

CONSULTA PÚBLICA

PARECER

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
para o período 2024 a 2033
(PDIRG 2023)

SETOR GÁS

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	PARECER	2
	ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2023	17
1	RESULTADO DA CONSULTA PÚBLICA	19
2	PROPOSTA DE PDIRG 2021 E RESPETIVO PARECER	21
3	PROCURA	22
3.1	Evolução da procura de gás	22
3.2	Cenários de procura para impactes tarifários	24
4	APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO	25
4.1	Investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023	25
4.2	“Projetos Base”	29
4.2.1	Infraestruturas	30
4.2.2	Transversal	33
4.3	“Projetos Complementares”	35
4.3.1	Armazenamento Subterrâneo	35
4.3.2	Estação de compressão	35
4.3.3	Projeto de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume	36
4.3.4	Hidrogénio de origem renovável	38
4.4	Cenários de investimento para impactes tarifários	39
5	IMPACTES TARIFÁRIOS DA PROPOSTA DE PDIRG 2023	44
5.1	Impactes em Proveitos	44
5.2	Impactes tarifários dos investimentos na RNTG previstos na proposta de PDIRG 2023 em 2028	53

1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (PDIRG 2023).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE promoveu a sua Consulta Pública n.º 115 ao conteúdo da proposta de PDIRG 2023, e elaborou o respetivo relatório que, juntamente com os vários contributos recebidos, disponibilizou à DGEG e ao operador da RNTG.

O relatório e os comentários recebidos são agora tornados públicos, refletindo a transparência do processo de elaboração deste Parecer e demonstrando que os contributos recebidos no âmbito da Consulta Pública foram considerados para a posição assumida pela ERSE.

Finalmente, de acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, cada uma das entidades, DGEG e ERSE, deve emitir e comunicar entre si e ao operador da RNTG o respetivo Parecer, o que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

Este Parecer emitido pela ERSE contribuirá para assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de Consulta Pública, a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consultando, a este respeito e em caso de dúvidas, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.

2 PARECER

1. No atual contexto tecnológico, parece haver um consenso alargado que o desenvolvimento de uma sociedade neutra em carbono em 2050 será facilitado, por um lado, por uma eletrificação profunda da sociedade e por outro lado, pela descarbonização dos setores do gás natural e dos combustíveis através do desenvolvimento dos gases e combustíveis de origem renovável, e do novo vetor energético do hidrogénio, que permita descarbonizar os setores e aplicações intensivas em energia difíceis de eletrificar. São disso exemplo, a indústria pesada dependente do aquecimento a alta temperatura, o transporte marítimo e aéreo e algum do transporte terrestre de longa distância. É de referir que a utilização de hidrogénio renovável no futuro da matriz energética tem como pressuposto não só a sua utilização direta na forma de gás, mas também a sua utilização como base para a síntese de combustíveis renováveis de origem não biológica. É nesse quadro que a partilha de aplicações entre os vetores energéticos da eletricidade e do hidrogénio surgem como chave para o futuro.
2. Nessas aplicações intensivas em energia em que a eletrificação seja técnica e economicamente difícil de concretizar, a utilização de biometano será uma alternativa viável e mais custo eficaz para a sua descarbonização. Sendo de origem renovável, representa um claro exemplo da máxima de que os resíduos de uns são os recursos para outros e da concretização da economia circular de energia. No entanto, o potencial para a produção de biometano é relativamente limitado em Portugal, dadas as restrições físicas ao nível das matérias primas, sendo que a sua utilização poderá também ser mais descentralizada com uma maior proximidade entre os locais das matérias primas, sua produção e consumo, reduzindo-se a relevância da sua veiculação através de qualquer uma das grandes infraestruturas da RNTIAT. Talvez por isso, na proposta de PDIRG 2023 não seja dada grande relevância ao biometano.
3. Finalmente, o gás natural também terá um papel muito importante nesta transição energética a ocorrer até 2050. O gás natural surge como garante da segurança de abastecimento energético, pelo menos durante uma primeira fase em que não seja competitiva a produção de hidrogénio, de gases renováveis e de combustíveis renováveis de origem não biológica.
4. Os instrumentos nacionais de política energética relevantes para a cenarização da evolução dos vários vetores energéticos são o PNEC 2030 (Plano Nacional de Energia e Clima) e o RNC 2050 (Roteiro para a Neutralidade Carbónica). Tal como previsto, cinco anos após a sua publicação, o PNEC 2030 está agora em processo profundo de atualização, prevista ocorrer até ao final do corrente ano. De igual modo, a

Estratégia Nacional para o Hidrogénio é também relevante para este efeito e, também se encontra em processo de revisão.

5. Atualmente, estes documentos da política energética nacional apresentam cenários que consideram uma componente relevante no que diz respeito ao *blending*, com percentagens crescentes ao longo do tempo, da mistura de hidrogénio no gás natural (5% em 2025, 10% em 2030, etc.). A experiência recente dos especialistas nesta abordagem mostra que são grandes os desafios tecnológicos encontrados até agora para as redes e para o armazenamento.
6. Nesta medida, considera-se prudente aguardar pela atualização dos instrumentos de política energética, que irá incorporar a aprendizagem experienciada nos últimos cinco anos, bem como toda a reflexão europeia em torno desta dimensão da integração dos diferentes vetores energéticos, permitindo depois ponderar quais as alternativas que se apresentam como soluções mais eficientes e definitivas.
7. Pela sua localização geográfica e pelo investimento que foi concretizado no passado recente em produção elétrica de origem renovável, Portugal e Espanha surgem como países em que a produção de hidrogénio renovável poderá ser mais competitiva, o que abre perspectivas de instalação na Península Ibérica de novas indústrias que dele necessitem para a produção dos bens que comercializam, incluindo a sua utilização para o fabrico de combustíveis renováveis de origem não biológica para aplicações de mobilidade. É este o tipo de consumo de hidrogénio de origem renovável que mais-valia traz ao país que o produz.
8. No entanto, também está prevista a exportação de hidrogénio de origem renovável dos países, cuja produção seja mais competitiva, como Portugal e Espanha, para países menos competitivos, como por exemplo, países do centro e norte da Europa. Será um fluxo de energia das regiões da Europa e do Mundo com energia de origem renovável mais económica ou em excesso para regiões onde a procura dessa energia seja mais significativa e que não tenham condições competitivas para a produzir.
9. As decisões de investimento em redes de hidrogénio são de longa duração, as incertezas no desenvolvimento da oferta e do consumo são significativas e conseqüentemente o risco de ocorrerem ativos ociosos ao longo do tempo são elevados, pelo que a análise destes investimentos em redes de hidrogénio deve ser realizada num ambiente de grande transparência e escrutínio, orientada por análises de custo-benefício de longo prazo e de alocação dos respetivos custos aos futuros utilizadores desse hidrogénio de origem renovável que poderão não coincidir com os atuais clientes de gás natural.

Havendo incertezas quanto às quantidades que irão ser veiculadas nessas redes e quanto ao ritmo da sua penetração, o seu dimensionamento terá de estar em conformidade com os volumes que se esperam vir a fornecer e será necessário assegurar que estas redes ligam efetivamente os pontos de produção de hidrogénio de origem renovável com os respetivos pontos de consumo.

10. Embora algumas das infraestruturas existentes, em Portugal ou na Europa, e que hoje são utilizadas para fornecer gás natural, possam vir a ser reaproveitadas para fornecer hidrogénio de origem renovável, por *repurposing*¹, devem ser contabilizados os desafios técnicos e os custos económicos de uma tal alteração. Por essa razão, a decisão sobre o *repurposing* de ativos individuais da atual rede de transporte de gás natural requer uma avaliação detalhada da utilização futura de ativos individuais da rede para o transporte de gás natural comparativamente com o hidrogénio, e deve ser feita com base numa análise de custo-benefício (CBA), comparando os custos e os benefícios de reaproveitar um recurso existente da rede de gás usado marginalmente face à construção de novas infraestruturas de rede de hidrogénio. A disponibilidade dos pontos de entrada ou saída da rede de transporte deve ser confirmada. Essa informação deve constar da informação prestada nas propostas de PDIRG, incluindo cenários mais detalhados sobre a procura e a oferta regionais, e sobre as capacidades de pico necessárias em pontos individuais de entrada e saída. É ainda importante haver uma reflexão sobre o que deverá ocorrer com as instalações que atualmente são fornecidas a gás natural por essas redes.
11. O desenvolvimento da tecnologia do hidrogénio depende de um esforço de cooperação envolvendo os governos, Comissão Europeia, reguladores, empresas privadas do setor, instituições de investigação e desenvolvimento, e outros interessados no setor. Os governos e a União Europeia reconhecem a importância do hidrogénio como fator chave na estratégia de descarbonização, e, como tal, devem investir recursos significativos em investigação e desenvolvimento. Um desenvolvimento rápido da rede de hidrogénio ligando a produção e a procura será um elemento-chave para a aceleração prevista da produção e utilização de hidrogénio na UE, em consonância com as metas climáticas da UE para 2030 e com o objetivo da neutralidade climática, reforçado pelo REPowerEU.

¹ Alterar o uso dos ativos para um novo vetor energético.

CONSEQUÊNCIAS DA NÃO APROVAÇÃO DAS PROPOSTAS DE PDIRG 2019 E 2021

12. Um aspeto que a ERSE pretende relevar neste seu Parecer, prende-se com o facto de as versões finais das propostas de PDIRG 2019 e de PDIRG 2021, submetidas pelo operador da RNTG, não terem merecido a emissão de nenhuma decisão por parte do Concedente, conforme determina o processo legal de aprovação dos PDIRG, estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Esta preocupação, que foi já expressa no passado pela ERSE, é clara nos comentários recebidos durante a Consulta Pública promovida pela ERSE à proposta de PDIRG 2023. Importa destacar que o último (e único) plano aprovado é o PDIRG 2017, e que os montantes de investimento nele constantes referem-se unicamente a projetos a desenvolver até ao ano de 2023, não existindo quaisquer projetos de investimento aprovados para 2024 ou anos posteriores em qualquer das três infraestruturas da RNTIAT.
13. Nestas condições, os operadores da RNTIAT deverão identificar com urgência os investimentos nas suas infraestruturas, que serão necessários concretizar durante o ano de 2024, e justificar porque é imprescindível avançar com a sua concretização, ainda antes da emissão de decisão por parte do Concedente à proposta de PDIRG 2023 que as incorpora. Verificando-se essa imprescindibilidade, a situação poderá ser desbloqueada com uma aprovação isolada de alguns desses investimentos pelo Concedente.

MONTANTES DE INVESTIMENTO

14. A proposta de PDIRG 2023, para o período compreendido entre 2024 e 2033, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimento nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a Rede Nacional de Transporte (RNTG), o Terminal de GNL de Sines (TGNL) e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).
15. O montante global de investimentos que é proposto concretizar nas três infraestruturas durante esse período é de **881,9** milhões de euros, a custos totais, dividido por:
 - “**Projetos Base**”, num total de **162,3** milhões de euros, com um montante de **95,2** milhões de euros relativo a projetos a concretizar até 2028 que, por sua vez, inclui **69,0** milhões de euros em investimentos para os quais o operador da RNTG solicita a emissão de uma Decisão Final de Investimento (DFI) ao Concedente, aquando da aprovação da proposta de PDIRG 2023;

- “**Projetos Complementares**”, associados a investimentos em projetos de gás natural ou a projetos que permitam o *blending* entre o gás natural e o hidrogénio, num total de **305,6** milhões de euros, divididos em:
 - i. **89,6** milhões de euros, para a construção de duas novas cavernas de armazenamento subterrâneo, determinada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro;
 - ii. **45,4** milhões de euros, para a construção de uma estação de compressão;
 - iii. **170,6** milhões de euros, para a adaptação da RNTG e do AS a misturas de hidrogénio no gás natural que possam atingir até 10% em volume.
 - “**Projetos Complementares**”, associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético hidrogénio, e que totalizam **414,0** milhões de euros.
16. Sabendo que a média do investimento entrado em exploração nestas infraestruturas entre 2018 e 2023 correspondeu a **10 M€/ano**, esse valor passará para **19 M€/ano** se, no período de 2024 a 2028, for concretizado o conjunto de “Projetos Base”, ou 13,8 M€/ano se apenas forem considerados os Projetos Base para os quais o operador da RNTG solicita a emissão de uma DFI na proposta de PDIRG 2023. Este valor médio pode ascender a **37 M€/ano**, se acrescido do “Projeto Complementar” de construção das duas novas cavernas de armazenamento subterrâneo, determinada pela referida Resolução do Conselho de Ministros.
17. Os **69,0** milhões de euros previstos para investimentos em “**Projetos Base**”, para os quais é solicitada a emissão de DFI, distribui-se pelas três infraestruturas da RNIAT, de acordo com as categorias apresentadas na tabela seguinte.

Quadro 2-1 – Montantes de investimento em “Projetos Base” com necessidade de Decisão Final de Investimento

Montantes com necessidade DFI (M€)	RNTG	TGNL	AS	Total
Infraestrutura	24,7	18,0	4,0	46,6
Melhoria Operacional	7,1	3,7	0,9	11,7
Adequação Regulamentar	2,8	5,1	0,6	8,5
Gestão de Fim de Vida Útil	10,4	8,6	1,5	20,5
Ambiente e Sustentabilidade	3,1	0,8	1,1	5,0
Gestão Integrada de Vegetação	1,3	-	-	1,3
Transversal				22,3
Gestão Técnica Global				6,7
Investimento corrente urgente				9,7
IT e Investimento não específico				5,9
Total				69,0

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

18. No caso do TGNL, o projeto de construção do quarto posto (4.ª Baía) de enchimento de cisternas, está incluído na rubrica “Adequação Regulamentar”, com um montante de **4,9** milhões de euros, e tem por objetivo permitir aumentar a capacidade de enchimento em 12 cisternas/dia face à atual capacidade nominal das 3 baías de enchimento, que se situa nas 36 cisternas/dia.

Sobre este investimento em particular, e refletindo a preocupação expressa pelos intervenientes no processo de Consulta Pública de se acautelar a possibilidade de, no futuro, o projeto se tornar um “custo afundado” para o Sistema Nacional de Gás (SNG), a ERSE recomenda uma adequada reflexão sobre a utilização futura deste ativo, tendo em conta três fatores de análise: **i)** a possível eletrificação de parte dos consumos atualmente abastecidos por UAG; **ii)** a transição do consumo de gás natural de atuais clientes industriais para outra fonte de energia como, por exemplo, o biogás, e a consequente mudança de logística que a sua distribuição acarreta; e **iii)** o recente decréscimo verificado no número de carregamentos de UAG, relacionado com a redução do consumo associado às redes de distribuição do SNG.

Este projeto já estava inscrito na proposta de PDIRG 2021, com um montante de 3,3 milhões de euros, pelo que o valor agora proposto representa um aumento de 50%. A ERSE considera importante que, a manter-se a sua inclusão na proposta final do PDIRG 2023, seja melhorada a fundamentação da sua necessidade e que se justifique este aumento do custo do investimento. Mesmo tendo em conta o argumento apresentado pelo operador da RNTG quanto à crise inflacionista resultante da guerra, devida à invasão da Ucrânia pela Rússia, o aumento é muito significativo.

19. Quanto aos investimentos sinalizados como “Ambiente e sustentabilidade”, e que ascendem a **5,0** milhões de euros em DFI, os pareceres do Conselho Consultivo (CC) e do Conselho Tarifário (CT) no âmbito da Consulta Pública sobre a proposta de PDIRG 2023 também apresentaram comentários. Essencialmente, este montante refere-se ao desenvolvimento de infraestruturas para aproveitamento da energia solar e diminuição de consumos de energia elétrica e de autoconsumos de gás (através da instalação de painéis solares térmicos na RNTG e de painéis solares fotovoltaicos no conjunto das infraestruturas RNTG, AS e TGNL). O CT expressou opinião no sentido de que o operador da RNTG deve quantificar as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, permitindo apurar a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro.

A ERSE considera estes projetos relevantes no quadro da promoção da eficiência energética do setor do gás, mas também concorda com esta recomendação do CT, reforçando que, para efeitos de cálculo

da retribuição anual dos operadores das infraestruturas nos termos do Regulamento Tarifário, será deverá ser efetuada uma análise custo-benefício deste tipo de investimentos.

20. No que se refere aos investimentos incluídos na rubrica “Projetos IT ²e Investimento não específico” no quadro dos “Projetos Base”, de caráter transversal, com um montante de **5,9** milhões de euros, a ERSE considera que, pela sua natureza, a avaliação e o tratamento regulatório em termos tarifários requerem que, previamente, estes investimentos sejam devidamente fundamentados, tanto em termos de dimensão, comparativamente aos restantes investimentos, como na identificação das naturezas ou rubricas de investimentos e dos fatores que justificam a realização desses investimentos (determinações legais, renovação de equipamento e identificação das atividades a que estão alocados, medidas preventivas de segurança, melhoria de procedimentos de controlo interno e de reporte, etc.). Não havendo essa fundamentação e informação na atual proposta de PDIRG 2023, não é possível, à partida, a ERSE pronunciar-se sobre a incorporação desses investimentos nos ativos afetos às concessões da RNTIAT, nem antecipar o tratamento regulatório em termos tarifários que lhes possa ser aplicado.

