

“99.ª Consulta Pública - PROPOSTA de PDIRG 2021”

“Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

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

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento³ contendo a “**Proposta de PDIRG 2021**”, cabendo ao CT emitir parecer até 16 de junho de 2021.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- A REN efetuou, em 11 de maio de 2021, uma apresentação ao CT da Proposta em análise;
- A ERSE efetuou, em 19 de maio de 2021, uma apresentação ao CT da Proposta em análise.

Assim, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

“Proposta de PDIRG 2021”

I

GENERALIDADE

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

Este Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), procedendo à transposição da Diretiva 2019/692, 17 de abril, do Parlamento Europeu e do Conselho, dando igualmente execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro.

Dispõe o n.º 1 do artigo 86.º daquele diploma legal que “*O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a*

¹ Doravante abreviado por CT.

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

³ PCA ERSE, de 03 maio de 2021

segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do PNEC e do RNC.”

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

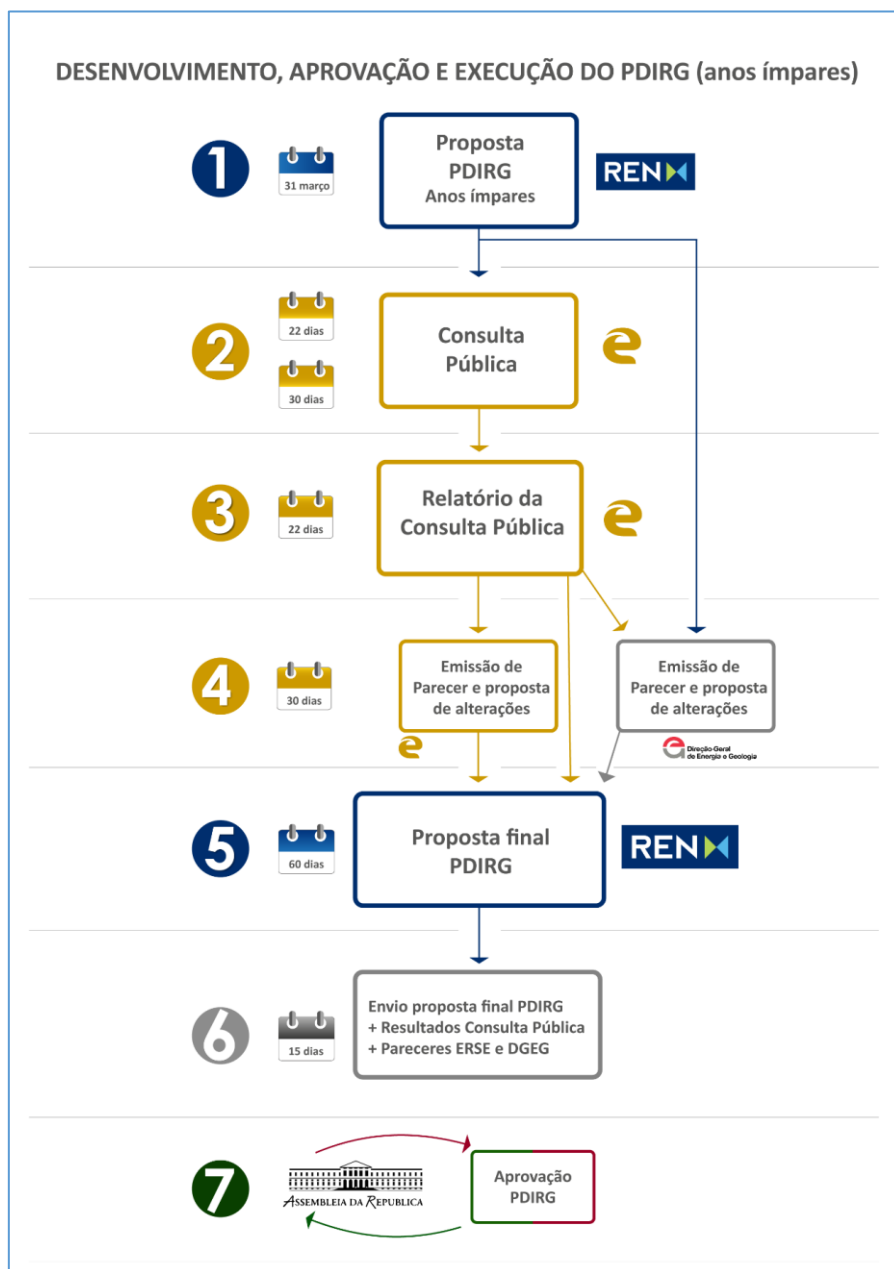
- a) O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;
- b) A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;
- c) Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG, nos termos da subsecção II da presente secção;
- d) Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

O artigo 87.º do suprarreferido Decreto-Lei estabelece o Procedimento de elaboração do PDIRG consagrando as fases seguintes:

1. Até ao final do 1.º trimestre de cada ano ímpar, o operador da RNTG deve apresentar a proposta de PDIRG à DGEG e à ERSE;
2. Recebida a proposta de PDIRG, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;
3. Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG;
4. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia -se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta;
5. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
6. Após a receção da proposta final do PDIRG, a DGEG dispõe de um prazo de 15 dias para enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;
7. O membro do Governo responsável pela área da energia submete, então, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República;

8. Por fim, após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano decenal de desenvolvimento e investimento nacional encontra-se descrito na figura seguinte:



Fonte: ERSE (Documento de Enquadramento da proposta de PDIRG-2021 – Pág.ª 9)

O operador da RNTG submeteu à ERSE, em 31 de março de 2021, a proposta de PDIRG 2021 para o período 2022-2031, agora em análise, que corresponde à primeira edição que é colocada em consulta pública nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

II

ESPECIALIDADE

1. Evolução da elaboração e aprovação dos PDIRGN 2017 e 2019

- a. A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado da Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), com um montante total de 54,65 milhões de euros em projetos de investimento, relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022).
- b. Posteriormente, foi submetida à ERSE a proposta de PDIRGN 2019, cujo parecer da ERSE foi emitido a 19 de junho de 2020, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2020-2029, propondo, para o primeiro quinquénio (2020-2024), um montante de 36 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2025-2029), um montante que ascende a 149 milhões de euros.
- c. Tendo em conta o contexto decorrente da pandemia da COVID-19 e da incerteza quanto ao futuro do sistema de gás, agravado pela conjuntura que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar no tempo, a ERSE entendeu recomendar que, da aprovação da proposta de PDIRGN 2019, não resultasse um aumento dos custos a suportar pelos consumidores, em sede de tarifas de acesso às redes de gás.
- d. Nesse sentido, no seu parecer, a ERSE recomendou que, na versão final de PDIRGN 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNTG solicitasse a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 26 milhões de euros.
- e. Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNTG no período de 2020-2024 ascenderia a 43 milhões de euros, valor que integrava o investimento aprovado no PDIRGN 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRGN 2019.
- f. Como é referido no documento de enquadramento relativo à proposta de PDIRG 2021, a ERSE não teve conhecimento da aprovação da proposta de PDIRGN 2019, até à data de lançamento da atual consulta pública, pelo que o PDIRGN 2017 é a última proposta aprovada, incluindo um montante de 54,65 milhões de euros a custos totais já aprovado, relativamente ao período de 2018-2027, comum ao início do horizonte 2022-2031 da atual proposta de PDIRG 2021.
- g. A 31 de março de 2021, foi submetida à ERSE, pelo operador da RNTG, a proposta de PDIRG 2021, agora em análise.

2. Avaliação da Proposta de PDIRG 2021

Na proposta de PDIRG apresentada pelo operador, objeto do presente parecer, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2019, estão organizados em dois grandes grupos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

2.1. Projetos Base

Os Projetos Base são constituídos por:

- (i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações;

- (ii) Os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos Operadores das Rede de Distribuição / ORD, pontos de entrega em alta pressão e interligações);
- (iii) Os projetos destinados ao cumprimento de compromissos previamente acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD;
- (iv) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG).

