



ERSE – Consulta Pública
n.º 115

Proposta de Plano Decenal Indicativo de
Desenvolvimento e Investimento na
RNTIAT 2024 a 2033 (PDIRG 2023)

Índice

1. Enquadramento	3
2. Comentários gerais	4
2.1. Propostas de PDIRG anteriores e processo de aprovação.....	4
2.2. Propostas PDIRG 2023	5

1. Enquadramento

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

Assim, e no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE submete agora a consulta pública, a proposta de PDIRG 2023, elaborada pelo operador da RNTG, tendo como principal objetivo recolher comentários por parte de interessados para apoiar na elaboração do seu parecer sobre o plano de investimento referido.

A elaboração do PDIRG 2023 tem por base o enquadramento legal de âmbito nacional e europeu, visando 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**.

A nível europeu, o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, determina a elaboração, o acompanhamento e a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte (ORT) em coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido nesse Regulamento europeu, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional, estabelecendo 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.

Adicionalmente, **o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais”**. Sendo que, os planos de investimento regionais que envolvem Portugal, Espanha e França, são desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da ENTSOG, a quem compete a consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária. Neste âmbito, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

O TEN-E, ou Redes Transeuropeias de Energia, é um **programa da União Europeia criado em 1996, com o objetivo de 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.** Este programa inclui a identificação dos principais projetos de infraestrutura de energia, a sua implementação e o desenvolvimento de um conjunto de políticas estratégicas para as infraestruturas de energia, destacando-se desde logo os **projetos de interesse comum (PCI), financiados através do Connecting Europe Facility (CEF)**, que é o instrumento de financiamento da UE para o desenvolvimento de infraestruturas transfronteiriças.

Por último, são ainda de referir, pelo seu impacto na elaboração dos PDIRG, o Plano REPowerEU da Comissão Europeia de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030; o Regulamento (UE) n.º 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) n.º 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento; e o Regulamento (UE) n.º 2022/1369 do Conselho de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás.

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

A cada dois anos é apresentada pelo operador da RNTG a proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT. Assim, 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 (PDIRG 2023, neste caso particular).

A este respeito, 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). Esta situação revela que **não havendo qualquer decisão de**

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

aprovação por parte do concedente sobre as propostas de PDIRGN 2019 e PDIRG 2021, não existe qualquer investimento aprovado após 2022.

Neste contexto, e ao exemplo do que a EDP comentou na consulta pública n.º 99, salienta-se que o PDIRG 2023 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. 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 2023

A proposta de PDIRG 2023, apresentada para o período de 2024 a 2033, 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).

O montante global de investimentos para esse período é de 895,6 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 18% do montante global de investimento** (162 M€) e resultam da necessidade de ações de modernização e eficiência operacional da responsabilidade dos operadores da RNTIAT.

Os **projetos complementares representam 82% do montante global de investimento** (733 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 dois blocos:

- **Bloco 1:** investimentos associados a projetos de gás natural ou projetos que permitam o “blending” entre gás natural e hidrogénio, num total de **319,2 milhões de euros**, nomeadamente:
 - Construção da **estação de compressão do Carregado**, para eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL e melhorar a condição de pressão para a exportação _ 45.4 M€
 - Construção de **2 novas cavidades de armazenamento subterrâneo** para aumentar a capacidade de armazenamento como disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro _ 89.6 M€

² Custos totais são os custos diretos externos acrescidos de 8% na RNTG, no TGNL e no AS, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

- Intervenções de **adaptação das infraestruturas da RNTG e do AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10%** em volume, para fazer face aos objetivos da Estratégia Nacional para o Hidrogénio (1 a 5% até 2025, e 10% a 15% até 2030) _ 184.2 M€
- **Bloco 2:** conjunto de projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio, no valor de **414 milhões de euros**, englobando:
 - O **projeto H2Med/CelZa no âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde**, inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora e um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona e Marselha _ 204 M€
 - O projeto do **Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (“ENTH2”)** constituído por uma nova linha Figueira da Foz (c/ possibilidade de ligação ao AS) - Cantanhede, bem como os gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte, a converter para o transporte de hidrogénio a 100% _210 M€

2.2.1. Projetos base

A proposta de PDIRG 2023 inclui um bloco de investimento de 162 milhões de euros, dos quais 95 milhões de euros dizem respeito ao primeiro quinquénio (2024-2028).

De acordo com a proposta PDIRG 2023, estes investimentos, que dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, têm como objetivo continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação que os operadores da RNTIAT fazem sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas, bem como os que permitem assegurar as funções cometidas ao Gestor Técnico Global do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.

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 mais recente desenvolvimento das políticas europeias para a energia, que tentam dar resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, de forma a mitigar a dependência 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**. 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), **deve ter em conta não só a eletrificação do consumo das redes abastecidas por UAG de rede, como 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.

