

**PARECER À PROPOSTA DO PLANO DECENAL
INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO
DA RNTIAT PARA O PERÍODO 2016-2025
(PDIRGN 2015)**

Fevereiro de 2016

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	ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2	ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 FACE À PROPOSTA DE 2013	11
3	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL.....	15
3.1	Enquadramento.....	15
3.2	Contexto macroeconómico.....	17
3.3	Evolução histórica do consumo e das pontas diárias de gás natural	21
3.4	Comparação das previsões da procura e pontas de consumo de gás natural face à anterior proposta de PDIRGN	25
3.5	Previsões e cenários para a evolução do consumo de gás natural	28
3.6	Previsão para as pontas diárias	32
4	EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT	35
5	PLANEAMENTO	37
6	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	45
7	VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS	49
8	OPÇÕES ALTERNATIVAS	55
9	PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)	57
10	ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS PAGAS PELOS CONSUMIDORES.....	61
10.1	Impactes nos Proveitos	61
10.2	impactes tarifários	67
	ANEXO I – IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES.....	71
	ANEXO II – COMPARAÇÃO DO CUSTO APRESENTADO PELA REN GASODUTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN COM OS CUSTOS RECONHECIDOS EM ESPANHA PARA UM PROJETO COM AS MESMAS CARACTERISTICAS	79

1 ENQUADRAMENTO E SUMÁRIO EXECUTIVO

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 de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2016-2025 (PDIRGN 2015).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo a esta, 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, submeter o seu conteúdo a uma Consulta Pública com a duração de 30 dias.

Foi assim que a ERSE promoveu uma Consulta Pública relativa à proposta de PDIRGN 2015, elaborada pela REN Gasodutos, que decorreu de 18 de novembro de 2015 até 4 de janeiro de 2016.

Findo o período da Consulta Pública, nos termos dos números 5 e 6 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, compete à ERSE emitir um Parecer sobre a proposta de PDIRGN.

A ERSE preparou um documento de síntese dos principais comentários recebidos durante a Consulta Pública que será disponibilizado em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer.

Após a experiência de um primeiro ciclo de elaboração, avaliação, submissão a Consulta Pública da proposta de PDIRGN 2013 com larga participação dos interessados e o respetivo Parecer da ERSE, a análise da proposta de PDIRGN 2015 foi assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço dos aspetos positivos e negativos que se podem retirar dessa primeira experiência de desenvolvimento de todo o processo e, com essas conclusões, poder contribuir para a sua melhoria também processual.

Começa por realçar-se o mérito demonstrado pelo procedimento estabelecido de apreciação e aprovação das propostas de PDIRGN, que se assume como um processo de avaliação da oportunidade dos diferentes projetos de investimento apresentados, que envolve as diversas entidades relevantes e é suportado numa Consulta Pública, que tem beneficiado de uma ampla participação de todos os interessados no setor, que se destaca e muito se agradece. Ao ocorrer com uma periodicidade bianual, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento apresentadas nas sucessivas edições de PDIRGN e representa um processo meritório de transparência no setor de gás natural em Portugal.

A primeira proposta apresentada no quadro legislativo estabelecido em 2012 (a proposta de PDIRGN 2013) resultou na elaboração de um Parecer da ERSE, datado de dezembro de 2013, que incluiu um conjunto de considerações e recomendações que tanto abrangiam os pressupostos económicos e técnicos que sustentavam a então proposta de PDIRGN, como as metodologias utilizadas pelo operador da RNTGN na sua elaboração. O desajuste que existia entre as necessidades de investimento perspetivadas pelo operador da RNTGN na sua proposta de PDIRGN 2013 para satisfazer a procura no período 2014-2023 e os dados à disposição dos vários agentes, levou a ERSE a propor, no seu Parecer, uma reavaliação do desenvolvimento das infraestruturas que tinham sido apresentadas na proposta de PDIRGN 2013, recomendando uma reponderação clara das suas prioridades, designadamente quanto à terceira interligação e às novas cavernas de armazenamento subterrâneo.

Tem de ficar claro que, no contexto do quadro económico e financeiro em que se vive, a prudência quanto ao investimento em infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) é crucial de modo a não colocar em causa a sustentabilidade de todo o sistema.

A proposta de PDIRGN 2013 acabou por não ser aprovada, surgindo o momento para a apreciação da sua edição seguinte.

A proposta de PDIRGN 2015 apresenta algumas melhorias e tenta incorporar algumas das recomendações que a ERSE fez no seu Parecer à proposta de PDIRGN anterior.

Um primeiro aspeto que se julga deva ser destacado na proposta de PDIRGN 2015 é a identificação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNTGN assume necessitarem de uma Decisão Final de Investimento na presente edição de PDIRGN, separando-os dos restantes que poderão vir a ser avaliados em edições de PDIRGN futuras. Este procedimento permite ao decisor ter uma visão mais clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento da decisão.

Assim, dos 401,5 milhões de euros previstos para a totalidade do período de abrangência da proposta de PDIRGN 2015 (2016-2025), o operador da RNTGN identifica a necessidade de uma Decisão Final de Investimento para projetos, a entrar em exploração de 2016 a 2019, que correspondem a 198,5 milhões de euros. Os projetos associados aos restantes 203 milhões de euros serão sujeitos à avaliação de uma Decisão Final de Investimento em edições futuras de PDIRGN.

Tal como referido no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, a avaliação da oportunidade da proposta de PDIRGN requer uma ponderação dos custos e benefícios que lhe estão subjacentes e de cada um dos projetos de investimento que a compõem.

De seguida, apresentam-se os diferentes aspetos que foram tidos em conta na análise dos custos, impactes tarifários e, sobretudo, dos benefícios que suportam o Parecer da ERSE quanto à Proposta de PDIRGN 2015.

ANÁLISE DOS CUSTOS E DOS IMPACTES TARIFÁRIOS NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Numa perspetiva dos custos de investimento propriamente ditos da atividade de transporte de gás natural, verificou-se que os custos apresentados pela REN Gasodutos para o maior projeto de investimento associado com a construção da 3ª interligação estão coerentes com os custos de referência praticados em Espanha.

A análise do impacte dos referidos custos de investimento para os consumidores dependerá da evolução perspetivada para o consumo de gás natural e para a utilização das infraestruturas sujeitas ao parecer.

A ERSE realça que as previsões da REN Gasodutos para as evoluções do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária foram revistas em baixa face às anteriores propostas de PDIRGN, de forma a refletir a queda da procura de gás natural entre 2011 e 2013, principalmente no que diz respeito ao mercado elétrico. No entanto, também se faz notar que a REN Gasodutos deveria ter disponibilizado informação que possibilitasse a análise à robustez das previsões que apresenta, quanto à perspetiva da análise da evolução da procura de gás natural.

A sobrestimação da procura de gás natural pode conduzir a sobreinvestimento nas infraestruturas da RNTIAT, isto é a um nível de investimento economicamente não justificável, tornando o custo unitário do gás natural entregue aos consumidores mais elevado para todo o período de vida útil do investimento, comparativamente com a situação em que o investimento é ajustado à procura. Por sua vez, os efeitos de uma subestimação da procura poderão acarretar problemas de outra natureza, designadamente associados à segurança de abastecimento ou aos entraves à concorrência.

Este risco é maior quer no momento em que as previsões apresentadas na proposta de PDIRGN 2015 foram efetuadas, quer no atual momento visto o nível de incerteza associado à evolução da procura no médio e longo prazo se manter elevado. Neste quadro, a ERSE recomenda que, em edições futuras da proposta de PDIRGN, a REN Gasodutos avalie 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.

A ponderação da necessidade de investimento decorre igualmente da análise à utilização das infraestruturas existentes. Nesse particular, a análise efetuada pela ERSE permite concluir que, apesar da taxa média de utilização da interligação internacional de Campo Maior não poder ser considerada baixa, a evolução da taxa de utilização das infraestruturas do SNGN, nomeadamente a reduzida utilização do Terminal de GNL de Sines, torna questionável que estejam reunidas as condições e a necessidade física para que sejam realizados os investimentos mais significativos apresentados na proposta de PDIRGN 2015. As análises efetuadas à evolução da capacidade utilizada das infraestruturas de Alta Pressão, seja em base de média ou de ponta anual, sugerem que ainda não se alcançou as taxas de utilização que tornam os investimentos propostos indispensáveis.

Neste enquadramento, foi analisado o impacto dos custos de investimento na atividade de transporte de gás natural previstos para os consumidores. A ERSE analisou nove cenários diferentes de avaliação de impacto destes custos de investimento na atividade de transporte de gás natural, com base em várias alternativas consideradas. As simulações de análise de impactes nos proveitos e nas tarifas da atividade de transporte incidiram principalmente nas evoluções do nível da procura e do nível de investimentos. Foram considerados três cenários de procura - sustentabilidade, base e segurança de abastecimento. No que respeita ao nível dos investimentos na rede de transporte foram considerados, entre outros, três cenários de investimento, a saber: investimentos totais da proposta de PDIRGN para a RNTGN (PDIRGN URT) sem a consideração de subsídios no financiamento da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades); investimentos totais do PDIRGN-URT com a consideração de 50% de subsídios no financiamento da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades); e por fim um cenário de investimentos do PDIRGN-URT considerando o adiamento, quer da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades), quer da Estação de Compressão do Carregado.

Verifica-se que o impacte tarifário no ano de 2019 da presente proposta de PDIRGN no que concerne à atividade de transporte de gás natural, comparativamente com a situação de adiamento da construção da terceira interligação e da estação de compressão situa-se entre cerca de 12,8% e 22,1%, dependendo do nível de subsídios atribuídos para a sua construção.

O quadro seguinte apresenta estes impactes tarifários ao nível do uso da rede de transporte no ano de 2019 por tipo de tarifa – Tarifas de Acessos às Redes e Tarifas de Venda a Clientes Finais – e por tipo de nível de pressão – alta, média e baixa pressão. Estes impactes tarifários são em valores percentuais mais acentuados, por um lado, ao nível das tarifas de Acesso às Redes e por outro lado, para os clientes em alta e média pressão.

Quadro 1-1 - Impacte tarifário em 2019 para os vários cenários alternativos de financiamento da terceira interligação relativamente ao cenário minimalista sem terceira interligação e sem estação de compressão

Tarifas	(PDIRGN-URT) 3ª interligação sem subsídios	PDIRGN-URT (3ª interligação com 50% subsídios)
Uso Rede Transporte	22,1%	12,8%
Acesso às Redes	4,0%	2,3%
AP	14,1%	8,1%
MP	4,0%	2,3%
BP>	1,3%	0,7%
BP<	0,6%	0,4%
Preços Finais	1,0%	0,6%
AP	1,5%	0,9%
MP	0,8%	0,5%
BP>	0,6%	0,3%
BP<	0,3%	0,2%

Registe-se que, a obtenção de apoios comunitários ao nível de 50% para a realização da terceira interligação permite mitigar o impacte nas tarifas decorrente da realização deste investimento nos prazos definidos na proposta de PDIRGN 2015.

AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS POR VETORES DE DECISÃO

Segurança de abastecimento

A segurança de abastecimento constituiu um dos critérios fundamentais na elaboração da presente proposta de PDIRGN 2015, centrando-se na aplicação das “normas relativas às infraestruturas” e das “normas relativas ao aprovisionamento”, critérios que resultam da aplicação do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, bem como da sua transposição para o enquadramento legislativo nacional. A ERSE realça como positiva alguma evolução de posição que, neste domínio, se constata na proposta de PDIRGN 2015 face à edição anterior, beneficiando da aplicação das versões mais recentemente revistas do RMSA-GN e do RMSA-E, datadas de 2014. No entanto, a ERSE volta a afirmar que não concorda com os resultados apresentados pela REN Gasodutos no que concerne à aplicação das “normas relativas às infraestruturas” e à consequente aplicação do “critério N-1”. Na opinião da ERSE, as centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ* constituem exemplos, já em aplicação no SNGN, de medidas adequadas do lado da procura, que são alternativa a novos investimentos (por vezes bastante consideráveis e com perspetiva de frequência de utilização prevista muito baixa - uma vez em cada 20 anos) em infraestruturas para responder à aplicação do critério N-1, tal como previsto na legislação nacional e europeia, devendo descontar-se o consumo a elas associado do valor considerado na aplicação do critério N-1, de acordo com a fórmula do ponto 4 do Anexo I do referido Regulamento europeu.

Avaliação dos restantes vetores

A proposta de PDIRGN 2015 é mais completa do que a anterior no que se refere aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA). Assim, é apresentada uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos, segundo alguns dos indicadores utilizados para análise dos benefícios. No entanto, ainda não são mensurados os impactes económicos destes benefícios, nem uma proposta de ponderação por vetor, visto cada um poder apresentar uma importância diferente consoante as opções estratégicas assumidas na proposta de PDIRGN 2015. A avaliação rigorosa dos benefícios é de extrema importância e a proposta de PDIRGN 2015 não apresenta o resultado decorrente da análise custo-benefício que foi, eventualmente, alcançado por cada um dos projetos de investimentos. A ERSE reafirma uma vez mais a posição já assumida no seu Parecer à proposta de PDIRGN 2013, que se considera essencial para a apresentação pública das alternativas que foram analisadas aos diferentes projetos de investimento que constituem cada uma das propostas de PDIRGN e se fundamentem as razões, na perspetiva dos benefícios e dos custos, que levaram a opção por cada um dos projetos apresentados. Apesar do progresso alcançado, recomenda-se o aprofundamento do trabalho realizado e uma melhoria da informação disponibilizada neste domínio.

Integração dos projetos nos contextos ibérico e europeu

A integração destes projetos no quadro comunitário deverá ser outro aspeto importante a ter em consideração, dado o elevado custo do investimento na terceira interligação entre Portugal e Espanha. A este nível deve ser avaliada a importância desse projeto no âmbito do mercado europeu de energia e o seu enquadramento como *Project of Common Interest* (PCI), que permitirá vir a beneficiar de apoio financeiro específico. Este apoio pode atingir 50%, desde que sejam satisfeitas um conjunto de condições cumulativas. No entanto, os montantes limitados disponíveis para este fundo e os limites impostos para a sua obtenção reduzem o seu impacte. Para tal é importante uma maior integração da Península Ibérica no mercado europeu de energia, nomeadamente através do desenvolvimento da interligação entre Espanha e França e dos investimentos internos em Espanha e França, que permitirão uma maior consolidação do mercado Ibérico de energia e a concretização de fluxos de gás Norte-Sul (e vice-versa) entre França, Espanha e Portugal. Adicionalmente, espera-se que o compromisso político firmado entre a Comissão Europeia, França, Espanha e Portugal para o aumento das interligações de gás e eletricidade entre a Península Ibérica e França, possa contribuir para um desenvolvimento efetivo e coordenado das infraestruturas de gás nestes três países. No que diz respeito à terceira interligação, sublinhe-se que a viabilidade económica está igualmente sujeita à concretização por parte do promotor espanhol, a Enagás (operador da rede de transporte de gás natural em Espanha), dos investimentos em território espanhol.

