

**“85.ª Consulta Pública - PROPOSTA DE PDIRGN 2019 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período de 2020 a 2029”**

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 Tarifário<sup>1</sup> (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.*”<sup>2</sup>

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.

No decurso da elaboração deste Parecer:

- A ERSE disponibilizou, em 11 de março de 2020, uma apresentação ao CT da Proposta em análise;
- A REN disponibilizou, em 13 de março de 2020, uma apresentação ao CT da Proposta em análise.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento<sup>3</sup> contendo a “**Proposta de PDIRDGN 2019**”, cabendo ao CT emitir parecer até 27 de março de 2020.

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

**“Proposta de PDIRDGN 2019”**

**I**

**GENERALIDADE**

O Decreto-lei n.º 230/2012, de 25 de Outubro, procedeu à quinta alteração ao [Decreto-Lei n.º 30/2006](#), de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás natural, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados e procedeu igualmente à transposição da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

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

<sup>3</sup> PCA ERSE, de 12 fevereiro 2020

De acordo com o n.º 2 do art.º 26º deste diploma: *“O operador da RNTGN deve elaborar, de dois em dois anos, ou anualmente, caso esteja sujeito às regras previstas na subsecção ii da presente secção, com base no relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento e tendo em conta as propostas de plano de desenvolvimento e investimento (PDIR) elaboradas pelos operadores da RNTIAT e RNDGN, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), que inclui:*

- a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;*
- b) Indicação dos investimentos que o operador da RNTGN tenha já decidido efetuar e, de entre destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes;*
- c) O calendário dos projetos de investimento.”*

O n.º 5 deste artigo dispõe que o procedimento de elaboração do PDIRGN é definido em legislação complementar, ou seja, de acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Efetivamente, o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que estabelece os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades integrantes do SNGN, incluindo as respetivas bases das concessões, os procedimentos para a atribuição das concessões e das licenças, bem como regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

Assim, dispõe o artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que o operador da RNTGN deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), tendo em conta as disposições e os objetivos do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás natural, estabelecendo igualmente os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRGN.

Por seu turno, o artigo 12.º-A do referido diploma, referente ao procedimento de elaboração do PDIRGN, estabelece as orientações relativas ao procedimento a adotar na elaboração do PDIRGN, designadamente:

- a responsabilidade pela sua execução;
- a articulação entre o operador da RNTGN e os restantes operadores do SNGN na elaboração da proposta inicial de PDIRGN;
- a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRGN;
- a articulação entre o operador da RNTGN e a DGEG no que respeita à consolidação da proposta inicial de PDIRGN;

- a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE;
- a elaboração de um Parecer por parte da ERSE integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, bem como a coerência do PDIRGN com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária e a salvaguarda e promoção da concorrência;
- a elaboração da proposta final de PDIRGN por parte do operador da RNTGN;
- a aprovação do PDIRGN que, nos termos do art.º 26º n.º 4 do Decreto-lei n.º 30/2006 de 15 de Fevereiro, na redação que lhe foi dada pela Lei n.º 42/2016 de 28 de Dezembro, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.
- o acompanhamento, fiscalização da calendarização por parte da ERSE, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRGN, que ficam sujeitos ao seu Parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este Parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento.

A figura seguinte ilustra o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano decenal de desenvolvimento e investimento nacional.

Figura 1-1 – Esquemática de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRGN



FONTE: Erse, Documento justificativo, pág. 6

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, em particular o seu capítulo XI, dá execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009,

do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás.

A presente proposta de PDIRGN corresponde à quarta edição que, nos termos do preceituado no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, é colocada em consulta pública e corresponde ao sétimo exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, levado a cabo pelo operador da RNTGN nos termos da legislação em vigor.

A proposta de PDIRGN 2019, com data de julho de 2019 e submetida à apreciação da presente consulta pública, apresenta uma estrutura similar à proposta de PDIRGN 2017, encontrando-se estruturada em sete capítulos, repartidos pelos seguintes temas:

- Capítulo 1 – Enquadramento e âmbito;
- Capítulo 2 – Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural;
- Capítulo 3 – Pressupostos;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares do PDIRGN;
- Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRGN;
- Capítulo 7 – Conjunto de 8 anexos.

A ERSE, no Parecer que emitiu em 13 de abril de 2018 sobre a proposta de PDIRGN 2017, relativa ao período de 2018 a 2027, incluiu alguns aspetos a melhorar em futuras edições do PDIRGN, embora reconhecendo que a proposta de PDIRGN 2017 constituiu uma evolução bastante positiva face à proposta de PDIRGN 2015.

Ora, a proposta de PDIRGN 2019 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE, bem como, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, pelas várias partes interessadas.

