

CONSULTA PÚBLICA

PROPOSTA DE PDIRGN 2017

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento
e Investimento na RNTIAT
para o período de 2018-2027





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 2015.....	6
1.4	Breve Descrição da Proposta de PDIRGN 2017 e Principais Diferenças Face à Proposta de 2015.....	7
2	BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2015	9
2.1	Breve Descrição do Documento Submetido Pela Concessionária da RNTGN	9
2.2	Evolução do PDIRGN 2017 Face ao PDIRGN 2015.....	11
3	QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA.....	15
3.1	Custos de Investimentos	15
3.2	Critérios e Princípios de Segurança do Aprovisionamento	16
3.3	Planeamento.....	17
3.4	Previsões da Procura	18
3.5	Previsões da Oferta.....	22
3.6	Valorização dos Benefícios / Análise Custo – Benefício e Priorização de Investimentos	22
3.7	Futuro do Setor do Gás Natural em Portugal e na Europa	23
3.8	Custos de Investimento e Impactos Tarifários.....	24
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 2018-2027 (PDIRGN 2017).

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 2017, 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 15 de fevereiro de 2018, para o seguinte endereço de correio eletrónico: pdirgn@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 2017 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 2018-2027, 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 2015, o mesmo capítulo realça as principais diferenças entre as duas propostas de PDIRGN e coloca as questões que se mantêm desde a última consulta pública. O terceiro capítulo lança um conjunto novo de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE, e que pretendem realçar as principais alterações a este documento desde a anterior proposta de PDIRGN, induzindo 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), 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.

REGULAMENTOS (UE) N.º2017/1938, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 25 DE OUTUBRO E 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 terceira 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) 2016/89, de 18 de novembro de 2015, será substituída pela terceira lista de PCI da União, publicada em 23 de novembro de 2017, 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.

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

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.

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.”

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;
- 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 Investimento nacional encontra-se descrito na figura seguinte.

Figura 1-1 – Esquemática 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 terceira 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 sexto 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 2015

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 11 de fevereiro de 2016 um parecer sobre a proposta de PDIRGN 2015, apresentada pelo operador da RNTGN e relativa ao horizonte de 2016 a 2025.

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

Um primeiro aspeto que deve ser destacado na proposta de PDIRGN 2017 é a separação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNTGN assume necessitarem de uma Decisão Final de Investimento (DFI) na presente edição de PDIRGN, separando-os dos restantes que poderão vir a ser avaliados e eventual tomada a respetiva DFI em edições de PDIRGN futuras. Este procedimento permite ao decisor ter uma visão muito clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento da decisão.

No que diz respeito à perspetiva da análise da evolução da procura de gás natural, o Parecer da ERSE realçou que embora as previsões da REN Gasodutos para as evoluções do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária tivessem sido revistas em baixa face à proposta de PDIRGN 2013, de forma a refletir a queda da procura de gás natural entre 2011 e 2013, principalmente no que dizia respeito ao mercado elétrico, também fazia notar que a REN Gasodutos deveria ter disponibilizado informação que possibilitasse a análise à robustez das previsões de evolução da procura.

Pelos efeitos resultantes de uma possível sobrestimação da procura (sobreinvestimento nas infraestruturas da RNTIAT) ou, em sentido oposto, de uma possível subestimação da procura (segurança de abastecimento ou aos entraves à concorrência), a ERSE recomendou que, em edições futuras da proposta de PDIRGN, a REN Gasodutos avaliasse os investimentos propostos para cenários alternativos de consumo e de pontas diárias, de modo a perspetivar igualmente um cenário de possível estagnação do consumo, para além do cenário base e superior que utilizou na proposta de PDIRGN 2015. O operador da RNTGN acrescentou este terceiro cenário na proposta de PDIRGN 2017.

O parecer da ERSE caracterizava a proposta de PDIRGN 2015 como mais completa do que a anterior no que se refere aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), apresentando uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos, segundo alguns dos indicadores utilizados para análise dos benefícios. No entanto, na proposta de PDIRGN 2015 ainda não eram mensurados os impactes económicos destes benefícios, nem uma proposta de ponderação por vetor. Na presente proposta de PDIRGN, o ORT descreve uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício abrindo o caminho para possibilitar decisões abrangendo os diversos projetos propostos.

1.4 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2015

A proposta de PDIRGN 2017, com data de junho do corrente ano, submetida à apreciação da presente consulta pública encontra-se estruturada em sete capítulos, repartidos pelos seguintes temas:

- Capítulo 1 – Enquadramento e âmbito;
- Capítulo 2 – Caracterização atual do SNGN;
- Capítulo 3 – Pressupostos;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares do PDIRGN;
- Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRGN;

O Capítulo 7 apresenta um conjunto de 10 anexos.

2 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2017 E PRINCIPAIS DIFERENÇAS FACE À PROPOSTA DE 2015

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELA CONCESSIONÁRIA DA RNTGN

De uma forma abreviada, apresentam-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo da Proposta de PDIRGN 2017, que apresentam uma organização diferente da que consta da proposta de PDIRGN 2015.

O Capítulo 1, “Enquadramento e âmbito”,

- identifica o âmbito do exercício da proposta de PDIRGN, a rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT),
- identifica o contexto legislativo e regulamentar ao abrigo do qual aquele exercício é feito,
- localiza o papel do planeamento da RNTIAT no contexto europeu,
- identifica os objetivos do exercício de planeamento,
- identifica as principais alterações da atual proposta de PDIRGN face à anterior,
- realiza algumas considerações sobre a Avaliação Ambiental Estratégica efetuada em 2013 e
- termina com a articulação entre as propostas de PDIRGN e PDIRD-GN.