Tendo em conta o enquadramento legislativo e regulamentar, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG, considerando a incorporação de gases renováveis e de baixo teor de carbono, conjugado com a EN-H2, que identifica um conjunto de metas e objetivos nacionais para a injeção de hidrogénio nas redes de gás, o operador da RNTG incluiu na categoria de Projetos Base um conjunto de iniciativas com vista a garantir a qualidade e a segurança da RNTIAT neste novo contexto, como sejam os projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e na AS do Carriço.

Estes projetos constituem o primeiro passo para permitir a introdução de hidrogénio no SNG incluindo a monitorização, controlo e gestão dos níveis de mistura no SNG. Têm como objetivo permitir uma incorporação de 10% a 15% de hidrogénio em volume, como estabelecido para 2030 no Plano Nacional para o Hidrogénio publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

2.2. Projetos Complementares

O CT regista que no PDIRG 2021 não é proposta a realização de projetos complementares.

No entanto, o ORT apresenta um conjunto de projetos designados de complementares à proposta de PDIRG, que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Ainda assim, são descritos de forma muito sumária três futuros projetos complementares, designadamente (i) projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, (ii) projeto complementar da 3.ª interligação Portugal-Espanha, (iii) projeto complementar de abastecimento de bancas de GNL em Sines.

Relativamente ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, que terá como objetivo subjacente o acondicionamento da rede existente para que a mesma possa vir a ser compatível com concentrações até 100% de hidrogénio, o CT reconhece e sublinha a prudência da REN em propor para futuras edições subsequentes do PDIRG os investimentos necessários, beneficiando de maior conhecimento sobre a matéria, resultados de estudos a desenvolver e até de desenvolvimentos tecnológicos que possam vir a surgir.

Tendo os projetos base previstos no PDIRG 2021 associados ao hidrogénio como objetivo a adequação das infraestruturas e redes para cumprimento da meta de incorporação de 10-15% de hidrogénio da rede de gás até 2030, futuros projetos de investimento tenderão a dar resposta à trajetória indicativa de

aumento de incorporação prevista para 2040 e 2050 (40-50% e 75-80% respetivamente) na Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio.

Tal como referido pelo ORT, *“as projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10-15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova”*.

Face ao exposto, tendo em conta (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, o CT recomenda máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerado no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício.

O CT sublinha que, em ambas as situações acima descritas, e tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos.

O impacto económico decorrente da adaptação e alteração de equipamentos consumidores de gás para os níveis de incorporação máximos previstos é, dada a sua dimensão, crítico e não pode ser ignorado.

2.3. Montantes propostos

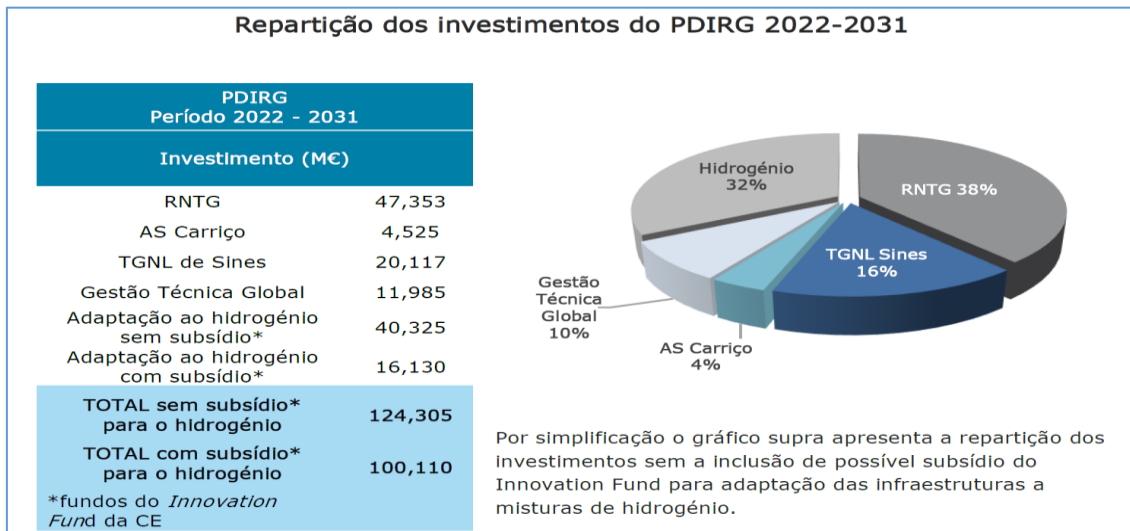
Na análise ao documento da ERSE “ENQUADRAMENTO - PROPOSTA DE PDIRG 2021”, o CT nota a seguinte referência (página 11, último parágrafo): *“Na atual proposta de PDIRG 2021, que se submete a Consulta Pública, o operador da RNTG propõe para o primeiro quinquénio (2022-2026) um montante de 87,4 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2027-2031), propõe um montante que ascende a 49,3 milhões de euros.”*; a soma destes dois montantes é 136,7 milhões de euros.

Por sua vez, na proposta de PDIRG 2021 elaborada pela REN é dito que (página 98, penúltimo parágrafo) *“o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRG, é de 124,3 M€.”*; estes 124,3 milhões de euros correspondem ao somatório de 79,5 milhões de euros para o primeiro quinquénio (2022-2026) com 44,8 milhões de euros para o segundo quinquénio.

Embora sabendo que a diferença dos valores apontados pela ERSE e pela REN corresponde a encargos de estrutura, de gestão e financeiros, o CT entende que:

- Deveria haver coincidência nos montantes indicados pelas duas entidades;
- A falta de coincidência entre montantes pode levar a análises pouco rigorosas.

Neste contexto, e tendo por base a informação constante da proposta de PDIRG 2021 elaborado pela REN, o CT regista que a repartição dos investimentos da proposta é a seguinte:



Fonte: Apresentação da REN ao CT

O CT reconhece e salienta a importância de o ORT captar sempre que possível financiamento europeu ou outros para apoio aos investimentos a operacionalizar no âmbito do cumprimento dos objetivos da transição climática na expectativa da sua repercussão nas tarifas.

3. Estratégia Nacional do Hidrogénio

O Plano Nacional do Hidrogénio, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, estabelece um conjunto de metas e objetivos nacionais para a incorporação de hidrogénio nas redes de gás (1% a 5% em 2025 e 10% a 15% em 2030).

O CT concorda *“ser importante acompanhar o que fazem os operadores das redes dos restantes Estados-Membros, nomeadamente na vizinha Espanha e assegurar coordenadamente a interoperabilidade das redes. Também no que diz respeito à disponibilidade de hidrogénio, é preciso validar a existência de fontes de produção e da respetiva estrutura de abastecimento.”*

Tal como manifestado no parecer emitido pelo CT em resposta à consulta pública 98 referente ao PDIRD-GN 2020, o CT reitera a importância de a ERSE manifestar ao legislador a necessidade de alinhamento dos objetivos de política energética constante na EN-H2 com os do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030).

O CT alerta também para o facto de a regulamentação europeia relativa a este tema ainda estar a ser elaborada, pelo que os projetos deverão refletir prudência para assegurar a sua compatibilização com as normas europeias que vierem a ser implementadas.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece como uma obrigação de serviço público das concessionárias *“A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases”*.

Para a preparação da capacitação destas infraestruturas para incorporação de Hidrogénio, o operador da RNTG apresentou neste PDIRG 2021 um conjunto de projetos de investimento, referentes a estudos e avaliações técnicas:

A. Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)

1. Os impactos a médio prazo que a introdução de misturas com hidrogénio pode trazer à estrutura dos gasodutos (3,2 M€).
2. A necessidade de adaptar e aumentar a capacidade dos sistemas de controlo para lidar com o aumento do número de pontos de ligação com diferentes composições e a necessidade de controlo da concentração da mistura em cada ponto (4,2 M€).
3. O impacto do hidrogénio na eficiência do equipamento de superfície e a eventual necessidade da sua substituição (2,9 M€).
4. Análise da capacidade de deteção do hidrogénio dos atuais equipamentos de análise e medição (cromatógrafos) e avaliação dos impactos na aferição da qualidade do gás e na determinação do PCI (1,8 M€).

B. Armazenamento subterrâneo do Carriço (AS do Carriço)

1. Estudo e avaliação técnica que permitam validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio (1,5 M€).
2. Impacto nos equipamentos de superfície (1,4 M€).
3. Os motores de combustão interna atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio considerados no âmbito deste projeto (12,0 M€).
4. No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos, será necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica (9,0 M€).