Assim, da comparação das duas propostas, a ERSE constata que foram incorporadas na presente algumas melhorias de que destaca:

- A análise à taxa de utilização das infraestruturas em 2017 e 2018, com resolução diária;
- A utilização como referência do RMSA-GN 2018 (período 2019-2040), aprovado por despacho do Secretário de Estado de Energia, no qual a perspetiva de evolução da procura na trajetória *Ambição* assume a manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até ao final do ano de 2025, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029, enquanto a trajetória *Continuidade* assume a manutenção em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até final de 2029, e da central a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2040;

- A classificação dos projetos propostos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares. Face à anterior proposta de Plano, este incorpora nos Projetos Base os relativos à Gestão Técnica Global. Adicionalmente considera agora uma subdivisão do conjunto dos Projetos Complementares, em Projetos Complementares Padrão (adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios (“LNG *bunkering*”) e Projetos Complementares Duplamente Dependentes (projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha (1ª fase));
- Identificados os investimentos aprovados no âmbito da anterior edição do Plano (PDIRGN 2018-2027), todos eles referentes a Projetos Base, os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são referidos no PDIRGN 2019.

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa da REN e têm como objetivo continuar a assegurar a operacionalidade e a segurança das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e tendo em conta a avaliação que os operadores fazem sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas. Os Projetos Base incluem ainda aqueles que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN.

Assim, no que diz respeito aos Projetos Base, o valor global para os três primeiros anos do Plano (que incluem os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano) é de cerca de 11,5 M€ que, adicionados a 16 M€ dos projetos aprovados no PDIRGN 2017 perfazem o total de 27,5 M€.

Por sua vez, os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRGN integram os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, assim como os projetos que não resultam de compromissos já assumidos.

A realização destes projetos está assim entendida pela REN Gasodutos, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso-a-caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

Estes projetos totalizam 139,1 M€ (avaliados a Custos Diretos Externos), mantendo-se o montante orçamentado para o projeto da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha quando comparado com os valores apresentados na proposta de PDIRGN 2017.

## II

### ESPECIALIDADE

#### 1. Avaliação da Proposta de PDIRDGN

O CT considera que a proposta do PDIRGN apresentada pela REN Gasodutos é coerente com o processo de Transição Energética em curso em Portugal e na Europa, traduzido no caso nacional

na aprovação do Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 (RNC 2050) e do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030).

Num contexto em que se perspetivam mudanças muito relevantes no panorama energético, em particular com a crescente importância da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e a conseqüente migração dos consumos a partir das fontes de energia primárias tradicionais, o CT releva positivamente que a proposta do PDIRGN objetive a realização de projetos sustentáveis, prevenindo a potencial criação de ativos ociosos.

Contudo, o CT recomenda que essa opção não prejudique a operacionalidade e competitividade do SNGN, considerando o relevante papel da RNTIAT no que se refere ao *backup* ao sistema elétrico, garantido pelas Centrais de Ciclo Combinado de Gás Natural, em virtude da intermitência das fontes de produção de origem renovável e da anunciada antecipação do descomissionamento das centrais de carvão de Sines e Pego.

Do mesmo modo, e considerando que a própria União Europeia aponta para o desenvolvimento de projetos de gases de origem renovável, nomeadamente o hidrogénio e o biometano, como vetores relevantes para cumprimento dos objetivos de neutralidade carbónica, o CT recomenda que as futuras propostas de PDIRGN tenham em atenção aqueles desígnios.

Assim, ainda que o CT considere que a proposta é adequada ao individualizar os projetos que necessitam de Decisão Final de Investimento, face àqueles que, por dependerem de decisão de terceiros<sup>4</sup>, deverão aguardar uma clarificação mais alargada da possibilidade efetiva de realização.

## **2. Projetos Base**

- a) Na proposta de PDIRGN apresentada pelo operador, objeto do presente parecer, os projetos apresentados, à semelhança do que sucedeu com a proposta de PDIRGN 2018-2027, estão organizados em dois grandes grupos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.
- b) Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização da REN Gasodutos, da REN Armazenagem e da REN Atlântico, pelos projetos da Gestão Técnica Global do Sistema e pelos projetos em curso que transitam de anos anteriores.
- c) A decisão de realização dos projetos base, cuja iniciativa depende quase exclusivamente do respetivo operador, tem como objetivo continuar a assegurar as condições de segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e tendo em conta a avaliação técnica que o operador faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas.

---

<sup>4</sup> Desde logo, a 3ª Interligação com Espanha, face à avaliação negativa dos Reguladores Espanhol e Francês sobre o Projeto STEP (*South Transit East Pyrenees*).