ANÁLISE DOS PROJETOS INCLUÍDOS NOS PARECERES

Analisando agora, especificamente, o conjunto de projetos que foram identificados pela REN Gasodutos como necessitando de uma Decisão Final de Investimentos com a aprovação da proposta de PDIRGN 2015, começa por se assinalar o projeto de reforço da capacidade de extração/injeção do armazenamento

subterrâneo do Carriço, traduzida na expansão em 50% da capacidade de processamento da estação de superfície dessa infraestrutura da RNTIAT e com um montante de investimento previsto de 7,8 milhões de euros. Tal como já tinha sido assumido aquando do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, a ERSE concorda com a concretização deste investimento, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2015. No capítulo 5 deste Parecer aprofundam-se as razões que fundamentam a opinião da ERSE sobre este projeto de investimento e sobre os que a seguir serão analisados.

A proposta de PDIRGN 2015 apresenta um conjunto de investimentos nas infraestruturas dos diferentes operadores da RNTIAT, REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico, relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e remodelação ou substituição por fim do tempo de vida útil”, cujo montante para o período de 2016 a 2019 totaliza, aproximadamente, 25 milhões de euros. A ERSE considera que estes investimentos devem ser concretizados, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2015.

O operador da RNTGN previu uma verba de 750 mil euros anuais para projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, para fazer face a solicitações não previstas mas que poderão vir a ocorrer até à data de aprovação da proposta de PDIRGN 2017. A ERSE não se opõe à aprovação desta verba em sede de PDIRGN 2015, remetendo para o disposto no Regulamento das Relações Comerciais, em particular no referente às ligações e à partilha de encargos a realizar no caso de clientes em AP e salientando que estes investimentos devem estar devidamente harmonizados com os próximos Planos de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN, a submeter para aprovação em 2016 pelos operadores da RNDGN. Os benefícios destes projetos deverão ser assumidos pelos operadores da RNDGN que deles usufruam e a ERSE só aceitará os custos que venham a ser provados como economicamente eficientes.

Para além deste conjunto de projetos de investimento que a ERSE considera deverem ser aprovados em sede de PDIRGN 2015, existem três outros que foram analisados e para os quais a ERSE propõe um adiamento da sua submissão para Decisão Final de Investimento, pelo menos, até à edição de 2017 da proposta de PDIRGN.

O primeiro destes projetos de investimento é o agora rebatizado como primeira fase da terceira interligação Portugal-Espanha que corresponde à instalação de um gasoduto com cerca de 162 km em Portugal, que deverá ser complementado pela Enagás com um troço de 85km em Espanha. O montante previsto na proposta de PDIRGN 2015 para este investimento no período de 2016 a 2019 corresponde a, aproximadamente, 137 milhões de euros. Este projeto de investimento está listado no *Ten-Year Network Development Plan 2015*¹ (TYNDP 2015), com a classificação de projeto com Decisão Final de Investimento

¹ “*Ten-Year Network Development Plan 2015*” (TYNDP 2015) – Edição de 2015 do “Plano de desenvolvimento da rede à escala comunitária (União Europeia) desenvolvido pela “Rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás” (“REORT para o gás” em língua portuguesa ou “ENTSOG” em língua inglesa, que se passará a utilizar ao longo do presente documento). Este plano está previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu do Conselho, de 13 de julho.

ainda não tomada e, com comissionamento previsto para o ano de 2018 nesse documento. Já se referiu que este projeto poderá ser beneficiado com subsídios europeus para a sua concretização, já que consta da lista de projetos classificados como PCI. Relativamente a este projeto de investimento, a ERSE considera que é prudente adiar a sua Decisão Final de Investimento para a próxima edição de PDIRGN, aguardando pela clarificação de alguns aspetos que se consideram cruciais e que se encontram clarificados ao longo deste Parecer. Esta posição da ERSE é secundada pela posição dos agentes verificada nos comentários recebidos durante a Consulta Pública.

O segundo projeto de investimento para o qual se propõe, pelo menos, um adiamento para uma edição futura de proposta de PDIRGN é a construção da Estação de Compressão do Carregado, cujo montante de investimento previsto no período de 2016 a 2019 corresponde, aproximadamente, a 24 milhões de euros. Tal como já foi referido em outras ocasiões, o adiamento deste projeto de investimento deverá ser ponderado até se atingirem pontas diárias mais expressivas de utilização das infraestruturas do SNGN. De outra forma, correr-se-á o risco de ter uma estação de compressão que irá operar escassas horas ao longo do ano, sem justificar o investimento realizado.

Finalmente, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta um projeto de adaptação do *Jetty*² no Terminal de GNL de Sines, para navios metaneiros com capacidade inferior a 40 000 m³, com um montante de investimento de 2 milhões de euros, previsto entrar em exploração em 2018. A ERSE considera não existir informação suficiente nesta proposta de PDIRGN que permita justificar a concretização deste projeto de investimento, razão pela qual considera que não deverá ser aprovado em sede de PDIRGN 2015.

SÍNTESE

Para que seja possível a aprovação do PDIRGN, em conformidade com o estabelecido na atual legislação do setor, e pelas razões apresentadas anteriormente e que melhor se fundamentam ao longo do presente Parecer, a ERSE propõe que a atual proposta de PDIRGN 2015 seja alterada pelo concessionário da RNTGN, em conformidade com o presente Parecer da ERSE, os comentários recebidos durante a Consulta Pública e as instruções que receber do Concedente, mantendo a solicitação de uma Decisão Final de Investimento para os seguintes três projetos de investimento, para os quais a ERSE concorda com a sua concretização:

- Projeto de reforço da capacidade de extração/injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço, correspondendo a um montante de investimento previsto de 7,8 milhões de euros.
- Conjunto de investimentos nas infraestruturas da RNTIAT relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e remodelação ou substituição por fim do tempo

² “*Jetty*” – termo da língua inglesa usado correntemente no setor do gás natural português para referir o pontão que se projeta a partir de terra para dentro de água e no qual os navios metaneiros atracam, ao qual também são normalmente associados os braços articulados e respetivos equipamentos de operação que permitem aceder e fazer a trasfega de GNL entre o navio metaneiro e as instalações do terminal.

de vida útil”, correspondendo a um montante total de investimento previsto de 25 milhões de euros.

- Projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, correspondendo a uma montante de investimento de 750 mil euros anuais.

Todos os restantes projetos de investimento que constem da proposta revista de PDIRGN 2015, que irá ser submetida para aprovação pelo concedente, deverão ser assinalados como tendo a sua Decisão Final prevista para a edição de 2017 ou seguintes da proposta de PDIRGN. Destaca-se pela sua relevância, o adiamento da decisão quanto ao projeto de investimento relativo à terceira interligação Portugal-Espanha que, como se verificou, apresenta materialidade em termos de impactes tarifários. Ponderada a atual caracterização do SNGN, em termos de utilização das infraestruturas existente e das incertezas inerentes à evolução da procura de gás natural com a importância desse projeto no âmbito do mercado interno de energia e o seu enquadramento como PCI, a sua concretização deverá estar condicionada ao prévio desenvolvimento dos restantes projetos que permitirão concretizar o desenvolvimento do corredor Portugal, Espanha e França, designadamente o chamado MIDCAT e, assim, reforçar a integração europeia. Por outro lado, dever-se-á também considerar como fator condicionante, para a concretização deste investimento, o seu apoio através de subsídios comunitários, no quadro do seu estatuto de PCI.

Pela materialidade dos impactes tarifários que representam, a ERSE não irá dar o seu aval a qualquer proposta revista de PDIRGN 2015 que não considere os adiamentos de Decisão Final de Investimento referidos.

Recomenda-se, ainda, que as futuras edições de proposta de PDIRGN tenham em consideração o restante conjunto de recomendações que constam do presente Parecer da ERSE.

2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 FACE À PROPOSTA DE 2013

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, a elaboração e implementação das sucessivas edições dos PDIRGN apresentam como característica o facto de serem processos quase contínuos com participação alargada, visto assentarem em reavaliações bianuais dos pressupostos económicos e técnicos em que se baseiam e apresentarem um processo de decisão que beneficia dos contributos de uma Consulta Pública e envolve diferentes entidades.

Após a experiência de um primeiro ciclo de elaboração, avaliação, submissão a Consulta Pública com larga participação dos interessados e Parecer da ERSE, a análise da proposta de PDIRGN 2015 foi assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço dos aspetos positivos e negativos que se podem retirar dessa primeira experiência de desenvolvimento de todo o processo e, com essas conclusões, poder contribuir para uma sua melhoria também processual.

Julgamos que as restantes entidades envolvidas no processo se posicionaram ou deverão posicionar-se de igual modo, tendo sido assim possível encontrar algumas melhorias na proposta de PDIRGN 2015 que a DGEG comunicou à ERSE, após a sua submissão pela REN Gasodutos, na sua qualidade de operador da RNTGN, e sobre a qual a ERSE promoveu uma Consulta Pública e preparou o presente Parecer.

No novo quadro legislativo atrás referido, a proposta de PDIRGN 2015 é a segunda a ser apresentada para apreciação pela ERSE. A primeira proposta apresentada resultou na elaboração de um Parecer da ERSE, datado de dezembro de 2013, que incluiu um conjunto de considerações e recomendações que tanto abrangiam os pressupostos económicos e técnicos que sustentavam a então proposta de PDIRGN, como as metodologias utilizadas pelo operador da RNTGN na sua elaboração. Pelo que, o atual Parecer deverá em primeiro lugar avaliar se as recomendações apresentadas pela ERSE à anterior proposta de PDIRGN ainda se justificarão.

Deste modo, considera-se relevante destacar os principais pontos em comum e as diferenças entre as propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015.

O Quadro 2-1 apresenta a comparação entre a anterior e a atual proposta de PDIRGN.

Quadro 2-1 – Comparação entre o PDIRGN 2013 e o PDIRGN 2015

		PDIRGN 2013	PDIRGN 2015
Evolução da procura de gás natural	Procura anual	Previsões de consumo superiores às do PDIRGN 2015 (especialmente no mercado da eletricidade)	A procura cai 22% em média no cenário base e 20% nos cenários de segurança de abastecimento
	Pontas de consumo diário	Aumento da ponta provável e extrema de 2012 para 2013	Mantém-se uma previsão muito elevada em 2015 quando comparado com o passado recente.
Investimento		523,97 M€ para o período de 2014 a 2023, dos quais 238,9 M€ no período 2014 a 2016	401,5 M€ para o período de 2016 a 2025, dos quais 198,5 M€ para o período 2016 a 2019 (a decidir nesta proposta de PDIRGN) e 203 M€ a decidir nas propostas seguintes (2017 em diante)
Impactes tarifários		-	É apresentada uma estimativa para o impacte dos investimentos nos proveitos unitários
Indicadores CBA: Análise multicritério baseada em indicadores quantitativos e avaliações qualitativas		Reserva de capacidade IHH capacidade IHH aprovisionamento Critério N-1 Capacidade de armazenamento	Mantém os critérios do PDIRGN anterior e acrescentam: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Capacidade bidirecional</i> • <i>Diminuição das emissões</i> • <i>Backup às FER</i>
Análises complementares: Avaliação ambiental estratégica		-	Incorpora a avaliação ambiental estratégica de apoio à tomada de decisão de forma a promover o desenvolvimento sustentável
Projetos para a terceira interligação a Espanha		Terceira interligação por Vale de Frades	Apresenta mais alternativas ao traçado da terceira interligação: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Reforço de capacidade por Campo Maior</i> • <i>Reforço de capacidade por Valença do Minho</i> • <i>Traçado por Vilar Formoso</i>

Um primeiro aspeto que se julga bastante positivo foi a identificação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNTGN assume necessitarem de uma Decisão Final de Investimento, separando-os dos restantes que o operador da RNTGN considera poderem vir a ser avaliados nas próximas edições de PDIRGN, ou seja com a análise das propostas de PDIRGN de 2017 e seguintes

Com esta perspetiva, diminuíram de forma notória os montantes sujeitos à necessidade de uma Decisão Final de Investimento, seja ela de aprovação, reprovação ou adiamento de decisão.

Assim, o valor total de investimentos proposto ser avaliado e para o qual o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento passou de 523 972 milhares de euros, para o período de 2014-2023, para 198 462 milhares de euros, para o período 2016 a 2019. Do ponto de vista do montante em análise, este decréscimo é, de um modo geral, proporcional à diminuição do período sobre o qual incide a necessidade de decisão, que passou de 10 para 4 anos.

Deste modo, na proposta de PDIRGN 2015, existem dois grandes projetos de investimento que obrigam a uma tomada de decisão até 2019. Estes projetos de investimento representam um investimento previsto de 161,1 milhões de euros de investimento, em que a construção da terceira interligação Portugal-Espanha é marcadamente o projeto mais relevante, com um custo de 137,1 milhões de euros.

A proposta de PDIRGN 2015 é mais completa no que se refere aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), já que se debruça sobre capacidade bidirecional, diminuição das emissões e *backup* à produção de energia elétrica com fontes de energia renovável (FER). É apresentada uma análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários, bem como uma análise de sensibilidade ao impacte dos dois principais investimentos segundo alguns dos indicadores utilizados para análise dos benefícios. No entanto, ainda não são mensurados os impactes económicos destes benefícios, sendo a análise principalmente qualitativa não havendo monetização clara dos benefícios que permitam fazer uma análise benefício-custo.

O Quadro 2-2 apresenta os indicadores e critérios de análise que a REN Gasodutos refere como tendo utilizado na elaboração da proposta de PDIRGN 2015.

Quadro 2-2 – Indicadores e critérios de planeamento apresentados na proposta de PDIRGN 2015

Indicadores	Critérios avaliados			
	Integração do mercado	Concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	✓		✓	
Capacidade bidirecional	✓		✓	
Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade	✓	✓	✓	
Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento	✓	✓	✓	
Dependência dos fornecedores		✓	✓	
Critério N-1			✓	
Capacidade de armazenamento	✓	✓	✓	
Diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE)				✓
Backup às fontes de energia renovável (FER)				✓

Refira-se que relativamente à proposta de PDIRGN 2013, a proposta de PDIRGN 2015 introduz dois novos critérios quantitativos de avaliação dos projetos, além de uma reorganização dos indicadores procurando alinhar a base metodológica desta proposta de PDIRGN ao regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento (UE) n.º. 347/2013, do Parlamento Europeu e Conselho, de 17 de abril.

Note-se, que nesta proposta de PDIRGN é incorporada a Avaliação Ambiental Estratégica realizada e concluída ao longo de 2014 que, tal como previsto na legislação, constitui um instrumento de apoio à tomada de decisão visando a promoção do Desenvolvimento Sustentável e permitindo assegurar que as consequências ambientais dos projetos são previamente identificadas e avaliadas durante a fase da sua elaboração e antes da sua adoção.

Finalmente, esta proposta de PDIRGN apresenta pela primeira vez os potenciais impactes destes investimentos nos proveitos unitários, isto é, nos custos a recuperar por aplicação das tarifas. Neste sentido a REN Gasodutos efetuou 3 simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários para a atividade de transporte de gás natural e 2 simulações para a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

3.1 ENQUADRAMENTO

A estimativa da evolução da procura de gás natural é um processo importante para a tomada de decisão de investimento no âmbito do processo de análise e aprovação das propostas de PDIRGN, por duas ordens de razões:

1. Por motivos técnicos e económicos, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para satisfazer a ponta do consumo de gás natural.
2. Por motivos exclusivamente económicos, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de gás natural.