O CT concorda com o referido pela ERSE de que *“Existem algumas dúvidas quanto ao comportamento das infraestruturas em presença de percentagens elevadas de hidrogénio, à redução do rendimento dos ciclos nos armazenamentos subterrâneos, às potências necessárias em jogo nas estações de compressão e nas diferenças para as atuais cadeias de medição, para falar de alguns exemplos. Não é completamente claro qual a percentagem de hidrogénio para que se deverão preparar os investimentos a breve prazo”*.

Pelo exposto, o CT considera de grande importância a realização destes estudos para a compatibilização das atuais infraestruturas de gás de forma a garantir:

- A segurança e eficiência na operação das infraestruturas;
- A segurança e eficiência da utilização desta nova mistura nas instalações dos clientes;
- A correta medição da qualidade da mistura e o impacto nos equipamentos dos clientes domésticos e industriais;
- A medição da composição e do poder calorífico da mistura de forma a garantir a faturação correta aos clientes.

No âmbito do PDIRG 2021, estão considerados investimentos para a capacitação da RNTG e do AS do Carriço para incorporação de Hidrogénio:

- 36 M€ no período 2022-2026;
- 4 M€ no horizonte 2027-2031.

Estes investimentos totalizam 32% do total do investimento proposto no PDIRG 2021. O CT não pode deixar de relevar o peso relativo elevado dos mesmos no montante global de investimentos propostos.

O CT nota que estes investimentos, apenas parcialmente, são referentes a estudos, pois incluem, também, a substituição da motorização dos compressores da armazenagem subterrânea, da qual resulta a substituição total da alimentação elétrica desse complexo. Deste modo, temos que a verba relativa ao hidrogénio (cerca de 40 M€) se distribui quase por igual entre estudos e uma substituição de motores que, embora necessitassem de remodelação, são agora propostos para substituição atendendo às novas exigências decorrentes da injeção de hidrogénio no Sistema. Não sendo contempladas outras alterações físicas das infraestruturas, o CT alerta que futuramente poderão vir a ser identificados montantes de investimento adicionais para a efetiva adaptação da infraestruturas à injeção do hidrogénio.

O CT recorda, também, que neste plano se refere o impacto da injeção de hidrogénio na rede de transporte e que investimentos equivalentes serão igualmente necessários nas redes de distribuição, incluindo estudos técnicos relacionados com a possível adaptação das instalações dos consumidores de gás.

O CT lembra que tais investimentos não foram contemplados nos PDIRD 2021 apresentados no início do corrente ano.

O ORT vem, no entanto, introduzir no PDIRG a possibilidade de ver atribuído a estes projetos eventual subsídio (o PDIRG considera a hipótese de apoio a 60% do *Innovation Fund*), reduzindo o montante de investimento de 40M€ para 16 M€, ficando nessa situação os projetos relacionados com o hidrogénio a totalizar 16% dos investimentos a serem suportados pela tarifa.

O CT não pode deixar de apreciar esta iniciativa do ORT e relembrar recomendações de pareceres anteriores de que estes investimentos devem ser, sempre que possível, financiados por fundos disponíveis para a descarbonização em detrimento de agravarem a fatura dos clientes de gás através da sua incorporação nas tarifas. Recomenda o princípio da precaução, que sejam consideradas alternativas de financiamento, caso a candidatura ao *Innovation Fund* não seja bem-sucedida, no sentido de evitar que os investimentos venham a ser integralmente imputados às tarifas, aspeto particularmente relevante se atendermos que existe ainda incerteza subjacente à magnitude efetiva dos mesmos para o horizonte temporal da EN-H2.

Em suma, o CT reconhece a prudência do ORT na elaboração de estudos que permitam conhecer e adaptar as infraestruturas à nova realidade definida pela EN-H2.

Entende também como fundamental que se acompanhe o desenvolvimento da regulamentação europeia sobre este tema e que terá de ser transposta para Portugal.

Entende o CT que deve existir previsibilidade no Sistema Nacional de Gás sendo exigível a clarificação quanto ao seu futuro e uma eficaz coordenação entre o disposto na EN-H2 e as estratégias nacionais PNEC2030 e RNC 2050.

4. Previsões de Procura

O CT reconhece a relevância particular que a definição de cenários de procura robustos representa para a análise dos planos de investimento em infraestruturas. Em particular, no que concerne ao SNG, a presente situação de transição energética para uma economia de baixo carbono lança desafios particulares que devem ser cuidadosamente ponderados.

4.1. Enquadramento e Comentários Gerais

Nos termos previstos na legislação enquadradora, a proposta de PDIRG tem como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, período 2021-2040 (RMSA-G 2020) onde são desenvolvidos os cenários de evolução da procura de gás natural no período 2021-2031. Estas previsões são desagregadas em Mercado Convencional (MC), que inclui o consumo de gás natural nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e em Mercado de Eletricidade (ME), que inclui o consumo de gás natural em centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

As estimativas de previsão do consumo de gás natural de acordo com o RMSA 2020 apontam para uma taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de gás para o período 2021-2026 de -4,9% para o Cenário Central, de -4,6% para o Cenário Superior e de -4,4% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura total de gás para o período 2026-2031 é de 0,0% para o Cenário Central, de 0,3% para o Cenário Superior e de 0,6% para o Cenário de Inferior.

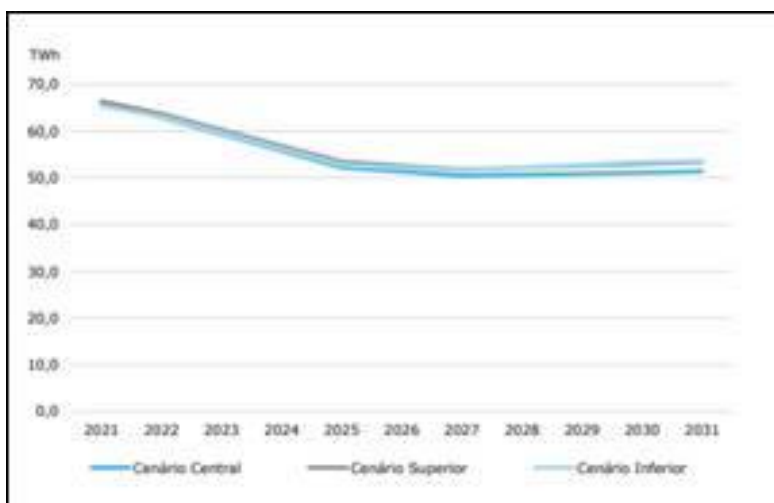
Para o Mercado Convencional, que inclui os setores da Indústria, foram considerados três cenários de evolução da procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico: Cenário Superior, Cenário Central e Cenário Inferior. Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, a TMCA da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2021-2026 é de 10,7% para o Cenário Central, de 10,9% para o Cenário Superior, e de 7,6% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura de gás abastecido por UAGs para o período 2026-2031 é de 6,5% para o Cenário Central, de 6,5% para o Cenário Superior e de 5,4% para o Cenário Inferior.

As estimativas de previsão do consumo de gás natural de acordo com o RMSA 2020 apontam para uma TMCA da procura no MC para o período 2021-2026 de 1,0% para o Cenário Central, de 1,2% para o Cenário Superior, e de 0,6% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura no MC para o período 2026-2031 é de 1,0% para o Cenário Central, de 1,1% para o Cenário Superior e de 0,7% para o Cenário de Inferior.

O Mercado Elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás em quatro centrais térmicas de ciclo combinado: Tapada do Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego. Os cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto do RMSA do Sistema Elétrico para o período 2021-2040 (RMSA-E 2020) e do RMSA-G 2020, tendo sido considerados na proposta atual três cenários de evolução do consumo de gás natural decorrentes dos estudos de evolução do sistema electroprodutor (Cenário Superior Ambição, Cenário Central Ambição e Cenário Inferior Continuidade).

