

CONSULTA PÚBLICA

85

ENQUADRAMENTO

PROPOSTA DE PDIRGN 2019

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento
na RNTIAT para o período de 2020 a 2029



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO.....	1
1.1	Legislação comunitária	2
1.2	Enquadramento legal nacional	4
1.3	Principais recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2017.....	7
2	BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2017	9
2.1	Breve Descrição do Documento Submetido Pela Concessionária da RNTGN	9
2.2	Evolução do PDIRGN 2019 Face ao PDIRGN 2017	13
3	QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA.....	17
3.1	Critérios e Princípios de Segurança de Abastecimento	17
3.2	Previsões da Procura	19
3.3	Previsões da Oferta	23
3.4	Valorização dos Benefícios / Análise Custo – Benefício e Priorização de Investimentos	23
3.5	Futuro do setor do gás natural em Portugal e na Europa.....	23
4	DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA	27
	ANEXO QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA.....	29

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2020-2029 (PDIRGN 2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública, a proposta de PDIRGN 2019, elaborada pela REN Gasodutos.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública os contributos que, sob a forma de comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 27 de março de 2020, para o seguinte endereço de correio eletrónico: consultapublica@erse.pt.

Todos os comentários escritos recebidos na ERSE no âmbito do processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação em contrário.

O presente documento de enquadramento da consulta pública pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRGN 2019 e, deste modo, coadjuvar a ERSE na elaboração de um Parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

Neste capítulo introdutório, contextualiza-se a elaboração do plano e os procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. No capítulo seguinte apresenta-se sucintamente o documento da proposta de PDIRGN para o período de 2020-2029, elaborado pelo operador da RNTGN e submetido à ERSE pela DGEG. No sentido de permitir aos agentes avaliarem a evolução entre esta proposta de PDIRGN e a proposta do PDIRGN 2017, o mesmo capítulo realça as principais diferenças entre as duas propostas de PDIRGN. O terceiro capítulo lança um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE e que pretendem induzir a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, as metodologias, os aspetos técnico-económicos e as opções de investimento

propostos pelo operador da RNTGN. Por fim, são enumerados e anexados os documentos de suporte à presente consulta pública.

1.1 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

DIRETIVA 2009/73/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

A Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o 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. Neste quadro, destaca-se, nomeadamente, a elaboração, o acompanhamento e a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte em coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional.

A Diretiva 2009/73/CE foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 30/2006 e o Decreto Lei n.º 140/2006, respetivamente.

REGULAMENTO (CE) N.º 715/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

O 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 que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do Artigo 12.º” do mesmo Regulamento. Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da Rede Europeia dos Operadores das Redes de

Transporte de gás (REORT para o gás natural), vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSOG.

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete à ENTSOG. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

REGULAMENTO (UE) N. 2017/1938, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 25 DE OUTUBRO E REGULAMENTO (UE) N. 347/2013, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 17 DE ABRIL

Conforme foi referido, o plano de desenvolvimento da rede, na sua perspetiva nacional, deverá ter em conta a segurança de abastecimento, respeitando o disposto no Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural. Este regulamento estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.

Complementarmente à regulação comunitária que enquadra os processos relativos aos investimentos nacionais existem, no âmbito da construção do mercado interno único na Europa, outros regulamentos que têm impacto nas decisões de investimento a nível nacional. O Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos casos mais relevantes. Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

Este regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de projetos de interesse comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras e fornecer orientações para a imputação dos custos transfronteiriços;

- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

Encontra-se em fase de adoção por parte da Comissão Europeia a quarta lista de PCIs. A Comissão, em conformidade com o artigo 3.º, n.º 4, do Regulamento TEN-E, é obrigada a garantir que seja estabelecida uma lista de projetos de interesse comum da União de dois em dois anos. Por conseguinte, a lista da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2018/540, de 23 de novembro de 2017, será substituída pela quarta lista de PCI da União, publicada em 31 de outubro de 2019, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento TEN-E e a publicar brevemente.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro que estabelece as bases gerais da organização e do 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 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 julho¹ e ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro².

De acordo com o artigo 26º do referido Decreto-lei, o operador da RNTGN deve elaborar um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN), que inclua:

- 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.

¹ Relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

² Relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural.

Estabelece-se, ainda, neste artigo que o procedimento de elaboração do PDIRGN³ é definido em legislação complementar, concretamente 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.

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.

Nos termos do 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, 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. O artigo 12.º estabelece igualmente os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRGN.