O Capítulo 2, “Caracterização atual do SNGN”,

- começa por identificar 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 situado no Carriço,
- seguidamente procede a uma análise histórica em Portugal da procura anual (2006 e 2016) e das pontas de consumo diário (2007 a 2016), bem como das taxas de utilização das GRMS nos pontos de entrega (2013 a 2016),
- prossegue com uma análise histórica (2007 a 2016), da repartição anual por ponto de entrada da RNTGN, das capacidades de oferta dos pontos de interligação da RNTIAT e das suas capacidades de armazenamento e das taxas de utilização das diversas infraestruturas,
- de seguida, apresenta características da RNTIAT do ponto de vista da Qualidade de Serviço,
- finalmente, mostra informação sobre os valores do investimento realizado e das transferências para exploração.

O Capítulo 3, “Pressupostos”,

- começa por apresentar os diversos projetos de investimento, dividindo-os em Projetos Base e Projetos Complementares,
- seguidamente, descreve a previsão da evolução da procura para o período de 2018 a 2027, apresentando os pressupostos das componentes do Mercado Convencional e do Mercado

Elétrico, com metodologias de previsão distintas, descritas no Anexo 2. Apresenta-se ainda, a previsão de procura anual e a previsão de pontas anuais de consumo diário, em vários cenários,

- e prossegue com uma previsão da evolução da oferta dos pontos de interligação da RNTGN e das infraestruturas de armazenamento, terminando com uma apresentação dos critérios de planeamento, contextualizando a análise multicritério/Custo benefício proposta.

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

- começando por apresentar os montantes previstos para o investimento,
- seguidamente descreve os projetos de remodelação e modernização,
- continuando com os projetos na RNTGN, no terminal de GNL e no Armazenamento Subterrâneo e terminando com uma apresentação dos montantes de entradas em exploração relativa aos projetos base de investimento.

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

- começando por apresentar os montantes previstos para o investimento,
- seguidamente descreve os projetos complementares e
- termina com uma apresentação dos montantes de entradas em exploração associados.

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

- começando por abordar o impacto tarifário dos projetos base e dos projetos complementares,
- 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 os projetos base são agrupados em 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 anexos seguintes:

- Anexo 1 – Cenários e pressupostos Gerais do RMSA-GN 2016 (DGEG).
- Anexo 2 – Metodologia de previsão da procura de gás natural, no período 2017-2030.
- Anexo 3 – Metodologia de Análise Multicritério/Custo-Benefício.
- Anexo 4 – Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades.
- Anexo 5 - PFD da RNTGN – Diagrama Geral de Processo.
- Anexo 6 - PFD do TGNL de Sines - Diagrama Geral de Processo.
- Anexo 7 - PFD do AS do Carriço - Diagrama Geral de Processo.
- Anexo 8 – Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização.
- Anexo 9 – Nota técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRGN 2018-2027.

- Anexo 10 – Pareceres de entidades externas relativas à proposta de PDIRGN.

O Anexo I detalha os cenários macroeconómicos e os cenários de evolução da oferta (RNTIAT) e da procura de gás natural para o período compreendido entre os anos de 2017 e 2030, desagregados por mercado convencional (inclui os setores da indústria, cogeração, residencial e terciário) e mercado de eletricidade (centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário). Esta previsão da procura de gás natural, no ponto 4, apresenta valores de energia anual, valores de ponta provável e valores de ponta extrema. São igualmente identificados os cenários do RMSA-GN 2016 utilizados na proposta de PDIRGN 2017.

O Anexo II descreve as metodologias de previsão utilizadas na construção dos cenários de evolução da procura anual de gás natural e na construção dos cenários de previsão das pontas de consumo diário de gás natural. Para a evolução da procura anual, estas metodologias variam em função do tipo de mercado, convencional ou elétrico, e no caso do mercado convencional também em função dos setores da indústria, cogeração, residencial ou terciário.

No Anexo III, a REN Gasodutos apresenta de forma breve 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, para os projetos Base e para os projetos complementares, quais os atributos aplicáveis

O Anexo IV caracteriza, em maior detalhe, o Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frade, projeto correntemente conhecido como a terceira Interligação Portugal – Espanha. Nesta caracterização é feita uma descrição do projeto em termos físicos, em termos técnicos e em termos de investimento.

Os anexos V a VII apresentam diagramas e fichas de caracterização de pontos de entrega e de outros projetos da RNTIAT.

No Anexo VIII é apresentada informação para os projetos base da RNTGN, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, agrupada nos vetores já identificados de melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil.

2.2 EVOLUÇÃO DO PDIRGN 2017 FACE AO PDIRGN 2015

O Parecer da ERSE emitido após a consulta pública à proposta de PDIRGN 2015, relativa ao período de 2016 a 2025, incluía uma lista de aspetos a melhorar em futuras edições do PDIRGN. Globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRGN 2017 constitui uma evolução bastante positiva face ao PDIRGN 2015, proposta essa que já constituía uma melhoria face à proposta de 2013.

As principais recomendações e comentários da ERSE à proposta de PDIRGN 2015 relacionavam-se sobretudo com os cenários de evolução do consumo anual de gás natural e da ponta diária, com as análises custo-benefício realizadas e a hierarquização dos projetos de investimento.

Assim, a proposta de PDIRGN 2017 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e 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.

A tabela seguinte apresenta esquematicamente as diferenças entre a atual e a anterior proposta de PDIRGN.