A progressiva implementação de uma visão integrada na gestão dos sistemas de Gás e Eletricidade alcança uma relevância considerável, uma vez que atualmente uma parte significativa do consumo de gás natural se destina ao mercado de eletricidade, fortemente influenciado pela grande evolução antecipada para as Fontes de Energia Renovável (FER) previstas no RMSA-E. A evolução crescente perspetivada para a capacidade instalada determina que, em 2031, entre 89% e 91% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e PRE. Por este facto, os cenários de consumo de gás natural no segmento do Mercado de Eletricidade sofrem uma redução de consumo.

Na figura seguinte apresenta-se as estimativas da procura para o período 2021 a 2031 para os 3 cenários considerados:



Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

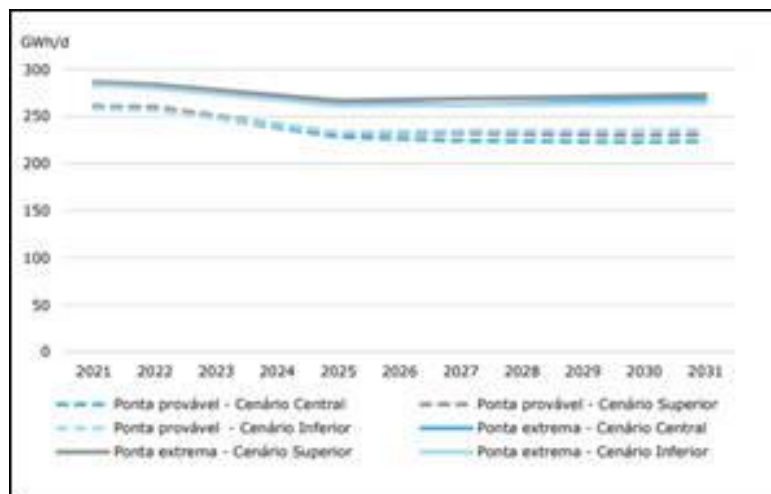
A redução da previsão de procura agregada que se verifica em todos os cenários, resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média.

Comparativamente com o cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, uma taxa de crescimento da procura de gás ligeiramente superior no cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário Superior.

A estimativa de procura anual, por si só, é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás. Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura já referidos anteriormente em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior.

As previsões das pontas apontam para uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura. Em média, para o período 2021-2031, o cenário Central traduz-se numa redução de -1,5% para os cenários de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema. Para o mesmo período, o Cenário Superior apresenta reduções médias de -1,2% para a situação de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema, o Cenário Inferior apresenta uma redução média de -0,9% para a situação de ponta provável e de -0,7% para a situação de ponta extrema.

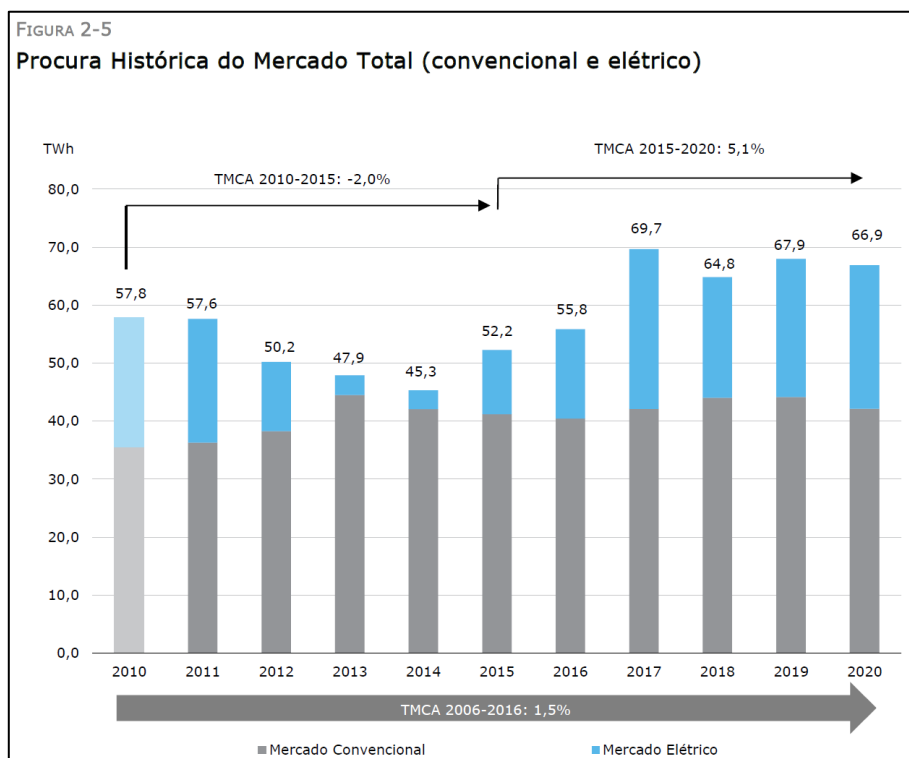
Na figura seguinte apresenta-se as estimativas de ponta de consumo para o período 2021 a 2031 para os 3 cenários considerados:



Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

4.2. Produção de Eletricidade e Mercado Total de Gás

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



Fonte: Proposta RENG – PDIRG 2023-31

No documento de Enquadramento à Consulta Pública, a própria ERSE reconhece que o mercado elétrico é o principal responsável pelas variações observadas no mercado nacional de gás, o que resulta das características do setor eletroprodutor português, especialmente dependente do regime hidrológico, bem como do progressivo abandono da produção térmica a carvão e do peso crescentemente superior das

tecnologias de base renovável (eólica e solar), por definição variáveis e não despacháveis, o que mais releva da probabilidade do gás se tornar no combustível de referência para responder a picos de procura e/ou indisponibilidades das energias renováveis.

Deste modo, o CT entende a especial atenção concedida à evolução do mercado elétrico na definição da procura no horizonte do PDIRG, reconhecendo que o mercado convencional (residencial e industrial) tem apresentado uma elevada resiliência ao longo dos anos, mesmo considerando as crises financeira (2008) e pandémica (2019) verificadas ao longo da última década.

Adicionalmente, sendo certo que a transição energética não deixará de levar à eletrificação de consumos, o CT nota o reduzido peso do setor doméstico na procura global do SNG – onde tal fenómeno terá, previsivelmente, maior significado – pelo que estimativas baseadas num aumento moderado dos volumes associados ao mercado convencional parecem justificadas: “*TMCA21-26 de 1.2%, 1.0% e 0.6% nos cenários superior, central e inferior respetivamente*”, cf. pág. 23 do documento de Enquadramento da Consulta Pública.

4.3. Avaliação das Estimativas

O CT reconhece a dificuldade de estabelecimento de um referencial objetivo de evolução dos consumos, sem prejuízo de validar a opção metodológica de serem considerados cenários do RMSA Elétrico 2020⁴ como base de cálculo, devendo as mesmas ser alinhadas com os instrumentos de política energética e ambiental, em particular o PNEC 2030.

Aliás, com estes cenários, o CT releva que não foram considerados como estatisticamente significativos os elevados consumos verificados nos anos mais recentes, o que se considera como prudente e adequado, pelas circunstâncias excecionais verificadas, como a política fiscal em Espanha, manutenções das centrais nucleares em França e diminuição da competitividade do carvão.

Deste modo, o CT considera que os cenários de procura apresentados para o mercado elétrico, diferenciados por quinquênios e assumindo a estabilização após 2026, são adequados e permitem uma análise equilibrada do programa de investimentos.

Cenários	TCMA ₂₁₋₂₆	TCMA ₂₆₋₃₁
Central	-4,9%	0,0%
Superior	-4,6%	0,3%
Inferior	-4,4%	0,6%

Fonte: Documento de Enquadramento da Consulta Pública

No pressuposto anterior de redução de consumos, o CT nota que a estimativa das pontas de utilização diária indicadas pela REN no documento da Proposta (pág.^a 77 e seguintes) são coerentes com este cenário, observando-se uma estabilização/redução ligeira nos diferentes cenários, quer para o total do mercado, quer para o mercado elétrico, para as pontas “prováveis” e “extremas”, que se reduzirão ao longo do período do PDIRG (valores aproximados em GWh/dia):

⁴ Cenários do RMSA-E 2020: “Superior Ambição com TMCA21-26 de -22%”; “Central Ambição TMCA21-26 de -23.5%” “Inferior Continuidade com TMCA21-26 de -18.2%”; cf. pág. 24 do documento de Enquadramento da Consulta Pública.