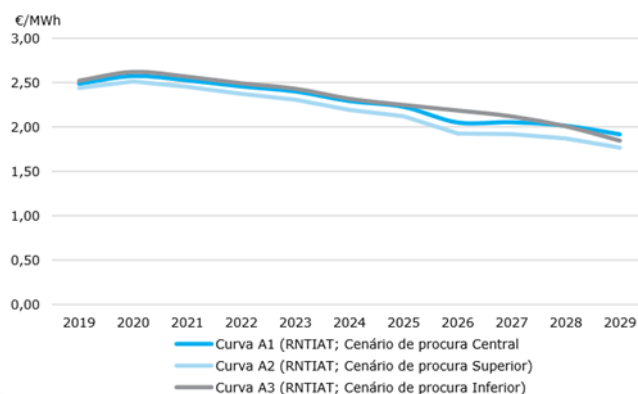
- d) Assim, o valor global para os três primeiros anos do Plano [que inclui os projetos que deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano, no valor de 11,5 M€ e os projetos aprovados no PDIRGN 2017, no valor de 16 M€] perfaz o total de 27,5 M€, que compara com o valor de investimento de 34,5 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2017, avaliados a Custos Diretos Externos (CDE).
- e) Do total dos investimentos previstos, 23,7M€ serão realizados entre 2020 e 2024 com os projetos de modernização e remodelação da RNTIAT (49%), de Terminal GNL (24%), de Gestão Técnica Global (21%) e Armazenamento Subterrâneo do Carriço (6%), sendo a maior parcela de investimento no próximo quinquénio reservada aos projetos relacionados com o fim de vida útil dos ativos, seguido dos projetos de melhoria operacional e por fim os de adequação regulamentar.
- f) O CT sublinha que os referidos Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento.

### **3. Impacto tarifário dos projetos base**

- a) Na proposta do PDIRGN foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base, tendo sido assumidos alguns pressupostos para efeitos de simplificação, entre os quais: considera-se que os custos de exploração mantêm os valores atuais; foram utilizados, considerando as datas de entrada em exploração dos projetos, os valores a custos totais e a taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,5%.
- b) Para avaliação dos impactos, a REN apresentou na sua proposta três cenários: Superior, Central e Inferior, variando ao nível da previsão da procura.
- c) De acordo com a proposta em análise, o impacto associado à execução dos Projetos Base será muito reduzido em qualquer dos cenários avançados pela REN.
- d) Com efeito, da referida proposta resulta objetivamente que, em termos anuais, independentemente da volatilidade da procura, a evolução dos proveitos permitidos irá refletir o facto do volume de investimento ser bastante inferior ao valor das amortizações, do que resulta que, em qualquer cenário de procura, o proveito unitário será sempre inferior ao que resultaria do nível atual dos ativos.



Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base propostos no PDIRGN 2020-2029 (simulações A1, A2 e A3)



Fonte: REN – PDIRGN 2020-2029

- e) O CT regista a melhoria da informação disponibilizada pela REN face ao anterior plano sobre o impacto dos investimentos propostos nas tarifas, tendo apresentado os diferentes cenários excluindo os projetos complementares.
- f) O CT realça, uma vez mais, a importância do planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de gás natural, enquanto instrumento essencial para a garantia da existência de capacidade das infraestruturas, do desenvolvimento equilibrado e eficiente da rede de transporte e da segurança do abastecimento de gás natural.
- g) Neste contexto, o CT considera ajustados os investimentos propostos pela REN no que tange aos Projetos Base, destacando a necessidade da sua efetiva concretização atento o disposto no ponto que antecede.

#### 4. Projetos Complementares e impactes tarifários

No plano do desenvolvimento, a REN apresenta um conjunto de projetos designados de complementares à proposta de PDIRGN, que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT.

Os projetos complementares são divididos em dois subconjuntos: projetos complementares padrão e projetos complementares duplamente dependentes para o horizonte 2020-2029, e a sua realização fica condicionada a manifestações de interesse e concordância de *stakeholders* externos, para os primeiros, e concedente e outros, para os segundos.

No conjunto dos Projetos Complementares, o subconjunto dos Projetos Complementares Padrão do PDIRGN em análise inclui a adaptação do TGNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo.



Este projeto enquadra-se no objetivo de criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos previstos na Diretiva nº 2014/94/EU, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro, transposta para a legislação nacional através do Decreto-Lei nº 60/2017, de 9 de junho.

Os estudos preliminares realizados pela REN identificam duas alternativas para a possível adaptação do TGNL de Sines (anexo 8):

1. Adaptação do atual cais de descarga, de maior facilidade e rapidez de implementação e também de menor custo, estimado numa gama de investimento de 8 a 10 M€;
2. Construção de um novo cais, opção de maior capacidade de operação e também de resposta no médio/longo prazo, mas exigindo mais tempo de implementação e um volume de investimento numa gama entre os 40 e 50 M€.