Tabela 2-1 – Comparação entre o PDIRGN 2015 e o PDIRGN 2017

		PDIRGN 2015	PDIRGN 2017
Evolução da procura de gás natural	Cenários de evolução	2 cenários: -cenário Base associado a um crescimento económico moderado (Cenário Central); -cenário de Segurança de Abastecimento associado a um crescimento económico mais elevado (Cenário Superior)	3 cenários: -Cenário Central associado a um crescimento económico moderado; -Cenário Superior associado a um crescimento económico mais elevado; -Cenário Inferior associado a um crescimento económico mais pessimista. A REN baseia as suas propostas nos Cenários Central e Inferior de evolução da procura.
	Procura anual	TMCA 2015-2025: 1,3% C. Central 4,2% C. Segurança Abastecimento	TMCA 2017-2027: 0,6% C. Inferior 1,5% C. Central 3% C. Superior
	Pontas de consumo diário	TMCA 2015-2025: 1,1% e 1,2% ponta provável e extrema, C. Base 2,5% e 2,4% ponta provável e extrema, C. Segurança de Abastecimento	TMCA 2017-2027: 1,4% ponta provável e extrema, C. Central 2,4% e 2,3% ponta provável e extrema, C. Superior 0,4% ponta provável e extrema, C. Inferior
Taxa de utilização das infraestruturas		Análise à taxa de utilização das infraestruturas nos dois últimos anos	Análise à taxa de utilização das infraestruturas em 2015 e 2016 com resolução diária
Projetos de investimento	Segmentação dos projetos	-	Segmentação dos projetos de investimento em duas classes: - <u>Projetos Base</u> que decorrem da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT e os - <u>Projetos Complementares</u> que representam as soluções preconizadas para cumprimento das orientações de política energética.
	Valores de investimento	São apresentados os valores de investimento a custos diretos externos (CDE)	São apresentados os valores de investimento a CDE e de transferências para exploração a custos totais (integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros)
	Montantes	PDIRGN 2015 (período 2016-2025): 198,5 M€ a CDE PDIRGN 2015 (período 2016-2018): 149,963 M€ a CDE PDIRGN 2017 e seguintes (período 2018-2025): 203 M€ a CDE	PDIRGN 2017 (período 2018-2027): 44,953+140,865= 185,82 M€ a CDE (sem financiamento CEF) PDIRGN 2017 (período 2018-2020): 34,5+1,2= 35,7 M€ a CDE (assumindo 1,2 M€ associado aos novos pontos de entrega)
	Projetos a decidir na edição seguinte do Plano	Inclusão de projetos de desenvolvimento que <u>não</u> necessitavam de decisão no PDIRGN 2015: -a estação de compressão de Cantanhede, -o gasoduto Cantanhede-Mangualde, -o gasoduto Carriço Cantanhede, -a sétima cavidade do AS do Carriço (RENC-8) e -o segundo cais de acostagem do TGNL de Sines (2ª jetty).	Esses projetos foram removidos desta edição do Plano.
	1ª fase 3ª interligação entre Portugal e Espanha	Apresenta diferentes alternativas ao traçado da 3ª interligação. Apresenta como DFI o ano de 2016 para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES.	Os custos de investimento associados à 3ª interligação foram revistos em baixa. O projeto da 1ª fase da 3ª interligação entre PT-ES está condicionado à decisão de realização do projeto STEP (designação dada à 1ª fase do projeto MIDCAT).
Impactos tarifários		Apresentou uma análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários	Introdução de uma análise do impacto dos investimentos a <u>custos totais</u> para derivar o efeito tarifário esperado
Análise custo-benefício	Metodologia	Não apresenta o resultado decorrente da análise custo-benefício que foi, eventualmente, alcançado por cada um dos projetos de investimentos	Aplicação da metodologia combinada multicritério/ custo-benefício a todos os projetos propostos
Análises complementares	Pareceres de entidades externas	-	Inclusão da análise crítica do Plano pela Universidade Católica Portuguesa
	Avaliação ambiental estratégica	Incorpora a avaliação ambiental estratégica de apoio à tomada de decisão de forma a promover o desenvolvimento sustentável	Nota técnica justificativa da não realização de AAE

Da comparação das duas propostas, constata-se que existem diversas diferenças, refletindo algumas melhorias da presente proposta comparativamente à anteriormente apresentada.

No que concerne a caracterização do investimento, observa-se uma diferença significativa comparativamente à anterior. Na proposta de PDIRGN 2017, os projetos de investimento são segmentados em duas grandes classes:

- Projetos Base: que resultam da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições de segurança e operacionalidade da rede existente;
- Projetos Complementares: que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente.

Contrariamente à sua edição anterior, a REN Gasodutos incluiu nos primeiros cinco anos do PDIRGN 2017 apenas os Projetos Base e para o respetivo segundo quinquénio apenas Projetos Complementares, justificando essa opção pela elevada incerteza associada à concretização dos Projetos Complementares.

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 34,5 M€, que compara com o valor de investimento de 34,1 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2015 (avaliados a Custos Diretos Externos (CDE)).

Os Projetos Complementares integram: a 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, a estação de compressão do Carregado e projetos de ligação de novos pontos de entrega à RNDGN. Os dois primeiros 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).

Os projetos que se encontram condicionados à realização do projeto STEP/MIDCAT totalizam 139,1 M€ (a CDE). Os outros projetos complementares consideram um montante de 1,8 M€ (a CDE) para três novos pontos de entrega. De notar que houve uma redução de 14% do 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 2015.

Os projetos de desenvolvimento que não necessitavam de decisão na proposta de PDIRGN 2015 (ainda que elencados) foram removidos da proposta de PDIRGN 2017 por se considerar que a sua concretização não ocorrerá entre 2018 e 2027.