(i) Mercado Total

- Provável: 260 (2021) => 235 (2031)
- Extremo: 280 (2021) => 265 (2031)

(ii) Mercado Elétrico

- Provável: 120 (2021) => 90 (2031)
- Extremo: 130 (2021) => 110 (2031)

Em conclusão, o CT reconhece o esforço e atenção colocados na previsão da procura, considerando os pressupostos equilibrados e os resultados obtidos adequados aos objetivos de estabelecimento da proposta de investimentos.

5. Metodologia de Seleção de Investimentos e Balanço dos Benefícios dos Projetos de Investimento

O PDIRG apresenta uma análise dos investimentos baseado na avaliação do impacte tarifário dos projetos e a aplicação da análise multicritério / custo-benefício aos projetos de base e avaliação dos indutores e atributos sistémicos de planeamento.

A avaliação do impacte tarifário dos projetos considerados no PDIRG é baseada na análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos / procura), considerando 3 cenários de procura.

Os resultados da análise denotam a preocupação do ORT na escolha e prioridades dos projetos, bem como na distribuição anual do esforço de investimento, considerando o seu impacte no sistema tarifário.

O CT considera que, do ponto de vista do sistema tarifário, esta avaliação constitui-se como o relevante instrumento de apreciação dos impactes dos investimentos num horizonte alargado e que permite aferir se a programação anual dos projetos não causa distorções no comportamento das tarifas em determinado período com pressões que podem ser mitigadas com um planeamento mais adequado.

Complementarmente, na proposta de PDIRG 2022-2031, o ORT apresenta uma metodologia para decisão de investimento em projetos de remodelação e modernização em que a arquitetura de abordagem ao apoio à decisão é comum às três concessões:

- Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG);
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo (AS).

A metodologia, suportada por análises multicritério / custo-benefício (MCB), para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás, Comissão Europeia (CE) e *Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology* (ENTSOG).

A análise custo-benefício é impulsionada pelas seguintes considerações:

- Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a refletir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;
- Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar as necessidades de infraestruturas e o impacto dos benefícios diretos e indiretos de um projeto integrado na rede europeia no bem-estar social;

- Uma abordagem incremental e análise de custo-benefício que considere o prazo de implementação do projeto e a disponibilidade de dados de análise.

No que respeita à metodologia, o CT reconhece como adequada a opção do ORT em utilizar princípios de análise *standards*, sendo ainda reforçada a sua valorização pela aplicabilidade de uma filosofia multicritério, pela sua adequabilidade, quando se pretende avaliar o impacto de um determinado projeto num espectro mais alargado de *stakeholders*.

A ERSE reconhece que esta metodologia tem vindo a beneficiar das suas recomendações ao longo das últimas edições de PDIRG. Contudo, caso entenda que a mesma carece de melhorias ou alterações que lhe permitam melhorar a qualidade da avaliação, o CT recomenda que a ERSE continue a acompanhar e a contribuir para a melhoria da mesma.

No que concerne à questão levantada pela ERSE sobre a necessidade da inclusão de um balanço intercalar de validação dos benefícios alcançados decorrentes de projetos já concretizados nas sucessivas edições de PDIRG, bem como do modo como este exercício de validação deverá ser realizado, o CT concorda com esta inclusão, entendendo que a mesma deverá ser uma iniciativa da ERSE.

O CT reconhece a dificuldade na quantificação e balanço entre os benefícios sistemicamente gerados e o custo de não realização de um determinado projeto, considerando a sua própria natureza e os seus objetivos subjacentes, entendendo que se trata de uma matéria técnica complexa e que deverá ser proposta pela ERSE para esta tipologia de projeto.

Como referido pelo ORT:

- *“Os projetos base incorporam os projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos”;*
- *“Estes projetos resultam também de uma estratégia de manutenção e gestão de ativos que procura a maximização da fiabilidade e a otimização do custo de ciclo de vida dos ativos tendo em consideração as boas práticas internacionais para Asset Management”.*

6. Outros Investimentos

a) Projetos de Investimento na Gestão Técnica Global (GTG)

O PDIRG considera um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG) e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do Centro de Despacho e Operação de Mercado.

O investimento incide na evolução das infraestruturas físicas e lógicas dos sistemas de informação industriais críticos que suportam a atividade de gestão do sistema e na remodelação do edifício onde estão localizados o Centro de Despacho Principal (CD) e o Centro de Despacho de Emergência (CDE).

O atual plano prevê um investimento na atualização e desenvolvimento dos sistemas informáticos subjacentes à atividade da Gestão do Sistema e Operação da Rede, salientando-se a atualização dos sistemas SCADA e ATR e toda a infraestrutura tecnológica, fazendo evoluir as suas tecnologias e componentes, nos vários níveis de segurança, até ao portal web @IGN.

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTIAT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS).

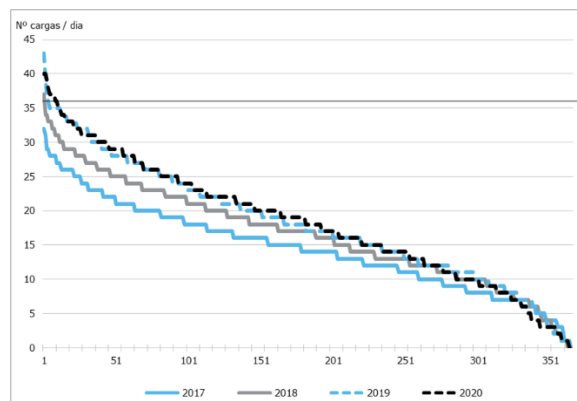
O CT considera que, por uma questão de transparência, o PDIRG deve incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacte dos mesmos no setor do gás.

b) 4.ª baía de enchimento do TGNL

O projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de camiões-cisterna é uma recomendação da proposta de RMSA-G 2020 e foi considerado como sendo um Projeto Base, de tipo Adequação Regulamentar, visto resultar da obrigação do operador de responder a uma necessidade identificada.

O nível de utilização e capacidade de resposta das baías de enchimento é determinante no reconhecimento da necessidade deste investimento. Destina-se a permitir a resposta às necessidades, uma vez que as solicitações dependem dos consumos dos clientes nas UAG e da frequência do seu abastecimento. A procura não se distribui de modo uniforme nos dias da semana e ao longo do ano, havendo períodos de ponta significativos. Nesses casos, quando coincidam com restrições de circulação, fins de semana por exemplo, há risco de congestionamento, o que pode prejudicar a segurança de abastecimento das UAG.

A figura seguinte demonstra a evolução da curva de distribuição diária da utilização da capacidade das baías existentes do TGNL de Sines, sendo que a capacidade diária máxima de enchimento é de 36 camiões-cisterna (identificada no gráfico infra com uma linha horizontal).



Deve ser referido que estes ativos são suportados diretamente pela tarifa de carga das cisternas, tendo por isso uma tarifa específica.

7. Projetos de Gestão Integrada de Vegetação

O ORT elenca um conjunto de projetos com impacto na resiliência das infraestruturas às Alterações Climáticas, em particular no seu Quadro 4-6 (pág.ª 108). Deste quadro destacam-se os seguintes projetos:

- Estabilização das Faixas de Proteção – Projeto que pretende dar continuidade aos investimentos efetuados pela REN na gestão de combustível nas faixas da RNTG. O investimento apresentado corresponde a um ciclo de intervenção de 3 anos por infraestrutura;
- Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras - Projeto que tem como objetivo o lançamento de um programa para eliminação da proliferação de espécies invasoras ao longo da faixa de proteção da RNTG.

O investimento contínuo e a atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permitem que a gestão das redes e a respetiva qualidade de serviço beneficie da baixa carga combustível existente. O projeto de aumento da resiliência a espécies invasoras permitirá mitigar os efeitos negativos causados por estas.