	<b>Solução 1</b>	<b>Solução 2</b>
<b>Vantagens</b>	Menor custo de investimento Menor prazo de execução	Disponibilidade total (garantia de resposta ao mercado) Solução definitiva (mais utilizada pelas congéneres)
<b>Desvantagens</b>	Sujeita à disponibilidade do cais Menor caudal de trasfega <sup>43</sup>	Maior custo de investimento Maior prazo de execução
<b>Incertezas</b>	Pressão de vapor do GNL (pode não ser compatível com todos os Navios) Manuseamento de vapor <sup>44</sup>	Licenciamento & Autorizações Análises de Risco & Localização
<b>Prazos</b>	18 a 24 meses (previsto)	24 a 36 meses (previsto)
<b>Custo</b>	8 a 10 M€ (estimado)	Cerca de 40 a 50 M€ (estimado)

A REN considera que a opção a incluir na proposta de Plano deve ser a 1.

Nesse sentido, o CT considera que esta opção carece de uma análise ponderada no sentido de demonstrar o custo-benefício do investimento. Para esse efeito, devem ser claramente quantificados os benefícios resultantes com o desenvolvimento desta solução 1, a curto e médio prazos.

Adicionalmente, entende também o CT que os investimentos na criação/melhoramento de infraestruturas que visem potenciar a rede nacional e fomentar a competitividade da oferta comercial devem ser avaliados, não apenas na perspetiva de curto e médio prazos, mas também de longo prazo, especialmente numa fase como a que atualmente atravessamos de transição energética e descarbonização.

Assim, considera-se igualmente importante que seja realizada uma análise à solução 2, numa ótica de oportunidade/benefício a médio e longo prazo. Esta análise deverá aprofundar a avaliação dos cenários de procura de bancas marítimas e a própria disponibilidade do cais, atendendo não só a questões associadas aos tempos de atracação, mas contemplando também os tempos de manobra de acostagem e saída dos navios.

O segundo subconjunto é definido como projetos complementares duplamente dependentes para o horizonte 2020-2029. Para além das condicionantes do primeiro subconjunto, estes projetos encontram-se também subordinados à concretização de outros projetos estruturantes europeus.

Estes projetos complementares duplamente dependentes consistem na 1.ª fase da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha e da estação de compressão do Carregado (complementar e potenciador em relação ao primeiro).

O primeiro projeto encontra-se condicionado à realização do projeto STEP<sup>5</sup> (construção de uma nova interligação entre Espanha e França), bem como da concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção. Num horizonte temporal mais alargado e fora do presente plano, estão também identificados neste grupo a 2.ª fase do projeto da 3.ª interligação Portugal – Espanha, que em Portugal contempla a estação de compressão do Lote 6 e o gasoduto Cantanhede-Mangualde.

O segundo projeto refere-se à instalação de uma Estação de Compressão no Carregado, de modo a aumentar a capacidade de transporte da rede de alta pressão e a capacidade do ponto de entrada em Sines, permitindo tirar partido da capacidade diária máxima de regaseificação do TGNL, de 321 GWh/dia.

No horizonte 2025-2029, a REN apresenta a estimativa de investimento de 139 M€ (115 M€ da 3.ª interligação e 24 M€ da estação de compressão do Carregado), não considerando quaisquer subsídios, e de 82 M€ (57 M€ da 3.ª interligação e 24 M€ da estação de compressão do Carregado), considerando a subsidiação da 3ª interligação.

O CT reconhece como positiva a separação dos projetos base, como necessidades do sistema diretamente relacionados com a RNTIAT, dos projetos complementares aqui identificados. Desta forma, é possível analisar de forma separada aquilo que são necessidades do SNGN e as opções estratégicas que carecem de intervenção do concedente, naturalmente relacionadas com a política energética nacional.

Relativamente aos projetos complementares duplamente dependentes, e considerando a sua calendarização para o segundo quinquénio do horizonte do plano, o CT recomenda que os mesmos sejam reavaliados no próximo exercício de PDIRGN. O contexto atual nacional e europeu, em que se discutem estratégias de transição energética e descarbonização requerem uma avaliação muito criteriosa de investimentos avultados cujo impacto tarifário poderá ser negativo, na eventualidade de se verificar um desalinhamento entre a natureza do projeto e as decisões estratégicas para o setor da energia.

---

<sup>5</sup> Salienta-se a avaliação negativa dos Reguladores Espanhol e Francês sobre o Projeto STEP (*South Transit East Pyrenees*).

## 5. Infraestruturas e Segurança do Abastecimento

O Regulamento n.º 2017/1938 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 que se refere ao artigo 5º - Normas relativas às infraestruturas, o PDIRGN 2019 apresenta o cálculo do critério N-1 de acordo com as duas situações distintas de utilização do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço<sup>6</sup> (identificadas no Regulamento), nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (com um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

Os resultados do critério N-1 apresentado no PDIRGN 2019 indicam que, com as atuais infraestruturas, para uma capacidade de extração de 129 GWh/d do AS do Carriço, temos:

- No caso do Cenário Superior, o critério N-1 é cumprido até 2023, e deixa de ser cumprido no período 2024-2029;
- No caso do Cenário Central, o critério N-1 não é cumprido no período de 2026 a 2029;
- No Cenário Inferior é cumprido em todo o período 2020-2029.