De referir que, pela primeira vez, são apresentados os valores de investimento a custos diretos externos e de transferências para exploração a custos totais (que integram os encargos de estrutura, gestão e

financeiros). Na anterior proposta de PDIRGN, os valores dos investimentos apresentados apenas consideravam os custos diretos externos, sendo que a referência aos gastos de estrutura, gestão e financeiros era efetuada, para efeitos da avaliação dos impactos tarifários dos investimentos, como a percentagem desses custos face aos restantes.

Por outro lado, a proposta de PDIRGN 2017 manteve a análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários mas, agora, esta análise considera os investimentos a custos totais e não apenas os investimentos a CDE (como se apresentava no PDIRGN anterior).

Na definição das previsões de evolução do consumo de GN e das pontas diárias, é apresentado, para além dos cenários (Central e Superior), um terceiro cenário em resposta às recomendações apresentadas pela ERSE no parecer relativo ao anterior plano. Os cenários Superior e Central incorporam os pressupostos incluídos no RMSA-E 2016, para o mercado de produção de energia elétrica, e os pressupostos incluídos no RMSA-GN 2016 para os restantes consumos integrados no mercado convencional. O Cenário Inferior considera uma conjuntura económica desfavorável e assume a manutenção em funcionamento da Central a carvão de Sines e do Pego até 2025 e da Central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030. A inclusão desse cenário permite contemplar uma perspetiva de evolução das previsões de consumo de GN e das pontas de consumo diário mais moderada comparativamente ao ocorrido na anterior proposta de plano.

No que concerne à utilização das infraestruturas, a proposta de PDIRGN 2017 mantém a análise à taxa de utilização das infraestruturas referente aos dois últimos anos mas inclui também uma análise às curvas de distribuição diária da utilização.

Em relação aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), a proposta de PDIRGN anterior apresentava uma análise de sensibilidade ao impacto dos dois principais investimentos segundo alguns dos indicadores utilizados para análise dos benefícios. Contrariamente, a proposta de PDIRGN 2017 aplica uma metodologia combinada multicritério/custo benefício a todos os projetos. Para além disso, a metodologia de análise multicritério/custo benefício usada é descrita no Anexo 3 da proposta.

Por se considerar que a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) realizada sobre a proposta de PDIRGN 2013, referente ao período de 2014 a 2023, continua válida, a proposta de PDIRGN 2017 apresenta (em Anexo) uma nota técnica justificativa da não realização da AAE ao PDIRGN 2017 (período de abrangência de 2018 a 2027).

Adicionalmente, a proposta de PDIRGN 2017 integra uma avaliação realizada pelo Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa do impacto direto na economia nacional dos investimentos que constam desta edição do Plano.

3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

3.1 CUSTOS DE INVESTIMENTOS

As propostas de PDIRGN que têm vindo a ser preparadas pelo operador da RNTGN e submetidas pela ERSE a consulta pública tem adotado uma abordagem na qual os investimentos são integrados em projetos específicos, os designados projetos de investimento.

Na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN apresenta os projetos de investimento agregados em dois grandes grupos: (i) os Projetos Base e os (ii) Projetos Complementares.

Os Projetos Base são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização das infraestruturas e pelos projetos em curso que transitaram de anos anteriores. Os Projetos Base são ainda agregados em subgrupos, tendo em conta as respetivas motivações, designadamente: (a) os projetos de melhoria operacional, (b) os projetos de adequação regulamentar e (c) os projetos de fim de vida útil.

Os Projetos Complementares, conforme referido na proposta de PDIRGN 2017 colocada em consulta, referem-se aos “projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada, 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 dos mesmos.” Os Projetos Complementares agrupam o projeto da 1.ª fase da 3.ª interligação a Espanha, entre Celorico da Beira e Vale de Frades, o projeto da estação de compressão do Carregado e três eventuais novos pontos de entrega da RNTGN.

A proposta de PDIRGN 2017 distingue os projetos de investimento entre as diferentes infraestruturas da RNTIAT, designadamente na RNTGN, no terminal de GNL de Sines e na infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.

Questão 1

Considera adequado o detalhe apresentado pelo operador da RNTGN para os Projetos Base que constam da proposta de PDIRGN 2017?

Questão 2

Considera que os custos perspetivados na proposta de PDIRGN 2017 estão alinhados com os praticados atualmente na indústria gasista?

3.2 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS DE SEGURANÇA DO APROVISIONAMENTO

A segurança do aprovisionamento constituiu um dos critérios para a elaboração da presente proposta de PDIRGN 2017 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 excecionalmente elevada com uma probabilidade estatística de uma vez em vinte anos. Na proposta de PDIRGN 2017, verifica-se que esse risco é reduzido no curto-prazo, já que somente se verifica

a possibilidade do incumprimento desta norma após 2025 e no cenário de descomissionamento em 2018 da central electroprodutora a carvão de Sines.

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 2017, 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,

Questão 3

Relativamente à aplicação das normas relativas às infraestruturas e tendo em conta o que é referido pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2017, como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito e considera que está salvaguardado o cumprimento das referidas normas? Concorda com a opção do operador da RNTGN de não apresentar explicitamente um cenário em que é retirado o consumo das centrais eletroprodutoras a gás natural interruptíveis?

Questão 4

Como avalia o facto de não serem 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 que possam ser concretizadas?

3.3 PLANEAMENTO

A abordagem adotada na proposta de PDIRGN 2017 individualiza os Projetos Base e os Projetos Complementares.