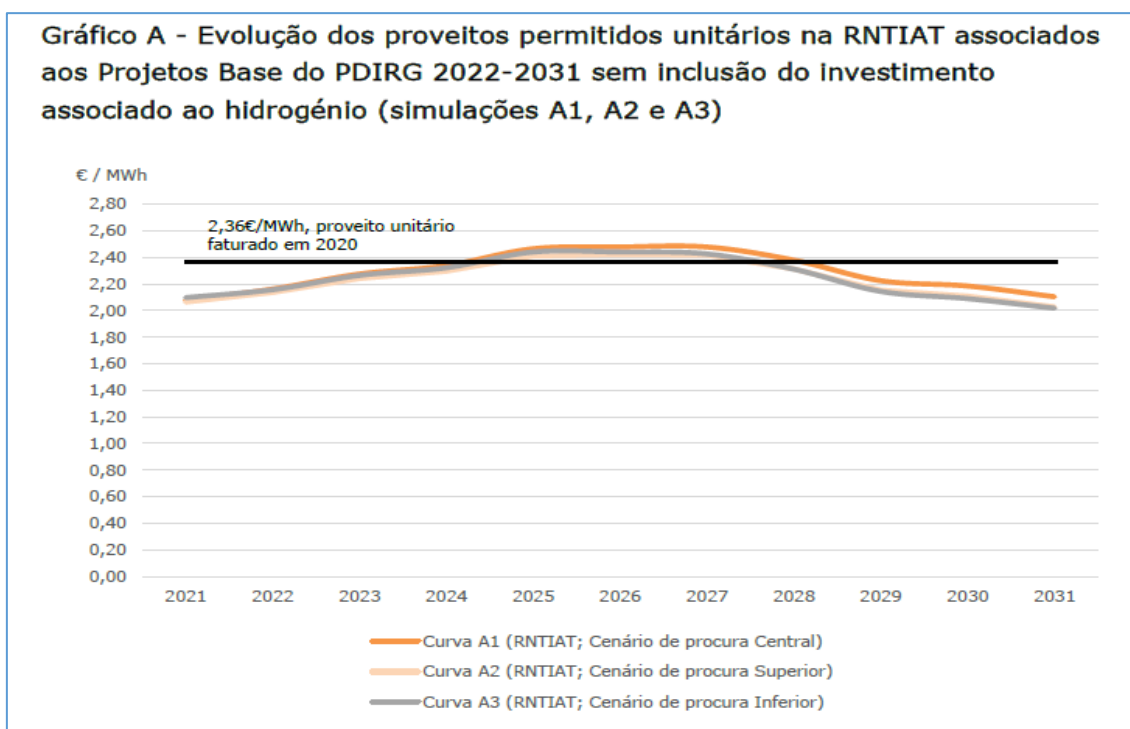
O CT reconhece a necessidade destas intervenções, contudo as verbas de investimento à Gestão Integrada da Vegetação não apresentam o grau de desagregação que permita ajuizar as medidas propostas de forma completa.

8. Impacto tarifário dos projetos base

O impacto tarifário previsto dos projetos base considera três cenários de procura (A1 – cenário de procura central, A2 – cenário de procura superior e A3 – cenário de procura inferior).

- **Projetos base sem inclusão do hidrogénio**

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, sem inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio, é a seguinte:



Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Em qualquer dos três cenários de procura, a evolução dos proveitos unitários aponta para um claro crescimento no primeiro quinquénio (concretamente até 2027) e uma descida para o segundo quinquénio. Particularmente para o período mais próximo (2021-2026), o cenário central prevê que se atinja o valor de 2,48 Eur/MWh em 2026, o que representa +5,1% que o valor verificado em 2020 e +19,2% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,10 Eur/MWh.

O ORT justifica o crescimento dos custos unitários pela evolução de procura prevista e salienta a redução do ativo no período do plano já que que o investimento é inferior ao valor da amortização anual.

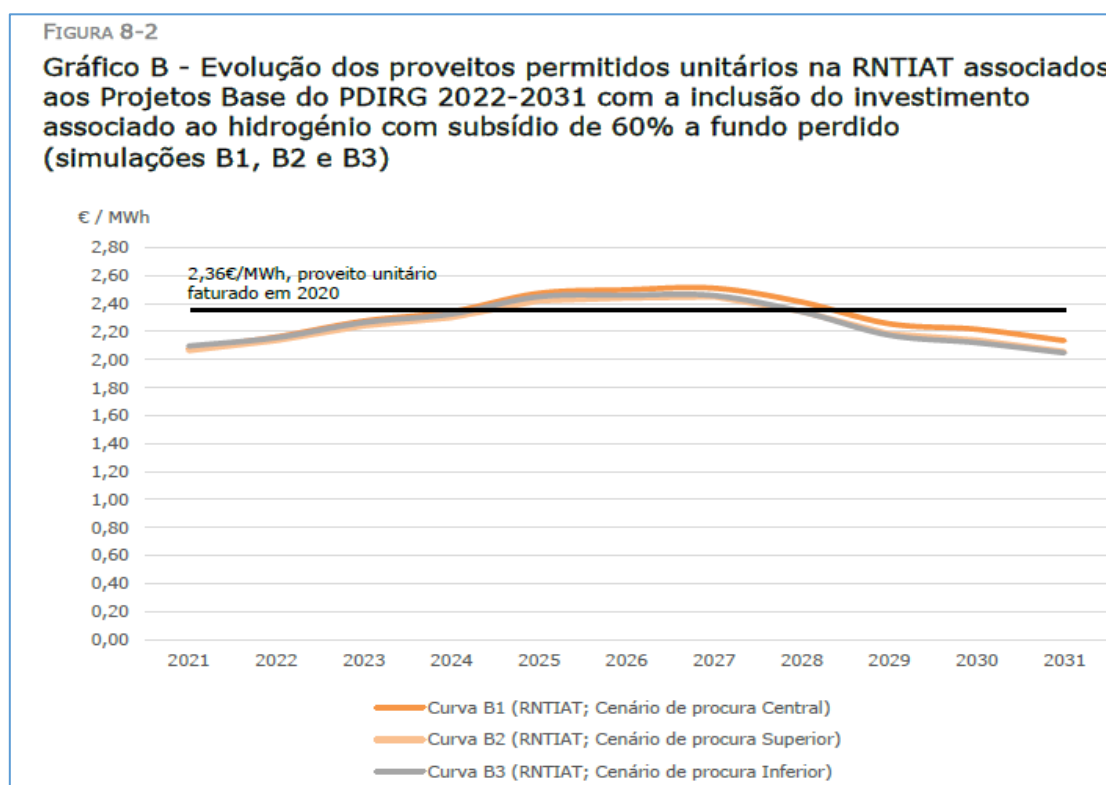
Analisando o cenário central de procura, o CT verifica que o decréscimo de consumo prevê que em 2025 se atinja uma redução de 20,8% face a 2021, em virtude da diminuição drástica de consumo de gás para produção de eletricidade (redução de 67,7% considerando o mesmo período). No segundo quinquénio, prevê-se uma maior estabilidade do consumo (redução prevista global de 1,5% entre 2015 e 2031) para a qual contribui algum incremento no mercado convencional.

Neste sentido, o CT concorda que o impacto tarifário negativo que se prevê para a primeira metade do plano se justifica pela evolução da procura, efeito justificado a montante pela diminuição da necessidade de gás para produção de eletricidade.

Face ao exposto, o CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao incremento tarifário que se perspetiva. Neste sentido, a justificação para esta variação deixa clara a relação de dependência entre os vários setores energéticos, em particular o impacto que as opções no *mix* energético na produção de eletricidade originam no setor do gás e na sua estrutura de custos.