Para uma capacidade de extração de 71 GWh/d, segundo a análise do PDIRGN 2019, o critério N-1 não é cumprido em qualquer dos três cenários em análise, apresentando os seguintes resultados:

- No Cenário Superior, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 71 e 82%;
- No Cenário Central, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 74% e 83%;
- No Cenário Inferior, em N-1 a satisfação do consumo varia entre 80% e 85%.

No anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938, encontra-se previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado para adoção na eventualidade de uma emergência. Essas medidas

---

<sup>6</sup> O nível de enchimento de uma cavidade condiciona fortemente a capacidade de extração possível.

podem passar por: mudança obrigatória para outro combustível; utilização obrigatória de contratos interruptíveis; redução obrigatória dos consumos contratados.

No entanto, atualmente 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.

O CT considera que deveria 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.

## **6. Previsões de procura**

A proposta de PDIRGN tem por base a previsão da procura de gás natural considerada nos estudos relativos à “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural - Período 2019-2040” (RMSA-GN 2018) onde são desenvolvidos os cenários de evolução da procura de gás natural no período 2019-2040. Estas previsões são desagregadas pelo Mercado Convencional (MC), que inclui o consumo de gás natural nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e pelo Mercado de Eletricidade (ME), que inclui o consumo de gás natural em centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

Para o Mercado Convencional 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).

As estimativas de previsão do consumo de gás natural para o Mercado Convencional do PDIRGN, que apontam para uma taxa de crescimento médio anual (TCMA) de 1,0% no período 2019-2023 no Cenário Central, de 1,3% no Cenário Superior e de 0,7% no Cenário Inferior estão alinhadas com as estimativas dos operadores das redes de distribuição, apresentadas no PDIRDGN 2018 que apontavam para uma TCMA de 0,9% no período 2019-2023.

No Mercado Convencional são ainda consideradas as previsões de consumo dos novos polos (18 licenças atribuídas em 2015) abastecidos por UAG, tendo também por base os cenários de evolução macroeconómica e as previsões apresentadas pela Sonorgás no PDIRD 2019-2023.

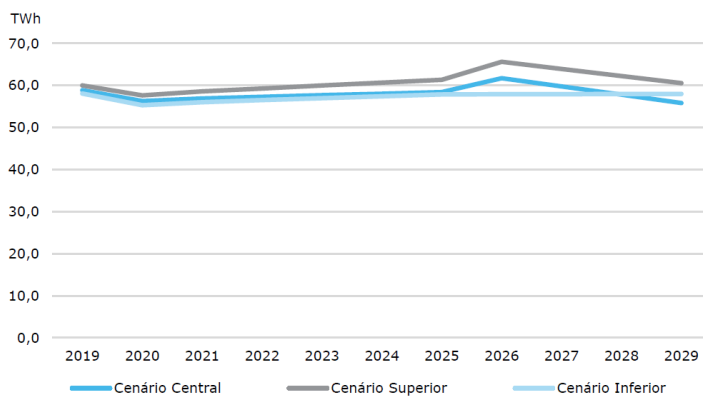
Os cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado de Eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto do RMSA do Sistema Elétrico para o período 2019-2040” (RMSA-E 2018) e do RMSA-GN 2018, tendo sido considerados na proposta 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. Por este facto, nos cenários “Ambição” o consumo de gás natural no

segmento do Mercado de Eletricidade sofre uma redução de consumo devido ao incremento previsto das FER para produção de eletricidade, o que justifica uma TCMA da procura total (MC+ME) de gás natural no cenário superior de 0,1%, muito próxima da TCMA do Cenário Inferior de 0,0%.

Na figura seguinte apresenta-se as estimativas da procura para o período 2019 a 2029 para os 3 cenários considerados.

Estimativas da procura no PDIRGN 2020-2029



Fonte: REN – PDIRGN 2020-2029, Proposta, julho 2019

A redução da previsão de procura agregada que se verifica entre 2019 e 2020 (primeiro ano do PDIRGN) 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.

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 acima referidos.

As previsões das pontas apontam para um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de crescimento da procura. Em média, para o período 2019-2029 para o Cenário Central, a evolução da ponta provável traduz-se num crescimento de 0,5% ao ano e a evolução da ponta extrema num crescimento de 0,6% ao ano.