No Anexo II da proposta de PDIRGN 2015, a REN Gasodutos apresenta a “Metodologia de previsão utilizada na construção dos cenários de evolução da procura anual de gás natural” que utilizou. A metodologia de previsão e os pressupostos dos cenários de evolução de procura de gás natural são apresentados em dois subcapítulos: “Mercado Convencional” e “Mercado de Eletricidade”. No subcapítulo “Mercado Convencional” foi considerada uma desagregação em quatro setores (“Indústria”, “Terciário”, “Residencial” e “Cogeração”), com realização de diversas modelações da evolução da procura e estimadas e exploradas várias combinações e especificações para a previsão de consumo de cada setor. A REN Gasodutos considerou dois cenários de evolução de procura de gás natural associados à evolução da economia:

- Cenário Base: associado a um cenário de crescimento económico moderado (Cenário Central);
- Cenário de Segurança de Abastecimento: associado a um ritmo de crescimento económico mais elevado (Cenário Superior).

As variáveis explicativas e os modelos nas previsões são diferentes para cada um dos setores do “Mercado Convencional”. As previsões para o setor da Cogeração foram elaboradas com base em cenários de evolução da potência instalada de produção de eletricidade, com um conjunto de hipóteses adicionais, descritas naquele Anexo II da proposta de PDIRGN 2015, tendo em conta um fator de utilização diferente em cada um dos dois cenários considerados: Cenário Base e Cenário de Segurança de Abastecimento. As previsões de procura de gás natural para cada um dos outros setores foram baseadas em modelos económicos em que as relações causais apresentadas para cada setor são:

- “Indústria”: VAB da indústria e número de quilómetros da rede de transporte de gás natural;
- “Terciário”: PIB e extensão da rede de transporte de gás natural;

- “Residencial”: Rendimento Disponível Bruto das Famílias e número de quilómetros da rede de transporte de gás natural.

No entanto, exceto para o PIB, na proposta de PDIRGN 2015 não são apresentadas as previsões de evolução destas variáveis explicativas para os anos do respetivo horizonte temporal de previsão, nem os pressupostos subjacentes à previsão de evolução dessas variáveis explicativas acima mencionadas, e consideradas na estimação dos modelos de previsão do consumo de gás natural. É também de notar a não apresentação de quaisquer resultados ou indicadores que possam ter servido de suporte à escolha destes modelos selecionados para previsão.

Considera-se que a REN Gasodutos deveria ter disponibilizado na proposta de PDIRGN 2015 estes dados de evolução das variáveis explicativas para os anos do respetivo horizonte temporal de previsão e os pressupostos subjacentes à sua previsão de evolução, possibilitando assim analisar a robustez destas previsões à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, tendo em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento de políticas energéticas europeias que afetarão a evolução do setor do gás e de outros setores que integram importantes consumos de gás natural, designadamente o setor elétrico.

Deste modo, apenas será possível à ERSE desenvolver alguma análise relativamente à evolução do PIB subjacente às previsões da procura de gás natural apresentadas na proposta de PDIRGN 2015, que é apresentada no ponto seguinte “CONTEXTO MACROECONÓMICO”.

Para o “Mercado de Eletricidade” foram considerados os cenários de consumo baseados nos estudos desenvolvidos pela REN Gasodutos para a DGEG no contexto do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional – Período 2015-2030”³. Os três cenários para o mercado de eletricidade apresentados no Anexo II da proposta de PDIRGN 2015 são os seguintes:

- Cenário Base de evolução dos consumos de GN do Mercado de Eletricidade, num cenário de cumprimento das metas e dos objetivos de política energética, definidos pelo Governo;
- Cenário Segurança de Abastecimento, determinado a partir de uma análise de sensibilidade à trajetória “Base”, na eventualidade de um crescimento da procura mais elevado;
- Cenário Mercado de Eletricidade com Carvão, com base numa análise de sensibilidade à evolução do sistema electroprodutor (nos estádios 2020 e 2025) da trajetória “Base”, assumindo a hipótese

³ De relevar a informação disponibilizada no referido documento de que “A DGEG recebeu uma carta da SPOWER, S.A. no dia 28/06/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhe foi atribuída pela DGEG” e que a “A DGEG recebeu uma carta da IBERDROLA Generation, SA Unipersonal no dia 27/12/2013, através da qual comunica a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhe foi atribuída pela DGEG”.

de as atuais centrais termoelétricas a carvão de Sines e do Pego não serem desclassificadas nas datas previstas (respetivamente, 1180 MW em 2017 e 576 MW em 2021), prolongando o seu funcionamento até 2025.

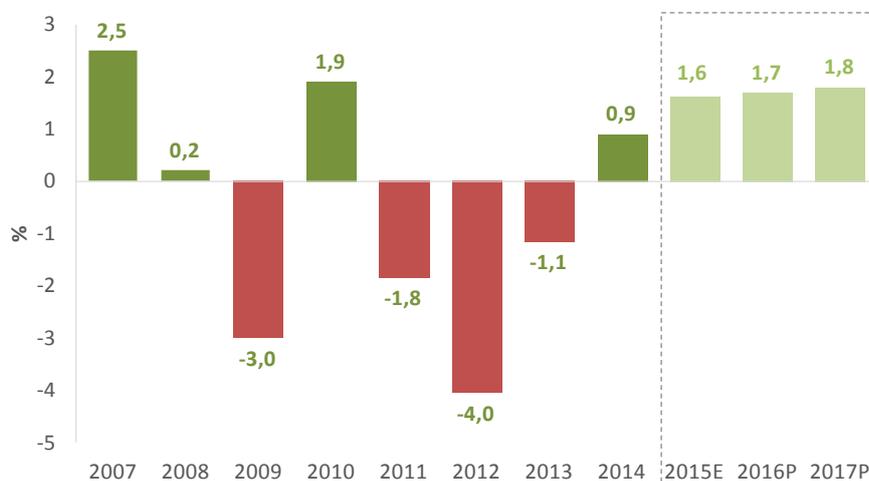
Por sua vez, os estudos anteriormente descritos deram origem a dois cenários de procura de gás natural considerados na proposta de PDIRGN 2015: o “Cenário Base” e o “Cenário Segurança de Abastecimento”.

3.2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos) como é o PDIRGN, mesmo que possua um carácter indicativo, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e, igualmente, descontextualizado da sua realidade externa.

O comportamento da economia portuguesa no ano de 2014, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 0,9%, depois de três anos de recessão económica (ver Figura 3-1).

Figura 3-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



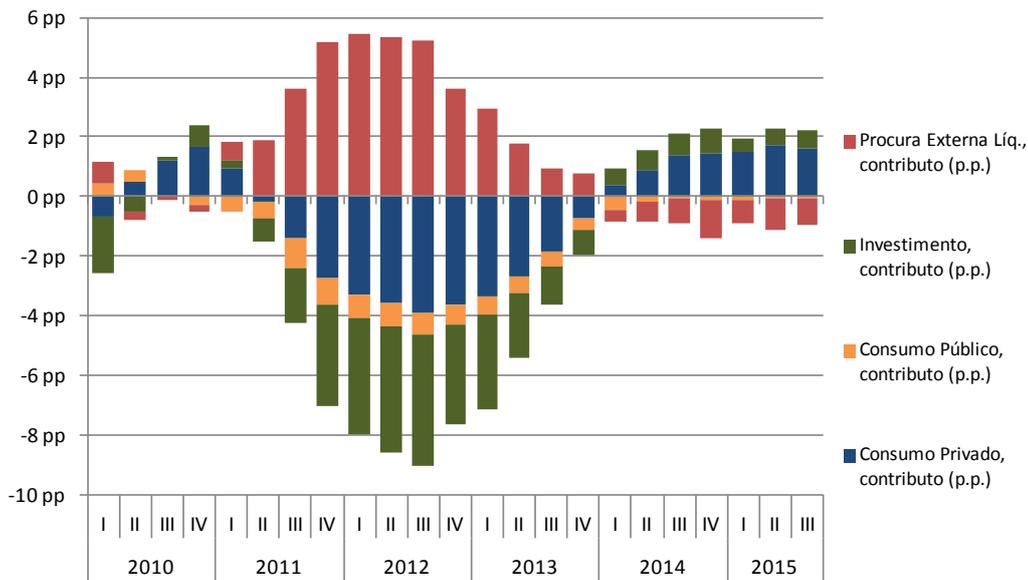
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

Esta recuperação da atividade em 2014 foi principalmente sustentada na procura interna, ao contrário do verificado nos três anos anteriores, com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, com taxas de crescimento de 2,2% e 5,3%, respetivamente.

Na Figura 3-2 pode observar-se esta inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de

2013, o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, tendo o investimento e o consumo privado contribuídos negativamente durante esse período. A partir de 2014 inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento muito acentuadas nos vários trimestres de 2014.

Figura 3-2 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Para 2015, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)⁴ apontam para uma recuperação da economia portuguesa, com um crescimento do PIB de 1,6%, suportado na procura interna e na aceleração das exportações de bens e serviços. Existem contudo riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental do governo no executivo. Neste quadro de evolução da economia, previsto pelo BdP, está também subjacente um cenário de desaceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito do abrandamento da economia global.

Para 2016 e 2017, as mais recentes projeções do BdP (ver Quadro 3-1) apontam para um dinamismo marginalmente superior da economia portuguesa, para 1,7% em 2016 e 1,8% em 2017. Em contraste com

⁴ "Boletim Económico", dezembro de 2015, Banco de Portugal

estas previsões do Banco de Portugal, as previsões, mais recentes, do FMI apontam para um abrandamento marginal da economia portuguesa, para 1,5% em 2016 e 1,4% em 2017, tendo subjacente um abrandamento substancial do investimento e uma desaceleração das exportações, com uma previsão da diminuição da taxa de desemprego para os 12,9%.

Esta divergência é também um reflexo do contexto de incerteza económico e político, tanto a nível global, como da economia portuguesa, em particular a deterioração da perceção externa do risco Portugal. A nível global os riscos e as incertezas que podem ter reflexo na economia que poderão ser mais relevante são a indefinição política em Espanha, a diminuição drástica do preço do petróleo, os receios de desaceleração da economia chinesa e a incerteza sobre a política monetária, quer da Zona Euro, quer da Reserva Federal americana.

As previsões de mais longo prazo do FMI para a economia portuguesa são de uma desaceleração, em convergência para um crescimento de apenas 1,2% em 2020, refletindo todo este conjunto de incertezas e riscos anteriormente mencionados.

Quadro 3-1 – Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2014 e previsões para 2015 a 2020

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2014	2015 ^P	2016 ^P	2015 ^F				2016 ^F				2017 ^F			2018 ^F	2019 ^F	2020 ^F
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	FMI	FMI	FMI
PIB	0,9	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,8	1,4	1,8	1,3	1,2	1,2
Consumo privado	2,2	2,2	1,7	2,7	1,7	1,6	2,6	1,8	1,6	1,5	1,9	1,7	1,5	1,8	1,3	1,1	1,1
Consumo público	-0,3	0,1	0,5	0,1	-0,5	0,5	0,3	0,3	0,9	0,4	0,4	0,1	1,1	0,4	0,8	0,7	0,5
Investimento	5,3	4,1	3,1	4,8	4,2	3,0	4,3	4,1	2,5	2,6	3,0	6,1	2,4	4,7	2,4	2,4	2,4
Exportações	3,3	5,4	4,5	5,3	5,5	5,9	4,9	3,3	4,8	5,5	4,3	5,1	4,7	5,3	4,5	4,4	4,3
Importações	6,4	6,1	4,7	7,3	4,5	6,0	6,5	3,6	4,8	5,4	4,9	5,6	5,0	6,0	4,8	4,6	4,5
Inflação*	-0,2	0,6	1,0	0,6	0,6	0,7	0,5	1,1	1,3	1,0	0,7	1,6	1,5	1,1	1,6	1,7	1,7
Deflador do PIB	1,3	1,1	1,2	n.d.	1,0	0,5	1,7	n.d.	1,3	0,8	1,5	n.d.	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
Desemprego (% população ativa)	13,9	12,4	11,7	n.d.	13,4	11,3	12,6	n.d.	12,9	10,6	11,7	n.d.	12,5	10,8	12,0	11,6	11,2

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

(**) Comissão Europeia (CE): Capacidade / necessidade líquida de financiamento, com base nas Contas Nacionais; P - Previsões

Fontes:

Banco de Portugal - "Boletim Económico, dezembro 2015"

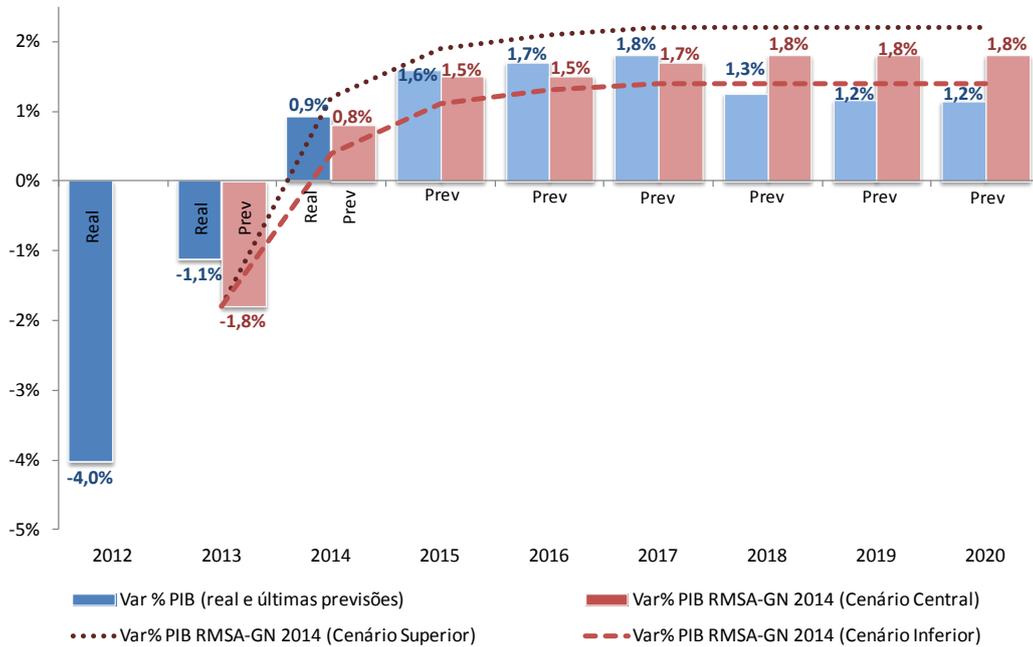
FMI - World Economic Outlook, out./2015; FMI - Portugal, 2nd Post-Program Monitoring Discussions, Aug 2015

OCDE - Economic Outlook N. 98, novembro/2015

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas fevereiro 2016

A proposta de PDIRGN 2015 apresenta os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-GN 2014, sendo que este é também o utilizado para o RMSA-E 2014. Na Figura 3-3 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes evolução do PIB e os vários cenários de evolução do PIB subjacentes às previsões de procura de gás natural presentes no RMSA-GN 2014/proposta de PDIRGN 2015.