Nos termos do artigo 12.º-A do referido diploma, referente ao procedimento de elaboração do PDIRGN, encontram-se estabelecidas orientações relativas ao procedimento a adotar na elaboração do PDIRGN, designadamente:

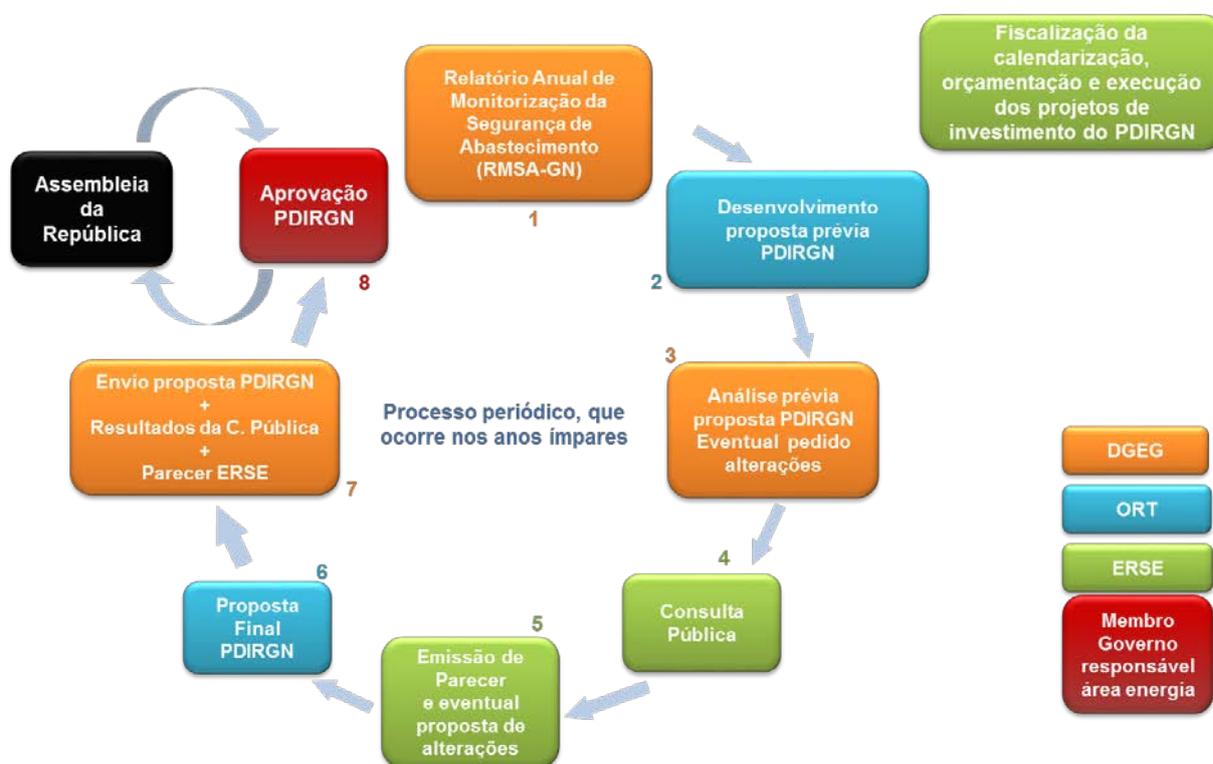
- a responsabilidade pela sua execução;
- a articulação entre o operador da RNTGN e os restantes operadores do SNGN na elaboração da proposta inicial de PDIRGN;
- a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRGN;
- a articulação entre o operador da RNTGN e a DGEG no que respeita à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

³ A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, alterou o n.º 4 do artigo n.º 26.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, que passou a ter a seguinte redação: “O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRGN, após Parecer da ERSE e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.”

- 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 referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia.
- 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.

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

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



Conforme se referiu, 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, deu execução ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro. Assim, são estabelecidas a nível nacional as disposições relativas às reservas de segurança, as quais articulam a norma de aprovisionamento integrada no artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro.

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.

1.3 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2017

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas e beneficiando dos contributos recolhidos durante a consulta pública para tal organizada, a ERSE emitiu em 13 de abril de 2018 um Parecer sobre a proposta de PDIRGN 2017, apresentada pelo operador da RNTGN e relativa ao horizonte de 2018 a 2027.

A proposta de PDIRGN 2019 apresenta algumas melhorias e introduz a maioria das recomendações que a ERSE fez no seu Parecer à proposta de PDIRGN 2017.

Um dos aspetos destacados na proposta de PDIRGN 2019 diz respeito à manutenção da prudência sobre os projetos complementares de investimento da 3ª interligação PT-ES e da estação de compressão do Carregado. À semelhança do projeto STEP, com a divulgação da 4ª lista de projetos PCI, em 31 de outubro de 2019, constatou-se que esses projetos ficaram excluídos dessa lista.

Adicionalmente, noutra das recomendações, a ERSE propunha a alteração da classificação das ligações em Alta Pressão, de Projetos Complementares para Projetos Base. Na realidade, a concretização destas ligações está já prevista na regulamentação da ERSE, não sendo necessária a sua inclusão nas propostas de PDIRGN, a não ser em casos muito especiais.