Adicionalmente, a ERSE considera que deve ser diferenciado o tratamento dos projetos de IT, designadamente entre projetos de natureza específica à atividade da empresa, ainda que transversais a várias infraestruturas, e projetos de suporte à atividade, de natureza não específica. Em particular, concorda-se com a aprovação dos projetos de IT, sempre que os mesmos sejam devidamente fundamentados, como, por exemplo, no caso de cumprimento de requisitos legais e regulamentares em matérias de cibersegurança ou monitorização da atividade da empresa e reporte de informação.

21. Em relação ao “**Projeto Complementar**” de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo (**89,6** milhões de euros), de acordo com o estabelecido na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, destaca-se que a proposta de PDIRG 2023 não tem inscrito qualquer montante para aquisição do gás de enchimento dessas cavernas (“*cushion gas*”), estimando-se que seja necessário um volume para esse efeito entre 300 e 450 GWh de gás natural.

A ERSE recomenda, por isso, que a versão final da proposta de PDIRG 2023 apresente as estimativas relativas ao custo de aquisição e manutenção desse gás de enchimento, uma vez que se trata de um

² Tecnologias de Informação

ativo da atividade de armazenamento subterrâneo, de natureza distinta do gás que irá ser armazenado nessas cavernas para efeitos de garantia da segurança de abastecimento. Assim, para além dos **89,6** milhões de euros previstos para a construção das referidas cavernas de armazenamento subterrâneo, a decisão de aprovação do projeto pelo Concedente beneficiará da consideração desse montante para efeitos de análise do seu impacto.

Esta recomendação da ERSE reflete os comentários recebidos durante a Consulta Pública sobre o projeto, em particular, aqueles apresentados pelo CC e pelo CT.

Adicionalmente, e também em linha com os comentários recebidos, a ERSE recomenda que essas cavernas e os respetivos equipamentos sejam desenvolvidos de forma a, no futuro, poderem ser utilizados para armazenar 100% de hidrogénio, tornando o projeto mais robusto e alinhado com a política energética nacional e europeia. A informação dos eventuais sobrecustos que esta opção acarreta permitirá ao Concedente uma DFI mais fundamentada sobre o projeto.

22. Sobre o **“Projeto Complementar”** de construção da Estação de Compressão, com o valor de **45,4** milhões de euros, a ERSE recomenda adiar a decisão sobre a sua eventual aprovação para o próximo PDIRG, refletindo assim os comentários recebidos na Consulta Pública que relevam a necessidade de acautelar o potencial de ociosidade deste projeto, que, neste momento, parece ser elevado.
23. Já sobre a aprovação do **“Projeto Complementar”** de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, com um montante de investimentos previstos de **170,6** milhões de euros, a ERSE considera que a decisão deverá ser ponderada e avaliada com prudência, tendo em conta a anunciada 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. Adicionalmente, e relevando o facto destes investimentos serem apontados pelo operador da RNTG como passos intermédios para a conversão das infraestruturas da RNTG e AS para veiculação de 100% hidrogénio, parece incontornável desencadear-se previamente 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. Com efeito, sendo espectável que apenas uma parte dos atuais consumidores de gás natural, designadamente os dos setores intensivos em energia mais difíceis de descarbonizar, sejam os futuros consumidores de hidrogénio, a discussão da alocação dos custos associados à descarbonização do setor do gás assume particular relevância de modo a assegurar-se a inexistência de subsidias cruzadas entre consumidores numa perspetiva intertemporal.

24. Em relação aos “**Projetos Complementares**”, associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio, num total de **414,0** milhões de euros, estes incluem a concretização da terceira interligação entre Portugal e Espanha na região de Celorico da Beira e Zamora, e do eixo de hidrogénio com a conversão de dois eixos da atual RNTG. A ERSE, tal como a maioria dos respondentes à Consulta Pública, considera prematura a sua aprovação, tendo em conta essencialmente dois fatores:
- i. O primeiro coloca-se ao nível do financiamento, já que, apesar dos compromissos assumidos internacionalmente relativamente ao corredor de hidrogénio verde europeu que ligará Portugal-Espanha-França, ainda não foram atribuídos quaisquer fundos europeus para a sua construção, etapa essencial para a realização da terceira interligação Portugal-Espanha;
 - ii. O segundo fator a ter em consideração, e que condiciona a aprovação destes projetos, diz respeito às questões levantadas com a conversão de gasodutos da RNTG sem a respetiva identificação de potenciais produtores e consumidores de hidrogénio que deles possam usufruir, ou a identificação de qualquer solução de recurso que esteja a ser considerada para os atuais consumidores e redes de distribuição de gás natural ligados a esses troços de rede. A ERSE considera que a prioridade deverá ser dada a projetos de natureza local, como, por exemplo, o “H2 Green Valley Sines”, que associados a áreas geográficas concretas permitam identificar, por um lado, os promotores interessados no desenvolvimento de produção de hidrogénio de origem renovável e, por outro, os grandes clientes industriais com necessidade de descarbonizar os seus consumos energéticos, os quais se encontram desde já disponíveis para utilizar hidrogénio de origem renovável e a suportar os respetivos encargos.
25. Como consequência dos pontos anteriores, e refletindo o essencial dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE analisou os impactos tarifários associados à proposta de PDIRG 2023 em termos de sustentabilidade do SNG, desenvolvendo, para tal, uma análise de sensibilidade em que adotou três cenários de investimento, estabelecidos de modo a identificar de forma incremental o impacto em proveitos e tarifas resultante da aprovação de cada conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos para o setor do gás:
- i. O primeiro cenário de investimento, que inclui apenas os “Projetos Base” para os quais foi requerida emissão de DFI;
 - ii. O segundo cenário, que acrescenta ao cenário 1 o projeto de investimento das duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, bem como o respetivo gás de enchimento (“cushion gas”) das mesmas;

- iii. O terceiro cenário de investimento, que acrescenta ao cenário 2 os montantes associados ao “Projeto Complementar” de adaptação da RNTG e do AS a misturas de hidrogénio até um teor de 10% em volume.

Quadro 2-2 – Cenários de investimento analisados

Cenários de investimento	Montantes (M€)
Cenário 1	69,0
Projetos Base com DFI	69,0
Cenário 2	177,7
Projetos Base com DFI	69,0
Novas Cavidades do AS + Gás de enchimento (<i>cushion gas</i>)	108,7
Cenário 3	340,4
Projetos Base com DFI	69,0
Novas Cavidades do AS + Gás de enchimento (<i>cushion gas</i>)	108,7
Projeto Complementar de adaptação da RNTIAT a misturas de H2	162,7

Nota: Os valores de investimento representam os custos até 2028 para cada um dos projetos por ser o ano de cálculo do impacto

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, ERSE

26. Face ao exposto anteriormente nos pontos 22 e 23, a ERSE não analisa neste parecer o impacte tarifário para os atuais consumidores de gás natural dos 414,0 milhões de euros de investimento em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio.

EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

27. Neste Parecer à proposta de PDIRG 2023, foram considerados dois cenários de procura, para os anos de 2025 a 2033. Os valores relativos aos anos de 2023 e 2024 são os considerados nas tarifas para o ano gás 2023-2024. Os cenários de procura são definidos como:

Cenário central - corresponde ao cenário central apresentado pela REN na proposta de PDIRG 2023, baseado no cenário central ambição apresentado no RMSA 2022;

Cenário inferior - corresponde ao cenário inferior apresentado pela REN na proposta de PDIRG 2023, baseado no cenário inferior conservador apresentado no RMSA 2022.

Verifica-se, em ambos os cenários, reduções significativas no consumo de gás, que em relação ao ano de 2023 serão de 37% e 44%, para os cenários central e inferior, respetivamente.

IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2023

28. No Anexo a este Parecer, apresentam-se os impactes no preço médio da **atividade de transporte de gás** e o seu resultado nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais. Assim, excluem-se desta análise os investimentos associados à atividade de gestão técnica, bem como os investimentos associados às restantes atividades (por exemplo, os projetos relativos à atividade de armazenamento subterrâneo).
29. Importa referir que o peso da componente de Uso da Rede de Transporte no preço final é reduzido. De facto, a *commodity* assume um peso mais relevante, apresentando atualmente o seu preço alguma volatilidade e incerteza. Nesta cenarização efetua-se uma análise *ceteris paribus*, pressupondo-se a manutenção da componente de energia.
30. Para investimentos na RNTG, os cenários de investimento relevantes são o Cenário 1 (“Projetos Base” com DFI) e o Cenário 3 (Cenário 2 + *blending* 10%). A análise tem por base dois cenários com perspetivas de evolução do nível da procura para 2028, a saber: cenário inferior (37,4 TWh/ano) e cenário central (41,5 TWh/ano).
31. Para os cenários de investimento analisados, é expectável um aumento do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), no período entre 2023 e 2028, em qualquer um dos cenários de procura considerados (Quadro 2-3), devido a reduções significativas no consumo de gás. O aumento previsto da tarifa de URT varia entre 13,3% e 16,8%, em termos anuais.

Quadro 2-3 - Impacte tarifário, anualizado, para o período 2023 a 2028, na atividade de transporte, para os Cenários 1 e 3

Impacte Tarifário em 2028 (valores anualizados)	Investimentos: Cenário 1		Investimentos: Cenário 3	
	Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior	Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior
Uso Rede Transporte (URT) (%)	13,3%	15,7%	14,4%	16,8%
Acesso às Redes (%)	1,8%	2,2%	1,9%	2,3%
AP (%)	10,4%	12,4%	11,3%	13,3%
MP (%)	2,6%	3,2%	2,8%	3,4%
BP> (%)	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%
BP< (%)	0,2%	0,3%	0,2%	0,3%
Preços Finais (%)	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
AP (%)	0,2%	0,3%	0,2%	0,3%
MP (%)	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
BP> (%)	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
BP< (%)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

32. Para o Cenário 1, e cenário inferior de procura, verifica-se um aumento médio entre 0,3% (BP<) e 12,4% (AP), em termos anuais, nas tarifas de acesso às redes. Nos preços finais, o impacto varia entre 0,1% e 0,3%, em termos anuais.
33. Para o Cenário 3, e cenário inferior da procura, a variação tarifária é ligeiramente superior à do Cenário 1. O aumento médio nas tarifas de acesso às redes passa a ser entre 0,3% (BP<) e 13,3% (AP), em termos anuais. Nos preços finais, o impacto varia entre 0,1% e 0,3%, em termos anuais.
34. O impacte tarifário na tarifa de Uso da Rede de Transporte, em 2028, resultante unicamente da proposta de investimento previsto para a adaptação da RNTG a misturas de hidrogénio no gás natural que possam atingir até 10% em volume (ou seja, dos investimentos adicionais do Cenário 3 face ao Cenário 1), é de 0,9%, em termos anuais, em qualquer dos cenários de procura (Quadro 2-4).

Quadro 2-4 - Impacte tarifário, anualizado, para o período 2023 a 2028, resultante da proposta de investimento na atividade de transporte relativo ao *blending* 10%

Impacte Tarifário em 2028, face ao Cenário 1 de investimento (valores anualizados)		Cenários de Procura (2028)	
		Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	0,9%	0,9%
Acesso às Redes	(%)	0,2%	0,2%
AP	(%)	0,8%	0,8%
MP	(%)	0,2%	0,3%
BP>	(%)	0,1%	0,1%
BP<	(%)	0,0%	0,0%
Preços Finais	(%)	0,0%	0,0%
AP	(%)	0,0%	0,0%
MP	(%)	0,0%	0,0%
BP>	(%)	0,0%	0,0%
BP<	(%)	0,0%	0,0%

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

35. Em ambos os cenários de procura, o impacto individualizado do projeto complementar de adaptação da RNTG ao *blending* 10%, é de um aumento médio anual até 0,8% (AP) nas tarifas de acesso às redes. Nos preços finais, o impacto do projeto, em termos anuais, é negligenciável.
36. Considerando o cenário de aceitação dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2023 para a atividade de transporte, verifica-se que os preços médios não apresentam variações muito distintas em função da evolução da procura, observando-se uma variação tarifária moderada em 2028, decorrente da decisão de concretização dos investimentos propostos na RNTG.

37. Importa, contudo, notar que o presente exercício projeta os impactes em tarifas no primeiro quinquénio da proposta de PDIRG 2023, i.e., até 2028, seguindo a metodologia que tem sido utilizada pela ERSE em pareceres anteriores. No entanto, caso se confirme a trajetória de redução do consumo de gás natural em Portugal perspetivada no RMSA 2022, importará também ter em consideração as consequências para além do primeiro quinquénio que a concretização dos investimentos perspetivados poderão ter a mais longo prazo. Refira-se que o prazo médio de amortização deste tipo de investimentos ronda o prazo da concessão, 40 anos, pelo que as consequências económicas destes investimentos para os consumidores futuros, num quadro de decréscimo da procura, poderão ser mais relevantes das que decorrem de uma avaliação restrita ao primeiro quinquénio. Neste quadro, a sustentabilidade económica das infraestruturas em alta pressão poderá ser comprometida, pelo que a avaliação destes investimentos deverá ter igualmente em conta esta circunstância.

CONCLUSÕES

38. Recomenda-se que os operadores da RNTIAT, durante a preparação da proposta final de PDIRG 2023 a submeter ao Concedente para aprovação, tenham em consideração o conjunto de comentários e recomendações apresentados ao longo do documento que, para além de expressarem o Parecer da ERSE, representam os pontos de vista expressos pela generalidade dos participantes na Consulta Pública, nomeadamente os apresentados pelo CC e pelo CT.
39. Essa ponderação sobre as alternativas que se apresentam como soluções eficientes e definitivas, permitirá encontrar o equilíbrio entre o não bloquear, no presente, as soluções para o futuro e uma alocação adequada de custos que serão suportados pelos atuais clientes de gás natural, minimizando eventuais subsidiasões cruzadas entre estes e os futuros consumidores de hidrogénio renovável.
40. Importa que a proposta final de PDIRG 2023 incorpore prudência nos investimentos para os quais é solicitada uma Decisão Final de Investimento e se aguarde, para avançar com os restantes, pela atualização em curso dos instrumentos de política energética, que irá incorporar a aprendizagem experienciada nos últimos cinco anos bem como toda a reflexão europeia em torno da integração dos diferentes vetores energéticos.

Quadro síntese das principais recomendações da ERSE à proposta de PDIRG 2023

Sobre o montante de investimento de **69 milhões de euros** em “Projetos Base” com DFI, a ERSE recomenda:

- uma adequada reflexão sobre a necessidade efetiva futura do quarto posto (4.ª Baía) de enchimento de cisternas, que se propõe construir no TGNL pelo valor de **4,9 milhões de euros** e, a manter-se a sua inclusão na proposta final do PDIRG 2023, a introdução de uma justificação clara que fundamente o aumento de 50% do custo deste investimento face aos valores apresentados na proposta de PDIRG 2021;
- uma diferenciação na rubrica “Projetos IT e Investimento não específico”, correspondente a um montante de **5,9 milhões de euros**, do tratamento dado aos projetos de IT e projetos de suporte à atividade, de natureza não específica, já que se concorda com a aprovação dos projetos de IT, sempre que os mesmos sejam devidamente fundamentados, mas se identificam dificuldades numa pronúncia sobre a possibilidade de incorporar os investimentos relativos a projetos de suporte à atividade, de natureza não específica, nos ativos afetos às concessões da RNTIAT, nem antecipar o tratamento regulatório em termos tarifários que lhes possa ser aplicado, com a informação que consta da atual proposta de PDIRG 2023.

Sobre o montante de investimento de **305,6 milhões de euros** 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 recomenda:

- 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*”), cujo volume se situa entre 300 e 450 GWh e é de natureza distinta do gás que irá ser armazenado nessas cavernas para efeitos de garantia da segurança de abastecimento; esse montante deverá ser **adicionado aos 89,6 milhões de euros** que constam da atual 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 milhões de euros**;
- uma especial ponderação na aprovação de quaisquer investimentos no quadro do “Projeto Complementar” de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, cujo montante previsto é de **170,6 milhões de euros**, tendo em conta a anunciada 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. Com efeito, sendo espectável que apenas uma parte dos atuais consumidores de gás natural, designadamente os dos setores intensivos em energia mais difíceis de descarbonizar, sejam os futuros consumidores de hidrogénio, a discussão da alocação dos custos associados à descarbonização do setor do gás assume particular relevância de modo a assegurar-se a inexistência de subsídias cruzadas entre consumidores numa perspetiva intertemporal.