Para o mesmo período, o Cenário Superior assenta numa TCMA de 0,9% para as situações de ponta provável e de ponta extrema, enquanto o Cenário Inferior apresenta uma TCMA de 0,4% para ambas as situações de ponta.

O CT nota que os diferentes cenários apontam para uma estabilidade da procura, devendo assim a RNTIAT manter a capacidade existente para responder às solicitações prováveis no horizonte de 10 anos do PDIRGN.

## 7. Previsões de oferta

### 7.1 - Análise histórica da oferta

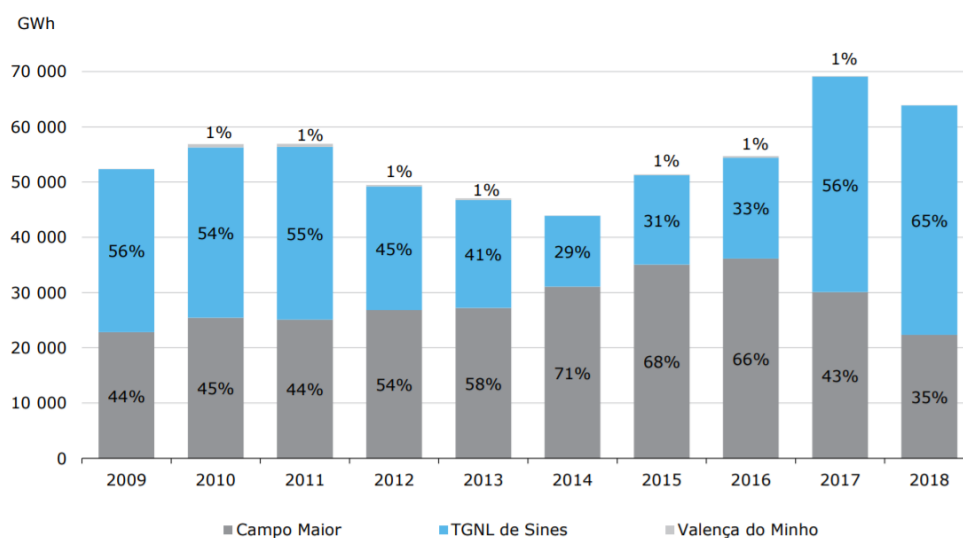
Da análise histórica anual por ponto de entrada na RNTGN, pode verificar-se que dos três pontos de entrada da RNTGN, são os de Campo Maior e o Terminal de Sines que concentram cerca de 99% das entradas no sistema.

Valença do Minho tem contribuído, nos últimos anos com um valor residual, cerca de 1%, para essa oferta.

Regista-se ainda um forte crescimento das entradas no sistema a partir do Terminal de Sines (56% em 2017 e 65% em 2018).

FIGURA 2-9

#### Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTGN



Fonte: Proposta REN PDIRGN

Por outro lado, pode verificar-se também uma forte dependência das importações de GN a partir da Argélia via gasoduto (59% em 2018) e da Nigéria via navio (GNL) (69% em 2018). Estas duas fontes de abastecimento concentram 65% do Gás Natural importado para Portugal. Apesar disso é de notar uma diversificação das fontes de abastecimento, contribuindo para o aumento da segurança de abastecimento nacional (Quadro 2-7).

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Quadro 2-7

**Aprovisionamento - Importação de GN e GNL em 2017 e 2018 (\*)**

		País de Origem	2017	2018
			GWh	GWh
GN - Gasoduto	Argélia		21 046	16 194
	Espanha		9 123	11 221
	País não especificado		0	0
	<b>Total</b>		<b>30 169</b>	<b>27 416</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha		100	9
	<b>Total</b>		<b>100</b>	<b>9</b>
GNL - Navio	Angola		1 051	0
	Argélia		2 856	1 497
	Catar		6 617	4 032
	EUA		6 007	5 591
	Nigéria		24 021	26 953
	Noruega		0	941
	Espanha		0	129
	<b>Total</b>		<b>40 552</b>	<b>39 145</b>
<b>Total Global</b>			<b>70 821</b>	<b>66 569</b>

\*Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2018 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

**7. 2- Capacidade de Oferta da RNTGN**

Da análise da evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT, tem-se verificado uma grande estabilidade dessa oferta em torno dos 373 GWh/dia (134 de Campo Maior, 229 de TGNL Sines e 10 de Valença do Minho).

QUADRO 2-9

**Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Campo Maior	122	122	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	193	193	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho*	0	0	30	30	30	10	10	10	10	10
<b>Total</b>	<b>315</b>	<b>315</b>	<b>393</b>	<b>393</b>	<b>393</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>

GWh/dia

\* Capacidade calculada de acordo com a menor das capacidades determinadas pelos dois TSO interligados (*lesser rule*). Verificou-se uma redução de capacidade do TSO Espanhol a partir do ano 2014.