Figura 3-3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-GN 2014/ proposta de PDIRGN 2015 com os dados mais recentes



Fonte: ERSE, Banco de Portugal (2015 a 2017), FMI (2018 a 2020), REN Gasodutos, proposta de PDIRGN 2015, RMSA-GN 2014

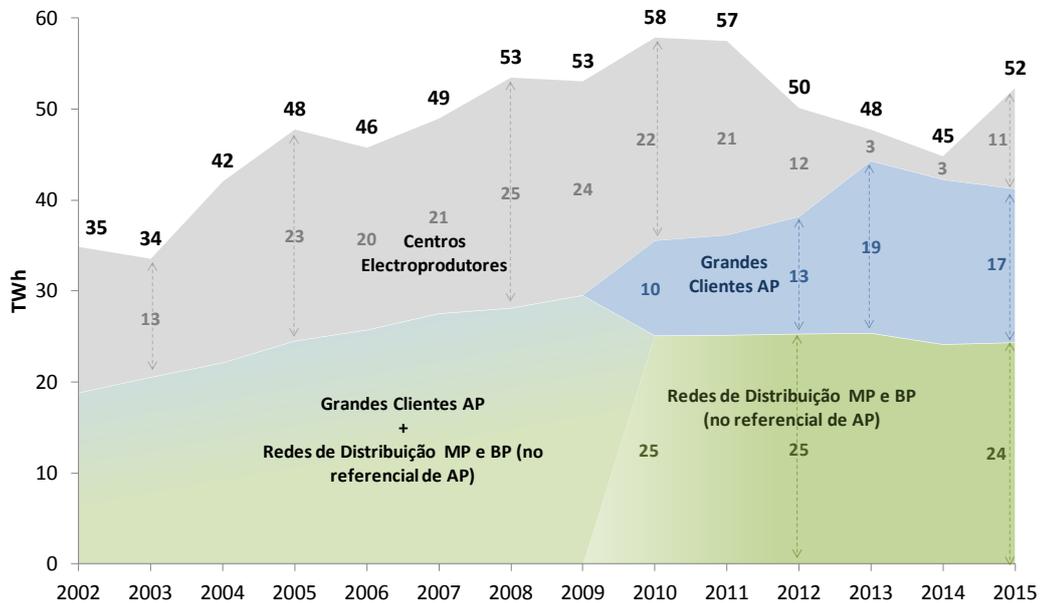
Segundo a REN Gasodutos, as previsões de evolução da procura de gás natural no mercado convencional consideram dois cenários de evolução da economia portuguesa: o cenário central e o cenário superior. Comparando os dados recolhidos com os dados contantes da proposta de PDIRGN 2015, é possível verificar que a REN Gasodutos se baseia em pressupostos que apontam para um cenário macroeconómico algo otimista no cenário superior ao longo do período temporal analisado, podendo ser consideradas apenas ligeiramente otimistas no longo prazo no cenário central, fruto do contexto de incerteza da economia portuguesa. As previsões para os anos de 2015 a 2017 constantes do cenário central na proposta de PDIRGN 2015 são ligeiramente inferiores às mais recentes previsões do Banco de Portugal e ligeiramente superiores às previsões do FMI para 2015 e 2017, estando em linha com as previsões deste organismo para 2016 (1,5%). As previsões para o período 2018 a 2020 constantes da proposta de PDIRGN 2015, embora estando em linha com as previsões para os anos anteriores, poderão ser consideradas otimistas quando comparadas com as previsões mais conservadoras do FMI, em resultado de um maior pessimismo desta instituição para a evolução da economia portuguesa, para este horizonte temporal, como já referido anteriormente.

3.3 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO E DAS PONTAS DIÁRIAS DE GÁS NATURAL

A evolução da procura de gás natural em Portugal até 2015, apresentada na Figura 3-4, permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são despicientes num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

- A estrutura dos consumos entre o mercado convencional e o mercado elétrico, equilibrada até 2010-2011, começou a apresentar nos últimos anos um maior peso do mercado convencional e uma enorme quebra na procura de gás natural no mercado elétrico, associada a uma grande volatilidade desde 2011 (ver Figura 3-4 *infra*);

Figura 3-4 – Evolução do consumo de gás natural em Portugal



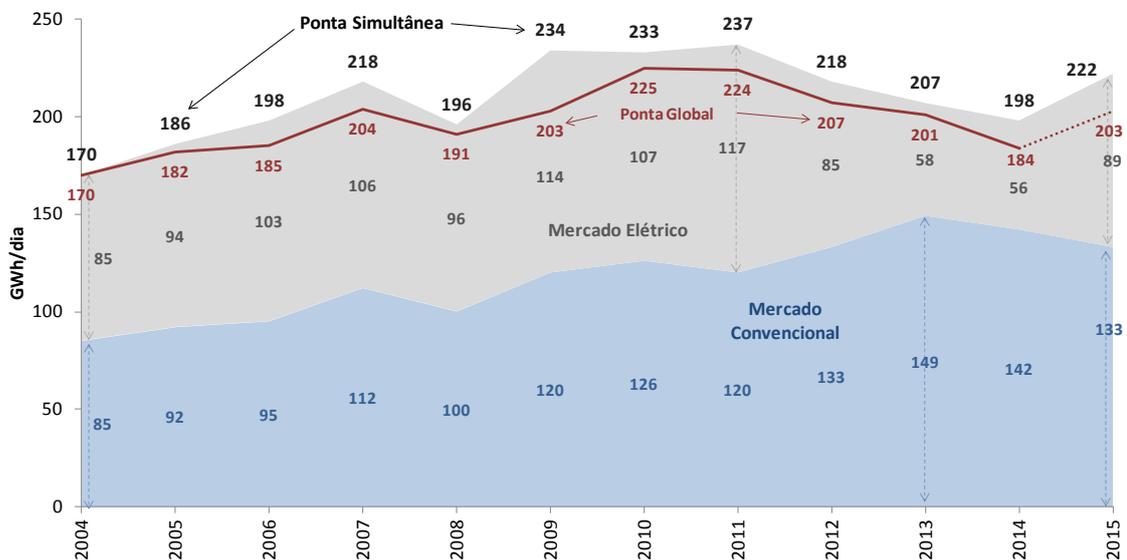
Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural

- O consumo total registou taxas de crescimento anual elevadas até 2010 e desde então observou-se uma desaceleração, particularmente visível entre 2012 e 2014, com uma recuperação em 2015 de quase 17%, em resultado de um grande aumento do mercado elétrico, com um crescimento de 332%, devido a i) 2015 ter sido um ano de hidraulicidade muito baixo (- 40% de consumo de eletricidade com base na produção hídrica em regime ordinário), ii) uma diminuição da eolicidade (- 4% de consumo de eletricidade com base na produção eólica em regime especial) e iii) por um efeito de uma base muito baixa em 2014, apenas 2,6 TWh, o mínimo registado desde 2002 (ver Figura 3-4). Na Figura 3-8 pode-se observar a relação entre o consumo de gás natural dos Centros Electroprodutores e a produção de energia elétrica eólica PRE e Hídrica. No entanto, o consumo anual de gás natural para o mercado elétrico foi em 2015 cerca de metade do valor médio verificado no período compreendido entre 2004 e 2011.

Registe-se que o mercado elétrico e os segmentos da indústria e da cogeração do mercado convencional, apresentam efeitos de indivisibilidade muito pronunciados, devido à dimensão relativa de cada consumidor desses segmentos ser significativa, face à dimensão total do mercado de gás natural em Portugal, o que justifica, em parte, a maior volatilidade observada nos últimos anos relativamente à evolução do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores.

No que diz respeito à evolução das pontas, regista-se que o agregado das pontas diárias de consumo de gás natural dos mercados elétrico e convencional observou uma diminuição substancial entre 2012 e 2014, estimando-se um aumento desse valor em 2015 (ver Figura 3-5), à semelhança da evolução do consumo de gás natural neste período.

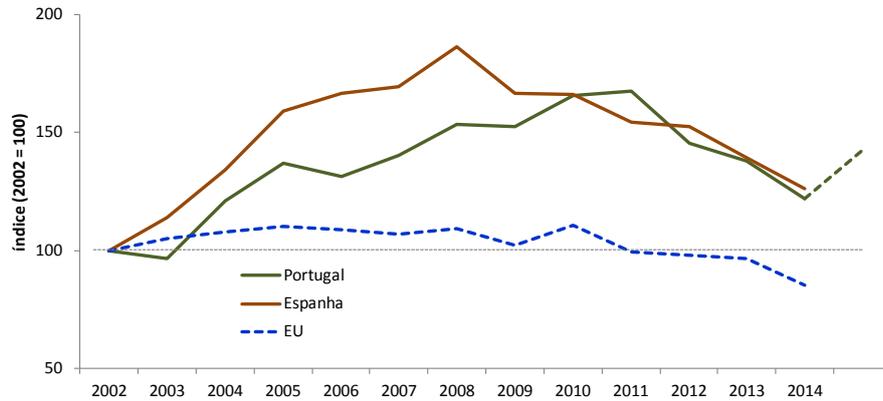
Figura 3-5 – Evolução das pontas de consumo diário de gás natural



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural

Analisando a evolução da procura de gás natural em Espanha e na UE (ver Figura 3-6) é possível observar uma evolução de consumo de gás natural em Espanha próxima da verificada em Portugal, apesar da inversão da tendência em Espanha se ter registado mais cedo, a partir de 2008. No que diz respeito à evolução do consumo de gás no conjunto da UE, registou-se uma certa estagnação no mercado do gás natural até 2013, tendo ocorrido uma redução significativa no ano de 2014, para valores inferiores aos verificados em 2002.

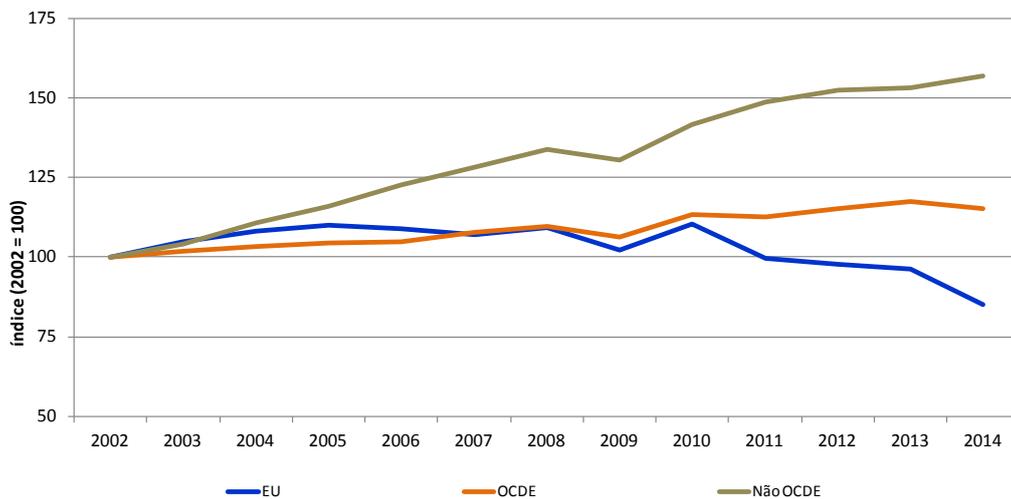
Figura 3-6 – Evolução do consumo de gás natural em Portugal, Espanha e EU (índice 100 = 2000)



Fonte: ERSE, BP *statistical review* 2015, REN Gasodutos

Quanto à evolução do consumo de gás natural em outras geografias da Europa e também a nível mais global, verificaram-se algumas diferenças no comportamento entre países, mas, genericamente, a tendência de evolução nos países europeus e da OCDE foi de ligeiras oscilações em torno de uma certa estagnação até 2010, ou, no caso dos países europeus, até mesmo de redução (ver Figura 3-7). A partir de 2010, o consumo de gás natural na UE verificou uma tendência decrescente, que se acentuou em 2014. Com uma tendência oposta, os países não pertencentes à OCDE têm registado um aumento sustentado do consumo de gás natural entre 2002 e 2014.

Figura 3-7 – Evolução do consumo de gás natural em países europeus seleccionados, na UE, na OCDE e Não-OCDE



Fonte: ERSE, BP *statistical review* 2015

As motivações para as tendências observadas em Portugal e na Europa devem-se aos constrangimentos económicos que afetam a maior parte dos países europeus que levaram a uma redução do consumo de

gás natural nos setores doméstico e industrial e, ainda, às alterações estruturais do setor electroprodutor, que assistiu a uma forte penetração da produção de energia elétrica com base em fontes de origem renovável, que afetam substancialmente o perfil de consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado. No Quadro 3-2 abaixo podemos observar esta tendência de descida acentuada no consumo de gás natural na produção de energia entre 2011 e 2014. Em 2015, com dados disponíveis até ao terceiro trimestre, registou-se uma recuperação deste consumo de gás natural, embora ainda em níveis bastante inferiores aos registados no início deste período.

Quadro 3-2 – Consumo de gás natural na produção de energia

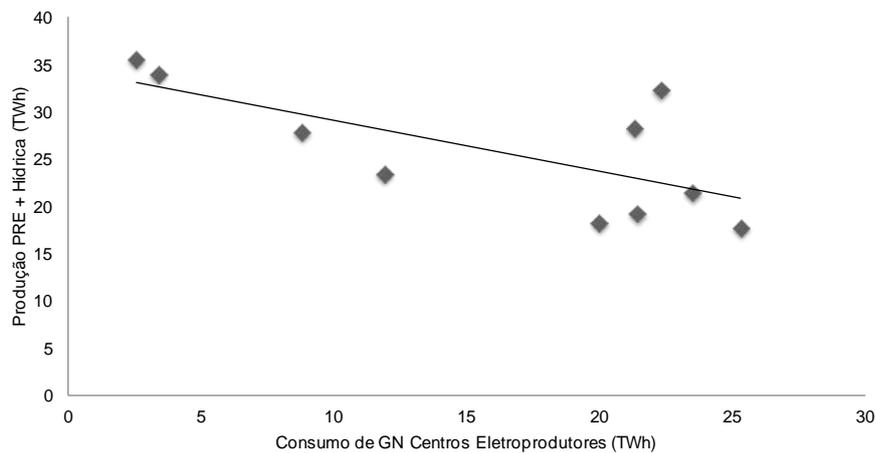
Consumo de gás natural na produção de energia dos países da UE seleccionados (bcm)										
	2011	2012	2013	2014	Taxa de Crescimento Médio Anual 2011-2014 (%)	2015T1	2015T2	2015T3	2015Q3 (year-on-year, %)	2015T1-T3
Itália	27,5	24,2	20,1	16,8	-11,6%	5,0	3,7	5,6	32%	14,3
Reino Unido	19,5	13,2	13,1	14,2	-7,6%	3,2	3,0	3,4	n.a.	9,6
Espanha	9,4	7,2	4,8	4,4	-17,3%	1,2	1,1	1,5	15%	3,8
Bélgica	7,1	8,4	7,4	6,4	-2,6%	1,1	0,8	0,9	n.a.	2,8
França	2,5	1,5	1,2	0,7	-27,3%	0,6	0,1	0,2	265%	0,9

Fonte: ERSE, Comissão Europeia: *Quarterly Report Energy on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 8, (issue 3; third quarter of 2015)*

Admite-se que esta tendência recente observada de alguma incerteza e volatilidade se possa manter no médio e longo prazo. A Europa tem vindo gradualmente a alterar a estrutura de consumo de energia primária, através da substituição de combustíveis fósseis mais poluentes, designadamente o petróleo e o carvão, por fontes de energia renováveis, que reflete a crescente importância das políticas energéticas e ambientais na União Europeia. No entanto, a crescente integração de energias renováveis poderá resultar numa necessidade adicional de centrais de ciclo combinado a gás natural para capacidade firme de *backup* às tecnologias de produção elétrica a partir de fontes renováveis, nomeadamente enquanto as redes de transporte transeuropeias e a gestão ativa da procura não estiverem suficientemente desenvolvidas. Por outro lado, as dúvidas quanto à utilização da energia nuclear e a necessidade de minimizar as emissões de gases com efeito de estufa, poderão levar a que futuramente as centrais a gás natural se posicionem como centrais intermédias ou mesmo de base nos sistemas elétricos europeus. Contudo, esta tendência estará dependente do posicionamento do custo de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural face às centrais térmicas a carvão que, por sua vez, estará igualmente condicionada pela evolução do preço do gás natural e do preço das licenças de emissão de CO₂. Deste modo, uma retoma do crescimento do consumo do gás natural em Portugal e nos países europeus, para níveis semelhantes aos observados até ao ano 2010, poderá ser de difícil execução, apesar da redução dos preços do gás natural nos mercados internacionais, nomeadamente por efeito da descida do preço do petróleo.