No que diz respeito aos cenários de evolução do consumo anual de gás natural e da ponta diária, a ERSE referia que o nível de procura verificado em 2017 decorreu de fatores conjunturais extraordinários (climatéricos, económicos como associados ao funcionamento nesse ano do mercado elétrico espanhol e

das centrais nucleares do sistema elétrico francês). Na proposta de PDIRGN 2019, a data de realização da mesma não permitiu que a previsão da procura pudesse incorporar a informação relevante mais recente, nomeadamente as decisões governamentais de política energética do programa do XXII Governo Constitucional, de 26 de outubro de 2019.

Relativamente às análises custo-benefício e à hierarquização dos projetos de investimento, os sucessivos Pareceres da ERSE às sucessivas propostas de PDIRGN identificaram melhorias que deveriam ser introduzidas. Assim, o Parecer da ERSE caracterizava a proposta de PDIRGN 2015 como significativamente mais completa do que a anterior, já que incorporava indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA) e uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos. No entanto, essa proposta de PDIRGN 2015, não quantificava os impactes económicos destes benefícios. Por sua vez, na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN apresentou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício abrindo o caminho para possibilitar decisões abrangendo os diversos projetos propostos. Finalmente, na sequência de comentário da ERSE no seu Parecer, a proposta de PDIRGN 2019 dá um passo adicional e, embora referindo considerar existirem algumas limitações no exercício, apresenta uma quantificação generalizada dos diversos atributos desta avaliação.

2 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2019 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2017

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELA CONCESSIONÁRIA DA RNTGN

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, que se encontra 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

São os seguintes os temas desenvolvidos em cada capítulo da proposta de PDIRGN 2019, que se apresentam de seguida de uma forma abreviada:

O Capítulo 1, “Enquadramento e âmbito”,

- identifica a rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), bem como a rede nacional de distribuição de gás natural (RNDGN),
- identifica o contexto legislativo e regulamentar ao abrigo do qual este exercício é feito,
- localiza o papel do planeamento da RNTIAT no contexto europeu,
- identifica os objetivos do exercício de planeamento,
- apresenta os projetos aprovados na proposta de PDIRGN 2017 (2018-2027)
- apresenta a evolução da atual proposta face a anteriores propostas de PDIRGN,
- realiza algumas considerações sobre a Avaliação Ambiental Estratégica e

- termina com a articulação entre as propostas de PDIRGN e os PDIRD-GN.

O Capítulo 2, “Caracterização atual do SNGN”,

- identifica as principais características técnicas das infraestruturas da RNTIAT, a rede nacional de transporte de gás natural, o terminal de gás natural liquefeito de Sines e o armazenamento subterrâneo no Carriço,
- faz uma análise histórica da procura anual em Portugal (2008 e 2018) e das pontas de consumo diário (2009 a 2018), bem como das taxas de utilização das GRMS nos pontos de entrega (2015 a 2018),
- realiza uma análise histórica (2009 a 2018), da repartição anual por ponto de entrada da RNTGN, separada por GN e GNL, das capacidades de oferta dos pontos de interligação da RNTIAT e das suas capacidades de armazenamento e das taxas de utilização das diversas infraestruturas
- terminando com uma apresentação das características da RNTIAT do ponto de vista da Qualidade de Serviço prestada.

O Capítulo 3, “Pressupostos”,

- faz um enquadramento sobre a realização da proposta de PDIRGN,
- apresenta os diversos projetos de investimento, dividindo-os em Projetos Base e Projetos Complementares,
- apresenta estimativas da evolução da procura para o período de 2020 a 2029, apresentando os pressupostos das componentes do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico, com metodologias de previsão distintas (descritas no Anexo 7),
- apresenta a previsão de procura anual e a previsão de pontas anuais de consumo diário, em vários cenários,
- faz uma previsão da evolução da oferta dos pontos de interligação da RNTGN e das infraestruturas de armazenamento, relacionando-a nomeadamente com a eventual execução dos projetos complementares e
- termina com uma apresentação dos critérios de planeamento, contextualizando a análise multicritério/Custo benefício proposta.

O Capítulo 4, diz respeito aos “Projetos Base de Investimento”,

- após um enquadramento, apresenta os montantes previstos para o investimento,

- descreve os projetos de remodelação e modernização,
- descreve os projetos na RNTGN, no terminal de GNL, no Armazenamento Subterrâneo e na Gestão Técnica Global e
- apresenta os investimentos globais e os montantes de entradas em exploração relativos a este tipo de projetos base de investimento.

O Capítulo 5, diz respeito aos “Projetos Complementares do PDIRGN”,

- realiza um enquadramento sobre este tipo de projetos e
- apresenta os montantes previstos para o investimento, a descrição dos projetos e os valores de entradas em exploração, relativamente às categorias designadas por Projetos Complementares Padrão e Projetos Complementares Duplamente Dependentes.