Finalmente, considera-se prematura a aprovação do montante de investimentos de **414 milhões de euros** relativos aos “Projetos Complementares” associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2023

1 RESULTADO DA CONSULTA PÚBLICA

Do processo de Consulta Pública n.º 115, promovida pela ERSE, destacam-se três principais considerações da análise realizada aos comentários recebidos: a primeira, relacionada com a incerteza relativamente ao modelo de transição do setor do gás e respetivas infraestruturas; a segunda, relacionada com os custos desta transição; e a última, já salientada em processos anteriores, é a não existência de uma decisão de aprovação relativamente às propostas de PDIRG anteriormente apresentados, a saber as propostas de PDIRG 2019 e 2021.

Sobre o modelo de transição do setor gás, apesar de ser reconhecido pelas entidades que responderam à Consulta Pública, que a proposta de PDIRG 2023 reflete as opções que permitem responder às orientações nacionais relativas à descarbonização do setor energético, e em particular do setor do gás, também se depreende dos comentários recebidos que alguns dos projetos apresentados merecem uma discussão mais ampla que envolva, efetivamente, todos os intervenientes que constituem o setor energético.

Neste sentido, foi identificada a necessidade de uma discussão pública, abrangente e prévia à aprovação dos investimentos, relativamente à perspetiva de conversão dos gasodutos atuais para 100% de hidrogénio, considerando-se que ainda é pouco conhecido: i) o potencial e a localização em que ocorrerá a produção nacional de hidrogénio de origem renovável ou; ii) a previsão de qual será a evolução do consumo nacional de hidrogénio e; iii) os objetivos e os diferentes modelos para a sua exportação. A proposta do investimento de conversão de infraestruturas de gás também desencadeou dúvidas quanto à escolha do troço de rede, quanto ao impacto que poderá ter na sustentabilidade e operação da rede nacional de transporte e, também, sobre como tratar os atuais consumidores conectados a esses gasodutos.

Relativamente aos custos da transição, e mais concretamente ao evidente impacto tarifário que a proposta de PDIRG 2023 acarreta, tendo em conta os elevados montantes propostos e a possível redução do consumo no futuro, os respondentes à Consulta Pública identificaram a necessidade de evitar sobrecarregar os atuais consumidores de gás, demonstrando preocupação com a sustentabilidade do SNG. Por outro lado, também se identificou a necessidade de os investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2023 serem candidatos a beneficiar dos fundos europeus e nacionais existentes para apoio à transição energética e ao desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio.

Quanto ao processo legal preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, de aprovação dos PDIRG, resulta da Consulta Pública a preocupação com o facto de o Concedente não ter emitido nenhuma

decisão sobre as propostas de PDIRG 2019 e PDIRG 2021. De forma generalizada, considera-se que este facto gera incerteza no desenvolvimento das infraestruturas, e prejudica não apenas os operadores da RNTIAT, mas todos os agentes do setor que de alguma forma dependem das decisões associadas aos planos de investimento. Importa destacar que o último (e único) PDIRG aprovado é de 2017 e os montantes de investimento nele constantes referem-se a projetos a serem desenvolvidos até ao final do presente ano de 2023.

2 PROPOSTA DE PDIRG 2021 E RESPETIVO PARECER

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

No Parecer emitido relativamente à proposta de PDIRG 2021, a ERSE apresentou comentários e recomendações. Essencialmente, recomendou o adiamento dos investimentos que não fossem essenciais e comprovadamente necessários, e, por sua vez, aconselhou a aprovação em sede de emissão de DFI por parte do Concedente dos "Projetos Base" propostos, associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (7,1 M€) e, por outro, à "remodelação e modernização" das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (38,7 M€) e à Gestão integrada de vegetação (2,1 M€), que totalizam 47,8 milhões de euros.

Como comentário geral, a ERSE considerou no seu parecer que, com um nível adequado de investimento, devidamente fundamentado e comprovadamente urgente, a proposta final revista de PDIRG 2021, a ser submetida pelos operadores da RNTIAT para aprovação do Concedente, seria mais um instrumento para a transição energética em curso, rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, e minimizaria a oneração de custos a serem suportados pelos consumidores.

Tendo em conta essas e outras considerações expressas pela ERSE no seu Parecer, bem como os comentários recebidos durante a Consulta Pública, na versão final da proposta de PDIRG 2021 submetida para aprovação pelo Concedente (sem aprovação posterior), o operador da RNTG introduziu alterações face ao documento sujeito a Consulta Pública pela ERSE. Desta forma, na proposta final, a REN acrescentou os montantes de investimento relativos a "*Investimento corrente urgente*" e a "*Investimento não específico*", sendo essa uma novidade face às anteriores propostas de PDIRG, prática que manteve na proposta inicial de PDIRG 2023, agora em análise. Para além da referida alteração, foi melhorada a fundamentação de alguns projetos e foram detalhados montantes de investimento, nomeadamente a sua desagregação anual, por exemplo, relativamente aos projetos associados à Gestão Técnica Global do SNG.

Assim, a proposta final de PDIRG 2021 previa um investimento final, já incluindo os programas de Investimento corrente urgente e de Investimento não específico, de **87,9 M€**.

3 PROCURA

3.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

Tendo a proposta de PDIRG 2023 perspetivado projetos de investimento para infraestruturas do vetor energético gás e para novas infraestruturas dedicadas ao vetor energético 100% hidrogénio, importa avaliar uma previsão de consumo destes dois tipos de gases, que considere, por um lado, o gás natural, o biometano e biogases, e, por outro, o hidrogénio.

Adicionalmente, importa também interrelacionar a evolução do consumo dos dois tipos de gases, uma vez que a descarbonização do consumo de gás natural, tendo em conta o desenvolvimento tecnológico atual, passa pela transição para o uso de eletricidade, biogás e biometano, e hidrogénio de origem renovável, conforme o tipo de utilização, por exemplo caso se trate de consumos domésticos ou caso se trate de utilizações que requerem aquecimentos de altas temperaturas, como as indústrias pesadas.

Apesar do reconhecimento da incerteza existente em relação à penetração no setor do gás do hidrogénio de origem renovável, do biogás ou do biometano, uma das críticas que resultaram da Consulta Pública à proposta de PDIRG 2023, foi a ausência de uma perspetiva futura quanto ao consumo deste tipo de gases renováveis ou de baixo teor carbónico.

Atualmente, a complexidade da previsão do consumo de gás, prende-se com a dificuldade em aplicar metodologias de previsão de forma eficaz tendo em conta os diferentes segmentos de mercado, diferenciados entre mercado de produção de eletricidade e mercado convencional, o qual engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário. É natural que, no atual momento de transição que abrange todo o setor energético, incluindo o setor elétrico, as quantidades associadas ao gás natural sejam de difícil previsibilidade.

Se por um lado, a previsão da evolução da procura é determinante para o cálculo de impactos tarifários, considerando as quantidades anuais de consumo, por outro, as pontas diárias do consumo servem o propósito de avaliar a necessidade de capacidade adicional das infraestruturas.

A proposta de PDIRG 2023 considerou estimativas de evolução da procura de gás em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período compreendido entre 2024 e 2033. As

estimativas foram baseadas nos pressupostos do RMSA-G 2022³ para o mercado convencional (que engloba o consumo dos sectores da indústria, cogeração, residencial e terciário) e do RMSA-E 2022⁴ para o mercado elétrico (que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas de ciclo combinado para produção de eletricidade).

Relativamente ao mercado elétrico, os cenários utilizados refletem a descarbonização do sistema electroprodutor nacional, com a capacidade instalada para a produção de eletricidade através de gás natural a diminuir e a ser substituída por outras tecnologias baseadas em fontes renováveis (essencialmente eólica e solar fotovoltaico).

Sobre o mercado convencional, os cenários utilizados internalizam os efeitos do crescimento da procura de GNL, tendo em conta o crescimento do número de UAG previstas nas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição entre 2023-2027 (PDIRDG 2022⁵), bem como o crescimento da procura de gás natural para a mobilidade. Os cenários utilizados também incluem as estimativas de consumo adotadas pelos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de PDIRD-G apresentadas pelos respetivos operadores de rede de distribuição.

Na ótica da ERSE, a dimensão da incorporação de outros gases renováveis ou com baixo teor de carbono é, no futuro próximo, uma das condicionantes mais prementes nas estimativas de consumo de gás para o setor convencional, e que poderá ditar a evolução do consumo do setor industrial, tendo em conta a sua necessidade de descarbonização. Por outro lado, a dimensão da eletrificação dos consumidores domésticos e de serviços, deverá também influenciar a evolução do consumo de gás para este segmento de mercado.

Por fim, relativamente à perspetiva de crescimento de GNL baseada na penetração da nova mobilidade a gás natural, assente numa previsão de incremento no número de veículos pesados de mercadorias e de passageiros movidos a gás natural, deve avaliar-se em que medida esse crescimento não será transitório, e se no futuro esses consumos de gás natural não serão substituídos por consumo de outros gases renováveis.

³ Relatório Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional do Gás - Período 2023-2040.

⁴ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2023-2040.

⁵ Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2023-2027.

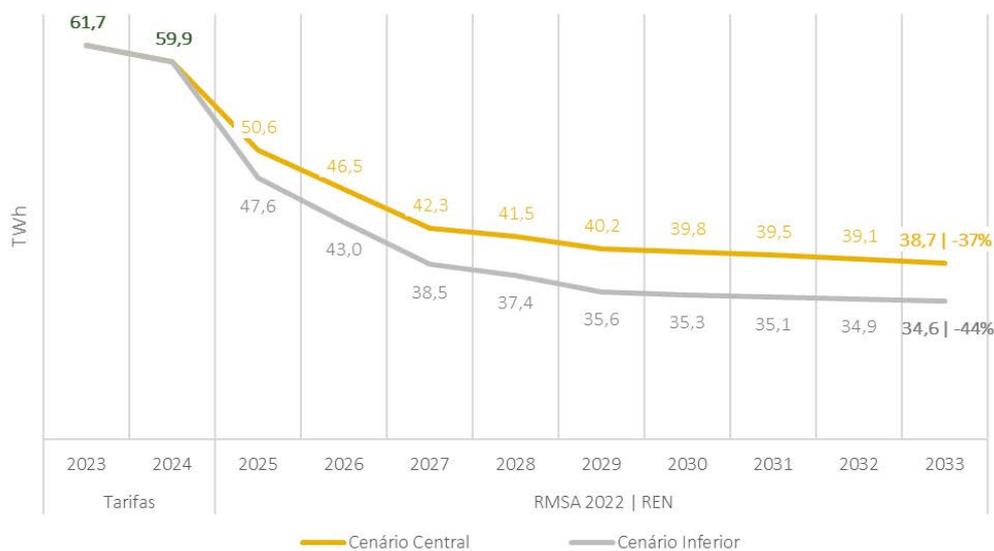
3.2 CENÁRIOS DE PROCURA PARA IMPACTES TARIFÁRIOS

Neste Parecer à proposta de PDIRG 2023, foram considerados dois cenários de procura, para os anos de 2025 a 2033. Os valores relativos aos anos de 2023 e 2024 são os considerados nas tarifas para o ano gás 2023-2024. Os cenários de procura são definidos como:

1. **Cenário central** - corresponde ao **cenário central** apresentado pela REN na proposta de PDIRG 2023 e baseado no cenário **central ambição** apresentado no RMSA 2022;
2. **Cenário inferior** - corresponde ao **cenário inferior** apresentado pela REN na proposta de PDIRG 2023 e baseado no cenário **inferior conservador** apresentado no RMSA 2022.

Como se verifica na figura seguinte, os cenários correspondem a reduções, em relação ao ano de 2023, de 37% e 44%, para os cenários central e inferior, respetivamente.

Figura 3-1 – Cenários de procura considerados no PDIRG 2023



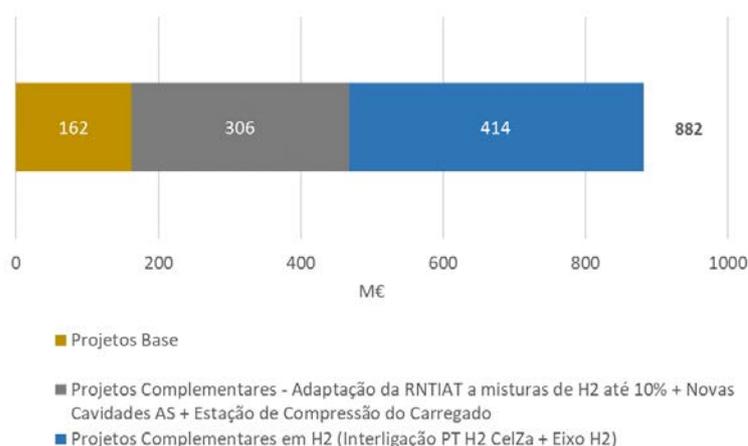
Fonte: Tarifas ano gás 2023-2024, RMSA 2022

4 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

4.1 INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2023

A proposta de PDIRG 2023, para o período em apreciação, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimentos nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a Rede Nacional de Transporte (RNTG), o Terminal de GNL de Sines (TGNL) e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS). O montante global de investimentos que é proposto concretizar nas três infraestruturas pode ser dividido em três principais blocos de projetos, ascendendo a **881,9** milhões de euros para o período de 10 anos, entre 2024 e 2033, tal como apresentado na figura que se segue.

Figura 4-1 – Montante global de investimento a custos totais⁶ para o decénio 2024-2033



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Os “Projetos Complementares” incluem um primeiro bloco relativo a investimentos associados a projetos de gás natural ou projetos que permitam o “*blending*” entre gás natural e hidrogénio, num total de **305,6** milhões de euros.

Neste primeiro bloco de projetos, cerca de **170,6** milhões de euros diz respeito às intervenções de adaptação das infraestruturas da RNTG e do AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

⁶ Custos totais são os custos diretos externos acrescidos de 8% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros. Ao longo deste documento os montantes apresentados são sempre a custos totais.

Segundo a empresa, estes investimentos permitem responder aos desígnios da política pública nacional para o setor da energia e respetiva estratégia de descarbonização do setor energético, e, em particular, permitem concretizar os objetivos definidos pela Estratégia Nacional para o Hidrogénio⁷, que identificou as metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente, 1 a 5% até 2025, e 10% a 15% até 2030. Assim, os montantes de investimento previstos na proposta de PDIRG 2023 representam, segundo a empresa, as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, considerando uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, 7% em 2027 e de 10% em 2030.

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

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

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

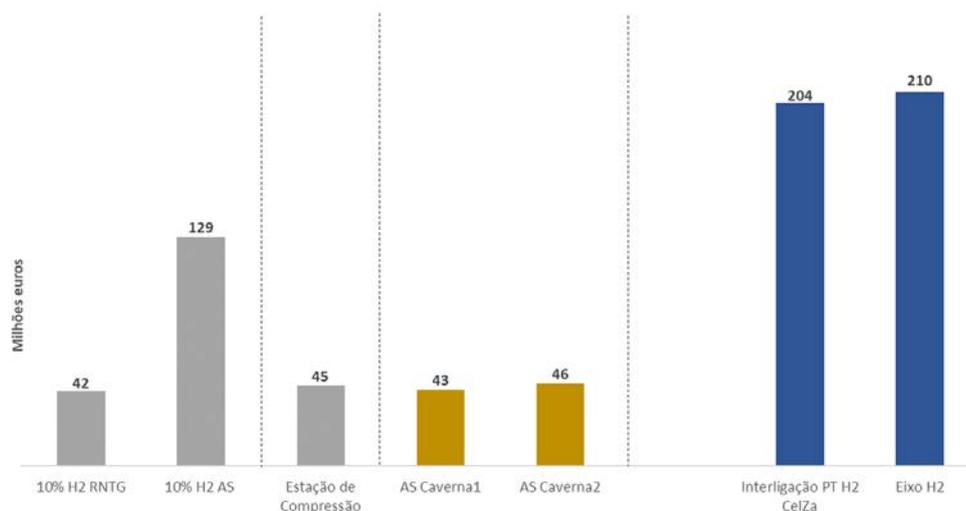
1. O projeto H2Med/CelZa no âmbito do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde, inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora e um gasoduto que conecte por via marítima Barcelona e Marselha (**204 M€**).
2. O projeto do Eixo Nacional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

⁷ Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte, a converter para o transporte de hidrogénio a 100% (**210 M€**).