A título ilustrativo apresenta-se, infra, a relação inversa entre o fator de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal e a produção de energia elétrica das grandes hídricas em regime ordinário e da produção em regime especial (PRE)⁵.

Figura 3-8 – Produção de energia elétrica em Portugal: PRE versus consumo de gás natural dos Centros Eletroprodutores



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

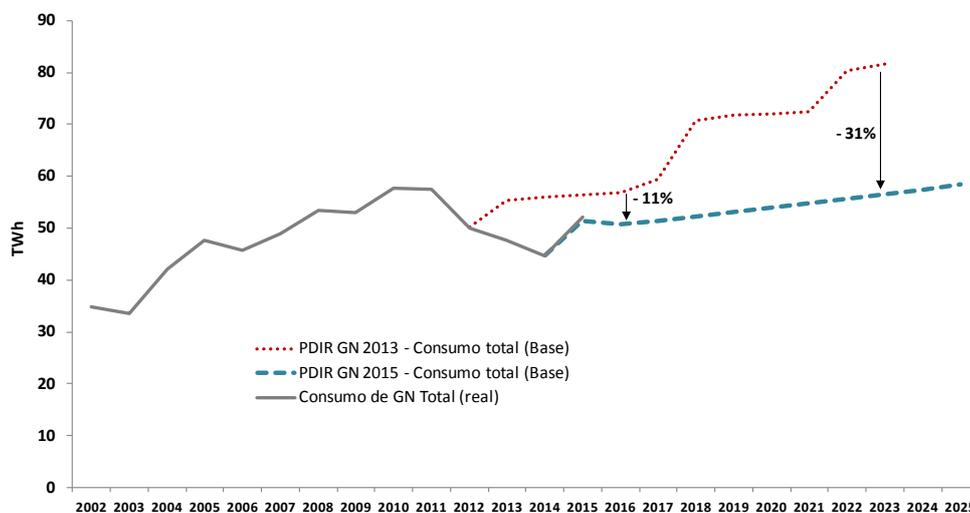
3.4 COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DA PROCURA E PONTAS DE CONSUMO DE GÁS NATURAL FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRGN

No que respeita à proposta de PDIRGN em apreço, respeitante ao período de 2016 a 2025, a ERSE constata que as previsões da REN Gasodutos para a evolução do consumo anual de gás natural e para a evolução da ponta diária voltaram a ser revistas em baixa face às anteriores propostas de PDIRGN, de forma a refletir a queda da procura de gás natural entre 2011 e 2013, principalmente no que diz respeito ao mercado elétrico.

A Figura 3-9 abaixo compara as previsões para a procura de gás natural da atual proposta de PDIRGN e do anterior. A previsão de consumo de gás natural para o ano de 2015 foi revista em baixa e encontra-se em linha com os valores reais já disponibilizados para este ano. Para 2016, a atual proposta de PDIRGN reviu em baixo o valor da previsão em 11% para o cenário base, o que representa uma queda ligeira face aos dados reais de 2015. É de registar, no entanto a grande revisão das previsões no longo prazo, com uma revisão em baixa de 31% para o ano de 2023 na atual proposta de PDIRGN, face à anterior proposta.

⁵ Pelo enquadramento dado pelo Decreto-Lei n.º215-A/2012.

Figura 3-9 – Consumo de gás natural real e previsto nas propostas de PDIRGN 2013 e de PDIRGN 2015

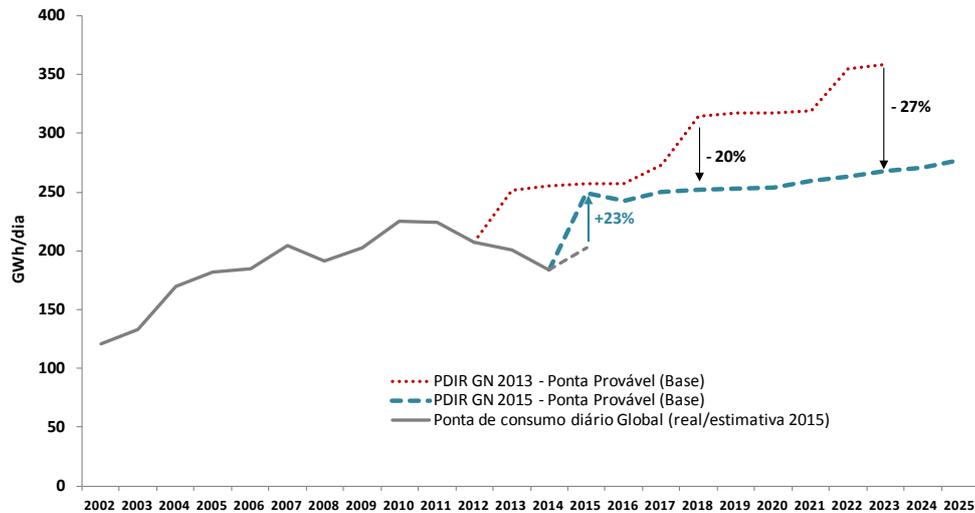


Fonte: ERSE, REN Gasodutos, propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015

Na Figura 3-10 *infra*, apresenta-se a comparação das previsões para a evolução da ponta diária entre a atual proposta de PDIRGN e a anterior proposta. Pode-se verificar que, apesar da redução das previsões, e ao contrário do verificado para o consumo de gás natural, a previsão para 2015 ficou acima do valor estimado⁶ em cerca de 23%. Para o longo prazo, e à semelhança das previsões para o consumo de gás natural, também as previsões da ponta diária registaram uma forte revisão em baixa, observando-se uma revisão de -27% para 2023, face à anterior proposta do PDIRGN.

⁶ Valor estimado com base em dados até final do terceiro trimestre de 2015.

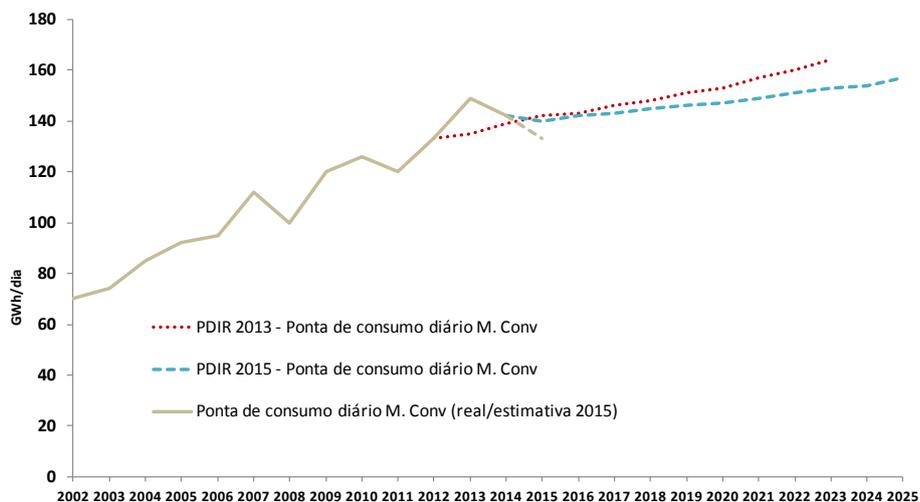
Figura 3-10 – Pontas diárias reais e previstas no PDIRGN 2013 e no PDIRGN 2015



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015

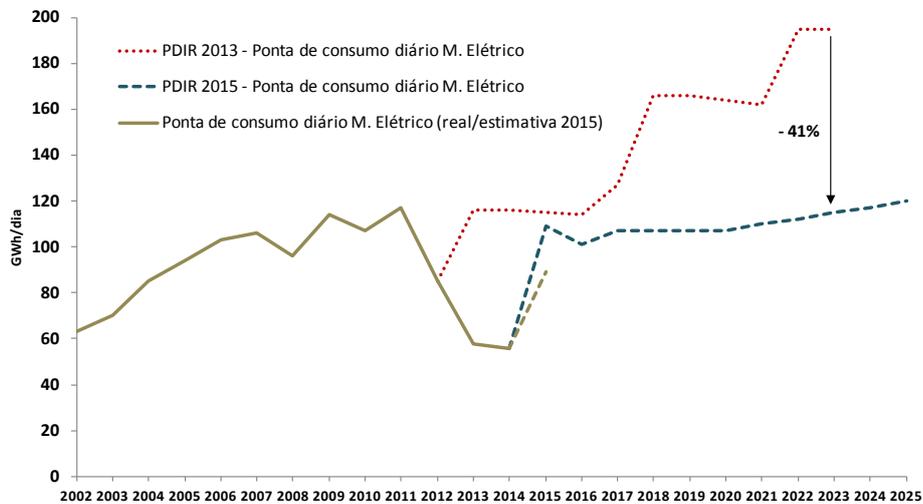
Será no entanto de destacar que a revisão em baixa das previsões para as pontas de consumo diário de gás natural foram substancialmente diferentes para o mercado convencional e para o mercado elétrico. Na Figura 3-11 e na Figura 3-12 pode observar-se que a revisão para o mercado convencional foi apenas ligeiramente revista em baixa no longo prazo (Figura 3-11) e a revisão para o mercado elétrico sofreu uma revisão drástica com uma diminuição da ponta de consumo prevista em 2023 de 41% (Figura 3-12).

Figura 3-11 – Pontas diárias reais e previstas para o mercado convencional nas propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015

Figura 3-12 – Pontas diárias reais e previstas para o mercado elétrico nas propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, propostas de PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015

3.5 PREVISÕES E CENÁRIOS PARA A EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

Importa analisar a robustez das previsões apresentadas no ponto anterior, à luz dos dados mais recentes da procura de gás natural, tendo em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento de políticas energéticas europeias que afetarão a evolução do setor do gás e de outros setores que incorporam importantes consumos de gás natural, designadamente o setor elétrico. Assim, neste capítulo analisam-se os dois cenários considerados na proposta de PDIRGN 2015, sendo igualmente apresentado um cenário adicional considerado pela ERSE na sua avaliação e análise da presente proposta, “Cenário de Sustentabilidade”.

A informação mais recente sobre o consumo de gás natural, referente ao ano de 2015, disponibilizada pelo operador da rede de transporte, permitiu observar um forte aumento do consumo total de gás natural de 17% face a 2014, por efeito do aumento do consumo de gás natural do mercado elétrico, como analisado anteriormente:

- Mercado elétrico – subida abrupta do consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado (superior a 300% em 2015), que se justifica em grande medida pela baixa produtividade hidroelétrica e pela redução da produtividade eólica em 2015;
- Mercado convencional – queda do consumo (-2,4% em 2015), justificado em grande medida pela atividade dos grandes clientes industriais e cogeneradores (ver Figura 3-4 anterior).

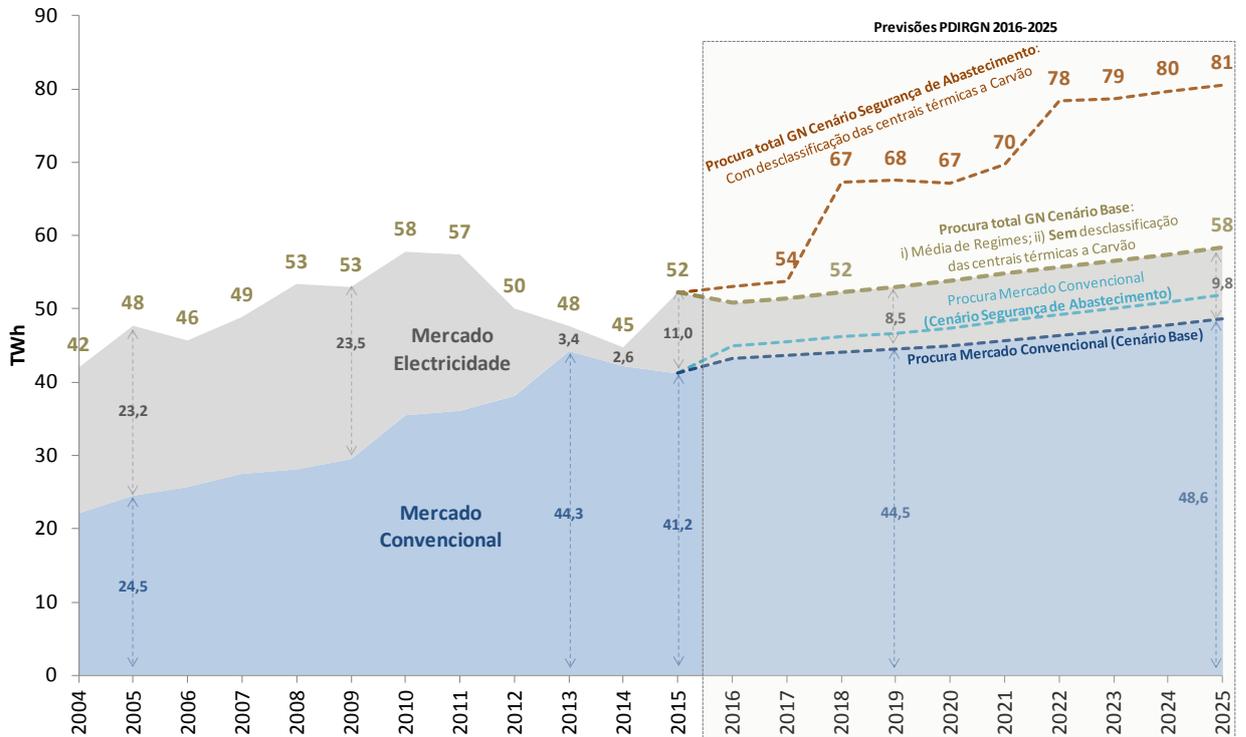
A estrutura do sistema electroprodutor português assenta numa quota elevada de capacidade de produção hidroelétrica e de potência instalada de PRE renovável em constante crescimento, cujas variações de

produção podem determinar alterações significativas na utilização das centrais termoelétricas e, em particular, das centrais de ciclo combinado a gás natural (ver Figura 3-8). Assim, a procura de gás natural pelo mercado elétrico depende cada vez mais de uma série de fatores não controláveis como sejam, o regime hidrológico ou condições atmosféricas, que estão espelhados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030 (RMSA-E 2014).