Para os projetos base são apresentadas previsões para o início de cada projeto de investimento, não sendo apontadas as datas para entrada em exploração. Contudo, a proposta de PDIRGN 2017 prevê que todos os projetos estejam concluídos em 2022 e apresenta um cronograma anual de custos que, de certa forma, reflete as entradas em exploração dos projetos base.

Por outro lado, para os Projetos Complementares não são propostas datas para o início e para a entrada em exploração, o que é consistente com o pressuposto que as suas concretizações dependem de uma Decisão Final de Investimento por parte do Concedente.

Na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN solicita tomadas de Decisão Final de Investimento (DFI) unicamente para os projetos de investimento que são identificados como Projetos Base, assumindo que poderão ser adiadas, para o processo do PDIRGN 2019 ou seguintes, a DFI em relação aos Projetos Complementares da Estação de Compressão do Carregado e da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha.

A apresentação dos referidos Projetos Complementares na Proposta de PDIRGN 2017 surge assim, unicamente, como indicativa do conjunto de investimentos que poderão ocorrer no segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRGN.

Questão 5

Como avalia a abordagem adotada pelo operador da RNTGN face ao planeamento dos projetos de investimento? Considera adequado o cronograma apresentado para os Projetos Base?

Questão 6

Concorda com esta opção do operador da RNTGN em relação aos Projetos Complementares? Numa perspetiva de propostas de PDIRGN futuras, considera que as opções técnicas tomadas pelo operador da RNTGN, nomeadamente a integração da estação de compressão, correspondem à melhor solução?

3.4 PREVISÕES DA PROCURA

À semelhança do ocorrido na proposta de PDIRGN 2015, as previsões para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária apresentadas na proposta de PDIRGN 2017, são diferenciadas entre mercado elétrico, correspondente aos centros electroprodutores em regime ordinário, e mercado convencional, que engloba o setor da indústria, cogeração e os segmentos residencial e terciário.

Esta desagregação justifica-se pelas características distintas de cada um destes mercados e pelo impacte diferenciado sobre a evolução da procura de gás natural. Adicionalmente, esta desagregação permite a aplicação de metodologias de previsão e de variáveis explicativas da evolução do consumo de gás natural e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e segmento, com o intuito de refletir as suas características específicas.

No mercado convencional observou-se uma tendência de crescimento da procura até 2013 e uma tendência de decréscimo após este ano. No caso do mercado elétrico tem-se observado uma elevada volatilidade da procura. 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 constante 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 pelo mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis, em grande parte associadas às condições atmosféricas, e que estão espelhados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (RMSA-E 2016).

A presente proposta de PDIRGN apresenta 3 cenários de procura: inferior, central e superior. A definição destes cenários de procura encontra-se desagregada nas previsões para o mercado convencional e mercado elétrico. Para o mercado convencional, o cenário central está associado a um cenário de crescimento económico moderado, enquanto o cenário superior assume uma trajetória de um crescimento económico mais elevado. Ambos os cenários, central e superior, constam no RMSA – GN 2016.

O cenário inferior do mercado convencional, também denominado de “cenário de sustentabilidade”, está associado a um crescimento económico mais pessimista. De acordo com a REN, a inclusão de um cenário associado a uma conjuntura mais desfavorável resultou da sugestão apresentada pela ERSE no seu parecer à proposta de PDIRGN 2016-2025.

No caso do mercado elétrico, a definição dos três cenários é determinada pelo calendário assumido para os descomissionamentos das centrais termoelétricas a carvão. O cenário central considera a “Trajetória A” do RMSA-E 2016. Este cenário pressupõe que as desclassificações das centrais a carvão do Pego e de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro ocorram no final do contrato de aquisição de energia (CAE), isto é no final de 2021 e 2024, respetivamente, e o prolongamento da central de Sines até ao final de 2025. O cenário superior pressupõe a desclassificação das centrais nas datas do fim dos CAE, refletindo o previsto na “Trajetória B” do RMSA-E 2016.

Tal como para o mercado convencional, o cenário inferior reflete um cenário mais pessimista, que foi introduzido pela REN Gasodutos no seguimento da sugestão feita pela ERSE no seu Parecer à anterior proposta de PDIRGN. Este cenário considera a desclassificação das centrais a carvão de Sines e Pego em 2025 e 2030, respetivamente, e o prolongamento da central da Tapada do Outeiro até 2030.

Da análise dos pressupostos utilizados pela REN Gasodutos para a definição das previsões de procura de gás natural (GN) constatou-se a existência de dois cenários suportados nas previsões inscritas no RMSA-E de 2016 e a inclusão de um terceiro cenário que incorpora uma perspetiva mais pessimista comparativamente às perspetivas plasmadas no RMSA.

O RMSA-E de 2016 foi divulgado em 2016, refletindo as tendências de evolução da produção de energia elétrica com base no gás natural verificadas até 2015, pelo que as situações ocorridas mais recentemente não se encontram refletidas nesse RMSA.

Em particular, quando se examina a evolução do consumo de gás natural desagregada pelos mercados de eletricidade e convencional observaram-se algumas inflexões, aparentes, a partir de 2015, das tendências de consumo, designadamente na tendência de diminuição do consumo no mercado de produção de energia elétrica. Os anos de 2016 e 2017 intensificaram o crescimento do consumo de GN no mercado elétrico observado no ano de 2015, observando-se em 2017 níveis históricos do consumo de GN nesse mercado, de tal modo extraordinário face ao verificado até à data, que resultaram num consumo total de gás natural acima do que alguma vez foi registado em Portugal. O consumo de gás natural verificado em Portugal durante 2017 é de tal modo elevado face aos cenários implícitos na proposta de PDIRGN 2017, que é apenas igualado pelo valor previsto para o ano de 2025 do cenário superior desta proposta de PDIRGN.