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

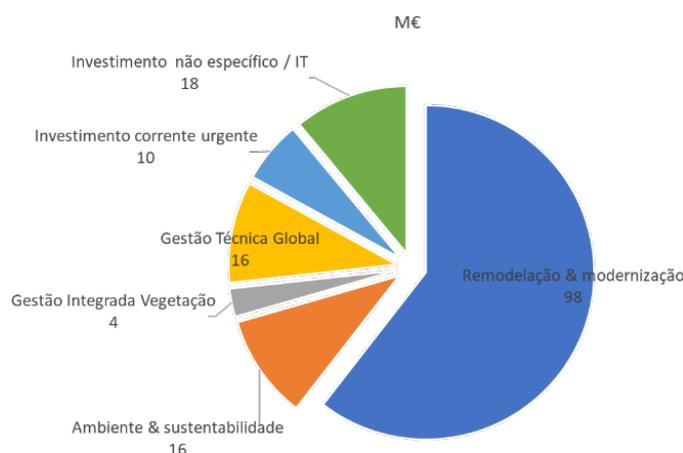
Figura 4-2 – “Projetos Complementares” inscritos na proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

O terceiro bloco de investimentos incluído na proposta de PDIRG 2023, num total de **162,3** milhões de euros, e a concretizar nos 10 anos do horizonte da proposta, engloba, segundo a empresa REN Gasodutos, os projetos de investimento classificados como “Projetos Base”. A Figura 4-3 apresenta a desagregação do montante a investir em “Projetos Base”, entre 2024 e 2033.

Figura 4-3 – “Projetos Base” previstos na Proposta de PDIRG 2023



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Sobre o montante de projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2028, num total de **95,2** milhões de euros, a empresa identifica um montante de **69,0** milhões de euros em investimento para o qual considera ser necessário o Concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI), aquando da aprovação da proposta de PDIRG 2023⁸ atualmente em análise.

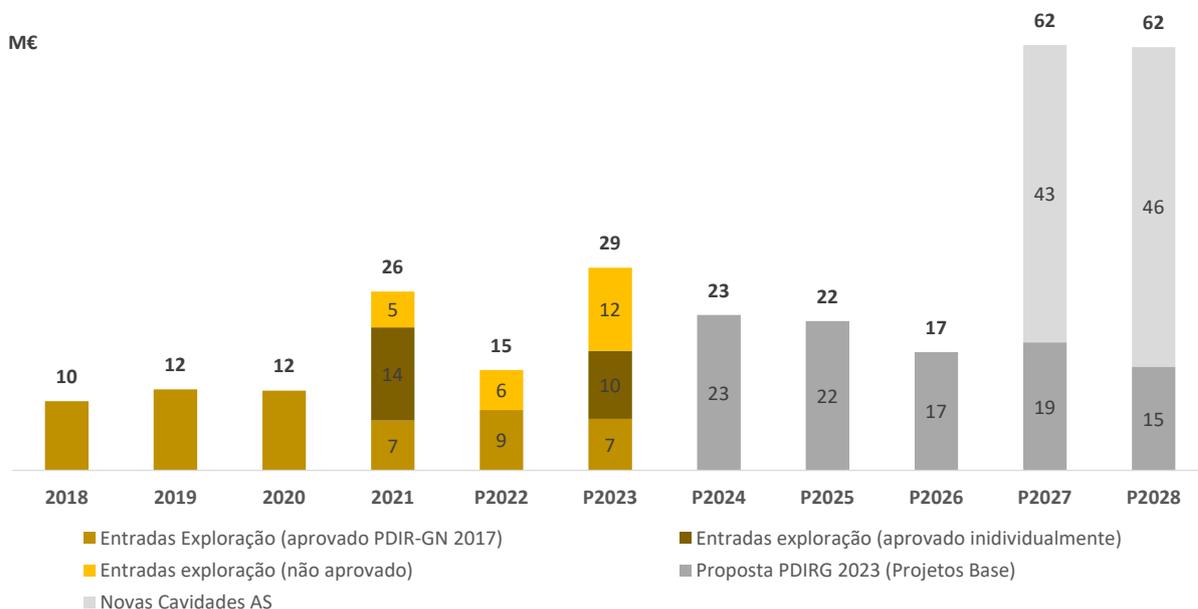
Para efeitos da apreciação dos montantes de investimento inscritos na proposta de PDIRG 2023, apresenta-se a evolução histórica do investimento concretizado no conjunto das três infraestruturas em Alta Pressão do SNG, com representação do investimento entrado em exploração até 2023⁹, identificando os montantes aprovados pelo Concedente, quer no PDIRGN 2017, quer em outros processos de aprovação autónoma.

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

⁸ Ponto “4.2.1 Investimento associado aos “Projetos Base” da Proposta de PDIRG 2023.

⁹ Valores reais até 2021 e valores previsionais estimados pela empresa para efeitos do processo de tarifas, para 2022 e 2023. Os valores identificados na figura para os anos 2021, 2022 e 2023 como “não aprovados”, resultam do exercício de supervisão realizado pela ERSE para cada infraestrutura da RNTIAT em termos de análise de investimentos entrados em exploração e reconhecimento de custos para efeitos de cálculo de proveitos incluídos na proposta tarifária 2023-2024.

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



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2023

A média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023 (aprovado em sede de PDIRGN 2017) – valores reais até 2021 e previsionais até 2023 –, representa um montante de **10 M€/ano**, valor que passará para **19 M€/ano** no período entre 2024 e 2028, se concretizado o conjunto de “Projetos Base”, ou **13,8 M€/ano** se apenas forem considerados os projetos base para os quais o operador da RNTG solicita a emissão de uma DFI na proposta de PDIRG 2023, ou para **37 M€/ano** se acrescido do projeto complementar de construção das cavernas AS, cuja concretização já consta de uma RCM.

4.2 “PROJETOS BASE”

Tal como referido anteriormente, os “Projetos Base” apresentados na proposta de PDIRG 2023 totalizam um montante de investimento, para o horizonte do Plano, de **162,3** milhões de euros. Sobre este valor, a REN identifica um montante de 69 milhões de euros para o qual considera ser necessário o Concedente emitir uma DFI, aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, e que inclui os projetos a entrar em exploração somente nos anos de 2024, 2025 e 2026.

Relativamente a esta verba com necessidade de DFI, o quadro seguinte apresenta a sua desagregação pelas várias rubricas e infraestruturas.

Quadro 4-1 – Desagregação do investimento com necessidade de DFI

Montantes com necessidade DFI (M€)	RNTG	TGNL	AS	Total
Infraestrutura	24,7	18,0	4,0	46,6
Melhoria Operacional	7,1	3,7	0,9	11,7
Adequação Regulamentar	2,8	5,1	0,6	8,5
Gestão de Fim de Vida Útil	10,4	8,6	1,5	20,5
Ambiente e Sustentabilidade	3,1	0,8	1,1	5,0
Gestão Integrada de Vegetação	1,3	-	-	1,3
Transversal				22,3
Gestão Técnica Global				6,7
Investimento corrente urgente				9,7
IT e Investimento não específico				5,9
Total				69,0

Fonte: Proposta de PDIRG 2023

4.2.1 INFRAESTRUTURAS

Para cada uma das três infraestruturas que compõe a RNTIAT, os montantes de investimento são divididos por quatro grandes rubricas que catalogam um conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos, tal como apresentado no Quadro 4-1.

De acordo com a REN, a rubrica “Melhoria Operacional” representa os projetos cuja implementação proporciona vantagens operacionais, seja ao nível de mitigação do aumento de sobrecustos e/ou de segurança, seja decorrente da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e funcional. Os montantes desta rubrica (11,7 milhões de euros em DFI) para cada infraestrutura do SNG destinam-se por exemplo a:

- Projetos de transformação digital – monitorização e sensorização, sendo a intervenção ou aquisição de instrumentos e equipamentos de análise e medição, peças, materiais e analisadores;
- Projetos relacionados com a segurança das infraestruturas, no caso do TGNL, na Automatização e ampliação da rede de incêndios armada e, no caso da RNTG, no reforço da monitorização remota das estações críticas com implementação de um sistema integrado de segurança e proteção;
- Projeto de implementação de uma filosofia de odorização mista centralizada e distribuída com a instalação de duas novas unidades de odorização, respetivamente nos pontos de entrada do TGNL de Sines e do AS do Carriço;

- Projeto do armazenamento subterrâneo de construção de edificado na zona das caldeiras, de modo a albergar separadamente a sala de potência e comando, os vasos de expansão e o tratamento de água, e a sala do agente extintor de incêndio.

Nesta rubrica, destaca-se ainda a construção de novos pontos de amarração no Cais de Acostagem do TGNL, eliminando restrições à amarração de navios com determinadas geometrias. O valor associado a este projeto é de 2,5 milhões de euros, sendo uma necessidade já identificada na anterior proposta de PDIRG 2021, em que surgia com um valor de 2,2 milhões de euros.

Em relação à rubrica “Adequação Regulamentar”, de acordo com a proposta de PDIRG 2023, engloba projetos que visam, entre outros objetivos, dar cumprimento à legislação e regulação específica do sector. Os montantes envolvidos (8,5 milhões de euros em DFI) destinam-se essencialmente a um programa de gestão da integridade¹⁰ e ao programa de acondicionamento de unidades de medida (que serve a intervenção periódica nos equipamentos de medição e leitura).

No caso do TGNL, o projeto de construção do quarto posto (4.ª Baía) de enchimento de cisternas, está incluído na rubrica “Adequação Regulamentar”, com um montante de 4,9 milhões de euros, e tem o objetivo de permitir aumentar a capacidade de enchimento em mais 12 cisternas/dia face à atual capacidade nominal das 3 baías de enchimento de 36 cisternas/dia. Este projeto estava já inscrito na proposta de PDIRG 2021, com um montante de 3,3 milhões de euros, representando o valor agora proposto um aumento de 50%.

De acordo com a empresa, esta necessidade de investimento resulta de uma recomendação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040 (RMSA-G), que prevê que as atuais baías de enchimento apenas permitam cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo previsto que resultará da penetração da nova mobilidade a gás natural. O referido aumento resulta da previsão do crescimento do número de veículos pesados de mercadorias e de passageiros, a gás natural, que consequentemente originará um crescimento da procura de GNL para abastecimento de postos de enchimento veiculares.

¹⁰ Que resulta em inspeções internas das tubagens, estudos do estado de revestimento dos gasodutos e deteção de fugas, no caso do armazenamento subterrâneo inclui também o controlo dimensional das cavidades.

Sobre este investimento em particular, a ERSE recomenda uma adequada reflexão sobre a utilização futura deste ativo, tendo em conta três fatores de análise: i) a transição do consumo de gás natural de clientes industriais para outra fonte de energia, como, por exemplo, o biogás ii) a possível eletrificação de parte dos consumos atualmente abastecidos por UAG; iii) o recente decréscimo verificado no número de carregamentos de UAG relacionado com a redução do consumo associado às redes de distribuição do SNG. Desta forma, pretende-se acautelar a possibilidade de, no futuro, este projeto se tornar um “custo afundado” para o SNG, sendo esta, também, uma preocupação expressa durante o processo de Consulta Pública.

Adicionalmente, apesar dos argumentos apresentados pela REN relacionados com a crise inflacionista resultante da guerra devida à invasão da Ucrânia pela Rússia, a ERSE considera importante que, na proposta final deste PDIRG, sejam apresentados os motivos para o aumento do custo deste investimento para a 4.ª Baía de enchimento de cisternas, quando comparado com o custo apresentado na proposta de PDIRG 2021.

A rubrica “Gestão de vida útil” reflete os projetos de investimento necessários para remodelação de ativos, de forma a gerir a sua substituição, tendo em conta outros fatores que não apenas a sua idade, prolongando a vida útil com ações de reabilitação. Os montantes inscritos na proposta de PDIRG 2023 (20,5 milhões de euros em DFI) destinam-se ao programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos, ao programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares e em ativos específicos. Sobre estes investimentos, a ERSE tem vindo a recomendar a inclusão nas propostas de PDIRG de uma análise de sensibilidade à vida útil efetiva dos ativos e não apenas à sua vida útil contabilística. Nesta medida, releva-se o facto da REN referir que os projetos inscritos se destinam, também, a prolongar a vida útil de ativos. No entanto, carece de melhor fundamentação, o facto de que, enquanto na anterior proposta de PDIRG 2021 estavam previstos 18,6 milhões de euros a investir no primeiro quinquénio (2022 a 2026), na atual proposta de PDIRG 2023, a REN propõe-se investir 32,4 milhões de euros para primeiro quinquénio (2024 a 2028), o que se traduz num aumento de 70% para projetos enquadrados na rubrica “Gestão de vida útil” em períodos temporais equivalentes e mais concretamente em 3 anos coincidentes (2024, 2025 e 2026).

Por fim, os montantes de investimento sinalizados como “Ambiente e sustentabilidade” (5 milhões de euros em DFI), destinam-se essencialmente ao desenvolvimento de infraestruturas para aproveitamento da energia solar e diminuição de consumos de energia elétrica e de autoconsumos de gás. Os projetos associados a esta rubrica traduzem-se na instalação de painéis solares térmicos na RNTG, e de painéis solares fotovoltaicos no conjunto das infraestruturas RNTG, AS e TGNL. Os primeiros destinam-se ao pré-

aquecimento da água dos sistemas de aquecimento, reduzindo assim o autoconsumo de gás natural nas caldeiras das GRMS.

Os pareceres do CC e do CT no âmbito da Consulta Pública sobre a proposta de PDIRG 2023, integram comentários sobre estes investimentos em particular. O CT expressou opinião no sentido de que o operador da RNTG deve quantificar as poupanças em OPEX correspondentes à energia não adquirida, para apurar a poupança líquida anual em custos correntes e o respetivo impacto tarifário futuro. Recomenda o CT, a consideração dos projetos base propostos pelos operadores da RNTIAT quando é requerida uma DFI, tendo subjacente os pressupostos expressos na presente proposta de PDIRG 2023, sem prejuízo da consideração dos restantes investimentos em projetos base, tendo em conta a sua aferição posterior em futuras edições do PDIRG. Sendo projetos relevantes no quadro da promoção da eficiência energética do setor, a ERSE concorda com esta recomendação, reforçando que, para efeitos de cálculo da retribuição anual dos operadores das infraestruturas nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE fará uma análise custo-benefício deste tipo de investimentos.

4.2.2 TRANSVERSAL

Na proposta de PDIRG 2023 estão ainda inscritos 22,3 milhões de euros em DFI para projetos classificados como “Projetos Base”, sendo associados a três rubricas: “Gestão Técnica Global”, “Investimento corrente urgente” e “Projetos de IT¹¹ e investimento não específico”.

O “Investimento corrente urgente”, de acordo com a REN, representa uma provisão que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas posteriormente à elaboração da proposta de PDIRG 2023, e que exijam uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dessa proposta. Como exemplo, a REN, elenca as seguintes situações: incidentes ou ações de avaliação do estado de ativos que possam colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço; custos com projetos piloto de inovação; ou projetos que, em cumprimento com a legislação e regulamentação em vigor, dizem respeito à criação de novos pontos de ligação com a RNDG ou à ampliação/reforço de pontos de entrega de gás já existentes.

A rubrica “Projetos IT e Investimento não específico”, de acordo com a REN, inclui todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às “funções de

¹¹ Tecnologias de Informação

suporte" dos operadores da RNTIAT. A empresa apresenta os seguintes exemplos: sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança; intervenções em edifícios e outras construções; equipamentos de transporte; e outros equipamentos diversos.

Sobre os “investimentos correntes urgentes”, em linha com a sua posição expressa em pareceres anteriores, a ERSE considera razoável e necessária a inclusão de verbas para este fim, ou seja, para situações que não sejam previsíveis na elaboração da proposta de PDIRG, tal como referido pela empresa.

Já no que se refere aos investimentos incluídos na rubrica “Projetos IT e Investimento não específico”, a ERSE considera que deve ser diferenciado o tratamento dos projetos, consoante se trate de projetos de natureza específica à atividade da empresa (incluídos nos “Projetos IT”), ainda que de carácter transversal a várias infraestruturas e operadores da RNTIAT, ou se trate projetos de suporte à atividade, de natureza não específica (os restantes).

Em particular, a ERSE concorda com a aprovação do primeiro grupo de projetos, sempre que os mesmos sejam devidamente fundamentados, como, por exemplo, no caso de cumprimento de requisitos legais e regulamentares em matérias de cibersegurança ou monitorização da atividade da empresa e reporte de informação.

No que se refere aos investimentos incluídos na rubrica “Projetos IT e Investimento Não Específico”, que tenham natureza não específica, isto é, os investimentos não diretamente relacionados com as atividades *core* do operador, a sua avaliação e o seu tratamento regulatório em termos tarifários requerem que os mesmos sejam devidamente fundamentados, tanto em termos de dimensão comparativamente aos restantes investimentos, como na identificação das naturezas ou rubricas de investimentos e dos fatores que justificam a realização desses investimentos (determinações legais, renovação de equipamento e identificação das atividades a que estão alocados, medidas preventivas de segurança, melhoria de procedimentos de controlo interno e de reporte, etc.).

Esta fundamentação e esta informação não se encontram presentes na proposta de PDIRG 2023, pelo que não é possível à ERSE, à partida, pronunciar-se sobre a incorporação desses investimentos nos ativos afetos às concessões da RNTIAT, nem antecipar o tratamento regulatório em termos tarifários que lhes serão aplicados.

4.3 “PROJETOS COMPLEMENTARES”

4.3.1 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O projeto complementar de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo (89,6 milhões de euros) resulta da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegurasse o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais.