O Capítulo 6, relativo ao “Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRGN “,

- aborda o impacto tarifário dos projetos base e dos projetos complementares e
- apresenta a análise multicritério/custo-benefício aplicada quer aos projetos base quer aos projetos complementares, mostrando a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT, correspondentes a um conjunto de atributos (reserva de capacidade, capacidade bidirecional, índice de *Herfindahl-Hirschman* da capacidade e do armazenamento, dependência dos fornecedores de GN e critério N-1). De referir que para os projetos base são utilizados três conjuntos de vetores (melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil) e que, no caso dos projetos complementares, são apresentados dois atributos adicionais, “diminuição de emissões (GEE)” e “backup às fontes de energia renovável (FER)”.

No capítulo 7 são apresentados os seguintes anexos:

- Anexo 1 – RMSA-GN 2018 (DGEG), horizonte 2019-2040.

Da responsabilidade da DGEG, corresponde ao Relatório de Monitorização de Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural, para o período de 2019 a 2040.

- Anexo 2 – Projetos do PDIRGN 2018-2027 aprovados pelo Concedente.

Apresenta informação sobre a identificação e os montantes dos projetos Base da proposta de PDIRGN-2017 entretanto aprovados pelo concedente, em Despacho de 19 de dezembro de 2018.

- Anexo 3 – Metodologia de Análise Multicritério/Custo-Benefício.

Apresenta os conceitos das metodologias multicritério e a análise custo benefício, bem como a sua aplicação na “Metodologia de Apoio à Decisão para o PDIRGN”. São igualmente identificados, desagregados, para os projetos Base e para os projetos Complementares, quais os atributos aplicáveis.

- Anexo 4 – Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades (1ª Fase) e Estação de Compressão do Carregado.

Carateriza, com algum detalhe, estes Projetos Complementares Duplamente Dependentes, através de uma descrição dos projetos em termos físicos, em termos técnicos e em termos de investimento.

- Anexo 5 – Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização e dos investimentos na Gestão Técnica Global.
- Anexo 6 - Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRGN 2020-2029.

Considerando que a proposta de PDIRGN 2019 se continua a pautar por contenção nos investimentos propostos, nomeadamente no que diz respeito aos projetos Base relativamente aos quais é solicitada uma DFI, a REN Gasodutos não identifica diferenças estratégicas que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano, pelo que considera que o exercício da avaliação ambiental dos projetos agora propostos já foi concretizado em momento anterior (PDIRGN 2013).

- Anexo 7 - Metodologia de previsão da procura de gás natural.

Descreve a metodologia utilizada para a determinação dos diversos cenários da procura e de ponta de consumo diário de gás natural, desagregados por mercado convencional e mercado de eletricidade (centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário). Os cenários de procura anual são construídos a partir de uma desagregação que inclui os setores da indústria, cogeração, residencial e terciário.

- Anexo 8 – Estudo sobre fornecimento de GNL como combustível marítimo.

Apresenta o racional e as obrigações legais que poderão levar o concedente a decidir incluir o projeto Complementar Padrão apresentado, nos projetos aprovados da proposta de PDIRGN 2019.

2.2 EVOLUÇÃO DO PDIRGN 2019 FACE AO PDIRGN 2017

O Parecer da ERSE emitido após a consulta pública à proposta de PDIRGN 2017, relativa ao período de 2018 a 2027, incluía uma lista de 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.

Assim, 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. Adicionalmente, foram consideradas outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

Da comparação das duas propostas, constata-se que existem algumas diferenças refletindo algumas melhorias da presente proposta comparativamente à anteriormente apresentada. Na lista de alterações agora introduzidas destacam-se:

- 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 Sr. Secretário de Estado da 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 bancas⁴ 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));

⁴ Bancas é o termo que designa o abastecimento do combustível aos navios

- 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 na proposta no PDIRGN 2019;

Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização propostos e pelos projetos em curso que transitam de anos anteriores. Assim, 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€, 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)).

Os Projetos Complementares Padrão englobam o projeto de adaptação do cais de descarga do Terminal GNL de Sines, de modo a possibilitar o enchimento de navios de menores dimensões, proporcionando o abastecimento de GNL como combustível marítimo (SSLNG, *Small Ship LNG*). Este projeto totaliza 9 M€ e enquadra-se na publicação do Decreto-Lei n.º 60/2017 (transposição da Diretiva 2014/94/EU) que estabelece um conjunto de metas para a disponibilização de pontos de abastecimento de LNG em portos marítimos de modo a permitir a circulação de navios na rede CORE TEN-T (nomeadamente os portos de Sines, Lisboa e Leixões). O Quadro de Ação Nacional (aprovado em Conselho de Ministros) aponta o ano de 2025 como prazo limite no que respeita ao abastecimento de GNL nos portos marítimos.

Os Projetos Complementares Duplamente Dependentes integram a 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado. Estes projetos são projetos de execução incerta e data de entrada em exploração desconhecida por estarem dependentes da decisão de construção do STEP (1ª fase do projeto MIDCAT).

Estes projetos totalizam 139,1 M€ (a CDE), 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. De referir que estes dois projetos, bem como o projeto STEP, deixaram de fazer parte da 4ª lista de projetos PCI, divulgada pela Comissão Europeia a 31 de outubro de 2019.