Estas alterações dos perfis de consumo impactaram inclusivamente na relação existente entre o consumo de gás natural para produção de eletricidade e o índice de produtividade hidroelétrica (IPH).

Pelo referido anteriormente, existe, tradicionalmente, uma correlação inversa entre o IPH e o consumo de gás natural. Assim, os anos de 2013 e 2014 foram caracterizados pelo registo de um elevado IPH e de consumo de GN historicamente baixo dos centros electroprodutores. Todavia 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, que se reveste igualmente de um carácter extraordinário face ao histórico registado.

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, uma observação mais atenta do mercado de energia elétrica nacional permite igualmente concluir que também nesse ano se verificou um saldo exportador positivo, apesar do ano ter sido seco, o que contradiz o padrão tipicamente importador do setor elétrico nacional.

Assim, a nítida inflexão na diminuição do consumo de gás natural para produção de energia elétrica, verificada a partir de 2015, foi acompanhada de uma alteração do padrão do sentido dos fluxos de energia elétrica entre Portugal e Espanha, que foram nitidamente no sentido exportador.

Face ao exposto importará avaliar a natureza das causas de alteração dos perfis de consumo de GN a nível nacional verificadas nos últimos anos, nomeadamente, se estas causas assumem uma natureza conjuntural associadas a situações extraordinárias a decorrer no mercado ibérico de produção de energia elétrica nos anos em questão ou se estas causas revestem uma natureza estrutural que deverão ter implicações a médio prazo no SNGN.

Uma outra vertente da procura é o da ponta de consumo diário que corresponde ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano. Este conceito é de extrema relevância para o processo de avaliação da capacidade de oferta a proporcionar pelas infraestruturas do SNGN e conseqüentemente a determinação do nível de investimento a realizar. A proposta de PDIRGN 2017 identifica as pontas de procura verificadas entre 2007 e 2016 e apresenta valores previsionais, desagregadas em ponta provável e ponta extrema, para o período entre 2017 e 2027 para o mercado elétrico, o mercado convencional e para o total. A definição da ponta provável segue metodologias definidas pela concessionária da RNTGN e baseia-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário de gás natural ao longo do ano. A ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 2017/1938, de 20 de outubro, e corresponde a um dia de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Tal como para o consumo anual, a proposta de PDIRGN 2017 apresenta três cenários de evolução da ponta, tanto para o mercado convencional, como para o mercado do setor elétrico. Registe-se que, para esta vertente da procura, o nível de consumo de gás natural historicamente elevado foi acompanhado de pontas de consumo igualmente elevadas, que se situam ao nível dos valores implícitos no cenário superior desta proposta de PDIRGN.

Questão 7

Como encara a evolução futura do consumo de gás natural por parte do mercado elétrico tendo em conta o acréscimo extraordinário ocorrido em 2016 e, especialmente, em 2017 e como perspectiva a sua consistência para o futuro?

Questão 8

O ano de 2017 foi marcado por uma baixa hidraulicidade, o que pode fundamentar, pelo menos em parte, o acréscimo de consumo ocorrido nesse ano. No entanto, também se deverão considerar possíveis cenários de perda de competitividade e de eventual descomissionamento de centrais eletroprodutoras a carvão atualmente em funcionamento. Com estes pressupostos, como avalia o consumo de gás natural necessário e as potenciais alternativas para acomodar a produção de energia elétrica num ano hidrológico médio?

Questão 9

Face ao verificado nos últimos dois anos com o consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural, considera que se justifica que as previsões do consumo anual e de ponta de consumo diário para o período de 2017 a 2027 sejam revistas na versão final da proposta de PDIRGN 2017 a ser submetida para aprovação?

Questão 10

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

3.5 PREVISÕES DA OFERTA

Entre as propostas de PDIRGN 2015 e de PDIRGN 2017, a informação de caracterização das instalações de Armazenamento Subterrâneo sofreu uma modificação relevante, nomeadamente no que se refere à sua capacidade de extração, anunciando agora o operador da RNTGN a existência de uma limitação em cerca de 45% do valor máximo daquela capacidade de extração, caso o volume operacional de GN nas cavidades seja inferior a 60%.

Questão 11

Que comentários lhe oferece esta limitação agora anunciada na proposta de PDIRGN 2017, da capacidade de extração da infraestrutura da REN Armazenagem passar a apresentar uma redução significativa se o volume operacional de GN nas cavidades for inferior a 60%?

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

Na consulta pública e no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2015, foi identificada a importância da apresentação de uma valorização dos benefícios e da necessidade de realização de análises benefício-custo associados aos projetos de investimentos apresentados.

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta uma evolução significativa do tema e um passo muito positivo no sentido adequado relativamente à anterior proposta, em que o operador da RNTGN não apresentava a valorização de benefícios nem o resultado da análise benefício custo alcançada por cada um dos projetos de investimentos. O operador da RNTGN apresenta as análises efetuadas aos diversos projetos, organizados em três vetores com metodologias de análise distintas (Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil). Para além disso, em Anexo específico, é descrita a proposta de metodologia de apoio à decisão para o PDIRGN, que consiste numa metodologia multicritério/custo-benefício para avaliação de projetos de investimento.

Deste modo, abre-se o caminho para a ordenação dos projetos de investimento propostos por importância e para a determinação do valor do benefício líquido para o SNGN associado à concretização do PDIRGN.