Sobre este projeto, destaca-se que, na proposta de PDIRG 2023, não está inscrito qualquer montante para aquisição do gás de enchimento das cavernas (“*cushion gas*”), e que, tendo em conta a dimensão das cavernas, pode estimar-se entre 300 e 450 GWh de gás natural, cujo custo terá também de ser considerado. Este facto foi realçado na Consulta Pública, em particular nos comentários do CC e do CT, tendo este último proposto que o operador do AS inicie consultas para aquisição de eletricidade e gás natural, para prever os efeitos do custo da energia no custo da construção das duas cavernas.

A ERSE considera que, para efeitos de análise de impacto destes projetos de investimento, deverá ser considerado o custo do gás de enchimento, uma vez que se trata de um ativo da atividade de armazenamento subterrâneo.

Ainda no âmbito da Consulta Pública, também foi defendida, pelos dois Conselhos da ERSE, a importância de o projeto prever que as duas cavernas e respetivos equipamentos sejam desenvolvidos de forma a poderem receber misturas de gás natural com hidrogénio e até 100% de hidrogénio, com vista ao cumprimento dos desígnios da política nacional relativamente à transição energética. Esta posição é também defendida pela ERSE.

4.3.2 ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO

Sobre este projeto (45,4 milhões de euros), importa referir que não é definida uma data para a sua execução e, conseqüentemente, os montantes de investimento não têm data para entrada em exploração.

Na opinião das entidades que responderam à Consulta Pública, este projeto deve ser ponderado tendo em conta a monitorização da utilização futura das infraestruturas do setor, em fase de transição para a descarbonização e, desta forma, acautelar o potencial de ociosidade do projeto, que neste momento parece ser elevado.

A ERSE concorda com esta posição de se adiar a decisão sobre a aprovação deste investimento, pelo que o mesmo não será considerado para efeitos de determinação de impactos tarifários.

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

Estes projetos de investimento (de 170,6 milhões de euros) visam implementar um conjunto de alterações nos procedimentos de operação, reparação e substituição de equipamentos específicos, bem como realizar intervenções técnicas nas infraestruturas e a substituição de equipamentos de superfície da RNTG e do AS (tais como caldeiras ou válvulas), de forma a que estas infraestruturas possam acomodar misturas de gás natural com hidrogénio até 10% em volume, de forma faseada até 2030.

Estes investimentos têm enquadramento em instrumentos de política pública nacionais do setor da energia e na perspetiva da descarbonização do setor do gás natural com recurso a gases de origem renovável, nomeadamente, a Estratégia Nacional de Hidrogénio que consta do anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

A referida Estratégia, que se encontra em fase de revisão, identificou metas progressivas de mistura de hidrogénio de origem renovável no gás natural que deveria a ser veiculado na RNTG: 1 a 5% até 2025 e 10% a 15% até 2030. Assim, os montantes e a calendarização dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2023, representam, segundo a REN, as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, para responder às metas estabelecidas pelo Concedente de mistura de hidrogénio no gás veiculado na RNTG, *i.e.*, de 5% em 2025, 7% em 2027 e de 10% em 2030.

No que se refere à estratégia europeia, destaca-se o desenvolvimento do plano de ação para a implementação do REPowerEU¹², que definiu como uma das prioridades para os países da União Europeia a redução da dependência de combustíveis fósseis da Rússia para zero até 2027, com foco específico na redução da dependência do gás natural. Para a consecução deste objetivo, é dado amplo destaque ao desenvolvimento estratégico do vetor energético do hidrogénio de origem renovável e da consolidação e melhor aproveitamento de todo o biometano existente de origem endógena.

¹² Plano que tem o objetivo de criar uma nova infraestrutura e um novo sistema energético para a Europa, apresentado pela Comissão Europeia em resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia.

Tendo sempre como quadro de referência o objetivo central da União Europeia de alcançar uma economia neutra em carbono até 2050, o atual contexto tecnológico prevê que, para o atingir, seja necessária uma eletrificação profunda da sociedade, já que só assim se consegue assegurar a utilização de uma fonte primária de energia com origem renovável e uma maior eficiência energética na utilização dessa energia. É nesse contexto que as políticas nacionais e europeias têm vindo a desenvolver estratégias, que identificam o vetor do hidrogénio de origem renovável como um facilitador fundamental da transição energética que, em complemento à eletrificação da generalidade dos consumos, permitirá descarbonizar os restantes setores ou aplicações que demonstrem serem, técnica e economicamente, difíceis de eletrificar.

Neste contexto, a União Europeia tem promovido programas de promoção do desenvolvimento da capacidade de produção de hidrogénio através da eletrólise da água, com recurso a eletricidade de origem renovável, a distribuição desse hidrogénio para instalações industriais e para abastecimento de uma rede de postos de abastecimento para veículos com emissão zero, que utilizarão hidrogénio ou combustíveis líquidos sintéticos à base de hidrogénio renovável. A mesma estratégia também promove o desenvolvimento de “corredores” de transporte de hidrogénio e o uso de hidrogénio ou combustíveis líquidos sintéticos à base de hidrogénio renovável no transporte marítimo e na aviação.

Não estando ainda fechadas as possibilidades dos contributos do setor do gás natural e das suas infraestruturas para os objetivos da descarbonização, a Comissão Europeia já lançou uma discussão pública relativamente à revisão da Diretiva do gás. Neste âmbito, o Conselho Europeu já definiu as suas posições sobre a proposta de revisão, nas quais estabelece regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio. Essa posição comum dos países da União Europeia, visa preparar a transição do setor do gás para os gases hipocarbónicos e renováveis, em especial o biometano e o hidrogénio de origem renovável, com vista a concretizar o objetivo da UE de alcançar a neutralidade climática até 2050. No que se refere à diluição de hidrogénio no sistema de gás natural, a orientação geral é de permitir uma mistura de hidrogénio até um máximo de 2 % em volume (em vez de 5 %), para assegurar uma abordagem harmonizada da qualidade do gás.

Por fim, cabe também referir que o legislador nacional já anunciou a intenção de rever a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, pelo que nesta ótica, a ERSE considera que os compromissos de investimento nesta área devem ser avaliados com prudência. Recomenda-se, assim, uma especial ponderação no que se refere à aplicação de aspetos que poderão ser alterados brevemente, apesar de constarem da versão da Estratégia Nacional de Hidrogénio que se encontra datada de 2020. Merecem dessa ponderação todos os

investimentos que tenham como objetivo concretizar as metas de mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG.

Adicionalmente, relevando o facto de estes investimentos serem apontados pelo operador da RNTG como passos intermédios para a conversão das infraestruturas da RNTG e AS para veiculação de 100% hidrogénio, parece incontornável a necessidade de se desencadear a discussão sobre a subsidiação de custos entre os atuais consumidores de gás e os futuros consumidores de hidrogénio.

No entanto, apesar dos desafios apresentados, para melhor compreensão dos custos que o setor poderá acarretar com estes investimentos, a ERSE elaborou um cenário de investimento, a ter em conta para efeitos de impactos tarifários, que inclui estes projetos de investimento complementares.

4.3.4 HIDROGÉNIO DE ORIGEM RENOVÁVEL

Sobre os projetos de investimento complementares dedicados exclusivamente ao hidrogénio (414 milhões de euros), mais concretamente a concretização da terceira interligação entre Portugal e Espanha na região de Celorico da Beira e Zamora e o eixo de hidrogénio, que inclui a conversão de dois eixos da atual RNTG, a ERSE, tal como a maioria dos respondentes à Consulta Pública, considera prematura a sua aprovação, tendo em conta essencialmente dois fatores. O primeiro desses fatores prende-se com as questões do financiamento dos projetos. Apesar dos compromissos assumidos internacionalmente, relativamente ao corredor de hidrogénio verde europeu que ligará Portugal-Espanha-França, ainda não estão atribuídos fundos europeus, essenciais para a realização da terceira interligação Portugal-Espanha. Já o segundo fator, que condiciona a aprovação destes projetos, diz respeito a questões levantadas com a conversão de gasodutos da RNTG sem identificação de potenciais produtores e consumidores de hidrogénio que dele poderão usufruir e sem identificação da solução de recurso que está a ser considerada para os atuais consumidores e redes de distribuição de gás natural ligados a estes troços de rede.

Como já foi referido, a União Europeia está a apostar no desenvolvimento significativo do ecossistema do hidrogénio de origem renovável (produção, procura, transporte e armazenamento) a partir de *clusters* de produção e consumo locais de hidrogénio já existentes ou que se possam desenvolver no curto prazo. Será natural que progressivamente estes clusters locais e descentralizados se possam integrar, primeiro, em redes de dimensão regional e, eventualmente, só depois, em redes de dimensão transeuropeia.

A nível nacional, na ótica de *cluster*, está em desenvolvimento o projeto “H2 Green Valley Sines”, o primeiro *hub* de hidrogénio verde em Portugal, localizado na Zona Industrial e Logística de Sines. No âmbito desse

cluster, existe o projeto “H2G Backbone” da REN, que, para além da construção de uma rede em anel e uma estação de compressão, inclui um conjunto de projetos complementares na cadeia de valor do hidrogénio verde para o desenvolvimento de uma rede de infraestruturas de transmissão, armazenamento e distribuição que ligará localmente produtores e consumidores de hidrogénio de origem renovável. Para cobrir os encargos financeiros destes projetos, estão previstos financiamentos europeus e nacionais no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência bem como, numa fase inicial, do Fundo Ambiental.

Também não é ainda evidente nesta fase, a forma mais competitiva de exportar grandes quantidades de hidrogénio de origem renovável, mesmo admitindo existirem regiões, como é o caso de Portugal e de Espanha, em que as condições endógenas para produzir o hidrogénio de origem renovável serão, à partida, mais competitivas do que noutras regiões, como por exemplo o centro e norte da Europa (que dele necessitam para descarbonizar a indústria que não seja possível eletrificar). O que já hoje se verifica é que existem alternativas para essa exportação, por exemplo, no estado líquido e por via marítima, que são concorrentes diretos à solução de exportação do hidrogénio, no estado gasoso, através de gasodutos como aquele que se perspetiva na proposta de PDIRG 2023.

Com efeito, e por estas razões, a ERSE considera que a prioridade nesta fase deve passar por apostar em projetos de natureza local, como aquele a que está associado o “H2 Green Valley Sines”, em que, de modo descentralizado, se encontram áreas geográficas concretas em que se identificam, por um lado, promotores interessados no desenvolvimento de produção de hidrogénio de origem renovável e, por outro, grandes clientes industriais, com necessidade de descarbonizar os seus consumos energéticos e que se encontram desde já disponíveis para utilizar hidrogénio de origem renovável.

Sem desconsiderar as orientações constantes nas políticas nacionais de descarbonização do setor energético, particularmente no que se refere ao desenvolvimento do vetor hidrogénio, a ERSE considera que, tendo em conta dimensão e a natureza dos projetos complementares de hidrogénio inscritos na proposta de PDIRG 2023, é fundamental iniciar uma discussão mais aprofundada, nomeadamente sobre as várias opções para a conversão de gasodutos da RNTG.

4.4 CENÁRIOS DE INVESTIMENTO PARA IMPACTES TARIFÁRIOS

Em resultado dos comentários recebidos à Consulta Pública, deve a ERSE apurar e apresentar impactos tarifários previstos em termos de sustentabilidade do Sistema Nacional de Gás. Para desenvolver tais

estimativas, a ERSE desenvolveu uma análise de sensibilidade, adotando diferentes cenários de procura e cenários de investimento.

Uma vez que a ERSE também se pronuncia neste seu parecer sobre os investimentos preconizados para o desenvolvimento do vetor energético hidrogénio, importa começar por referir que, para efeitos de impactos tarifários, a ERSE considera apenas os projetos de investimento que afetam diretamente o setor do gás atual.

Os três cenários de investimento que foram estabelecidos, visam identificar de forma incremental o impacto em proveitos e tarifas resultante da aprovação de cada conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos para o setor do gás.

O primeiro cenário, inclui apenas os “Projetos Base” para os quais foi requerida DFI, enquanto que o segundo cenário acrescenta ao cenário 1 o projeto de investimento das duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, bem como o custo do gás de enchimento (*cushion gas*) das mesmas. Finalmente, o terceiro cenário acrescenta ao cenário 2 os montantes associados ao Projeto Complementar de adaptação da RNTG e do armazenamento subterrâneo a misturas de hidrogénio até um teor de 10% em volume (*vide* Quadro 4-2).

Pelas razões referidas no ponto anterior, não se analisa neste parecer o impacto tarifário, que representaria para os atuais consumidores de gás natural, dos projetos de investimento complementares associados diretamente ao hidrogénio (414 milhões de euros).

Quadro 4-2 – Cenários de investimento para impactos tarifários

Cenários	Montantes (M€)
Cenário 1	69,0
Projetos Base com DFI	69,0
Cenário 2	177,7
Projetos Base com DFI	69,0
Novas Cavidades do AS + Gás de enchimento (<i>cushion gas</i>)	108,7
Cenário 3	340,4
Projetos Base com DFI	69,0
Novas Cavidades do AS + Gás de enchimento (<i>cushion gas</i>)	108,7
Projeto Complementar de adaptação da RNTIAT a misturas de H2	162,7

Nota: Os valores de investimento representam os custos até 2028 para cada um dos projetos por ser o ano de cálculo do impacto

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, ERSE

A Figura seguinte ilustra a evolução do investimento para cada um dos cenários, incluindo o real entrado em exploração anterior a 2023, e a desagregação anual no primeiro quinquénio da proposta de PDIRG 2023 (2024 a 2028), considerando a totalidade do investimento proposto no conjunto das 3 infraestruturas, acrescido da atividade de GTG e incluindo os projetos transversais.

Chama-se a atenção para o facto do cenário 2 ser comum ao cenário 1 até 2026, uma vez que o investimento nas duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo apenas tem início em 2027.

Figura 4-5 – Cenários de Investimento desagregados por ano

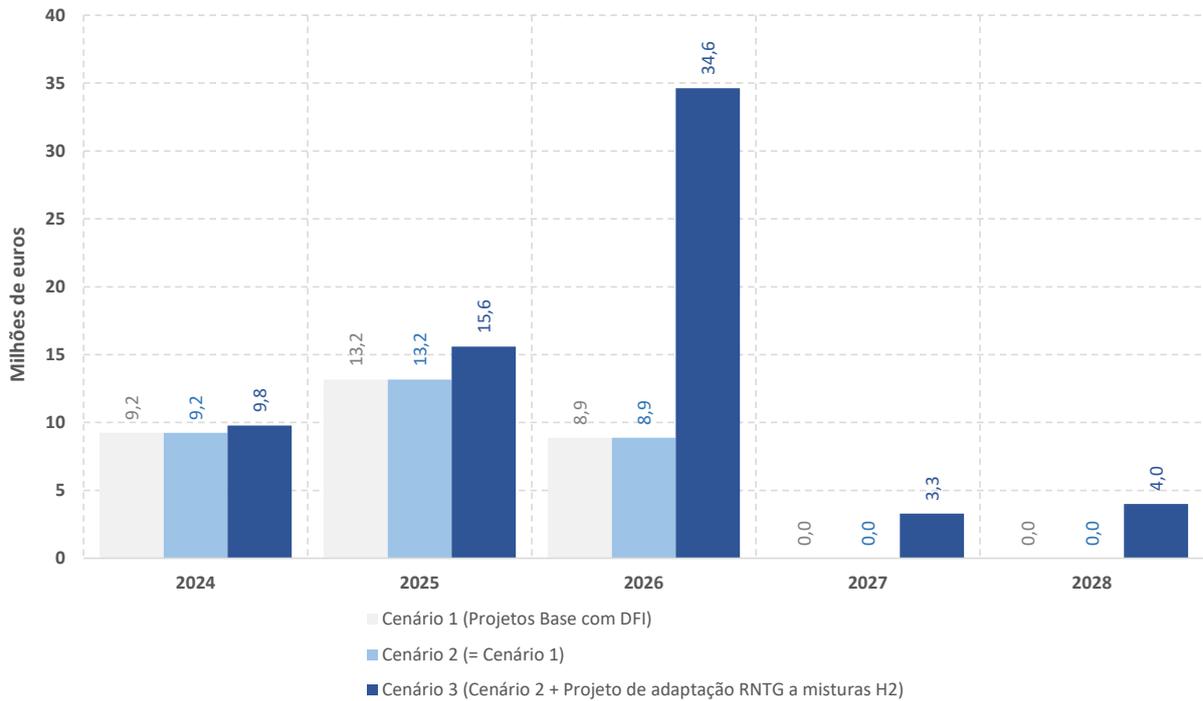


Fonte: Proposta de PDIRG 2023

A evolução do investimento para os diferentes cenários é, contudo, distinta para cada infraestrutura. Enquanto no caso do Terminal de GNL, não existe qualquer variação entre os 3 cenários, no caso da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo, há diferenças significativas entre cenários.