- **Projetos base com inclusão do hidrogénio subsidiado a 60% a fundo perdido**

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, com inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio subsidiado a 60% a fundo perdido, é a seguinte:



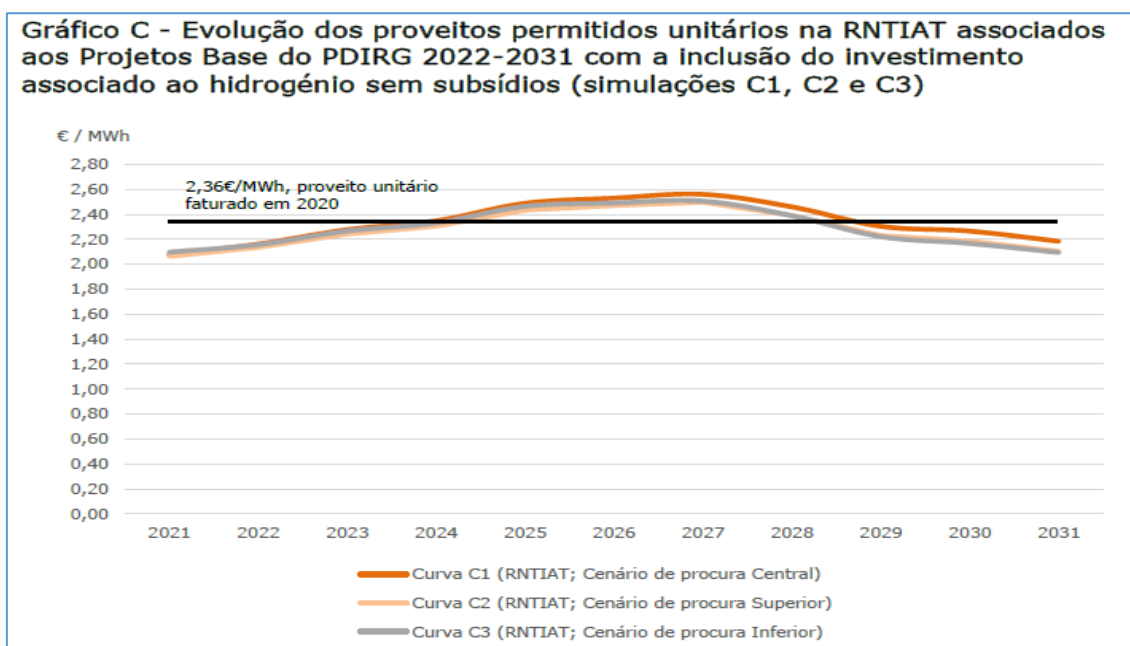
Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Considerando o cenário central de procura, a evolução dos proveitos unitários prevê que se atinja o valor de 2,50 Eur/MWh em 2026, o que representa +5,9% que o valor aplicado em 2020 e +20,2% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,14 Eur/MWh.

Comparativamente ao cenário anterior (sem projetos de hidrogénio), o CT observa que a inclusão em tarifa de 40% dos custos dos projetos associados ao hidrogénio considerados neste plano representará um acréscimo entre 0,02 e 0,04 Eur/MWh nos proveitos unitários.

- **Projetos base com inclusão do hidrogénio sem subsidiação**

A evolução dos proveitos permitidos unitários apresentados pela REN para o período 2021-2031, com inclusão dos investimentos associados ao hidrogénio sem subsidiação, é a seguinte:



Fonte: PDIRG 2022-2031 REN

Considerando o cenário central de procura, a evolução dos proveitos unitários prevê que se atinja o valor de 2,53 Eur/MWh em 2026, o que representa +7,2% que o valor faturado em 2020 e +21,6% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,18 Eur/MWh.

Comparativamente ao cenário que não considera projetos de hidrogénio, o CT observa que a inclusão em tarifa da totalidade dos custos dos projetos associados ao hidrogénio considerados neste plano representará um acréscimo entre 0,05 e 0,08 Eur/MWh nos proveitos unitários.

No PDIRG 2021 não é feita nenhuma proposta de investimento relativamente a projetos complementares, associados a novas necessidades com origem externa à RNTIAT e cujo desenvolvimento está condicionado ao interesse de *stakeholders* externos e a decisões do Concedente, pelo que não decorrem impactos tarifários imediatos.

9. Infraestruturas e Segurança do Abastecimento

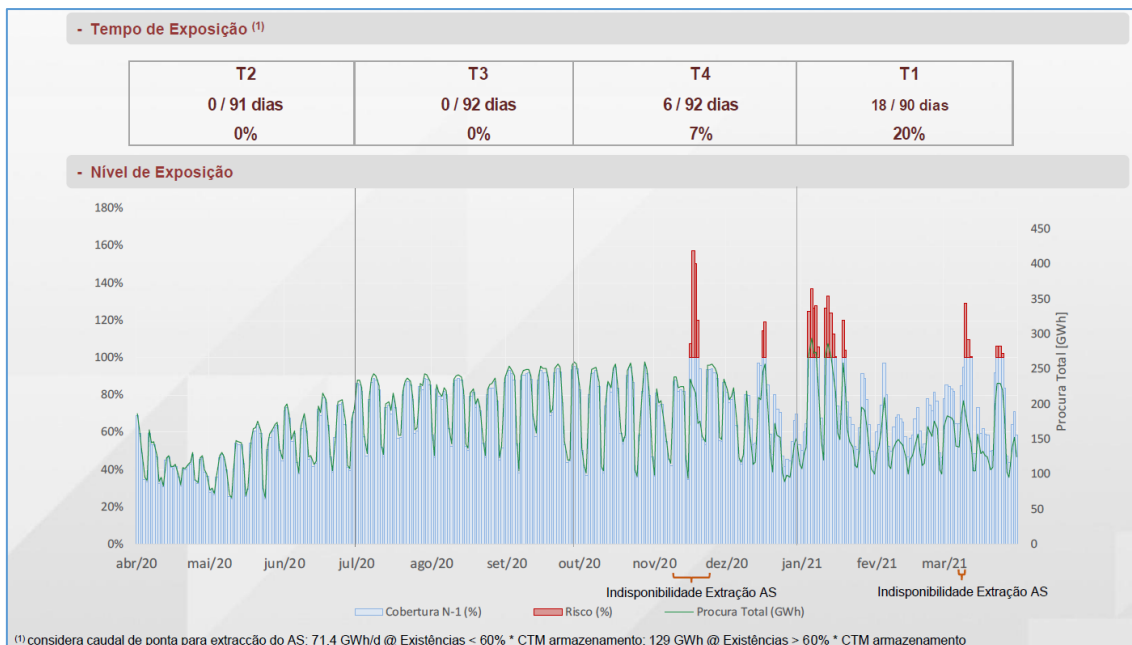
O Regulamento n.º 2017/1938, de 25 de outubro, do Parlamento Europeu e do Conselho, determina as disposições destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento e o correto funcionamento do mercado de gás natural, no sentido do abastecimento contínuo de gás natural aos consumidores, independentemente das condições ótimas de funcionamento do mercado, promovendo também a solidariedade e a cooperação a nível regional, de forma a potenciar o reforço da segurança e a integridade do mercado europeu de energia.

Deste Regulamento, o artigo 5.º - Normas relativas às infraestruturas, determina as condições para as quais deverão ser tomadas todas as medidas necessárias para que se mantenha o abastecimento de gás caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás, de acordo com o critério N-1. O artigo 6.º - Normas de aprovisionamento de gás, descreve um conjunto de casos extremos de referência em que deverá ser salvaguardado o aprovisionamento de gás natural a um determinado conjunto de clientes (clientes protegidos).

No anexo VIII do referido Regulamento, está previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado para adoção na eventualidade de uma emergência a aplicar. Essas medidas podem passar por: mudança obrigatória para outro combustível; utilização obrigatória de contratos interruptíveis; redução obrigatória dos consumos contratados.

O nível de exposição foi identificado pelo ORT com referência aos dias em que haveria risco para recorrerem em caso de necessidade às medidas acima referidas.

Dias de risco em 20/21 resultantes da operação real



Informação veiculada pelo ORT.

Ainda não existe em Portugal um quadro legal e regulamentar que permita e regule a aplicação ágil de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado.

Pelo exposto, o CT considera, à semelhança do que já reiterou em pareceres anteriores, que deve ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938.

10. Futuro do setor do gás em Portugal e na Europa

O CT destaca o facto de esta proposta de PDIRG ter sido realizada com o conhecimento das seguintes decisões governamentais de política energética, nomeadamente:

- Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho. Estabelece a redução de emissões de gases com efeito estufa (GEE) para Portugal entre 85% e 90% até 2050, face a 2005, e a compensação das restantes emissões através do sequestro de carbono pelo uso do solo e florestas. A trajetória de redução de emissões foi fixada entre 45% e 55% até 2030, e entre 65% e 75% até 2040, todos em relação aos valores registados em 2005;
- Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Estabelece as metas e objetivos e concretiza as políticas e medidas para o horizonte de 2030 rumo a um futuro neutro em carbono e ao cumprimento dos objetivos a longo prazo de Portugal no presente âmbito, onde os gases renováveis, com particular ênfase no hidrogénio verde, se assumem como elementos centrais nas estratégias de descarbonização;
- Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto. Estabelece como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e de estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde (i.e., produzido a partir de fontes de energia renováveis) enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada, enquanto oportunidade estratégica para o país. Para o efeito, as medidas propostas têm como objetivo promover e dinamizar tanto a produção como o consumo nos vários setores da economia, criando as necessárias condições para uma verdadeira economia de hidrogénio em Portugal.