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa da REN. Têm como objetivo continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade 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.

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.

3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

3.1 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

De acordo com o operador da RNTGN, a segurança do aprovisionamento constituiu um dos critérios para a elaboração da presente proposta de PDIRGN 2019 colocada em consulta. Este critério resulta da aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, bem como do enquadramento legislativo nacional, nos termos estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

O Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, revogou o Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, ainda que as disposições relativas às normas relativas a infraestruturas e normas relativas ao aprovisionamento mantenham, no essencial, as mesmas obrigações para os Estados-membros.

Assim, na elaboração da presente proposta de PDIRGN 2017 destacam-se os artigos 5.º e 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, que versam respetivamente as “normas relativas às infraestruturas” e as “normas de aprovisionamento de gás”.

Por sua vez, o Capítulo XI do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, deu execução ao Regulamento (CE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, em particular à norma de aprovisionamento (artigo 6.º), estabelecendo as obrigações de serviço público ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, a avaliação de riscos a que o SNGN se encontra exposto, a definição dos clientes protegidos e demais obrigações em matéria de segurança do abastecimento a que os comercializadores e o operador da RNTGN se encontram sujeitos.

NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

As normas relativas às infraestruturas, consubstanciadas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para que, caso se verifique uma perturbação da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 do Anexo II do referido regulamento, possa satisfazer a procura diária total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

A aplicação da fórmula N-1 resulta de um teste de resiliência no qual é aferida a oferta de capacidade técnica de entrada de gás no SNGN, incluindo as interligações internacionais, a ligação à infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e a ligação ao terminal de receção, armazenagem e regaseificação de GNL de Sines. A esta oferta de capacidade é deduzida a capacidade técnica do terminal de GNL de Sines, sendo o valor resultante comparado com a procura de gás de um dia de procura de gás exceccionalmente elevada com uma probabilidade estatística de uma vez em vinte anos.

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, está prevista a eventualidade da contabilização anterior ser afetada por medidas adequadas do lado da procura, baseadas no funcionamento do mercado, como alternativa à concretização de investimentos em novas infraestruturas no SNGN.

Na aplicação da fórmula N-1 que é apresentada na proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN continuou a não considerar o facto de algumas centrais electroprodutoras a gás natural beneficiarem (face às outras que o não são) de serem interruptíveis, contrariando as recomendações que a ERSE emitiu nesse sentido nos seus Pareceres às edições anteriores de propostas de PDIRGN.

Na análise apresentada na proposta de PDIRGN 2019, em geral, na ausência de restrições à capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço, o critério N-1 é cumprido na generalidade das situações quase até ao final do período abrangido. No entanto, a análise realizada pelo operador da RNTGN identifica alguns casos em que o critério N-1 poderia não ser cumprido, quando são consideradas restrições à capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço devido a um volume do armazenamento ocupado inferior a 60%. A solução identificada no Plano Preventivo de Ação para o SNGN, de fevereiro de 2018, de introdução de medidas de gestão da procura baseadas em mercado não é referida como alternativa.

Questão 1

Relativamente à aplicação das normas relativas às infraestruturas e tendo em conta o que é referido pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2019, considera que está salvaguardado o cumprimento das referidas normas? Como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Questão 2

Considera que, adicionalmente à redução do consumo das centrais eletroprodutoras a gás natural interruptíveis, deveriam ser consideradas em Portugal medidas de compensação do lado da procura como alternativa à concretização de investimentos em novas infraestruturas no SNGN? Que medidas considera oportunas para a sua concretização?

Questão 3

Considera adequadas as previsões de investimento apresentadas pelo operador do RNTIAT atendendo às perspetivas de evolução do SNGN e dos perfis de consumo de GN?

3.2 PREVISÕES DA PROCURA

Tal como nas edições anteriores, a proposta de PDIRGN 2019 apresenta previsões para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária, diferenciadas entre mercado elétrico, correspondente a centrais de ciclo combinado a gás natural em regime ordinário, e mercado convencional, que engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário.

Esta desagregação justifica-se pelas características distintas de cada um destes mercados, no que diz respeito ao comportamento da procura de gás natural, permitindo a aplicação de metodologias de previsão do consumo de gás natural e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e segmento. Para cada um desses mercados, a presente proposta de PDIRGN apresenta três cenários de evolução da procura, o inferior, o central e o superior.

Tal como na edição anterior do PDIRGN, na proposta de PDIRGN 2019 os três cenários para o segmento do mercado convencional variam consoante diferentes perspetivas para o crescimento económico. Adicionalmente, os cenários consideram também a evolução dos consumos das Unidades Autónomas de Gás (UAG,) tendo em conta a previsão da entrada em exploração de 20 novas UAG no período 2018-2023, bem como as estimativas dos ORD apresentadas nas suas propostas de PDIRD-GN 2018 para a evolução da procura do mercado convencional nas suas áreas de concessão ou de licença.