Por exemplo, no caso do conjunto RNTG (acrescida do investimento na GTG), não se regista qualquer diferença entre os cenários 1 e 2. Apenas no caso do cenário 3, relacionado com o Projeto de adaptação da RNTG para misturas de gás e hidrogénio até 10% em volume, esse aumento de investimento ocorre. Por outro lado, de destacar que, na proposta de PDIRG 2023 em análise, não existe qualquer investimento em “Projetos Base” com DFI nos 2 últimos anos do quinquénio, uma vez que não foi requerida DFI para esse período por parte da REN.

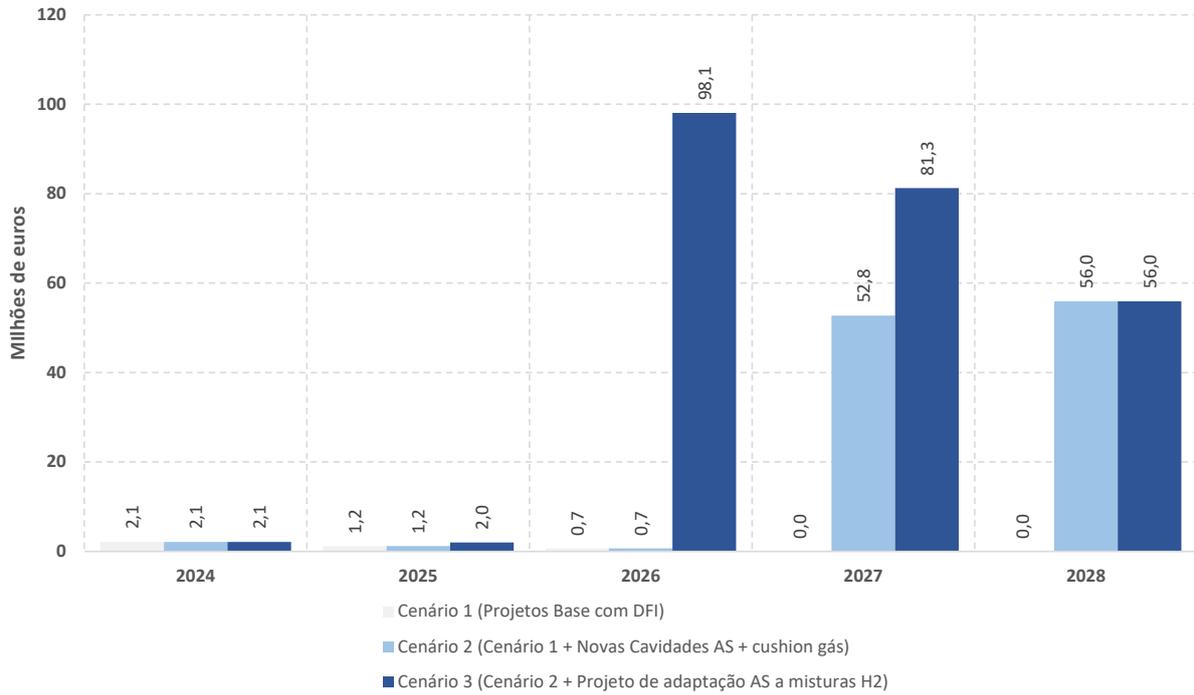
Figura 4-6 – Cenários de Investimento desagregados por ano na RNTG+GTG



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Já no caso do Armazenamento Subterrâneo, cada cenário apresenta um montante de investimento diferenciado, com o maior investimento a ser realizado nos últimos 3 anos do quinquénio, associado quer à construção das duas novas cavidades, quer à adaptação desta infraestrutura para receber misturas de gás e hidrogénio até 10% de volume, como já referido.

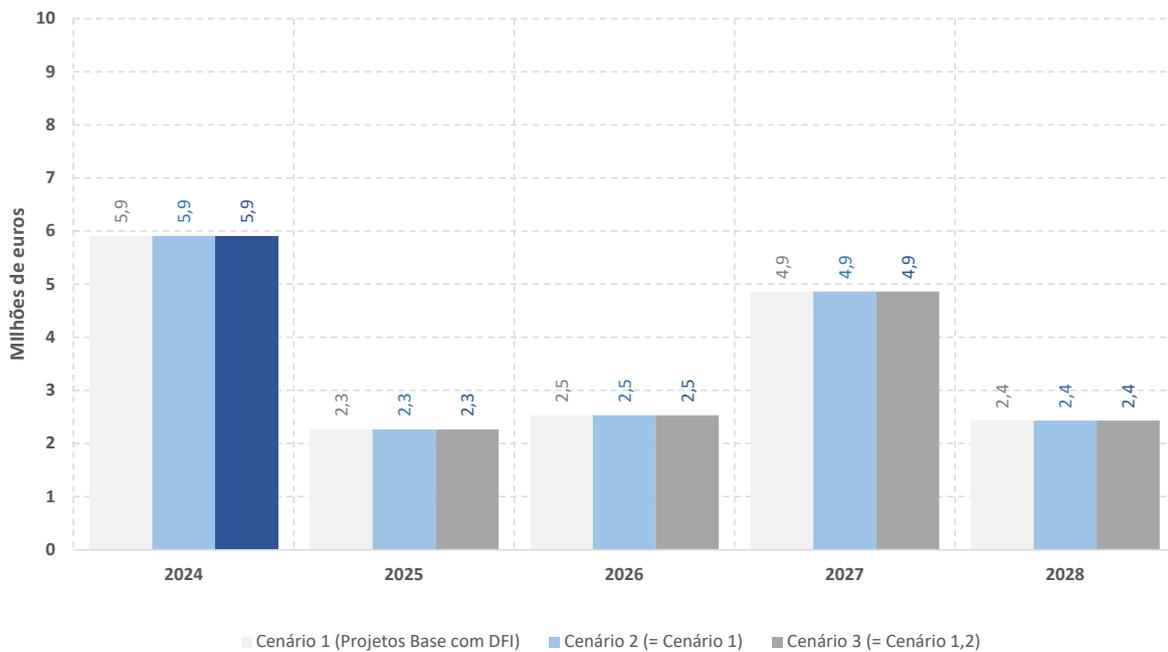
Figura 4-7 – Cenários de Investimento desagregados por ano no AS



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

Finalmente, como também referido, no caso do Terminal GNL, não há diferenciação entre cenários.

Figura 4-8 – Cenários de Investimento desagregados por ano no Terminal GNL



Fonte: Proposta de PDIRG 2023

5 IMPACTES TARIFÁRIOS DA PROPOSTA DE PDIRG 2023

Os impactes dos custos a recuperar pelas tarifas de gás ao nível das infraestruturas de Alta Pressão foram avaliados ponderando dois cenários de procura de gás para o período 2024-2028 e três cenários de investimento, para o mesmo período.

Ao nível da procura de gás, no capítulo 3, apresentam-se com maior detalhe os pressupostos utilizados para determinação dos impactes dos investimentos inscritos na proposta de PDIRG 2023, nos proveitos a recuperar pelas tarifas ao nível das atividades de AP. Os pressupostos assentam, para os anos de 2023 e 2024, na procura prevista nas tarifas do setor, para o ano gás 2023-2024, e consideram o período 2025 a 2028 para os valores de procura previstos na Proposta de PDIRG 2023, baseadas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040 (RMSA).

Ao nível dos investimentos considerados para a avaliação dos impactes em proveitos e tarifas, foram considerados os três cenários descritos anteriormente no ponto 4.4. Conforme mencionado, de modo a ter a perceção dos impactes incrementais dos investimentos associados à proposta de PDIRG 2023, optou-se por desagregar a análise dos investimentos em três cenários: (1) Projetos Base com pedido de DFI, (2) Investimentos do cenário 1, acrescidos do investimento nas duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo e respetivos custos do gás de enchimento “*cushion gas*”, e (3) Investimentos dos cenários 1 e 2, acrescidos dos custos do investimento em “*blending 10%*”, ao nível das atividades de armazenamento subterrâneo e de transporte.

5.1 IMPACTES EM PROVEITOS

APRESENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

O Quadro 5-1 apresenta as hipóteses consideradas pela ERSE na construção dos diferentes cenários de análise dos impactes dos investimentos propostos nos custos unitários.

Com base nas várias alternativas consideradas foram construídos seis cenários de avaliação dos impactes dos custos dos investimentos previstos.

Quadro 5-1 - Cenários ERSE de avaliação dos impactes em proveitos dos investimentos da proposta de PDIRG 2023

Cenários Investimento	Descritivo dos Cenários de Investimento	Cenário de Quantidades	Subsídios
Cenário 1	Projetos Base com pedido de DFI	Cenário Central	Não Aplicável
		Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário 2	Cenário 1 + Cavernas + custos do gás de enchimento "cushion gas"	Cenário Central	Não Aplicável
		Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário 3	Cenário 2 + <i>blending</i> 10%	Cenário Central	Não Aplicável
		Cenário Inferior	Não Aplicável

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

Ao nível da análise da evolução dos custos dos novos investimentos, e para uma melhor perceção dos impactes das alternativas de investimento mencionadas anteriormente, foi também simulada a evolução de um cenário que não considera qualquer novo investimento ao longo do período em análise e que permite avaliar os impactes dos investimentos considerados em todos os cenários apresentados.

PRESSUPOSTOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

Para avaliar os impactes dos investimentos inscritos na proposta de PDIRG 2023 na evolução dos proveitos permitidos das atividades em AP, a ERSE considerou um conjunto de pressupostos que permitiram simular a evolução do CAPEX¹³ das atividades reguladas.

Assim, a avaliação dos impactes em proveitos resultantes dos investimentos inscritos nesta proposta de PDIRG teve em conta, para cada um dos três cenários de investimento, os seguintes pressupostos contabilístico-financeiros:

1. entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Apenas nessa data se considera que os investimentos propostos passam a ter impacte no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;

¹³ Custos de investimentos, do inglês *Capital Expenditure*.

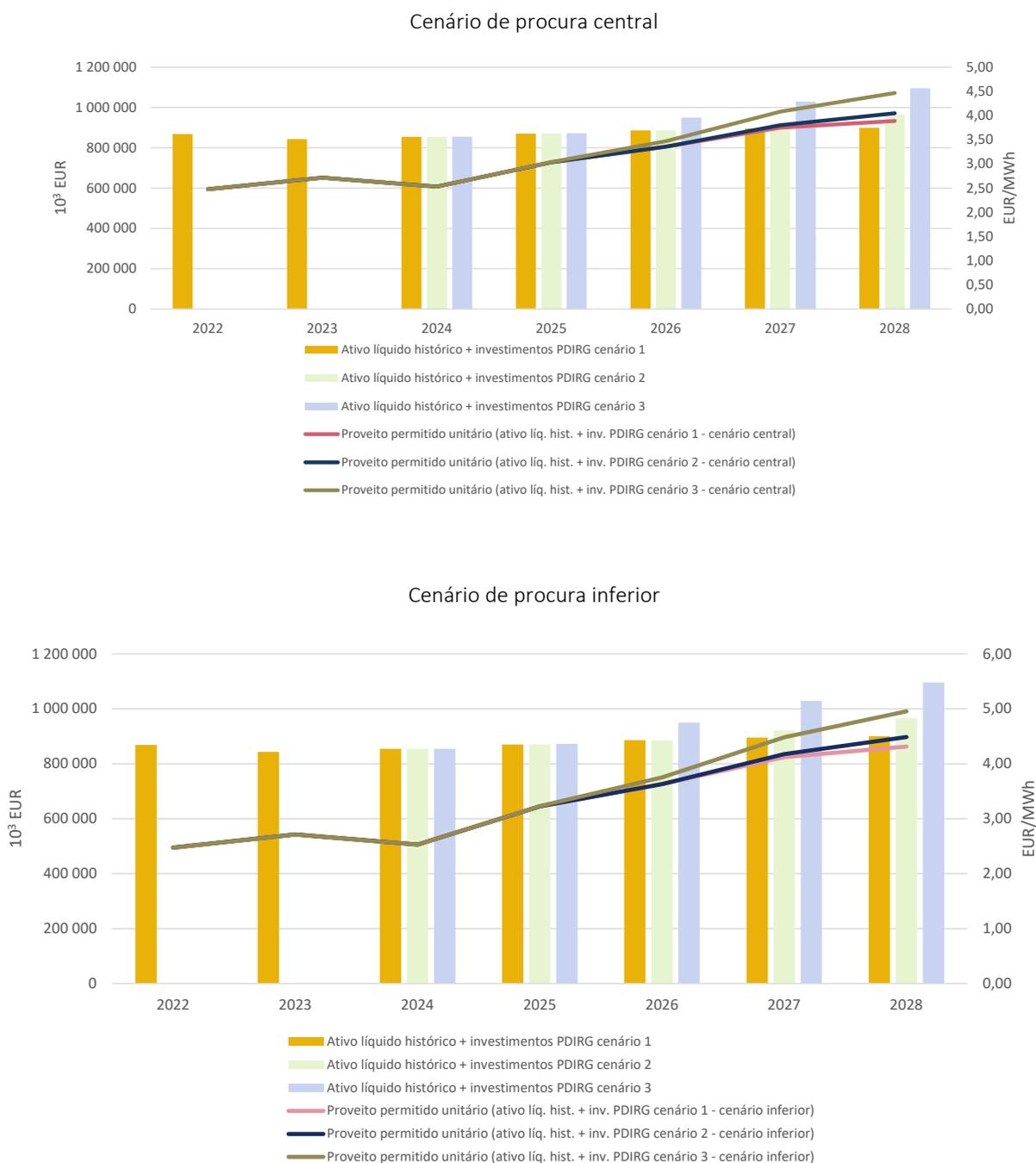
2. consideração do valor dos investimentos a custos totais apresentados na proposta de PDIRG 2023, para as atividades de Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e Gestão Técnica e Global do Sistema (GTGS), bem como dos investimentos não enquadrados diretamente em qualquer atividade e designados por “investimento em IT e não específico”;
3. para apurar as amortizações dos novos investimentos, foram consideradas as taxas médias de amortização específicas de cada atividade (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e GTGS) observadas no triénio de 2019 a 2021 (últimos valores reais auditados). Relativamente à parcela de “investimento em IT e não específico”, foi considerada a taxa média de todas as atividades de AP, para o mesmo triénio;
4. taxas de remuneração dos ativos de 5,29%, 5,69% e 5,30% para os anos de 2022, 2023 e 2024 respetivamente, definidas e previstas nas tarifas para o ano gás de 2023-2024. Para 2025 e para os anos seguintes, foi considerada a taxa de 5,30%;
5. o IPIB considerado para a atualização dos custos de OPEX de 4,5%, 5,8% e 2,3% para os anos de 2022, 2023 e 2024, respetivamente, que correspondem aos valores considerados em tarifas do ano gás 2023-2024, e de 2,0% para os seguintes anos (2025 a 2028).

Ao nível do OPEX, foram efetuadas simulações para cada um dos operadores das infraestruturas de AP, REN Atlântico, REN Gasodutos e REN Armazenagem. Nestas simulações, foi considerado como pressuposto que a metodologia de regulação de cada uma das empresas se iria manter ao longo do horizonte temporal das simulações, considerando na parcela de atualização como correspondente IPIB os valores referidos anteriormente.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

A Figura 5-1 permite observar a evolução prevista no período 2022-2028 relativa ao ativo líquido histórico de 2023, acrescido dos valores dos investimentos considerados nos 3 cenários analisados, bem como a evolução dos custos unitários para os 2 cenários de procura considerados, cenário central e cenário inferior.