A este preceito, importa igualmente referir, a título de exemplo, que **os projetos para cumprimento de compromissos acordados com os operadores de redes de distribuição de gás devem ter em conta apenas os investimentos aprovados no âmbito dos PDIRD**, já que, tal como referido nas respostas às consultas públicas n.º 69 e 98, as propostas apresentadas nos PDIRDG correspondentes centravam a sua estratégia de investimento no incremento de clientes domésticos, alocando assim uma fatia substancial de investimento à expansão das redes de distribuição, sendo evidente o risco de se concretizarem investimentos que no futuro se traduziriam em “custos afundados”, aconselhando-se prudência na análise desses investimentos.

2.2.2. Projetos complementares

A proposta de PDIRG 2023 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.

Globalmente, a proposta de investimento em projetos complementares apresentados nesta proposta de PDIRG é positiva, estando alinhada com as metas estabelecidas no âmbito da transição energética, nomeadamente com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio que qualifica o hidrogénio verde como uma das principais soluções para a descarbonização da economia (injeção de 10% a 15% de hidrogénio verde nas redes de gás natural até 2030) e em cumprimento com os desenvolvimentos em matéria de política energética.

De salientar que, tal como previsto nesta estratégia, foram lançados alguns mecanismos de apoio a projetos de hidrogénio verde, nomeadamente as Componentes C5 e C14 do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), cujos fundos foram já atribuídos a projetos que contemplam a injeção de hidrogénio nas redes de gás natural, tanto de transporte como de distribuição. Está também previsto um mecanismo de compra centralizada pelo comercializador de último recurso grossista (CURg) de gases renováveis a injetar na rede de gás natural, reforçando a necessidade desta infraestrutura estar apta para este fim.

Tal como no passado, a EDP considera que a adaptação da infraestrutura da RNTIAT à injeção de H2 poderá ser benéfica para o país, na medida em que tais desenvolvimentos poderão posicionar Portugal na vanguarda deste novo vetor energético, criando assim valor para a economia portuguesa, realçando-se, aliás, que Portugal apresenta as condições ideais ao desenvolvimento da cadeia de valor de hidrogénio.

Mais ainda, para baixas misturas não são expectáveis adaptações na utilização de gás por parte dos equipamentos dos utilizadores. Ainda assim, e como até se pode inferir pela necessidade de conversão dos motores do AS Carriço, é muito provável que alguns equipamentos não estejam preparados para misturas maiores, a começar pelas centrais termoelétricas a gás natural. Nesse sentido, estas adaptações devem ser acompanhadas de um plano de implementação que avalie estes impactos.

Relativamente aos projetos de Interligação H2Med/CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (Bloco 2 dos projetos complementares no valor de 414 M€), estes surgem no seguimento do acordo entre os governos de Portugal, Espanha e França anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas. Este acordo consiste na criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, o qual inclui uma nova interligação entre os três países, ligando Celorico da Beira em Portugal com Zamora em Espanha, bem como um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona em Espanha e Marselha em França (projeto H2Med), tendo associados eixos internos de transporte de hidrogénio em cada país.

A este respeito, a EDP considera positiva a proposta de investimento no conjunto de projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio. Não obstante, importa referir que dada a dimensão e natureza destes investimentos **torna-se fundamental uma análise de custo-benefício para os projetos complementares de hidrogénio na proposta de PDIRG 2023**, mesmo considerando a indefinição evocada relativamente à metodologia a aplicar.

Adicionalmente, entende-se que a análise custo-benefício devia ter em consideração os volumes de hidrogénio a produzir e uma estimativa tanto dos volumes a serem consumidos em território nacional, como dos volumes a serem exportados através de gasoduto ao longo dos próximos anos.

Por outro lado, **para efeitos da escolha do traçado dos gasodutos propostos para o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio**, e ainda que o projeto esteja voltado para a exportação de hidrogénio, **seria importante ter visibilidade não só das áreas onde os promotores demonstrem maior interesse para investir em eletrolisadores, nomeadamente a região de Sines, já identificada na EN-H2, como também as áreas onde se situa uma maior concentração de grandes consumidores industriais, com potencial de conversão para o uso de hidrogénio, de forma a possibilitar a otimização dos recursos e evitar o investimento em infraestrutura que poderia vir a ser subutilizada ou até o favorecimento de determinadas regiões e projetos**. A este propósito, também seria benéfico que as propostas de investimento nas redes de transporte pudessem ser avaliadas conjuntamente pelos ORT dos setores elétrico e de gás.

Relativamente, ao modelo de financiamento destes projetos, **a EDP considera que estes investimentos deverão ser preferencialmente financiados por fundos comunitários, e/ou nacionais, em detrimento de agravarem a fatura dos clientes de gás através da sua incorporação nas tarifas do SNG**. Este formato proporciona um maior alinhamento entre os potenciais benefícios para a economia e os riscos inerentes à incerteza adjacente ao futuro do setor do gás.

Na impossibilidade de obter fundos comunitários e se incorporem custos nas tarifas do SNG, deve ser apresentado o impacto da subsídio cruzada do setor do hidrogénio no setor do gás natural.

Por fim, a EDP entende que **a proposta de PDIRG 2023 teria beneficiado se a revisão ao PNEC 2030 já estivesse concluída**, tendo em conta que a mesma deverá resultar numa estratégia de hidrogénio com uma ambição bastante mais forte do que a que foi definida na estratégia inicial, considerando as últimas intervenções da secretária de Estado da Energia e Clima.