Os cenários para o mercado convencional, apresentados na proposta de PDIRGN, registam taxas de crescimento anual médias entre 2019 e 2029 (TCMA₁₉₋₂₉) de 1,2%, 0,9% e 0,5%, para o cenário superior, central e inferior respetivamente.

Os cenários de evolução do consumo deste segmento de mercado baseiam-se nos cenários considerados no “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimentos do SNGN – Período 2019-2040” (RMSA-GN 2018), publicado em maio de 2018, pelo que não reflete as últimas tendências.

O mercado convencional engloba os grandes clientes ligados em Alta Pressão (AP) e o consumo nas redes de distribuição em Média e Baixa Pressão (MP e BP). Nos últimos 3 anos, os grandes clientes em AP registaram uma tendência de crescimento no consumo de gás natural. No entanto, em 2019 essa tendência alterou-se registando um ligeiro decréscimo de 0,4% do consumo de gás natural, em relação a 2018. O consumo nas redes em MP e BP apresenta um crescimento desde 2015, mantendo esta tendência para 2019, com 0,1% a mais face a 2018. Assim, o mercado convencional entre 2015 e 2019 apresentou uma TCMA de 0,4%.

No caso do mercado elétrico, a definição dos três cenários do PDIRGN 2019 é baseada no “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040” (RMSA-E 2018) e as suas duas trajetórias a “Ambição” e a “Continuidade”, que são determinadas essencialmente pelo calendário assumido para os descomissionamentos das centrais termoelétricas a carvão. Os cenários Superior e Central consideram a “Trajetória Ambição” do RMSA-E 2018, que assume o prolongamento em operação das centrais de Sines e do Pego até ao final de 2025 e da central da Tapada do Outeiro até ao final de 2029. O cenário inferior pressupõe a desclassificação das centrais de Sines e do Pego até ao final de 2029 e da central da Tapada do Outeiro até ao final de 2040, refletindo o previsto na “Trajetória Continuidade” do RMSA-E 2018.

Tal como referido anteriormente, o RMSA-E 2018 foi publicado em novembro de 2018. Nessa data, as perspetivas para a evolução da produção de energia elétrica com base no gás natural eram bastante diferentes, designadamente porque as previsões para o descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão também eram diferentes das atuais. O RMSA-E 2019, publicado em julho, apresenta um enquadramento diferente do sector elétrico nacional, quer em termos de oferta de capacidade de produção elétrica, nomeadamente das centrais a carvão, quer em termos da evolução do consumo de energia elétrica nacional. Assim, para a oferta de capacidade térmica de produção, o RMSA-E 2019 prevê três cenários:

- “Cenários de Continuidade”, com o descomissionamento das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2029;

- “Cenários Ambição”, prevendo o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2023, da Central do Pego em 31 de dezembro de 2021 e da Tapada do Outeiro a 31 de dezembro de 2029;
- Cenário “Teste do Stress”, considerando o descomissionamento da central de Sines em 31 de dezembro de 2020, das Centrais do Pego e da Tapada do Outeiro em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2024.

O mercado elétrico caracteriza-se por uma elevada volatilidade da procura de gás natural. Este comportamento é justificado com a estrutura do sistema electroprodutor português que assenta numa quota elevada de capacidade de produção hidroelétrica e de potência instalada de produção em regime especial renovável, tipicamente intermitente, e cujo peso, na produção total, tem observado uma tendência de crescimento.

A volatilidade destas fontes de produção de energia elétrica determina alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, a procura de gás natural para o mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis, em parte associadas às condições atmosféricas.

No passado, o consumo de gás natural para produção de eletricidade foi sempre muito dependente das condições meteorológicas, nomeadamente do Índice de produtividade hidroelétrica (IPH) que condiciona a produção das grandes centrais hídricas. No entanto, recentemente, mais precisamente entre 2016 e 2018, o saldo exportador do setor elétrico também foi um fator que influenciou o consumo de gás natural.

Em particular, a correlação inversa ente o IPH e o consumo de gás natural, como tradicionalmente acontecia, já não se verifica de forma tão significativa. Em 2016 observou-se um elevado consumo de GN pelos centros electroprodutores, apesar de esse ano ter sido particularmente húmido, tendo esta situação sido acompanhada de um saldo exportador positivo. Em contrapartida, 2017 foi um ano bastante seco, o que poderá, em parte, justificar o nível historicamente elevado de consumo de gás natural para produção de energia elétrica verificado nesse ano. No entanto, nesse ano também se verificou um saldo exportador positivo tal como em 2018, apesar de terem sido anos seco e neutro, respetivamente, o que contradiz o padrão tipicamente importador do setor elétrico nacional. Finalmente, em 2019, o elevado consumo de GN dos centros electroprodutores teve origem essencialmente nas condicionantes da produção termoelétrica a carvão, com as centrais do Pego e Sines a registarem taxas de utilização abaixo dos 35%.