Fonte: Proposta REN PDIRGN



Já no que diz respeito à evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT, tem-se verificado também, a partir de 2015, uma grande estabilidade de armazenamento em torno dos 6.408 GWh, 40% dos quais no TGNL e dos restantes 60% no AS do Carriço.

**QUADRO 2-10**

**Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RNTIAT	3 085	3 808	3 808	3 808	4 751	5 743	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL Sines	1 626	1 626	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carriço	1 459	2 182	2 182	2 182	2 182	3 174	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

Fonte: Proposta REN PDIRGN

**7.3- Taxas de Utilização**

**7.3.1- Taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN**

Para os anos apresentados no PDIRGN (2015 a 2018), verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada no sistema cifram-se entre os 18% e 50% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 21% e 57% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e de 46% a 74% em Campo Maior.

As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre os 61% e 92% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 72% e 100% da capacidade anunciada do TGNL, e entre 98% e 100% nas interligações de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho tem uma utilização média de importação de 4% em 2015, 8% em 2016, 3% em 2017 e 0% em 2018.

Quanto à taxa de utilização média de exportação em Valença do Minho, ela foi de 0% em 2015; 3% em 2016; 5% em 2017 e 0% em 2018.

**QUADRO 2-11**

**Taxas de utilização média e máxima dos pontos de oferta da RNTGN**

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Campo Maior*	Importação	134	66%	74%	61%	46%	100%	100%	100%	98%
	Exportação	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%
Valença do Minho*	Importação	10	4%	8%	3%	0%	100%	100%	100%	70%
	Exportação	25	0%	3%	5%	2%	0%	64%	65%	53%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	18%	22%	47%	50%	61%	81%	87%	92%
	Anunciada**	193	21%	26%	55%	57%	72%	96%	100%	100%
AS Carriço	Extração***	71	6%	8%	7%	11%	79%	99%	100%	100%
	Injeção	24	25%	21%	13%	18%	100%	100%	57%	100%

\* O somatório dos valores de capacidade máxima considerados nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho correspondem aos valores anunciados no VIP Ibérico.

\*\* A capacidade de regaseificação anunciada no Terminal GNL de Sines foi de 193 GWh/dia até setembro de 2018. A partir de outubro de 2018, a capacidade anunciada foi de 200 GWh/dia.

\*\*\* Atendendo a que a taxa de armazenamento médio do AS do Carriço apresentou valores inferiores a 60% nos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, utilizou-se o valor de 71 GWh/d para a capacidade máxima de extração.

Fonte: Proposta REN PDIRGN

O CT considera assim que a atual RNTIAT está “madura”, e as infraestruturas têm adequada capacidade para garantir o eficiente funcionamento da Rede de Transporte. Considera também como positiva a diversificação de fontes de abastecimento e a existência de pontos de entrada com capacidade excedentária que garantam a segurança do abastecimento.

**7.4.- Previsão da evolução da oferta - Projetos Base**

Os Projetos Base propostos no PDIRGN 2019 não têm qualquer impacto na capacidade de oferta da RNTIAT, onde se mantêm os 373 GWh/dia na capacidade de importação e os 60 GWh/dia (quadro 3-3) na capacidade de exportação (quadro 3-4).

**QUADRO 3-3**

**Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>	<b>373</b>

GWh/dia

Fonte: Proposta REN PDIRGN

QUADRO 3-4

**Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
3.ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>

GWh/dia

Fonte: Proposta REN PDIRGN

O armazenamento da RNTIAT não sofre também qualquer incremento de capacidade como mostra o quadro infra, mantendo-se os 6.408 GWh de capacidade total de armazenamento.

QUADRO 3-5

**Evolução da Capacidade de armazenamento da RNTIAT**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS Carricho	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

Fonte: Proposta REN PDIRGN

**8. Valorização dos benefícios / análise custo – benefício e priorização de investimentos**

Tendo em conta que a consulta em apreço está centrada na tomada de decisão relativamente ao universo de projetos de investimento classificados como Projetos Base, as presentes considerações apenas dizem respeito ao referido universo.

A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o PDIRGN no âmbito da remodelação e modernização de ativos é comum às três concessões, seguindo uma metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício:

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

A metodologia aplicada aos Projetos Base considera o agrupamento dos mesmos em três conjuntos com metodologias de análise distintas:

- Melhoria Operacional;
- Adequação Regulamentar;
- Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil.

Em relação aos projetos de melhoria operacional o CT regista a inclusão na metodologia de análise custo-benefício, de valores quantitativos para cada um dos atributos que especificam os diferentes impactos destes projetos.

## **9. Futuro do setor do gás natural em Portugal e na Europa**

Analisando o calendário de apresentação do PDIRGN, o CT não pode deixar de salientar o facto desta proposta de PDIRGN 2019 ter sido realizada antes do conhecimento das informações mais recentes, nomeadamente as decisões governamentais de política energética, com destaque para o PNEC 2030, cujas metas são das mais ambiciosas da UE. Acresce ainda a Comunicação da CE, de dezembro de 2019, relativa ao Pacto Ecológico Europeu.