Questão 12

Do ponto de vista do impacto que os investimentos previstos representam e tendo em conta o carácter dos projetos de investimento para os quais o operador da RNTGN solicita uma DFI e que correspondem somente aos que são identificados como Projetos Base para o primeiro quinquénio, considera que a evolução na informação apresentada na atual proposta de PDIRGN face à anterior é suficiente para que possa ser tomada uma decisão quanto à sua aprovação?

Questão 13

Face ao atual enquadramento regulamentar europeu e ao desenvolvimento de critérios individuais de avaliação dos projetos, considera relevante a apresentação de um indicador de benefícios que permita ordenar os projetos de acordo com uma análise de custo-benefício?

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

Os Projetos Complementares para o segundo quinquénio do período temporal de abrangência da proposta de PDIRGN 2017 que são apresentados, apesar da não solicitação de uma Decisão Final de Investimento por parte do Concedente, têm que ser equacionados no âmbito das perspetivas de qual será o futuro do setor do gás natural em Portugal e na Europa.

Não se estando confrontado com a urgência de uma decisão, poderá ser esta uma oportunidade para aproveitar para se analisar e discutir as perspetivas para o futuro, sabendo-se que a generalidade dos investimentos que venham agora a ser concretizados só poderão ser economicamente justificados se utilizados, pelo menos, durante os próximos 30 ou mais anos. O cumprimento das necessidades energéticas dos consumidores de gás natural, com segurança e de forma competitiva e eficiente é de extrema importância. Este objetivo fundamental nos dias de hoje deve ser igualmente válido no mercado de energia futuro, que pretende caminhar para a descarbonização.

Tendo em conta que o sector do gás é uma das componentes da espinha dorsal do sector energético da União Europeia (UE) e que constitui uma alternativa de energia competitiva, segura e eficiente, baseando-se numa infraestrutura desenvolvida, madura e à escala da UE, com investimentos em curso para renovação e reforço, é de realçar no entanto que a descarbonização da sociedade poderá mudar o setor do gás natural no futuro.

Apesar da forte aposta em energias renováveis, o acréscimo extraordinário da procura de gás natural ocorrida nos dois últimos anos em Portugal para a produção de energia elétrica terá de ser considerado. De igual modo, a substituição futura das centrais termoelétricas a carvão em Portugal e na Europa terá que ser equacionada nessa análise. Desse modo, importa pesar o papel que o gás natural irá ter no futuro da produção de uma energia elétrica mais sustentável.

Em contrapartida, dever-se-á considerar as características de volatilidade que essa potencial utilização das infraestruturas de gás natural poderá apresentar e as consequências que os custos com eventuais investimentos adicionais associados terão para a própria sustentabilidade do setor do gás natural. Assim, apresentará particular relevância a volatilidade inter-anual na utilização das infraestruturas de gás natural associada, por exemplo, com as condições hidrológicas.

Esta volatilidade poderá ser também geradora de volatilidade na faturação das tarifas de acesso às redes e, conseqüentemente, na recuperação dos custos com as infraestruturas de gás natural, induzindo desvios de faturação impactantes na estabilidade da estrutura tarifária e na faturação de todos os consumidores de gás natural.

Também dever-se-á ter em conta a utilização do gás natural para outros fins que não os mais utilizados atualmente atuais, tal como servir de combustível de substituição para a propulsão de veículos rodoviários ou marítimos. Em sentido oposto, a substituição de combustíveis fósseis, tais como o gás natural, pela energia elétrica no consumo doméstico, designadamente para o aquecimento, e nos transportes, que se assiste nas economias mais avançadas não pode deixar de ser tida em conta.

As diferentes perspetivas que se colocam ao futuro do gás natural na Europa estão subjacentes aos quatro cenários que são preparados pelos operadores europeus de redes de transporte de gás natural, organizados na sua estrutura europeia, a ENTSOG, durante a preparação dos respetivos planos decenais não vinculativos de desenvolvimento da rede à escala comunitária. Na documentação de suporte selecionada para acompanhar a presente consulta pública, a ERSE identifica alguns dos documentos mais recentes da ENTSOG sobre o tema. Por sua vez, também se apresenta o resultado dos trabalhos que têm vindo a ser desenvolvidos pelos reguladores europeus da energia.

Questão 14

Como enquadra a proposta de PDIRGN 2017 e a adequabilidade das infraestruturas da RNTIAT para responder à situação atual e aos potenciais desenvolvimentos futuros com o debate que está ocorrer a nível europeu sobre o futuro do gás natural na Europa?

Questão 15

Como enquadra a crescente volatilidade na utilização das infraestruturas de gás natural e na faturação das tarifas de acesso às redes, com a necessidade de se assegurar a estabilidade tarifária na evolução das tarifas de acesso às redes e às infraestruturas de alta pressão de gás natural?

3.8 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTOS TARIFÁRIOS

A proposta de PDIRGN 2017 apresenta uma análise da evolução dos proveitos permitidos unitários de modo a estimar o impacte tarifário dos investimentos implícitos nesta proposta de plano. Estes

investimentos são apresentados a custos diretos externos e a custos totais, isto é, integrando os encargos de estrutura e gestão e financeiros.

A avaliação do impacte tarifário foi efetuado para os investimentos avaliados a custos totais e para os diferentes cenários da procura. Como na proposta de PDIRGN 2017, o operador da RNTGN solicita tomadas de “Decisão Final de Investimento” unicamente para os projetos de investimento que são identificados como Projetos Base e visto que estes projetos deverão entrar em exploração até 2022, a avaliação do impacte tarifário restringe-se igualmente ao ano de 2022. Em contrapartida, a proposta de PDIRGN 2017 assume que os Projetos Complementares materialmente relevantes (estação de compressão do Carregado e primeira fase da terceira interligação Portugal-Espanha) deverão realizar-se posteriormente a 2022, pelo que os seus impactes tarifários não são avaliados.