Quando se examina a evolução do consumo de gás natural desagregada pelos mercados de eletricidade e convencional observa-se a partir de 2015 uma inflexão, já identificada aquando da apresentação da anterior proposta de PDIRGN, da tendência de diminuição do consumo no mercado de produção de energia elétrica e uma estabilização do consumo do mercado convencional.

Assim, por diversas razões tem-se assistido a um incremento do consumo de gás natural, em especial se comparado com o verificado na primeira metade da década passada.

Registe-se que, tal como na anterior versão do PDIRGN, verifica-se um desacoplamento, para baixo, entre a evolução mais recente do consumo de gás natural para produção de energia elétrica e as previsões implícitas na proposta de PDIRGN. Os cenários de procura implícitos na proposta de PDIRGN 2019 estimaram valores para 2019 de evoluções do consumo em linha com os consumos ocorridos em 2016, sendo que apenas em 2026 no cenário superior se supera o valor ocorrido em 2018.

Para além do consumo médio de gás natural, a evolução da ponta de consumo diário constitui uma outra perspetiva de análise do comportamento da procura, a qual corresponde ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano. Esta perspetiva é relevante para o processo de avaliação da capacidade de oferta a proporcionar pelas infraestruturas do SNGN e, conseqüentemente, para a determinação do nível de investimento a realizar. Tal como no passado, esta proposta de PDIRGN apresenta valores previsionais, desagregados em ponta provável e ponta extrema, para o mercado elétrico, o mercado convencional e para o conjunto do SNGN. À semelhança do efetuado para a evolução prevista do consumo, a proposta de PDIRGN 2019 apresenta igualmente três cenários de evolução da ponta, tanto para o mercado convencional, como para o mercado do setor elétrico. Registe-se que, também para esta vertente da procura, observaram-se nos últimos anos valores de ponta de consumo historicamente elevados, que se situam a cima dos valores previstos implícitos no cenário superior da proposta de PDIRGN para 2026.

Questão 4

Face ao verificado nos últimos anos com o consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural e o calendário de descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão mais recentemente apresentado, considera que se justifica rever as previsões do consumo anual e de ponta de consumo diário para o período de 2019 a 2029 apresentadas na proposta de PDIRGN 2019?

3.3 PREVISÕES DA OFERTA

A publicação da Diretiva 2014/94/EU, transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho, no qual se determina a elaboração de um Quadro de Ação Nacional (QAN) posteriormente aprovado em Conselho de Ministros, estabelece um conjunto de metas para os países membros relativamente à implementação do gás natural como combustível no setor dos transportes marítimos determinando, entre outras, a disponibilização de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos nacionais, nomeadamente naqueles pertencentes à rede CORE TEN-T, Sines, Lisboa e Leixões bem como nos portos de Açores e Madeira.

Questão 5

Tendo em conta o quadro regulamentar e legislativo em causa e as estimativas de consumo de GNL apresentadas na proposta de PDIRGN 2019 para abastecimento de bancas (“LNG bunkering”) a partir do terminal de Sines, considera adequado o projeto apresentado nesta proposta?

3.4 VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS / ANÁLISE CUSTO – BENEFÍCIO E PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRGN 2019 apresenta um trabalho extenso e de melhoria contínua no que diz respeito à Análise Custo-Benefício dos investimentos.

Questão 6

Como avalia a análise Custo-Benefício desenvolvida pelos operadores da RNTIAT e os resultados apresentados?

3.5 FUTURO DO SETOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL E NA EUROPA

O setor energético vive um momento de discussão e reflexão a nível europeu, sobre o papel que cada um dos vetores energéticos irá desempenhar na transição energética. A ERSE terá que dar parecer sobre um plano que poderá não estar totalmente alinhado com as atuais diretrizes da política energética europeia e nacional, dado que a proposta de PDIRGN 2019 foi elaborada antes da aprovação do Plano Nacional Energia

Clima 2021-2030 (PNEC 2030), desenvolvido no âmbito das obrigações decorrentes do designado Pacote Energia Limpa para todos os Europeus.

O PNEC 2030, estabelece que os atuais instrumentos de planeamento da rede, sob a forma de planos de desenvolvimento e investimentos nas redes, devem ter em linha de conta as metas e objetivos nele previstos e, também, no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050 (RNC 2050), bem como a necessidade de adaptar os investimentos nas infraestruturas de forma a prepará-las para os desafios da transição energética.

O PNEC 2030, apresenta como visão estratégica de Portugal para o horizonte 2030 “Promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050”, referindo que, embora todos os setores de atividade contribuam na transição para uma sociedade descarbonizada, na próxima década é o setor da energia aquele que dará um maior contributo.

Alinhado com a visão estratégica da União Europeia (UE), o PNEC 2030 elege a eficiência energética e as energias renováveis como uma prioridade para Portugal, estabelecendo metas mais ambiciosas do que as da UE para o horizonte 2030: 35% para a eficiência energética e 47% de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia. 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.

O PNEC 2030 refere também que as atuais infraestruturas de receção, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural desempenharão um importante papel na transição do setor energético ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis, em particular o biometano e o hidrogénio, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia.

