogénio verde em mistura (*blending*) com gás natural, situação que continuará a estar enquadrada no setor do gás cujas disposições legais seguem o disposto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto de 2020.

A REN Gasodutos incluiu também na sua proposta de PDIRG 2025 um apêndice com investimentos associados ao vetor energético hidrogénio, i.e., 100% hidrogénio, em que faz o enquadramento e caracterização dos projetos H2med — interligação Portugal-Espanha, Celorico da Beira – Zamora (“CelZa”) e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio. Estes projetos de âmbito nacional do vetor do hidrogénio deverão integrar um futuro plano decenal do hidrogénio à escala europeia. Os investimentos

apresentados no referido Apêndice deverão ser apreciados à luz do futuro quadro legal do setor do hidrogénio e não serão aqui objeto de comentário.

O investimento proposto no PDIRG 2025 relacionado com o hidrogénio verde surge incluído nos Projetos Complementares e está associado a projetos que permitam o *blending* entre gás natural e hidrogénio, num total de 111,2 milhões de euros⁷.

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

Neste bloco de projetos, 38,8 milhões de euros dizem respeito às intervenções de adaptação das infraestruturas da RNTG e 72,4 milhões de euros são para intervenções no AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume. A descrição de detalhe das intervenções correspondentes a estes montantes indicam que as referentes às infraestruturas da RNTG serão necessárias para acomodar a injeção, que venha a resultar do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano, de 11 de fevereiro de 2025, e que as referentes ao AS, para substituição dos *'well mechanical completion'* dos furos, terão que ser decididas três anos após as primeiras injeções de H₂ no SNG (e assegurarão, quando implementadas, a possibilidade de acomodar até 100% de hidrogénio).

Será de salientar, desde já, que esta evolução de procura por injeção de hidrogénio verde na rede de gás natural poderá ser algo otimista. De facto, a própria ERSE, neste documento de enquadramento, comenta o seguinte:

- a descarbonização da rede de gás descrita na última atualização do cenário *Carbon Neutrality by 2050 (CN50)*, elaborado pela DGEG, em fevereiro de 2025 (atualização que tem em conta o RNC 2050, o EC 2030 e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio) resulta de um processo progressivo, com a introdução de hidrogénio e de metano renováveis. Verifica-se que a perspetiva de procura de hidrogénio renovável na rede pública de gás (RPG), apresentará, em 2035, cerca de 0,8 TWh, representando cerca de 3,3% de procura total de gás de acordo com o cenário CN 50. Estes valores são bastantes inferiores aos definidos no programa H₂REN que pretende certificar as infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10%, em 2030;

⁷ Vide pág.17 do documento de enquadramento da Proposta.

- o relatório final do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano, de 11 de fevereiro de 2025, determina a injeção de 59,058 GWh/ano de hidrogénio na RNTG, o que representa 0,1% dos atuais 50 TWh/ano de consumo do SNG.

Tendo em conta esta informação, e outra informação pública sobre a evolução dos projetos de hidrogénio verde em Portugal, **uma previsão de 5% de injeção em volume em 2025 é neste momento claramente inalcançável, e de 10% em 2030 parece dificilmente atingível.** Uma injeção volumétrica de 10% corresponderia a mais de 500 MW de eletrólise, unicamente dedicados a injeção.

Concomitantemente, e conforme citado pela ERSE no documento de enquadramento, o Regulamento (UE) 2024/1789 refere:

- “que a mistura de hidrogénio no sistema de gás natural deverá ser uma solução de último recurso, dado que é menos eficiente do que a utilização do hidrogénio na sua forma pura e diminui o valor do hidrogénio”;
- no seu artigo 21.º, “que os operadores de redes de transporte devem cooperar para evitar restrições aos fluxos transfronteiriços de gás devidas a diferenças de qualidade nos pontos de interligação entre Estados-Membros”, e ainda que “não deve haver lugar a restrições nos fluxos transfronteiriços de gás natural para as situações em que o teor de hidrogénio, misturado no sistema de gás natural, seja inferior a 2% em volume”;
- tendo em conta o ponto anterior, impõe-se “que deverá existir um acordo com o operador de rede interligado nos casos em que o operador da rede de transporte de um determinado Estado-Membro opte por misturas de hidrogénio no sistema de gás natural em que o teor de hidrogénio exceda os 2% em volume”.