O PNEC 2030 estabelece que os atuais instrumentos de planeamento da rede devem ter em linha de conta as metas e objetivos nele previstos e, também, no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050.

É referido no ponto 3.5 do documento de enquadramento da ERSE sobre o PDIRGN2019 “... o gás natural irá desempenhar um papel importante na transição para um sistema energético de base renovável, dado que funcionará como backup de um sistema electroprodutor fortemente renovável, permanecendo no sistema nas próximas duas décadas, sendo expectável no longo prazo a redução gradual da sua utilização. ...”.

No mesmo documento da ERSE, é ainda referenciado o estudo da ACER/CEER “*The Bridge Beyond 2025*”, que tem plasmadas as seguintes reflexões sobre a potencial otimização da utilização conjunta das infraestruturas de gás e eletricidade:

- A incorporação de gases renováveis e de baixo carbono e o acoplamento eficaz da infraestrutura de eletricidade e de gás (acoplamento setorial) devem ser as principais prioridades no futuro.
- O reconhecimento do valor dos terminais de gás natural liquefeito (GNL) como infraestruturas promotoras da concorrência e da segurança e diversificação de abastecimento.

O CT reforça a importância do acoplamento entre os setores de gás natural e de energia elétrica, pelo facto do sistema elétrico estar cada vez mais assente em fontes renováveis intermitentes. Entende o CT que, até que surjam soluções, como o armazenamento de energia elétrica, capazes de fazer o balanceamento da rede elétrica de forma competitiva, o acoplamento setorial abre a porta a mais opções de flexibilidade, não só garantindo a produção de energia elétrica quando a produção renovável é escassa, como permitindo absorver energia excedente destas fontes, através de tecnologias de conversão energética, como o *Power to Gas* (P2G).

O CT recomenda, por isso, à ERSE o fomento de iniciativas e de estímulos tendentes a encorajar o incremento da incorporação nas redes de gás natural de gases renováveis com baixo teor de carbono, através, por exemplo, de projetos-piloto e de programas de ensaios. Estas medidas devem ser avaliadas na globalidade pelo benefício que aportam, mas garantindo o rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário.

O CT considera ainda oportuno recomendar à ERSE a adaptação das atuais ferramentas regulatórias no sentido de serem removidas barreiras ao necessário crescimento da incorporação de gases renováveis e do acoplamento setorial, tal como mencionado no estudo publicado pela Comissão Europeia, em dezembro de 2019 *“Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU”*.

De igual modo, o CT reforça a importância de se manterem as infraestruturas de GN existentes como base para a solução custo-eficiente da redução das emissões de GEE, sublinhando em especial o papel dos terminais de GNL.

Em suma, entende o CT ser importante um alinhamento dos investimentos nas infraestruturas de GN com a visão e metas do PNEC 2030, sem prejuízo da competitividade da indústria exportadora e do acesso dos consumidores a preços de energia competitivos, mesmo em contexto de transição energética.

#### IV

#### CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

**Em 27 de março de 2020**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor: 18 (dezoito)**

tendo sido aprovado por **unanimidade**.

O parecer que antecede contém **20 (vinte)** páginas.

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

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

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

---

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Patrícia Carolino</b> Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 1	_____	_____
<b>Luís Vasconcelos</b> Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	_____	_____
<b>Luís Pisco</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	_____	_____
<b>Célia Marques</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	_____	_____
<b>Eduardo Quintanova</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	_____	_____
<b>Carolina Gouveia</b> Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	_____	_____
<b>Pedro Furtado</b> Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás natural (RNT) (REN)	Anexo 6	_____	_____
<b>Paula Almeida</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	_____	_____
<b>Jorge Lúcio</b> Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (Transgás Armazenagem)	Anexo 8	_____	_____
<b>José Rodrigues Vieira</b> Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (Lisboagás)	Anexo 9	_____	_____
<b>Eduardo Viana</b> Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público. (Sonorgás)	_____	_____	_____
<b>Ana Teixeira Pinto</b> Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 10	_____	_____
<b>Gonçalo Santos</b> Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre (EDP Comercial)	Anexo 11	_____	_____
<b>Teresa Marques</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	_____	_____
<b>Ricardo Emílio</b> Representante dos pequenos comercializadores da energia	_____	_____	_____



CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Rafaela Matos</b> Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	_____	_____
<b>João Marinho</b> Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 12	_____	_____
<b>Celso Pedreiras</b> Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10.000m3. (CIP)	Anexo 12	_____	_____
<b>Frederico Pisco</b> 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
<b>Manuela Moniz</b> Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 14	_____	_____	_____