O planeamento das infraestruturas energéticas, deve considerar a interdependência entre os setores elétrico e de gás, numa lógica de *sector coupling*, proporcionando um planeamento cada vez mais integrado, lógica esta em linha com a abordagem e política comunitária. Este planeamento integrado é também defendido pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) no documento “*The Bridge Beyond 2025: Conclusions Paper*”.

A Comissão Europeia publicou recentemente o estudo *“Potentials of sector coupling for decarbonisation: Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU”*⁵, onde se procura discutir o futuro papel do gás num sistema energético totalmente descarbonizado, identificar as possíveis tecnologias necessárias para esses desenvolvimentos e explorar como essas tecnologias podem levar a ligações entre os setores de eletricidade e gás.

Questão 7

Considera que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre os setores elétrico e de gás, proporcionando um planeamento cada vez mais integrado entre setores?

Considera que a proposta de PDIRGN 2019 integra de forma adequada esta perspetiva integrada identificando de forma harmonizada as necessidades de investimento nas grandes infraestruturas de gás natural e de eletricidade?

⁵ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/60fadfee-216c-11ea-95ab-01aa75ed71a1/language-en>

4 DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2020-2029 (PDIRGN 2019), elaborado pela concessionária da RNTGN⁶, e os respetivos anexos.
2. Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei 230/2012 de 26 de outubro, que estabeleceu as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal e transpôs para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva 2009/73/CE, de 26 de outubro.
3. 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 estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis à atividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito e de distribuição de gás natural, incluindo as respetivas bases das concessões de serviço público e procedeu à transposição da Diretiva 2009/73/CE, de 26 de outubro.
4. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.
5. Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.
6. Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que altera o quadro organizativo do sistema de gás natural em Portugal e transpõe parcialmente a Diretiva 2009/73/CE.
7. Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, que estabelece as reservas mínimas de segurança de gás natural de todos os consumos não interruptíveis a que se refere o n.º 1 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

⁶ A versão submetida a consulta pública incorpora as alterações determinadas pela DGEG, ao abrigo do n.º 2 do art.º 12º-A 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.

8. Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.
9. Regulamento (UE) nº 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, que cria o Mecanismo Interligar a Europa (CEF - Connecting Europe Facility), determinando, designadamente, as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia e de explorar as potenciais sinergias entre esses setores;
10. Regulamento Delegado (UE) nº 2018/540 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que altera o Regulamento nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 3ª lista da União de projetos de interesse comum (projetos PCI - *Projects of common interest*).⁷
11. Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2017 relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010.
12. [The Bridge Beyond 2025 Conclusions Paper](#) – CEER, 19 de novembro de 2019
13. [Potentials of sector coupling for decarbonisation](#), *Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU : intermediate report - Study - EU Publications*, 17 de dezembro de 2019
14. [ENTSOG TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2020](#)

⁷ Aguarda-se a publicação do Regulamento Delegado (UE) do Parlamento Europeu e do Conselho que vai alterar o Regulamento nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril por forma a identificar a 4ª lista da União de projetos de interesse comum, já publicada pela Comissão europeia em 31 de outubro de 2019 e disponível [aqui](#).

ANEXO
QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

Questão 1

Relativamente à aplicação das normas relativas às infraestruturas e tendo em conta o que é referido pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2019, considera que está salvaguardado o cumprimento das referidas normas? Como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito?

Questão 2

Considera que, adicionalmente à redução do consumo das centrais eletroprodutoras a gás natural interruptíveis, deveriam ser consideradas em Portugal medidas de compensação do lado da procura como alternativa à concretização de investimentos em novas infraestruturas no SNGN? Que medidas considera oportunas para a sua concretização?

Questão 3

Considera adequadas as previsões de investimento apresentadas pelo operador do RNTIAT atendendo às perspetivas de evolução do SNGN e dos perfis de consumo de GN?

Questão 4

Face ao verificado nos últimos anos com o consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural e o calendário de descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão mais recentemente apresentado, considera que se justifica rever as previsões do consumo anual e de ponta de consumo diário para o período de 2019 a 2029 apresentadas na proposta de PDIRGN 2019?

Questão 5

Tendo em conta o quadro regulamentar e legislativo em causa e as estimativas de consumo de GNL apresentadas na proposta de PDIRGN 2019 para abastecimento de bancas (“LNG bunkering”) a partir do terminal de Sines, considera adequado o projeto apresentado nesta proposta?

Questão 6

Como avalia a análise Custo-Benefício desenvolvida pelos operadores da RNTIAT e os resultados apresentados?

Questão 7

Considera que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre os setores elétrico e de gás, proporcionando um planeamento cada vez mais integrado?

Considera que a proposta de PDIRGN 2019 integra de forma adequada esta perspetiva integrada identificando de forma harmonizada as necessidades de investimento nas grandes infraestruturas de gás natural e de eletricidade?

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