Considerando as restrições supra referidas, e **o carácter interligado das redes portuguesa e espanhola, uma injeção acima de 2% implicará sempre um acordo com o operador da rede espanhola, não podendo ser desenvolvida unilateralmente.**

Finalmente refira-se que, e **excetuando a situação já referida do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano**, de 11 de fevereiro de 2025, **não existem ainda regras operacionais e comerciais para tratar a injeção de tais quantidades de hidrogénio na rede de gás natural, condições que serão sem dúvida essenciais para aferir a viabilidade de projetos nesta área.**

Tendo em conta o exposto, e dado o valor material que se propõe no PDIRG 2025, de 111,2 milhões de euros no período 2026-2035, essencialmente para adaptação da AS e da RNTG para uma injeção de 10% de hidrogénio verde, **será de recomendar a maior prudência na decisão e calendarização destes investimentos, sujeitando-os a uma cuidadosa análise custo-benefício, em particular no que toca ao AS, que tenha em conta a efetiva data de início das injeções e uma realista evolução das quantidades de hidrogénio a ser injetadas na rede do SGN**, evolução essa que será também necessariamente balizada pelas seguintes condições:

- 1) desenvolvimento de comprovadas condições de ultrapassagem do limiar de 2% de injeção (ou outro que venha futuramente a ser definido) a nível da rede ibérica interligada;
- 2) maturação dos procedimentos operacionais e comerciais que permitam um efetivo desenvolvimento de projetos de injeção de hidrogénio na rede de gás, para os volumes em causa;
- 3) criação das condições regulatórias que evitem subsidializações cruzadas entre os atuais consumidores de gás e os futuros consumidores de hidrogénio, conforme referido pela própria ERSE, bem como os investimentos para injeção de hidrogénio no SGN e investimentos numa futura rede de transporte de hidrogénio;
- 4) revisão, já anunciada, da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Em particular, e no que toca ao AS, o período de três anos entre a primeira injeção de hidrogénio no SGN e o momento de decisão dos respetivos investimentos deverá ser utilizado para, com a melhor informação que venha a estar disponível, tomar uma decisão técnica e economicamente sustentada.

Por último, a ERSE refere que os **investimentos relativos a «furos e cavernas»**, tal como identificado no Parecer ao investimento autónomo e no Parecer à proposta de PDIRG 2023, **destinam-se à substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades, para a adequabilidade das instalações do AS para 100% hidrogénio**, e representam cerca de 47% dos 111,2 milhões de euros, relativos à capacitação do SNG para receber hidrogénio verde em mistura com gás natural. Neste contexto, **visando estes investimentos a perspetiva única de veiculação de hidrogénio renovável puro no AS**, a EDP entende que **estes investimentos deviam ser analisados, em todo o caso, à luz do futuro quadro legal do setor do hidrogénio**, já que não beneficiam os atuais consumidores de gás.

2.2.2.3. Receção de Biometano na RNTG

Os investimentos relativos ao desenvolvimento da RNTG com o objetivo de dotar a rede com pontos de receção de biometano, visam responder aos vários pedidos de ligação à rede por parte de promotores de biometano na região do Alentejo, especificamente no lote 3 entre Bidoeira e Campo Maior, assentes no setor pecuário e agrícola.

O PAB recomenda a avaliação sobre o modo e os locais para a incorporação do biometano na RPG, identificando zonas com potencial de injeção e de consumo, em função do potencial de produção existente a nível regional e de avaliação de alternativas à expansão da rede de gás, nomeadamente com implementação de autoconsumo ou produção local de eletricidade.

Também de acordo com o PAB, em termos logísticos, o desenvolvimento de infraestruturas centralizadas (*hubs*) a nível regional é apontado como uma possível solução de injeção para volumes consideráveis deste gás (zonas de injeção agregadas, na perspetiva de poder ser uma opção sustentável em termos económicos / ganhos de escala). Nesta ótica, a REN Gasodutos aponta para a necessidade de ser definida uma estratégia para a criação de comunidades de biometano, se necessário, associadas a

«pipelines virtuais», que facilitem a produção e a injeção deste gás na rede, ao invés de expandir a rede de gás, de forma a otimizar processos e minimizar custos de investimento e operação de sistema.

Segundo a descrição apresentada, os projetos propostos têm um potencial de produção de cerca de 1,1 TWh/ano, representando aproximadamente 40% da meta do PAB para 2030. No entanto, segundo a REN Gasodutos, **as redes locais de Évora e Beja não têm capacidade para consumir todo o biometano produzido, e as localizações dos projetos, distantes da RNTG, tornam inviável economicamente a ligação através de ramais individuais**, pelo que se propõe o transporte deste gás por camião (comprimido a 250 bar) desde as instalações de produção até uma estação piloto de descarga de gás comprimido a construir na estação de junção para derivação de ramais de Monforte (JCT7300-Monforte) da RNTG, a cerca de 40 km. Adicionalmente, também é proposta a construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora.

A EDP concorda que o aproveitamento de recursos endógenos, como o biometano, pode reduzir o consumo de gás natural e proporcionar benefícios ambientais e económicos. Contudo, conforme mencionado no ponto 2.2.2.2., entendemos que **estes projetos devem ser submetidos a uma análise custo-benefício cuidadosa**. Pelo que, a injeção de biometano deve ter subjacente um **conjunto de regras claras, tanto a nível operacional como a nível comercial, que permitam aferir a viabilidade de projetos** nesta área.