Figura 5-1 - Ativo Líquido e proveito permitido unitário por quantidades de gás transportadas



Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

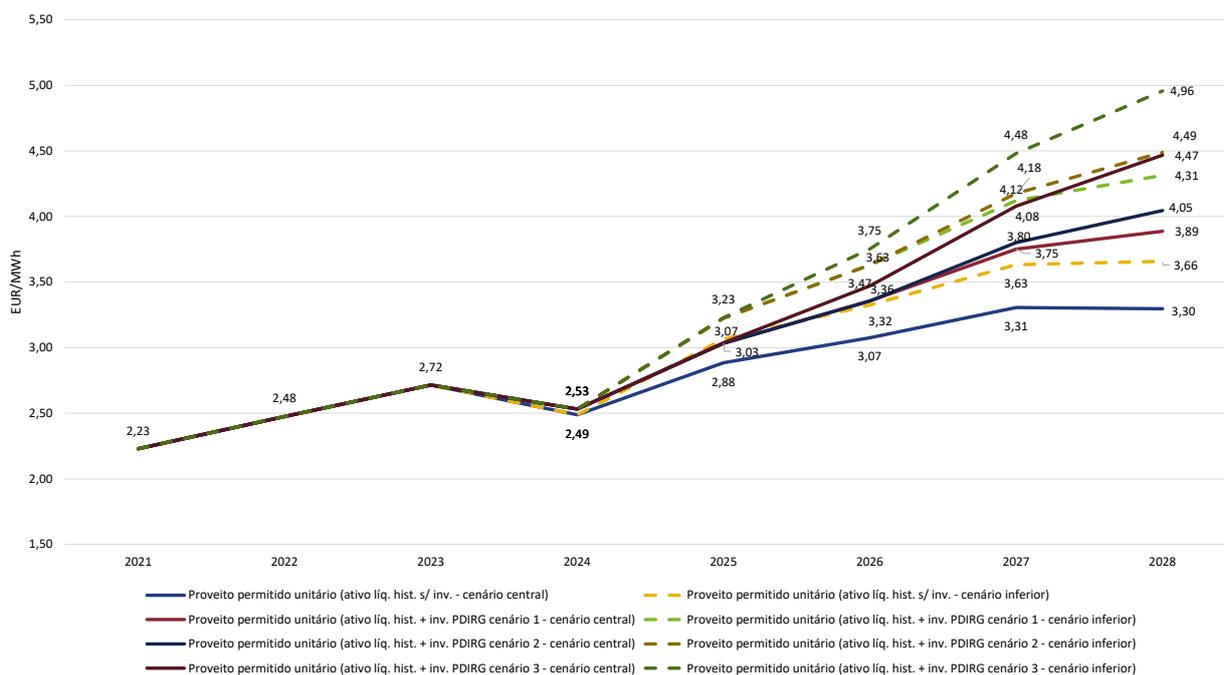
O crescimento do proveito permitido unitário, que se observa a partir do ano de 2024, é influenciado pelo efeito conjugado do investimento entrado em exploração em cada ano, em função de cada cenário de investimento considerado, e pelo nível de procura estimada para os últimos quatro anos do período em análise. A partir de 2023, a evolução estimada das quantidades nos três cenários da procura é significativamente diferente, facto que justifica os diferentes comportamentos do proveito permitido

unitário em cada cenário. Paralelamente, a entrada em exploração dos investimentos, inscritos na proposta de PDIRG 2023 para o período de 2024 a 2028, contribuem para o incremento gradual do valor dos ativos líquidos com novos investimentos, comparando com o valor destes ativos em 2023. Este crescimento é mais notório no cenário 2, nos anos de 2027 e 2028, quando entram em exploração as duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo propostas, e no cenário 3, entre os anos de 2026 e 2028, em que para além das duas cavidades já referidas, entram em exploração os investimentos relacionados com a adaptação da RNTG (gasoduto e armazenamento subterrâneo) a misturas de gás e H₂ até 10% em volume. Observa-se, também, na Figura 5-1 a manutenção da tendência de acréscimo do ativo líquido, significando que os valores incrementais dos novos investimentos são superiores ao valor das amortizações anuais dos ativos em exploração.

Refira-se que a quebra acentuada prevista ocorrer ao nível da procura entre os anos de 2023 e 2028, cerca de 32,7% no cenário central e de 39,3% no cenário inferior, contribui, também, para o acréscimo dos proveitos unitários.

Conforme mencionado anteriormente, para a análise de impactes dos investimentos constantes dos três cenários considerados pela ERSE, simulou-se um cenário base que não considera qualquer investimento ao longo do período em análise, permitindo uma melhor visualização dos impactos cumulativos decorrentes dos três cenários de investimentos analisados, ao nível dos proveitos de cada atividade. A Figura 5-2 apresenta a evolução dos proveitos unitários das atividades de Alta Pressão, por quantidades de energia transportada para o cenário que não considera investimentos e para os três cenários analisados neste documento, considerando para cada qual o impacto dos dois cenários de procura.

Figura 5-2 - Proveito permitido unitário por quantidades de gás transportado



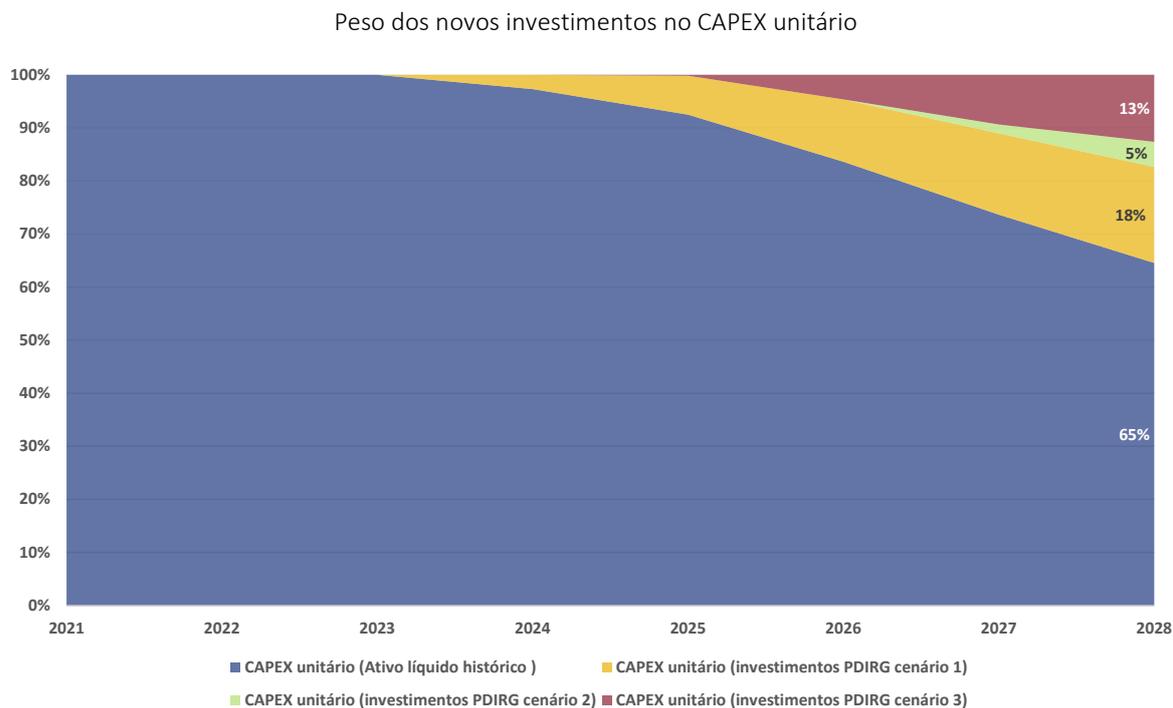
Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

A realização dos investimentos base com DFI (cenário 1) inscritos na proposta de PDIRG 2023 implicará, para o ano de 2028, um crescimento estimado do proveito permitido unitário na ordem dos 17,9% nos dois cenários da procura, comparativamente ao proveito permitido unitário desse ano sem os investimentos. Esse crescimento unitário, face ao cenário de inexistência de novos investimentos, será de cerca de 22,3% no cenário 2 e de 35,5% no cenário 3. Considerando os valores dos proveitos permitidos unitários estimados para 2028, comparativamente aos valores observados no ano base de 2021 (último ano com informação real fechada), prevê-se que os investimentos inscritos na proposta de PDIRG 2023, associados à redução do nível de procura previsto no mesmo Plano, impliquem em 2028, taxas médias anuais de crescimento dos proveitos unitários das atividades de Alta Pressão a variar entre os 8,3% e os 10,4% no cenário de procura central e os 9,9% e os 12,1%, no cenário de procura inferior.

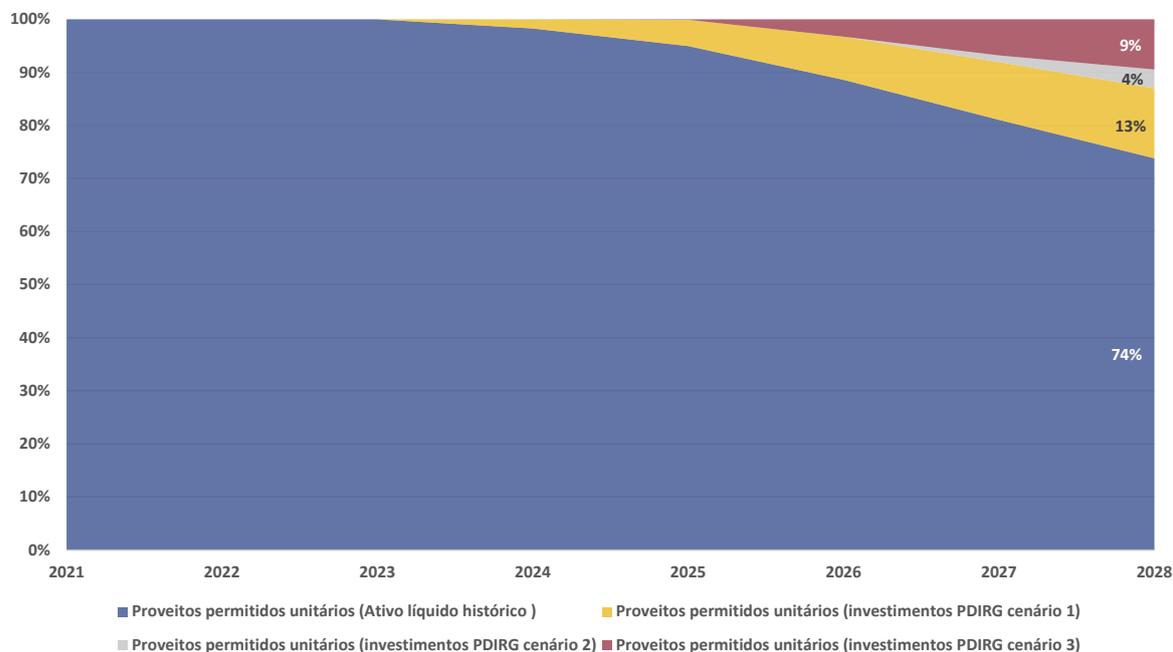
As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível do CAPEX¹⁴ e dos proveitos permitidos das atividades reguladas. Na Figura 5-3 observa-se o peso relativo dos investimentos considerados em cada um dos cenários de investimento analisados neste documento, para o cenário central de procura.

¹⁴ *Capital expenditure*- custos aceites correspondentes às amortizações dos ativos e à remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios.

Figura 5-3 - Peso dos investimentos propostos (cenário central)



Peso dos novos investimentos no Proveito permitido unitário



Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

No caso do CAPEX unitário, os investimentos de base com DFI representam cerca de 18% no ano de 2028, altura em que se prevê estarem a totalidade dos investimentos deste tipo em exploração. Considerando o proveito permitido unitário, estes investimentos representam cerca de 13% na mesma referência temporal. Por outro lado, a realização dos investimentos considerados no cenário 3 (investimentos de base com DFI, 2 novas cavidades com o respetivo “*cushion gas*” e a adaptação da RNTG a novos gases e H₂ em 10%), representaria, em 2028, um acréscimo do CAPEX unitário de cerca de 36%, e do proveito unitário de cerca de 26%.

O quadro seguinte apresenta para 2028 os impactes ao nível do proveito permitido unitário das atividades em AP dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

Quadro 5-2 - Impacte dos novos investimentos no proveito permitido unitário das atividades de Alta Pressão por quantidades de gás transportado

EUR/MWh	Proveito Unitário	Proveito Unitário com investimentos base com DFI (cenário 1)	Variação do Proveito Unitário (cenário 1 - PP ano 2023)		Proveito Unitário com investimentos base com DFI + cavidades (cenário 2)	Variação do Proveito Unitário (cenário 2 - cenário 1)		Proveito Unitário com investimentos base com DFI + cavidades + blending 10% (cenário 3)	Variação do Proveito Unitário (cenário 3 - cenário 2)	
			€	%		€	%		€	%
			2023 → 2028			2023 → 2028			2023 → 2028	
REN										
Cenário Central	2,7151	3,8879	1,1728	43,2%	4,0455	0,1576	4,1%	4,4670	0,4215	10,4%
Cenário Inferior		4,3141	1,5990	58,9%	4,4889	0,1749	4,1%	4,9566	0,4677	10,4%
REN ATLÂNTICO										
Cenário Central	0,8835	1,0578	0,1743	19,7%	1,0578	0,0000	0,0%	1,0578	0,0000	0,0%
Cenário Inferior		1,1737	0,2903	32,9%	1,1737	0,0000	0,0%	1,1737	0,0000	0,0%
REN ARMAZENAGEM										
Cenário Central	0,3074	0,4472	0,1397	45,5%	0,6047	0,1576	35,2%	0,9332	0,3284	54,3%
Cenário Inferior		0,4962	0,1888	61,4%	0,6710	0,1749	35,2%	1,0355	0,3644	54,3%
REN GASODUTOS										
Cenário Central	1,5242	2,3383	0,8140	53,4%	2,3383	0,0000	0,0%	2,4314	0,0931	4,0%
Cenário Inferior		2,5946	1,0704	70,2%	2,5946	0,0000	0,0%	2,6979	0,1033	4,0%
REN Investimento Corrente Urgente + IT e Investimento Não Específico										
Cenário Central	0,0000	0,0446	0,0446	-	0,0446	0,0000	0,0%	0,0446	0,0000	0,0%
Cenário Inferior		0,0495	0,0495	-	0,0495	0,0000	0,0%	0,0495	0,0000	0,0%

Nota: Não existe detalhe individualizado dos investimentos em IT e não específicos para 2023, que permita a quantificação autónoma deste tipo de investimentos, que estarão incorporados nesse ano no valor agregado do proveito unitário de cada empresa.

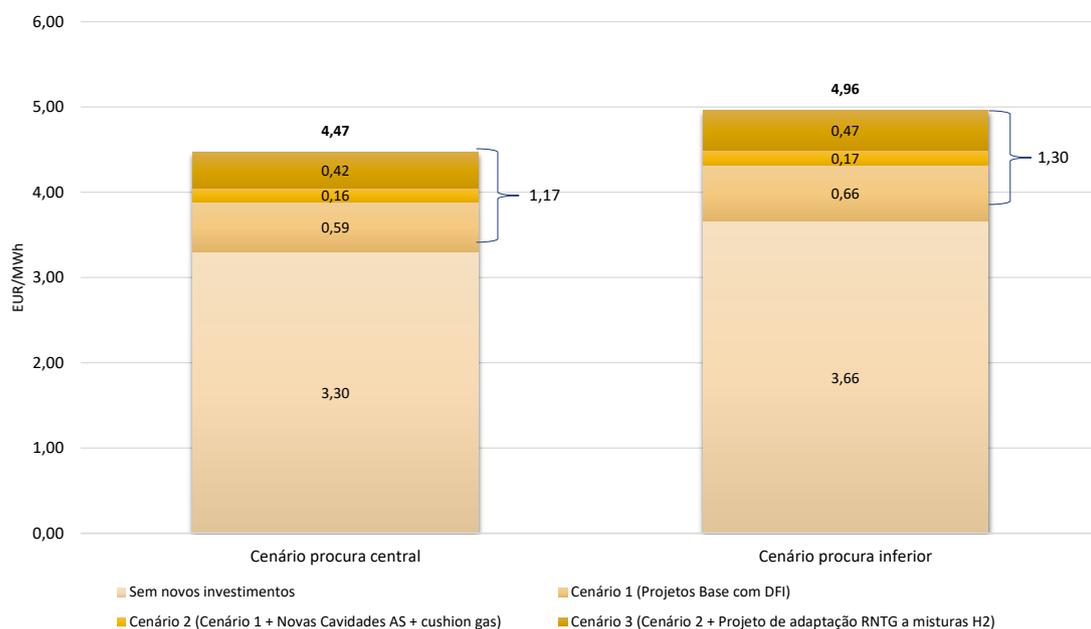
Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

Considerando os dois cenários de procura, estima-se que os investimentos em exploração em 2023 acrescidos dos novos investimentos contantes dos cenários analisados resultarão num crescimento dos proveitos permitidos unitários de todas as atividades de Alta Pressão, para qualquer um dos cenários de investimento. Refira-se, novamente, que as variações aqui apresentadas estão influenciadas pela redução do nível da procura implícita nos dois cenários considerados.

Em termos relativos, o crescimento é mais acentuado na atividade de armazenamento subterrâneo, por via dos investimentos previstos no cenário 2, construção de duas novas cavidades e respetivo “*cushion gas*”, e cumulativamente no cenário 3, com o investimento na adaptação da RNTG a misturas de gases e H₂, até 10% em volume. Deste modo, o maior impacto dos novos investimentos inscritos na proposta de PDIRG 2023, ao nível do proveito permitido unitário, ocorrerá nas atividades de Transporte de gás (que inclui a atividade de Gestão Técnica Global do Sistema) e de Armazenamento Subterrâneo. Nestas duas atividades, estima-se que as propostas de investimento em ativos relacionados com a adaptação das respetivas instalações a misturas de gás e H₂ até 10% em volume, representem um acréscimo do proveito permitido unitário, para o ano de 2028, de 35,2%% e 3,8%, respetivamente, em relação ao valor que se estima obter neste ano sem a realização desses investimentos.