Como já referido anteriormente, a proposta de PDIRGN apresenta 2 cenários de procura, o cenário base e o cenário de segurança de abastecimento. No primeiro caso, o mercado convencional tem como pressuposto de evolução o cenário macroeconómico central, enquanto o mercado elétrico tem como pressuposto a média dos regimes hidrológicos sem a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão e inclui o impacto do encerramento de três grandes instalações de cogeração, com efeito nos primeiros anos, que resultou de uma atualização do cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e eletricidade, face ao RMSA-GN 2014. O Cenário Segurança de Abastecimento evolui com base no cenário macroeconómico superior, pressupondo no caso da cogeração um fator de utilização superior. Para a evolução do mercado elétrico, este cenário supõe a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão, tendo em conta a média dos regimes hidrológicos.

Na Figura 3-13 são apresentadas as previsões constantes da proposta de PDIRGN 2015 para estes os dois cenários considerados.

Figura 3-13 – Previsão de consumo de gás natural em Portugal (proposta de PDIRGN 2015), Mercado Convencional e Mercado Elétrico (Cenário Base e Cenário Segurança de Abastecimento)



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural, proposta de PDIRGN-2015, RMSA-GN 2014

Com o enquadramento económico descrito e na posse de dados atuais de evolução do consumo, a ERSE considera que as perspetivas para o período 2016 a 2025 patentes na proposta de PDIRGN 2015 são menos otimistas do que as constantes na anterior proposta de PDIRGN.

No entender da ERSE, os aspetos mais relevantes para esta previsão do consumo são os seguintes:

- O pressuposto de saída de exploração das centrais a carvão de Sines e do Pego para além da data de término dos contratos de aquisição de energia que lhes estão associados, respetivamente 2017 e 2021;
- A integração crescente de renováveis na produção de energia elétrica e a evolução moderada ou mesmo de estagnação do consumo de energia elétrica têm levado à diminuição da procura residual de energia elétrica nos mercados grossistas, que poderá ter justificado a intenção de renúncia à licença de produção de eletricidade das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos que estavam previstas no anterior RMSA-E 2012.
- A evolução do consumo de gás natural para os restantes segmentos, designadamente o segmento industrial e da cogeração, dependerá da evolução prevista dos indicadores macroeconómicos. No caso particular da cogeração, o consumo de gás natural dependerá igualmente da evolução do quadro legal da remuneração da energia elétrica produzida e emitida na rede a partir desta tecnologia.

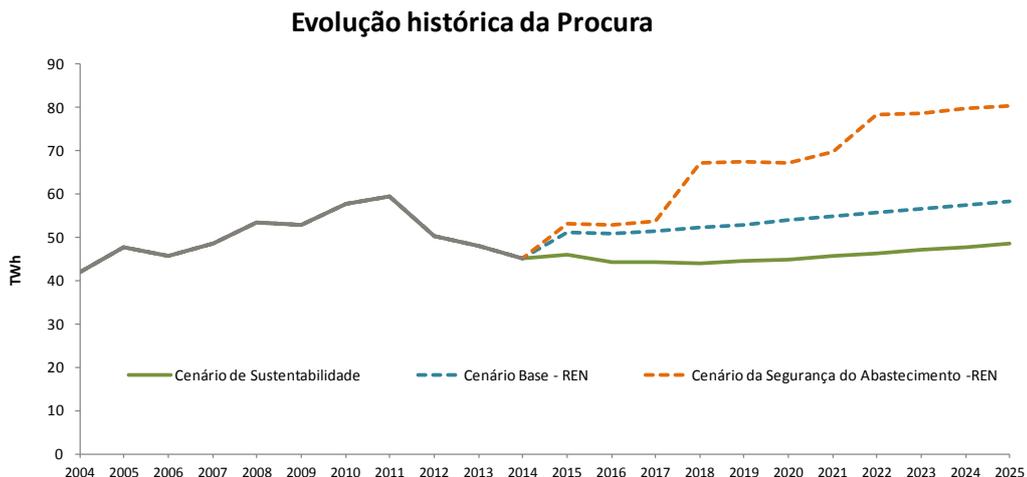
A ERSE reconhece que, quer no atual momento, quer no momento em que as previsões foram efetuadas, o nível de incerteza é elevado e que um exercício de previsão de médio e longo prazo torna-se uma tarefa bastante desafiante e complexa, tendo também em conta a tendência de queda do consumo de gás natural no mercado europeu, nos anos recentes.

Assim, atendendo ao acima exposto, a ERSE considera que os investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2015 deveriam também ser avaliados para cenários de consumo alternativos, face à incerteza e volatilidade do mercado de gás natural. A sobrestimação da procura de gás natural pode conduzir a sobreinvestimento nas infraestruturas da RNTIAT, isto é a um nível de investimento economicamente não justificável, tornando o custo unitário do gás natural entregue aos consumidores mais elevado para todo o período de vida útil do investimento, comparativamente com a situação em que o investimento é ajustado à procura. Por sua vez, os efeitos da subestimação da procura terão, evidentemente, implicações em sentido contrário.

Deste modo, a ERSE apresenta um cenário adicional, como já referido anteriormente, de evolução de consumo de gás natural em Portugal, “Cenário Sustentabilidade”, que tem como pressupostos um cenário macroeconómico central, tendo em conta o cenário inferior de consumo de eletricidade constante do RMSA-E 2014, considerando um regime húmido, sem a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão e pressupondo a utilização residual das centrais de ciclo combinado de gás natural.

O cenário adicional pode ser observados na Figura 3-14 abaixo, em comparação com os cenários da atual proposta de PDIRGN, apresentados anteriormente.

Figura 3-14 – Cenários ERSE e REN Gasodutos de procura de gás natural



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, RMSA-E 2014

No que respeita à sensibilidade dos impactos tarifários em relação ao consumo, no capítulo 10 são apresentados os impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRGN,

considerando não só dois cenários de consumo nele perspectivado, mas também um cenário de consumo de gás natural revisto.

3.6 PREVISÃO PARA AS PONTAS DIÁRIAS

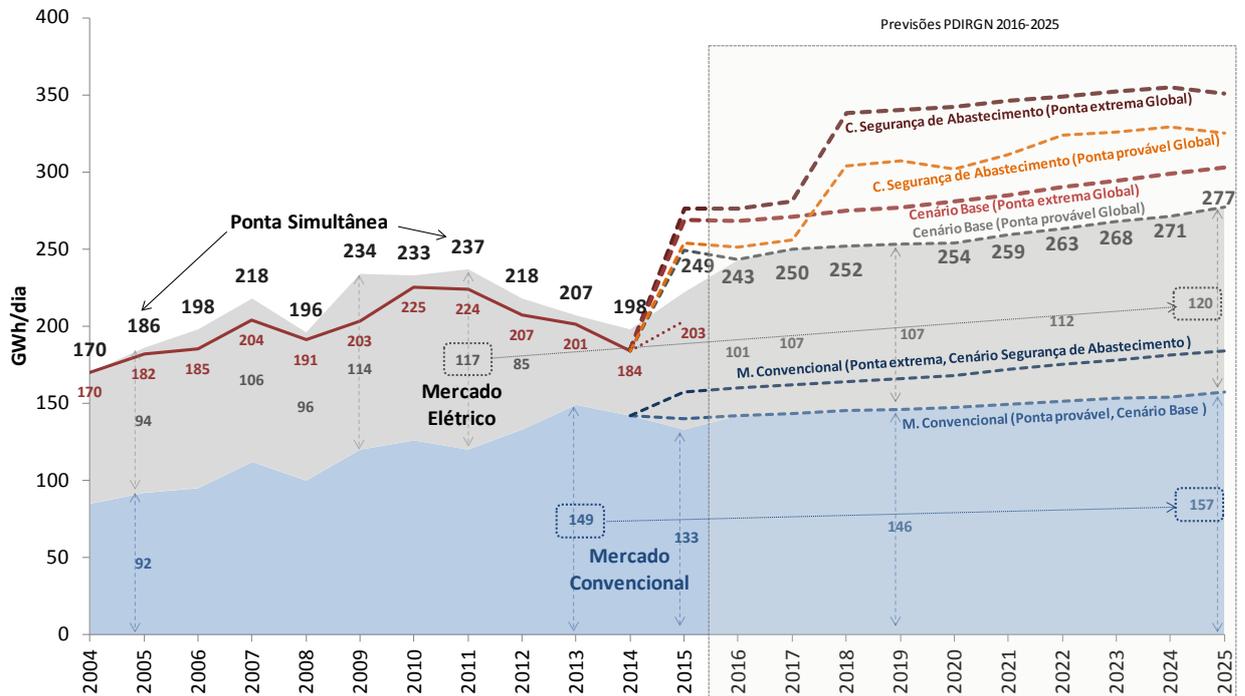
A previsão da ponta diária é o aspeto principal para a definição da capacidade de oferta das infraestruturas do SNGN e conseqüentemente do nível de investimento a realizar. Nesta proposta de PDIRGN 2015 são apresentadas as pontas prováveis e as pontas extremas desagregadas para o mercado elétrico e para o mercado convencional⁷. A definição da ponta provável segue metodologias definidas pela concessionária da RNTGN, enquanto a ponta extrema é calculada de acordo com o Regulamento (UE) n.º 994/2010, de 20 de outubro⁸. A proposta de PDIRGN 2015 identifica as pontas de procura verificadas entre 2004 e 2014 e aponta valores previsionais das pontas de consumo para o período entre 2015 e 2025 para o mercado elétrico, para o mercado convencional e para o total, tendo em conta cada um dos cenários considerados. Na Figura 3-15 pode-se observar as pontas prováveis e extremas de consumo de gás natural para ambos os mercados, tanto no Cenário Base, como no cenário Segurança de Abastecimento⁹.

⁷ As pontas diárias foram ainda definidas independentemente para o Cenário Base e para o Cenário Segurança de Abastecimento.

⁸ Corresponde em cada ano, a um dia de procura de gás natural excepcionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

⁹ Excetua-se a ponta extrema do mercado convencional no cenário base, por uma questão de simplificação da figura, não se considerando esta omissão uma perda de informação relevante na análise

Figura 3-15 – Previsão de pontas de consumo diário em Portugal (proposta de PDIRGN 2015), Mercado Convencional e Mercado Elétrico (Cenário Base e Cenário Segurança de Abastecimento)



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, proposta de PDIRGN 2015

Os investimentos são calibrados de forma a responder à solicitação máxima que é esperada para o sistema, que se assume ser a ponta diária no caso do setor do gás natural em Portugal. O máximo histórico da ponta diária global foi atingido no ano de 2010, com um valor de 225 GWh/dia. Para o mercado elétrico o máximo da ponta de consumo diário de gás natural foi observada em 2011, com um valor de 117 GWh/dia e o máximo de consumo no mercado convencional foi de 149 GWh/dia, registado em 2013.

A ponta de consumo diário do mercado elétrico no cenário de segurança de abastecimento prevista a partir de 2018 regista um aumento muito significativo, que é justificado com a perspetiva de desclassificação da central de Sines a carvão no final de 2017.

A ERSE aponta as seguintes considerações relativamente à previsão das pontas diárias:

- As pontas diárias (prováveis) consideradas no cenário base para o mercado convencional e para o mercado elétrico em 2025 são superiores aos valores máximos históricos observados.
- À semelhança do referido anteriormente para a previsão do consumo de gás natural do mercado elétrico, também a evolução da ponta diária deste mercado estará dependente das decisões que venham a ser tomadas relativamente ao descomissionamento das centrais a carvão;
- Na definição da ponta diária global assume-se um fator de simultaneidade igual a 1,0 do mercado convencional e do mercado elétrico, que se afigura demasiado conservadora face às particularidades dos consumidores de ambos os mercados e ao seu perfil de procura.

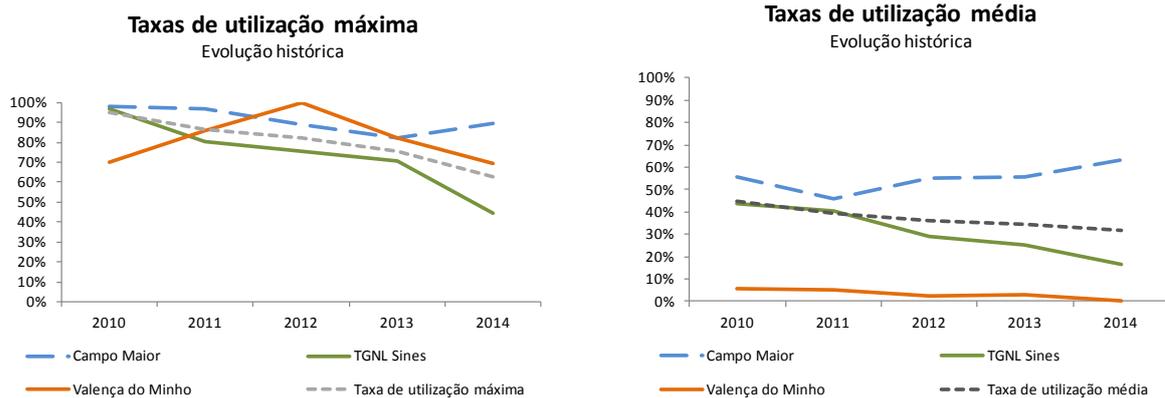
4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT

A utilização das infraestruturas de alta pressão é um dos aspetos mais importantes para o processo de decisão de investimento.

Os valores das capacidades atuais de entrada dos pontos relevantes da RNTGN são, 222,8 GWh/dia no Terminal de GNL de Sines, 164,0 GWh/dia nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho e 85,7 GWh/dia na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço. A atual ponta histórica de consumo ocorreu em fevereiro de 2011 (225 GWh/dia a que se seguiram 207, 201 e 184 GWh/dia respetivamente em 2012, 2013 e 2014).

A Figura 4-1 apresenta a evolução anual das taxas máxima e média de utilização das infraestruturas de Alta Pressão entre 2010 e 2014.

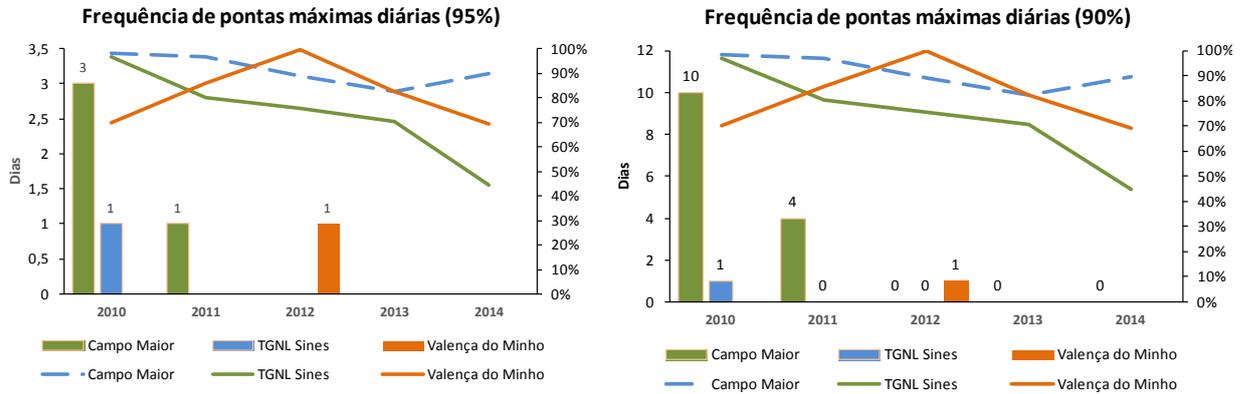
Figura 4-1 – Taxas de utilização das infraestruturas da RNTIAT



Os gráficos permitem observar a taxa média de utilização das várias infraestruturas da RNTIAT, verificando-se uma redução da utilização do Terminal de GNL, desde 2011, e um aumento da utilização da interligação de Campo Maior. A referida taxa média de utilização atingiu, em 2014, os 63% em Campo Maior e os 17% no Terminal de GNL de Sines, correspondentes a uma troca na utilização daquelas infraestruturas. Relativamente às taxas máximas de utilização, estas atingiram em 2014 os 90% em Campo Maior, os 69% em Valença do Minho e os 45% no Terminal de GNL. Mesmo numa análise histórica para o período 2010-2014, verifica-se que a capacidade máxima da infraestrutura foi alcançada uma única vez, em 2012, na interligação de Valença do Minho.