Neste enquadramento, o CT constata que a estratégia portuguesa para as próximas décadas assenta numa combinação de diversas opções e medidas de política energética, focada em opções tecnológicas variadas procurando encontrar sinergias entre elas.

A estratégia delineada para o setor gasista, em complementaridade com a estratégia de eletrificação, indica que a mesma contribuirá com a sua quota-parte para atingir as ambições climáticas e aumentar a qualidade de vida das populações, permitindo alcançar as metas da transição energética da forma mais eficiente possível, enquanto se incentiva e moderniza a economia.

De acordo com a já referida estratégia, a introdução de consumo de gases renováveis e de baixo teor de carbono contribuirá para o cumprimento de metas comunitárias e nacionais, nomeadamente ao nível da redução de emissões de GEE e aumento do consumo de energia renovável. Neste aspeto, as infraestruturas de gás existentes permitiram, e vão permitir, alcançar estes desígnios.

O CT reforça a importância de se manterem as infraestruturas de gás existentes como base para uma solução custo-eficiente da redução das emissões de GEE.

Entende o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de gás com a visão e metas do RNC2050, PNEC 2030 e EN-H2 sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

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

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

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, no parecer a emitir pela ERSE sobre a proposta de PDIRG, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes do presente Parecer.

Em 04 de junho de 2021, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 18 (dezoito)

Votos contra: 0 (zero)

Abstenções: 0 (zero)

tendo sido aprovado por: **unanimidade**

O parecer que antecede contém **22 (vinte e duas)** páginas.

Constam ainda, mais 17 (**dezasete**) páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3 (três)** contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **14 (quatorze)** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **39 (trinta e nove)** folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	—	—
Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 6	—	—
Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 8	—	—
Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Lisboagás)	Anexo 9	—	—
Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	—	—	—
Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 10	—	—
Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (Endesa)	Anexo 11	—	—
Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	—	—
Representante dos pequenos comercializadores da energia	—	—	—



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—
Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	—	—
Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 12	—	—
Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 14	_____	_____	_____

Parecer do Conselho Tarifário relativo à 99ª Consulta Pública sobre o “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”

Dados Pessoais , na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor, secção de Gás Natural, vota favoravelmente na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à 99ª Consulta Pública sobre o “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”.

Lisboa, 4 de junho de 2021

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Dados Pessoais

Sr.ª Presidente do Conselho Tarifário,

Serve o presente, como representante da ANMP no Conselho Tarifário, setor do gás, para dar o meu voto favorável ao parecer daquele conselho sobre o PDIRG 2021.

Com os meus melhores cumprimentos

Dados Pessoais



DECLARAÇÃO DE VOTO

Dados Pessoais , na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, secção de gás natural, vota favoravelmente na globalidade o parecer relativo ao “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”, respeitante à 99ª Consulta Pública.

Lisboa, 4 de junho de 2021

O Representante da DECO

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

Rua de Artilharia Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA

Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99

E-mail: decolx@deco.pt - Internet: <http://www.deco.proteste.pt>



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE CONSULTA PÚBLICA 99ª “PROPOSTA DE PDIRG-2021- Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2022 a 2031”

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Dados Pessoais , representantes da UGC na Seção do Setor do Gás do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a **“PROPOSTA DE PDIRG-2021- Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2022 a 2031”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 4 de Junho de 2021



Dados Pessoais , representante da DECO no Conselho Tarifário, secção de gás natural, da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade** o parecer relativo ao “*Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022- 2031 (PDIRG 2021)*”, respeitante à 99ª Consulta Pública.

Lisboa, 4 de junho de 2021

Dados Pessoais

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE



*Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a Consulta Pública n.º 99 - “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”*

A concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a Consulta Pública n.º 99 - “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”.

Dados Pessoais

Lisboa, 4 de junho de 2021

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás



*Voto do representante das entidades concessionárias das atividades de
recepção, armazenagem e regaseificação de GNL
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a Consulta Pública n.º 99 -
“Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da
RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”*

A representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a Consulta Pública n.º 99 - “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”.

Lisboa, 04 junho de 2021

Dados Pessoais

Representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a

*99ª Consulta Pública da ERSE referente ao “**Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)**”*

Comunico o Voto Favorável ao Parecer da Seção do Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a Consulta Pública acima referida.

Representante na Seção de Gás Natural do Conselho Tarifário da ERSE do Titular da Licença de Comercialização de Último Recurso Grossista de Gás Natural

Lisboa, 4 de junho de 2021

DECLARAÇÃO DE VOTO

Ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE emitido sobre a proposta de “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)” – consulta pública nº 99.

Comunico o voto favorável ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, emitido sobre a proposta de PDIRG 2021.

Dados Pessoais

Representante das Entidades Concessionárias das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural

Lisboa, 03 de junho de 2021

PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO

“99ª Consulta Pública – Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURRs) de Gás Natural, votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE – secção do gás natural, emitido sobre a 99ª Consulta Pública promovida pela ERSE sobre o PDIRG 2021.

Lisboa, 4 de junho de 2021

Dados Pessoais

Representante dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE GÁS NATURAL EM
REGIME LIVRE AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO REFERENTE À
CONSULTA PÚBLICA N.º 99 – “PLANO DECENAL INDICATIVO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNTIAT PARA O PERÍODO
2022-2031 (PDIRG 2021)”**

O representante dos comercializadores de gás natural em regime livre vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”.

Lisboa, 2 de junho de 2021

Dados Pessoais

Representante dos Comercializadores de Gás Natural em Regime Livre

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

Parecer sobre o

PLANO DECENAL INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNTIAT PARA O PERÍODO 2022-2031 (PDIRG 2021)

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores empresariais de gás com consumos anuais superiores a 10.000 m³, vimos pelo presente manifestar o nosso voto favorável, na globalidade, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, Secção do Setor do Gás, sobre o “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”.

Dados Pessoais

Lisboa, 4 de junho de 2021

Declaração de Voto

Este voto favorável pressupõe que o setor do gás se apresenta como uma opção válida para potenciar o cumprimento dos objetivos nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização, com particular ênfase na indústria e sua competitividade, na mobilidade e na produção de eletricidade.

Consideramos, ainda, que é imprescindível a definição de metas claras e coerentes que permitam um ritmo viável e equilibrado de incorporação de gases renováveis e de baixo teor de carbono na rede de gás, dando assim aos diversos stakeholders uma visão o mais clara possível sobre o tema.

Os investimentos a realizar devem respeitar a segurança e a racionalidade económica, sobretudo os respeitantes ao hidrogénio renovável, pelos riscos que, manifestamente, apresentam, tendo em conta o estado de maturidade tecnológica, e serem sempre que possível suportados por fontes de financiamento específicas. Neste sentido, a decisão sobre projetos nas redes para acomodar hidrogénio renovável e outros gases de baixo teor de carbono deve assentar na sua viabilidade económica, tendo como requisito a realização dos projetos de produção que lhe são afetos e os impactos nos consumidores finais.

Reiteramos, assim, a importância de se manterem as infraestruturas de gás existentes como base para uma solução custo-eficiente da redução das emissões de GEE.



LABORATÓRIO NACIONAL
DE ENGENHARIA CIVIL

Declaração de Voto

Dados Pessoais , na qualidade de representante para a área do Ambiente designada pelo Ministério do Ambiente e da Ação Climática (MAAC), no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo à 99ª Consulta Pública sobre “**Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)**”.

Lisboa, 3 de junho de 2021

Dados Pessoais

DECLARAÇÃO de VOTO

“99.ª Consulta Pública - PROPOSTA de PDIRG 2021 – Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021)”

Presidente do Conselho Tarifário Secção Nacional de Gás, voto favoravelmente a globalidade do Parecer emitido por esta Secção.

Lisboa, 04 de junho de 2021

Dados Pessoais