O Figura 5-4 apresenta para 2028 os impactos de cada um dos cenários de investimento para os dois cenários de procura. Esta figura considera, como valor base para a análise, um cenário sem novos investimentos ao longo do período 2024-2028.

Figura 5-4 - Impacte nos proveitos permitidos unitários de 2028 dos cenários de investimento analisados



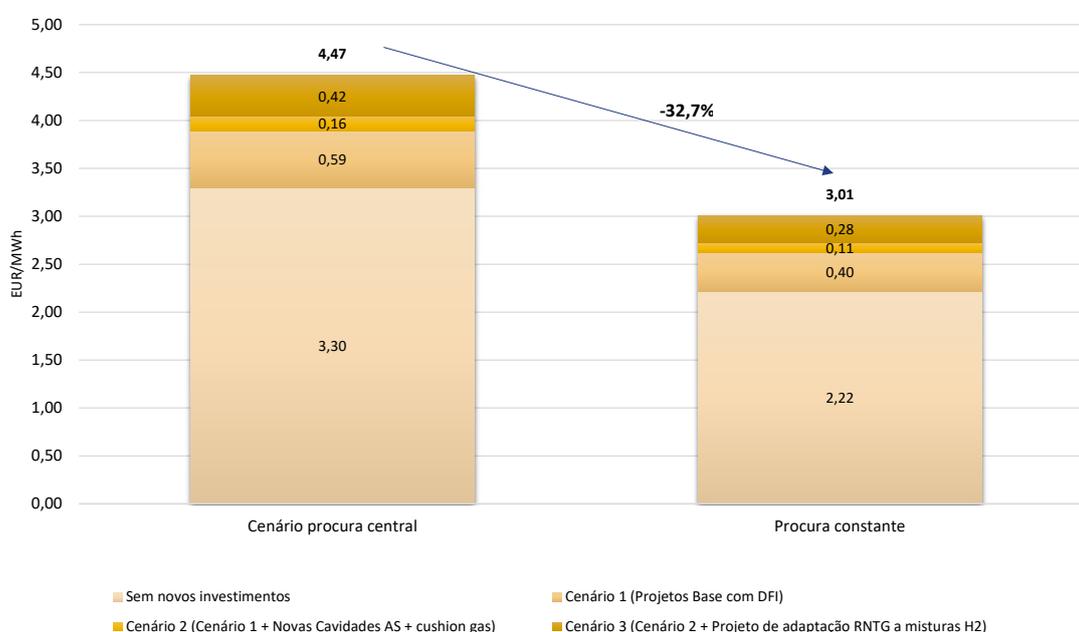
Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

A figura permite verificar que a realização de todos os investimentos analisados, cenário 3, teria em 2028 um impacto de 1,17 EUR/MWh, para o cenário de procura central, e de 1,30 EUR/MWh, para o cenário de

procura inferior, relativamente à hipótese de não realização de qualquer investimento ao longo do período 2024-2028.

Conforme referido anteriormente, a evolução da procura considerada nas análises efetuadas tem um impacto bastante acentuado no proveito unitário apurado. A figura abaixo apresenta o impacto da procura nos proveitos permitidos unitários. Assim, caso o nível de procura se mantivesse constante ao longo do período 2023-2028, o proveito permitido unitário resultante dos novos investimentos seria cerca de 33% inferior ao proveito permitido unitário apurado para o cenário de procura central.

Figura 5-5 - Impacte dos investimentos nos proveitos permitidos unitários de 2028 com a procura constante no período 2023-2028



5.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS NA RNTG PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2023 EM 2028

Neste subcapítulo, avalia-se o impacto tarifário associado aos cenários de investimento anteriormente apresentados no quadro da atividade de transporte de gás.

Os impactes tarifários na atividade de transporte de gás, decorrentes da concretização do investimento incluído na proposta de PDIRG 2023, são diferenciados pelas duas perspetivas de evolução do nível da procura, previstas pela ERSE (conforme a secção 3.2):

- Cenário central – consumo de gás em 2028 de 41,5 TWh/ano,
- Cenário inferior – consumo de gás em 2028 de 37,4 TWh/ano.

Em ambos os cenários de procura, considera-se um consumo base estimado para 2023, de 61,7 TWh.

Uma vez que a análise se centra na atividade de transporte de gás, os cenários de investimento ¹⁵ relevantes são o Cenário 1 (“Projetos Base” com DFI) e o Cenário 3 (Cenário 2 + *blending* 10%), que incluem investimentos na RNTG. Os investimentos previstos no Cenário 2 face ao Cenário 1 correspondem unicamente a investimentos relativos à atividade de armazenamento subterrâneo (Cavernas + custos do gás de enchimento “*cushion gas*”), pelo que o cenário não é incluído nesta análise.

A análise de impactes tarifários é, assim, realizada para dois cenários de procura e dois cenários de investimento.

Esta análise considera apenas os investimentos na RNTG, não incluindo qualquer investimento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG. Adicionalmente, no que respeita aos proveitos na RNTG, são considerados apenas aqueles que têm impacto direto quer na tarifa de acesso às redes, quer nos preços finais dos consumidores, ou seja, os proveitos recuperados apenas nas saídas da RNTG. Estes proveitos representam 72% dos proveitos totais definidos para a RNTG.

O Quadro 5-3 apresenta a variação do preço médio entre 2023 e 2028, em valores percentuais, para os dois cenários de procura e para os dois cenários de investimento, Cenário 1 e Cenário 3, com base na estimativa atual do preço médio em 2023 ¹⁶, que considera informação atualizada sobre investimentos e sobre a procura de gás (identificada no quadro por “*Variações preço médio (2023 a 2028) [d/c-1] %*”).

Adicionalmente, apresenta-se o impacte tarifário considerando os valores das tarifas praticadas em 2023, em que o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) em 2023 resulta da média ponderada das tarifas do ano gás 2022/2023 (proporção de 3/4) e das tarifas do ano gás 2023/2024 (proporção de 1/4), uma vez que o ano gás decorre entre outubro e setembro (identificado no quadro por “*Variações Tarifárias (Tarifas 2023 a 2028) [d/a-1] %*”).

¹⁵ Os cenários de investimento são descritos na secção 4.4.

¹⁶ Identificado no quadro por “2023^(c)”.

Nos anos gás referidos, a tarifa de URT apresenta um preço médio muito reduzido, 0,37 €/MWh, devido aos ajustamentos e ao mecanismo de diferimento temporal associado a desvios de procura. Assim, para além do preço médio da tarifa de URT em 2023 ¹⁷, o quadro seguinte apresenta igualmente o preço médio da tarifa de URT em 2023 caso não fossem considerados os ajustamentos de s-1 e s-2, nem o diferimento temporal dos desvios de proveitos em s associados à procura de gás dos anos gás s-2 a s ¹⁸ (identificado no quadro por “*Variações Tarifárias (Tarifas 2023^(b) a 2028) [d/b-1] %*”).

¹⁷ Identificado no quadro por “Tarifas 2023^(a)”.

¹⁸ Identificado no quadro por “Tarifas 2023^(b) (sem ajustamentos)”: o valor dos proveitos a recuperar, em 2023, caso não fossem considerados os ajustamentos de s-1 e s-2, assim como o diferimento temporal dos desvios de proveitos em s associados à procura de gás dos anos gás s-2 a s, seria de 53 milhões de euros e não os 26 milhões de euros que estão implícitos no cálculo das tarifas para os anos gás 2022/2023 e 2023/2024.

Quadro 5-3 – Variação de preço médio (2028/2023) dos cenários de investimento da proposta de PDIRG 2023 na RNTG

Variações Preços médios (2023 a 2028) e Variações Tarifárias (Tarifas 2023 a 2028)	Tarifas 2023* (a)	Tarifas 2023* (b) (sem ajustamentos)	2023 (c)	Análise dos cenários			
				2028 (d)			
				Investimentos: Cenário 1		Investimentos: Cenário 3	
				Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior	Procura: Cenário médio	Procura: Cenário Inferior
Energia (GWh)	69 512	69 512	61 656	41 500	37 400	41 500	37 400
Proveito/Receita (EUR)	25 667 958	52 938 110	57 732 842	59 068 623	59 068 623	61 849 524	61 849 524
Preço Médio URT (EUR/MWh)	0,37	0,76	0,94	1,42	1,58	1,49	1,65
Variações preço médio (2023 a 2028) [d/c-1] %							
Uso Rede Transporte (URT) (%)				52,0%	68,7%	59,2%	76,6%
Acesso às Redes (%)				5,4%	7,2%	6,2%	8,0%
AP (%)				38,5%	50,8%	43,8%	56,7%
MP (%)				8,2%	10,8%	9,3%	12,0%
BP> (%)				1,8%	2,4%	2,1%	2,7%
BP< (%)				0,6%	0,9%	0,7%	1,0%
Preços Finais (%)				0,6%	0,7%	0,6%	0,8%
AP (%)				0,6%	0,8%	0,7%	0,9%
MP (%)				0,5%	0,7%	0,6%	0,8%
BP> (%)				0,4%	0,6%	0,5%	0,7%
BP< (%)				0,3%	0,4%	0,4%	0,5%
Variações Tarifárias (Tarifas 2023 a 2028) [d/a-1] %							
Uso Rede Transporte (URT) (%)				285,5%	327,7%	303,6%	347,8%
Acesso às Redes (%)				29,8%	34,3%	31,7%	36,4%
AP (%)				211,3%	242,6%	224,7%	257,5%
MP (%)				44,8%	51,4%	47,6%	54,6%
BP> (%)				10,0%	11,5%	10,6%	12,2%
BP< (%)				3,6%	4,1%	3,8%	4,3%
Preços Finais (%)				3,1%	3,5%	3,3%	3,8%
AP (%)				3,5%	4,0%	3,8%	4,3%
MP (%)				3,0%	3,4%	3,1%	3,6%
BP> (%)				2,4%	2,8%	2,6%	3,0%
BP< (%)				1,8%	2,0%	1,9%	2,1%
Variações Tarifárias (Tarifas 2023(b) a 2028) [d/b-1] %							
Uso Rede Transporte (URT) (%)				86,9%	107,4%	95,7%	117,1%
Acesso às Redes (%)				9,1%	11,2%	10,0%	12,2%
AP (%)				64,3%	79,5%	70,8%	86,7%
MP (%)				13,6%	16,9%	15,0%	18,4%
BP> (%)				3,0%	3,8%	3,3%	4,1%
BP< (%)				1,1%	1,3%	1,2%	1,5%
Preços Finais (%)				0,9%	1,2%	1,0%	1,3%
AP (%)				1,1%	1,3%	1,2%	1,4%
MP (%)				0,9%	1,1%	1,0%	1,2%
BP> (%)				0,7%	0,9%	0,8%	1,0%
BP< (%)				0,5%	0,7%	0,6%	0,7%

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

Analisando os resultados, verifica-se que o impacto ao nível da tarifa de URT regista variações distintas entre 2023 e 2028, dependendo do preço médio de referência considerado em 2023. Verifica-se, igualmente, que em qualquer um dos cenários de procura considerados para 2028 a procura é inferior à de 2023. Este pressuposto, por si só, resulta num aumento do preço médio da URT em 2028.

No que respeita às tarifas pagas pelos consumidores finais, as variações são mais significativas, tanto ao nível das tarifas de Acesso às Redes, como ao nível dos Preços Finais, para os clientes em alta pressão e média pressão, uma vez que o peso da tarifa de uso da rede de transporte na sua fatura é mais relevante. Já ao nível dos preços pagos pelos consumidores em baixa pressão, designadamente no que respeita aos

consumidores domésticos em BP< (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³), a materialidade dos impactes é menos relevante, quer para as tarifas de acesso às redes, quer para os preços de venda a clientes finais.

Analisando as variações decorrentes da concretização do investimento, verifica-se que independentemente dos cenários de investimento ou dos cenários de procura considerados, ocorre sempre um acréscimo de preço médio entre 2023 e 2028.

No entanto, a maior variação de preço médio da URT, decorrente da realização do investimento, regista-se quando se compara o preço médio no ano de 2028 com o preço médio das tarifas de URT pagas pelos consumidores em 2023 (entre 285,5% e 327,7%, para o Cenário 1, e entre 303,6% e 347,8%, para o Cenário 3). Estes valores significativos resultam, não dos investimentos propostos, mas antes de um nível tarifário extremamente baixo em 2023 (0,37 €/MWh). Este baixo nível tarifário resulta dos ajustamentos e diferimentos temporais associados à procura de gás que têm como consequência uma redução da tarifa para níveis muito inferiores ao nível do custo da atividade na ausência dos mesmos (0,76 €/MWh). Caso não sejam considerados os ajustamentos e diferimentos temporais associados à procura de gás, identificado no quadro por “Tarifas 2023^(b) (sem ajustamentos)”, as variações de preço médio da URT seriam de 86,9% ou 107,4%, para o Cenário 1, e de 95,7% ou 117,1%, para o Cenário 3, em função do cenário de procura considerado.

Conforme referido, o Cenário 1 corresponde a todos os investimentos previstos com pedido de DFI, enquanto que o Cenário 3, no que se refere à atividade de transporte, inclui adicionalmente o investimento que assegura o *blending* até 10% em volume. O impacte tarifário em 2028 da concretização do investimento previsto para o *blending* 10% na rede de transporte é apresentado no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 - Impacte tarifário em 2028 resultante da proposta de investimento na atividade de transporte relativo ao *blending* 10%

Impacte Tarifário em 2028, face ao Cenário 1 de investimento	Cenários de Procura (2028)	
	Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior
Uso Rede Transporte (URT) (%)	4,7%	4,7%
Acesso às Redes (%)	0,8%	0,9%
AP (%)	4,0%	4,0%
MP (%)	1,2%	1,3%
BP> (%)	0,3%	0,3%
BP< (%)	0,1%	0,1%
Preços Finais (%)	0,1%	0,1%
AP (%)	0,1%	0,1%
MP (%)	0,1%	0,1%
BP> (%)	0,1%	0,1%
BP< (%)	0,1%	0,1%

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

O impacte tarifário em 2028, resultante unicamente da proposta de investimento previsto para o *blending* 10% na rede de transporte, é de 4,7% em qualquer dos cenários de procura ¹⁹. No que respeita às tarifas de acesso às redes e às tarifas de venda a clientes finais, os impactes são diferenciados, consoante o cenário de procura, sendo ligeiramente superiores no cenário inferior de procura. Nas tarifas de acesso às redes, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura apresentam a seguinte diferenciação, por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 4,0%; média pressão 1,3%; baixa pressão > 10 000 m³/ano 0,3% e baixa pressão < 10 000 m³/ano 0,1%. No que respeita às tarifas de venda a clientes finais, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura são relativamente reduzidos, sendo de 0,1% para todos os clientes.

O Quadro 5-5 apresenta o impacto tarifário, em termos anualizados, dos investimentos da proposta de PDIRG 2023 para a atividade de transporte.

¹⁹ Por exemplo, o impacte tarifário de 4,7% no cenário inferior de procura é calculado da seguinte forma: $(1+117,1\%)/(1+107,4\%)-1$.

Quadro 5-5 - Impacte tarifário, anualizado, para o período 2023 a 2028, na atividade de transporte, para os Cenários 1 e 3

Impacte Tarifário em 2028 (valores anualizados)	Investimentos: Cenário 1		Investimentos: Cenário 3	
	Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior	Procura: Cenário central	Procura: Cenário Inferior
Uso Rede Transporte (URT) (%)	13,3%	15,7%	14,4%	16,8%
Acesso às Redes (%)	1,8%	2,2%	1,9%	2,3%
AP (%)	10,4%	12,4%	11,3%	13,3%
MP (%)	2,6%	3,2%	2,8%	3,4%
BP> (%)	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%
BP< (%)	0,2%	0,3%	0,2%	0,3%
Preços Finais (%)	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
AP (%)	0,2%	0,3%	0,2%	0,3%
MP (%)	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
BP> (%)	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
BP< (%)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Fonte: Proposta de PDIRG 2023, RMSA 2022, ERSE

Para o Cenário 1 e cenário inferior de procura, relativo aos investimentos já com pedido de DFI, verifica-se um aumento médio que varia entre 0,3% (BP<) e 12,4% (AP), em termos anuais, nas tarifas de acesso às redes. Nos preços finais, o impacto varia entre 0,1% e 0,3%, em termos anuais, respetivamente.

Como referido anteriormente, os investimentos adicionais do Cenário 3 aumentam ligeiramente a variação tarifária. O aumento médio nas tarifas de acesso às redes passa a ser entre 0,3% (BP<) e 13,3% (AP), em termos anuais. Nos preços finais, o impacto varia entre 0,1% e 0,3%, em termos anuais, respetivamente. Importa referir que o peso da componente de Uso da Rede de Transporte no preço final é reduzido. De facto, a *commodity* assume um peso mais relevante, apresentando atualmente o seu preço alguma volatilidade e incerteza. Nesta cenarização efetua-se uma análise *ceteris paribus*, pressupondo-se a manutenção da componente de energia.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