A Figura 4-2 apresenta a frequência das pontas máximas diárias a par da taxa máxima da utilização das infraestruturas de Alta Pressão entre 2010 e 2014.

Figura 4-2 – Frequência das pontas máximas diárias



A figura anterior permite observar a frequência com que se registaram valores de ponta superiores a 95% e a 90%. Nos anos de 2013 e 2014 não se registaram pontas máximas superiores a 90% da capacidade das infraestruturas. Em 2012 foi registada uma ocorrência com um valor superior a 95%, em Valença do Minho. Nos anos de 2010 e de 2011, as pontas máximas apenas excederam os 95% da capacidade das infraestruturas em cinco ocorrências, quatro em Campo Maior e uma no Terminal de GNL de Sines.

Apesar da taxa média de utilização de Campo Maior não poder ser considerada baixa, as utilizações atrás referidas, nomeadamente a reduzida utilização do Terminal de GNL de Sines, tornam questionável que estejam reunidas as condições e a necessidade física para que sejam realizados os investimentos mais significativos apresentados na proposta de PDIRGN 2015. As análises efetuadas à evolução da capacidade utilizada das infraestruturas de Alta Pressão sugerem que ainda não se alcançaram as taxas de utilização que tornam o investimento proposto indispensável.

Conforme se referiu no ponto anterior, o conhecimento de informação atual permite hoje dizer que as previsões da procura de gás natural no SNGN que são apresentadas na proposta de PDIRGN 2015 parecem ser otimistas face ao contexto económico atual e, em particular, parecem ser influenciadas por um ano hidrológico particularmente seco, que não se prevê que se verifique de forma sustentada a médio prazo.

5 PLANEAMENTO

Neste capítulo apresentam-se analisam-se os diferentes projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2015 e apresenta-se a posição da ERSE quanto à oportunidade de uma sua aprovação em sede de PDIRGN 2015.

O Quadro 5.1 apresenta o conjunto de projetos de investimento, previsto na proposta de PDIRGN 2015 para o período até 2019, para os quais o operador da RNTGN solicita uma Decisão Final de Investimento (aprovação, reprovação ou adiamento). O Quadro apresenta as datas previstas para a Decisão Final do Investimento e para a entrada em exploração e o valor anual do investimento a custos diretos externos.

Quadro 5-1- Investimentos previstos na proposta de PDIRGN 2015

DECISÕES DO PDIRGN 2015 - Investimentos (mil €)	Decisão Final	Entrada Explor.	2 015	2016-2019	2 016	2 017	2 018	2 019
RNTGN			6 031	178 452	8 695	49 712	71 566	48 479
3ª Interligação (1ª fase) - Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades	2016	2019	69	137 098	368	39 908	52 351	44 471
Estação de Compressão do Carregado	2016	2019	910	24 028		5 000	16 252	2 776
Pontos de entrega				2 250	750	750	750	
Seg. e melh. Oper., adeq. Reg., remodel./subst.			5 052	15 076	7 577	4 054	2 213	1 232
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			5 116	13 065	6 749	5 486	810	20
Otimização nos processos de injeção/extração		2015	1 990	300	300			
Up-grade do sistema de compressão		2016	1 791	2 951	2 851	100		
Upgrade do Sistema de Comando e Controlo		2017	355	2 356	710	1 646		
Alimentação Elétrica - Reforço do Sistema	2015	2017		2 200	660	1 540		
Seg. e melh. Oper., adeq. Reg., remodel./subst.			980	5 258	2 228	2 200	810	20
TERMINAL de GNL			0	6 945	2 185	1 580	3 180	0
Adaptação do Jetty (nav. < 40 000 m3)	2016	2018		2 000			2 000	
Seg. e melh. Oper., adeq. Reg., remodel./subst.				4 945	2 185	1 580	1 180	
Total RNTIAT			11 147	198 462	17 629	56 778	75 556	48 499

Por outro lado, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta um outro conjunto de projetos cuja entrada em exploração é posterior a 2019 e que a REN Gasodutos considera que uma sua análise, com informação mais relevante e aprofundada e uma eventual tomada de Decisão Final de Investimento, poderá ocorrer no próximo exercício de elaboração da proposta de PDIRGN. Esse conjunto de investimentos que totaliza 203 milhões de euros é apresentado no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Investimentos sem necessidade de Decisão Final de Investimento na proposta de PDIRGN 2015

Decisões em futuras propostas PDIRGN - Investimentos (mil €)	DFI	Entrada Explor.	2 015	2016-2025
RNTGN			0	133 792
3ª Interlig. (2ª fase) - Est.Comp. do Lote 6	2019	2022		30357
3ª Interlig. (3ª fase) - Duplicação Lote 6	2022	2025		58324
Gasoduto Carriço-Cantanhede	2022	2025		45111
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			889	41 601
Cavidade RENC-8	2017	2022	889	41601
TERMINAL de GNL			0	28 000
4ª Baía de enchimento de Cisternas	2020	2021		1000
2º jetty para navios de TGNL	2021	2023		27000
Total RNTIAT			889	203 393

REFORÇO DA CAPACIDADE DE EXTRAÇÃO/INJEÇÃO NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

Analisando o conjunto de projetos apresentados no Quadro 5.1, começa por se assinalar o projeto da otimização da estação de gás do armazenamento subterrâneo do Carriço, traduzida na expansão da capacidade de processamento da estação de superfície da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, de 23,8 para 48,8 GWh/d na injeção e de 85,7 para 128,6 GWh/d na extração. O montante previsto para este investimento no período de 2016 a 2019 corresponde, aproximadamente, a 8 milhões de euros.

Tal como já assumido aquando do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, a ERSE concorda com a concretização deste investimento, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2015.

Com efeito, para beneficiar do aumento verificado nos últimos anos da capacidade de armazenamento subterrâneo do SNGN (atualmente 3839 GWh), é importante reduzir as restrições na estação de superfície, permitindo maximizar a mobilização das quantidades armazenadas.

Note-se a título de exemplo que, durante o ano de maior procura ocorrida no SNGN (2010), se constituíram reservas de segurança para o fornecimento integral do mercado português, com uma autonomia mínima de 15 dias, sendo que a sua capacidade de mobilização, em caso de falta de aprovisionamento de gás natural, apenas permitia responder a 38% da ponta de consumo desse ano. A capacidade de extração após a concretização do investimento proposto passará a ser de 128,6 GWh/d, correspondendo a uma ampliação em mais 50 % da atual capacidade.

Desta forma, o reforço da capacidade de processamento proposto (injeção/extração) da estação de superfície da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço é uma medida relevante que também irá facilitar o cumprimento do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento

Europeu e do Conselho de 20 de Outubro, no que respeita à norma relativa às infra estruturas (Artigo 6.º) e ao cumprimento do critério N-1.

SEGURANÇA E MELHORIA OPERACIONAL, ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR E REMODELAÇÃO OU SUBSTITUIÇÃO POR FIM DO TEMPO DE VIDA ÚTIL

A proposta de PDIRGN 2015 apresenta um conjunto de investimentos nas infraestruturas para os diversos operadores da RNTIAT, a saber REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico, relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e remodelação ou substituição por fim do tempo de vida útil”. Os montantes envolvidos no período de 2016 a 2019 são da ordem de, respetivamente, 15 milhões de euros na RNTGN, 5 milhões de euros nas infraestruturas de Armazenamento Subterrâneo do Carriço e 5 milhões de euros no Terminal de GNL de Sines.

A ERSE considera que estes investimentos devem ser concretizados, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2015.

PROJETOS DE LIGAÇÃO ENTRE A RNTGN E A RNDGN

A proposta de PDIRGN 2015 prevê uma verba para projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, de adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (redimensionamentos), de ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes. O montante tem por objetivo fazer face a solicitações não previstas mas que poderão vir a ocorrer entre a data de submissão da presente proposta de PDIRGN e a data de aprovação da próxima revisão do PDIRGN. Para este efeito foi considerado um montante de 0,75 M€, inferior ao valor considerado na proposta de PDIRGN 2013, para cada um dos anos de 2016, 2017 e 2018.

No que diz respeito a estes investimentos, a ERSE não se opõe à sua aprovação em sede de PDIRGN 2015, remetendo no entanto para o disposto no Regulamento das Relações Comerciais, em particular para o capítulo VII referente às ligações e à partilha de encargos a realizar no caso de clientes em AP, salientando que estes investimentos devem estar devidamente harmonizados face ao próximo Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN a submeter para aprovação em 2016. Os benefícios destes projetos deverão ser assumidos pelos operadores de redes de distribuição que deles usufruem e os custos a serem aceites deverão ser somente os que venham a ser provados como economicamente eficientes.

PRIMEIRA FASE DA TERCEIRA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA

Adicionalmente, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta para Data Final de Investimento (DFI) o ano de 2016 em outros três projetos de investimento.

O primeiro projeto consiste na agora rebatizada primeira fase da terceira interligação Portugal - Espanha, que corresponde à instalação de um gasoduto DN700 com cerca de 162 km em Portugal, que deverá ser complementado pela Enagás com um troço de 85km em Espanha. Este gasoduto terá como capacidades de entrada e saída 75 e 50 GWh/dia, respetivamente. O montante previsto para este investimento no período de 2016 a 2019 corresponde, aproximadamente, a 137 milhões de euros. Este projeto de investimento está listado no TYNDP 2015, com a classificação de projeto com Decisão Final de Investimento ainda não tomada (“*non-FID*”), com comissionamento previsto para o ano de 2018 nesse documento.

Relativamente a este projeto de investimento, a ERSE considera que é prudente adiar a sua Decisão Final de Investimento para a próxima edição de PDIRGN, aguardando pela clarificação de alguns aspetos que se consideram cruciais. Esta posição da ERSE é secundada pela posição dos agentes verificada nos comentários recebidos durante a Consulta Pública e pela posição assumida pela REN Gasodutos na própria proposta de PDIRGN 2015¹⁰ apresentada, declara que a “decisão final de investimento deste projeto deve ser totalmente articulada

Um dos objetivos da terceira Interligação Portugal - Espanha é potenciar a Península Ibérica como plataforma de exportação de GNL para a Europa. Os agentes consultados são de opinião de que se trata de um projeto transnacional, que deverá ser devidamente acompanhado por governos e reguladores para garantir o momento correto da sua implementação. Os investimentos por concretizar em Espanha e em França, tendo em conta os compromissos internacionais já estabelecidos ou que é necessário estabelecer, aconselham a adiar esta decisão de forma a obter os devidos esclarecimentos, sob pena de não serem salvaguardados os interesses dos consumidores.

Outro aspeto a ter em consideração é a necessidade de verificação, no âmbito da Segurança de Abastecimento do SNGN, do critério N-1, sendo de maior relevância acompanhar a eventual decisão de desclassificação das centrais de carvão atualmente a operar em Portugal. Adicionalmente, será relevante dinamizar a regulamentação das medidas de mercado que permitam uma participação da procura nas medidas de salvaguarda da segurança de abastecimento.

Assim, no que diz respeito ao investimento na terceira interligação Portugal - Espanha, a ERSE considera existir capacidade disponível para dinamização do mercado na interligação e no TGNL quer em ponta quer em regime médio de utilização. Do resultado da Consulta Pública realizada sobre a proposta de PDIRGN 2015, as opiniões são unânimes em considerar que a decisão sobre a terceira interligação deve aguardar

¹⁰ A REN Gasodutos declara na proposta de PDIRGN 2015 que a “decisão final de investimento deste projeto deve ser totalmente articulada com o desenvolvimento do projeto MIDCAT (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste do Pirenéus), devendo este projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de GN ibéricos e de salvaguardar que ao SNGN é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto MIDCAT. Adicionalmente, o projeto da 3.ª interligação deve ter em conta a concretização da obtenção de apoio comunitário”.

pelas clarificações acima identificadas, pelo alinhamento e coordenação com o projeto MIDCAT e pela definição da forma de partilha com os consumidores envolvidos (Portugal e Espanha,) bem como pelo compromisso de que a energia pode fluir c/ regras regulatórias adequadas para além dos Pirenéus. Este projeto internacional envolve quer a Enagás quer o projeto MIDCAT, que interliga as redes de transporte de Espanha e França. Assim sendo, dá-se especial relevo ao planeamento concertado e coordenado com estudos conjuntos entre a REN Gasodutos e a Enagás, saudando a ERSE os comentários apresentados por esta entidade na Consulta Pública.

Ainda a este respeito e na sequência de alguns esclarecimentos adicionais solicitados ao operador da RNTGN, a REN Gasodutos referiu considerar que a análise completa do projeto da terceira interligação Portugal - Espanha, incluindo os benefícios e os custos em Portugal e em Espanha, deve ser efetuada no âmbito da Análise de Custo – Benefício, que será entregue pelos promotores às entidades reguladoras de Portugal e de Espanha, ERSE e CNMC, juntamente com o Pedido de Investimento a entregar na renovação da lista de Projetos de Interesse Comum.

ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

Na proposta deste PDIRGN, 2016 é também a data apontada como de Decisão Final de Investimento para a Estação de Compressão do Carregado, referindo-se a sua entrada em exploração até ao final de 2019, coincidente com a data prevista para a entrada em exploração da primeira fase da terceira interligação Portugal - Espanha.

A Estação de Compressão do Carregado tem como finalidade aumentar a capacidade de transporte da RNTGN entre Sines e Leiria, permitindo tirar partido da capacidade máxima instalada no Terminal de GNL de Sines que, presentemente, se encontra limitada à capacidade de transporte do Lote 7. Assim, com a entrada em exploração da estação de compressão, poder-se-ia disponibilizar uma capacidade de entrada na RNTGN, a partir do Terminal de GNL de Sines, de 321,3 GWh/dia, reforçando substancialmente os 213 GWh/dia atualmente oferecidos. O montante previsto para este investimento no período de 2016 a 2019 corresponde, aproximadamente, a 24 milhões de euros.

O investimento da Estação de Compressão do Carregado consta do TYNDP 2015, com a classificação de projeto com Decisão Final de Investimento ainda não tomada (“*non-FID*”), com comissionamento previsto neste documento para o final do ano 2019.