Questão 16

Considera plausível a consideração de um novo cenário extremo de evolução da procura, baseado no verificado em 2017, para efeito de apuramento dos impactes tarifários?

Questão 17

A consideração deste novo cenário da procura poderá justificar a consideração de investimentos previsto realizar para além do 1.º quinquénio na avaliação dos impactes tarifários? Em caso afirmativo, considera adequada a avaliação dos impactos tarifários apenas para o 1.º quinquénio do período do PDIRGN?

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 2018-2027 (PDIRGN 2017), elaborado pela concessionária da RNTGN⁴, 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.
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.

⁴ 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.

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 2016/89 da Comissão, de 18 de novembro de 2015, 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 lista da União de projetos de interesse comum (projetos PCI - *Projects of common interest*).⁵
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. [Future Role Of Gas from a Regulatory Perspective – CEER Study](#) – Madrid Forum 19 de outubro de 2017
13. [ENTSOG TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2017](#)

⁵ 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 3ª lista da União de projetos de interesse comum, já publicada pela Comissão europeia em 23 de novembro de 2017.

ANEXO

QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

Questão 1

Considera adequado o detalhe apresentado pelo operador da RNTGN para os Projetos Base que constam da proposta de PDIRGN 2017?

Questão 2

Considera que os custos perspectivados na proposta de PDIRGN 2017 estão alinhados com os praticados atualmente na indústria gasista?

Questão 3

Relativamente à aplicação das normas relativas às infraestruturas e tendo em conta o que é referido pelo operador da RNTGN na proposta de PDIRGN 2017, como avalia o nível de risco a que o SNGN presentemente se encontra sujeito e considera que está salvaguardado o cumprimento das referidas normas? Concorda com a opção do operador da RNTGN de não apresentar explicitamente um cenário em que é retirado o consumo das centrais eletroprodutoras a gás natural interruptíveis?

Questão 4

Como avalia o facto de não serem 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 que possam ser concretizadas?

Questão 5

Como avalia a abordagem adotada pelo operador da RNTGN face ao planeamento dos projetos de investimento? Considera adequado o cronograma apresentado para os Projetos Base?

Questão 6

Concorda com esta opção do operador da RNTGN em relação aos Projetos Complementares? Numa perspetiva de propostas de PDIRGN futuras, considera que as opções técnicas tomadas pelo operador da RNTGN, nomeadamente a integração da estação de compressão, correspondem à melhor solução?

Questão 7

Como encara a evolução futura do consumo de gás natural por parte do mercado elétrico tendo em conta o acréscimo extraordinário ocorrido em 2016 e, especialmente, em 2017 e como perspetiva a sua consistência para o futuro?

Questão 8

O ano de 2017 foi marcado por uma baixa hidraulicidade, o que pode fundamentar, pelo menos em parte, o acréscimo de consumo ocorrido nesse ano. No entanto, também se deverão considerar possíveis cenários de perda de competitividade e de eventual descomissionamento de centrais eletroprodutoras a carvão atualmente em funcionamento. Com estes pressupostos, como avalia o consumo de gás natural necessário e as potenciais alternativas para acomodar a produção de energia elétrica num ano hidrológico médio?

Questão 9

Face ao verificado nos últimos dois anos com o consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural, considera que se justifica que as previsões do consumo anual e de ponta de consumo diário para o período de 2017 a 2027 sejam revistas na versão final da proposta de PDIRGN 2017 a ser submetida para aprovação?

Questão 10

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 11

Que comentários lhe oferece esta limitação agora anunciada na proposta de PDIRGN 2017, da capacidade de extração da infraestrutura da REN Armazenagem passar a apresentar uma redução significativa se o volume operacional de GN nas cavidades for inferior a 60%?

Questão 12

Do ponto de vista do impacto que os investimentos previstos representam e tendo em conta o carácter dos projetos de investimento para os quais o operador da RNTGN solicita uma DFI e que correspondem somente aos que são identificados como Projetos Base para o primeiro quinquénio, considera que a evolução na informação apresentada na atual proposta de PDIRGN face à anterior é suficiente para que possa ser tomada uma decisão quanto à sua aprovação?

Questão 13

Face ao atual enquadramento regulamentar europeu e ao desenvolvimento de critérios individuais de avaliação dos projetos, considera relevante a apresentação de um indicador de benefícios que permita ordenar os projetos de acordo com uma análise de custo-benefício?

Questão 14

Como enquadra a proposta de PDIRGN 2017 e a adequabilidade das infraestruturas da RNTIAT para responder à situação atual e aos potenciais desenvolvimentos futuros com o debate que está ocorrer a nível europeu sobre o futuro do gás natural na Europa?

Questão 15

Como enquadra a crescente volatilidade na utilização das infraestruturas de gás natural e na faturação das tarifas de acesso às redes, com a necessidade de se assegurar a estabilidade tarifária na evolução das tarifas de acesso às redes e às infraestruturas de alta pressão de gás natural?

Questão 16

Considera plausível a consideração de um novo cenário extremo de evolução da procura, baseado no verificado em 2017, para efeito de apuramento dos impactes tarifários?

Questão 17

A consideração deste novo cenário da procura poderá justificar a consideração de investimentos previsto realizar para além do 1.º quinquénio na avaliação dos impactes tarifários? Em caso afirmativo, considera adequada a avaliação dos impactos tarifários apenas para o 1.º quinquénio do período do PDIRGN?

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