A ERSE considera existir uma ligação forte entre a Estação de Compressão do Carregado e a terceira interligação. Sendo o objetivo das estações de compressão aumentar a capacidade de veiculação de gás natural nas redes de transporte quando a capacidade instalada se encontra próxima da saturação, e estando adiadas *sine die* as decisões de instalação das centrais de ciclo combinado de Sines e Lavos, seria prudente avaliar a decisão de avançar com o projeto desta estação de compressão em resultado da construção do projeto da terceira interligação.

Tendo em vista que os consumos atuais do SNGN dificilmente justificam a necessidade de uma estação de compressão e que a decisão quanto ao projeto da terceira interligação deverá ser adiada, a ERSE considera adequado também um adiamento da Decisão Final de Investimento relativamente a este projeto.

Na opinião da ERSE e tal como já referido em outras ocasiões, o adiamento deste projeto deverá ser ponderado até se atingirem pontas diárias mais expressivas. De outra forma, correr-se-á o risco de ter uma estação de compressão que irá operar escassas horas ao longo do ano e que não justifica o investimento realizado. Deste modo, a ERSE sugere o adiamento da Decisão Final de Investimento para uma futura edição de PDIRGN, conjugada com uma melhor fundamentação dos benefícios deste projeto e de que a localização prevista é a mais adequada.

TERMINAL DE GNL – ADAPTAÇÃO DO JETTY

Finalmente, a proposta de PDIRGN 2015 apresenta, embora com informação reduzida, um projeto de adaptação do Jetty no Terminal de GNL de Sines, para navios metaneiros com capacidade inferior a 40 000 m³, com um montante de investimento de 2 milhões de euros, previsto entrar em exploração em 2018.

A proposta de PDIRGN 2015 refere a Diretiva 2014/94/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro, relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos. Assim, de acordo com esta Diretiva europeia, cada Estado-Membro deve adotar um quadro de ação nacional para o desenvolvimento do mercado no que se refere aos combustíveis alternativos no setor dos transportes e para a criação das infraestruturas pertinentes, evitando-se desta feita «a introdução descoordenada dos combustíveis alternativos no mercado, e que esta descoordenação provoque a fragmentação do mercado interno» (vide texto da Diretiva).

No que diz respeito ao setor do Gás Natural regulado, não se tem conhecimento de existirem no Mediterrâneo navios metaneiros com a capacidade de transporte em causa. Por outro lado, a existirem, não parece ser possível uma utilização semelhante àquela que é feita nas ilhas da Ásia para o caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, devido à inexistência de infraestruturas de armazenamento adequadas. A título de exemplo, no caso da Região Autónoma da Madeira, o depósito atualmente existente tem uma capacidade de 700 m³ de GNL.

Nesse sentido, a ERSE considera não existir informação suficiente nesta proposta de PDIRGN que permita justificar a concretização do investimento de adaptação do Jetty no Terminal de GNL de Sines, devendo este projeto não ser aprovado em sede de PDIRGN 2015.

SÍNTESE

No essencial do atual processo de análise e avaliação da proposta de PDIRGN 2015, existe um projeto de investimento com maior pertinência para uma tomada de "Decisão Final de Investimento". Este projeto

representa um investimento previsto de 7,8 milhões de euros, tratando-se do reforço da capacidade de extração/injeção no Armazenamento Subterrâneo do Carriço que já tinha merecido a concordância para a sua concretização no âmbito do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013.

A proposta de PDIRGN 2015 apresenta também um conjunto de investimentos que merecem um parecer positivo da ERSE para a sua aprovação relacionados com “Segurança e melhoria operacional, adequação regulamentar e remodelação ou substituição por fim do tempo de vida útil” a serem concretizados pelos três operadores da RNTIAT, REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico, nas suas infraestruturas. Os montantes envolvidos nesse conjunto de investimentos, durante o período de 2016 a 2019, totalizam aproximadamente 25 milhões de euros.

A proposta de PDIRGN 2015 prevê ainda uma verba 750 mil euros anuais para projetos de ligação de novos pontos de entrega da RNTGN à RNDGN, de adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (redimensionamentos), de ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes.

A ERSE considera que estes três conjuntos de investimentos devem ser concretizados, razão pela qual apoia a sua aprovação em sede de PDIRGN 2015.

Para além dos projetos da terceira interligação Portugal - Espanha, da Estação de Compressão do Carregado e da adaptação do Jetty do Terminal de GNL de Sines, que representam um total de 163 milhões de euros e se propõe um adiamento da tomada de Decisão Final de Investimento, os restantes projetos relevantes de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2015 totalizam um pouco mais de 203 milhões de euros e a sua aprovação é assumida pela REN Gasodutos como podendo ser decidida em edições futuras de propostas de PDIRGN.

Esta boa prática de calendarização, que foi assumida pelo operador da RNTGN na preparação da atual proposta de PDIRGN, permite clarificar quais são os projetos de investimento que necessitam de uma “Decisão Final de Investimento” em cada uma das edições de PDIRGN e tornará claro que a aprovação de uma proposta de PDIRGN só vinculará o decisor quanto aos projetos que tenham obtido uma “Decisão Final de Investimento” de aprovação. Tal como a ERSE propõe que seja decidido em relação a alguns dos projetos de investimento apresentados na atual proposta, a Decisão Final de Investimento poderá ser também de adiamento para análise em edições futuras de propostas de PDIRGN ou de rejeição, devido a uma fundamentação insuficiente da sua necessidade.

Nestas condições, os restantes projetos de investimento, que constam de uma proposta de PDIRGN que venha a ser aprovada mas que não apresentem a indicação da necessidade urgente de “Decisão Final de Investimento”, surgirão como enquadradores dos desenvolvimentos previstos para a RNTIAT, ficando claro que só irão merecer a atenção de uma Decisão Final de Investimento em edições futuras do PDIRGN.

Espera-se que esta clarificação contribua para facilitar o processo de aprovação das propostas de PDIRGN contribuindo para que, após o concessionário da RNTGN alterar a atual proposta de PDIRGN 2015, em conformidade com as instruções que surgirem do concedente da RNTGN, do Parecer da ERSE e dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, seja finalmente possível uma aprovação do PDIRGN em conformidade com o estabelecido na atual legislação do setor.

6 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança de abastecimento constituiu um dos critérios fundamentais na elaboração da presente proposta de PDIRGN 2015. Estes critérios resultam da aplicação do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, bem como da sua transposição para o 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.

No que respeita à regulamentação comunitária destacam-se os artigos 6.º e 8.º do referido Regulamento (UE) n.º 994/2010 que versam respetivamente sobre as “normas relativas às infraestruturas” e as “normas relativas ao aprovisionamento”. 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 referido Regulamento europeu, em particular a referida norma de aprovisionamento, 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 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para que, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura de gás, a capacidade das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 do Anexo I do referido regulamento, possa satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

No SNGN, a aplicação da fórmula N-1 resulta de um teste de resiliência no qual é aferida a oferta de capacidade 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 do Terminal de GNL de Sines (como infraestrutura com maior capacidade de emissão de gás natural para o SNGN), 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.

Assim, partindo destas premissas, a REN Gasodutos identificou que a oferta de capacidade para o aprovisionamento do SNGN num cenário de N-1 corresponde a 249,7 GWh/dia, incluindo designadamente 134 GWh/dia e 30 GWh/dia referentes às interligações de Campo Maior e Valença do Minho, respetivamente, e 128,6 GWh/dia referente à capacidade de extração de gás natural da infraestrutura de armazenamento do Carriço. Se compararmos esta oferta de capacidade com a ponta registada no ano de

2011, que ascendeu a 225 GWh/dia, verifica-se, que o SNGN cumpre o disposto no Regulamento (UE) n.º 994/2010, em particular o n.º1 do seu artigo 6.º. Esta conclusão de não haver grandes riscos de não cumprimento do critério N-1 é confirmada pela REN Gasodutos, nos dados que apresenta na proposta de PDIRGN 2015, quando analisa a aplicação deste critério ao cenário de evolução da procura intitulado como “Base”. Só em 2024 e 2025 é que o operador da RNTGN prevê poder existir um risco ténue de não cumprimento do referido critério.

Por maioria de razão, o risco de não cumprimento do critério N-1 é nulo para o cenário de evolução da procura intitulado de “Sustentabilidade”, desenvolvido pela ERSE e apresentado no capítulo 2 deste Parecer.

Finalmente, a proposta de PDIRGN 2015 analisa a aplicação do critério N-1 também para o cenário de evolução da procura intitulado de “Segurança de abastecimento”, concluindo a REN Gasodutos pela existência de risco de não cumprimento do critério N-1 a partir de 2018, com a concretização da retirada de exploração da atual central térmica a carvão de Sines. Tal como já foi referido em ocasiões anteriores, a ERSE não concorda com os resultados apresentados pela REN Gasodutos na aplicação do critério N-1.

Assim, importa reafirmar que, como alternativa a novos investimentos (por vezes com montantes bastante consideráveis e com perspetiva de frequência de utilização prevista muito baixa - uma vez em cada 20 anos) em infraestruturas para responder à aplicação do critério N-1, já existem em aplicação no SNGN medidas adequadas do lado da procura, em termos transparentes, não discriminatórios e compatíveis com os mecanismos de funcionamento do mercado, de acordo com o estabelecido nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, e do ponto 4 do Anexo I do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, e ao nível da legislação nacional, na alínea da alínea b) ii) do n.º 1 do Artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Na opinião da ERSE as centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ* constituem exemplos já em aplicação daquela medida, razão pela qual se justifica descontar o consumo a elas associado do valor considerado na aplicação do critério N-1, de acordo com a fórmula do ponto 4 do Anexo I do referido Regulamento europeu.

Importa ainda realçar a posição dos participantes na Consulta Pública que consideram que o nível de risco ao qual o SNGN se encontra sujeito é relativamente baixo, não havendo registo de ocorrências de monta que tivessem efetivamente estrangido a capacidade de aprovisionamento do SNGN.

Será ainda de referir que, na proposta de PDIRGN 2015, o reforço de capacidade de extração do armazenamento subterrâneo do Carriço surge, também e desde logo, como uma alternativa viável e muito menos onerosa do que a construção da primeira fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha, para a salvaguarda do cumprimento da norma de infraestruturas (critério N-1).

É ainda de referir que foi apontado por um dos participantes na Consulta Pública realizada à proposta de PDIRN 2015 a possibilidade, prevista no n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, a qual admite que o cumprimento do critério N-1 possa ser avaliado a nível regional, mediante a realização de planos preventivos de ação conjuntos entre vários Estados Membros, devidamente suportados por uma avaliação de riscos estabelecida nos termos do artigo 9.º do mesmo diploma.

NORMAS RELATIVAS AO APROVISIONAMENTO

As normas relativas ao aprovisionamento, consubstanciadas no artigo 8.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos nos seguintes casos:

- a) Temperaturas extremas durante um período de pico de sete dias cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos;
- b) Um período de pelo menos 30 dias de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos; e
- c) Para um período de pelo menos 30 dias em caso de interrupção no funcionamento da maior infraestrutura individual de aprovisionamento de gás em condições inverniais médias.

Qualquer reforço da norma de aprovisionamento para além dos critérios referidos acima deve ser suportado por uma avaliação de riscos estabelecida nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, cumprindo ainda os pressupostos estabelecidos no n.º 3 do artigo 8.º do mesmo diploma.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que altera o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, foram estabelecidas as obrigações de serviço público ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, bem como a definição dos clientes protegidos do SNGN, dando corpo às medidas preconizadas por Portugal para salvaguarda da norma de aprovisionamento do referido Regulamento (UE) n.º 994/2010.

Nos termos do artigo 50.º-A do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, consideraram-se como clientes protegidos todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição e os clientes previstos na alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, que, no total, poderão ascender até 20% da procura nacional de gás natural. Como obrigação adicional, a nível nacional são igualmente considerados todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário, sendo os interruptíveis as centrais da Tapada do Outeiro e de Lares.

Por outro lado, o artigo 52.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, transcreve integralmente as medidas necessárias para garantir o aprovisionamento de gás aos clientes protegidos estabelecidas no

Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro. Assim, observando o critério mais desfavorável, as obrigações de serviço público, referentes a constituição e manutenção das reservas de segurança, correspondem ao consumo dos clientes protegidos numa situação de “procura excecionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.”

Sobre este assunto, a ERSE concorda com o referido pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN 2015, de que no “horizonte estudado, de 2016 a 2025, considera-se a hipótese de construção de uma cavidade adicional (RENC-8) com entrada em operação no final de 2022, para além das 6 cavidades já existentes, cuja opção de construção será decidida no âmbito de futuras decisões do PDIRGN”. A necessidade de concretização desta hipótese deve ser ponderada em sede de proposta de PDIRGN 2017 ou seguintes.

7 VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Na Consulta Pública e no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, 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 atual proposta de PDIRGN aplica uma análise multicritério, associada a um conjunto de vetores: i) a saber, ii) integração de mercados, concorrência, iii) segurança do abastecimento e iv) sustentabilidade ambiental).

METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS SEGUIDAS

A análise dos impactos dos dois principais investimentos propostos foi efetuada pela REN Gasodutos, para cada vetor, segundo um conjunto de indicadores:

1. Segurança de abastecimento:
 - Reserva de capacidade;
 - Capacidade bidirecional;
 - Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade;
 - Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento;
 - Dependência dos fornecedores de gás natural;
 - Critério do n-1;
 - Capacidade de armazenamento;
2. Concorrência:
 - Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade;
 - Dependência dos fornecedores de gás natural;
 - Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento;
 - Capacidade de armazenamento;
3. Integração de mercado:
 - Reserva de capacidade;
 - Capacidade bidirecional;
 - Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade;
 - Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento;
 - Capacidade de armazenamento;
4. Sustentabilidade:
 - Diminuição das emissões de gases com efeito de estufa;
 - Utilização das centrais de ciclo combinado como *backup* às fontes de energia renovável.

As análises custo-benefício apresentadas na proposta de PDIRGN 2015 foram efetuadas pela REN Gasodutos na perspetiva de avaliar os impactes dos dois principais investimentos propostos, a 3ª interligação a Espanha (IPT-E) e a estação de compressão do Carregado (ECC). Em alguns indicadores foi também valorizada a construção da caverna RENC-8 nas instalações do Carriço, cuja Decisão Final de Investimento não se enquadra como necessária na atual proposta de PDIRGN.

Por outro lado, para além da análise integrada dos vários investimentos propostos, foi efetuada uma análise incremental do ponto de vista das infraestruturas, que permite avaliar o impacto dos dois principais investimentos propostos, a 3ª interligação com Espanha e a estação de compressão do Carregado. As análises, apresentam para alguns indicadores, cenários que contemplam a) a realização da totalidade dos investimentos anteriormente referidos em simultâneo, b) a realização de apenas um dos principais investimentos, e c) a não realização de qualquer dos investimentos.

Das análises efetuadas aos impactes dos dois principais investimentos¹¹, a REN Gasodutos apresentou as seguintes conclusões:

Indicadores	Investimento	Conclusões REN Gasodutos	Tipo de análise	Valorização dos benefícios
Reserva de capacidade	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> • Importante para a integração dos mercados de Portugal e Espanha • Fundamental para a criação do MIBGAS • Aumento da segurança de abastecimento a nível Ibérico 	• Quantitativa	• Não
Capacidade bidirecional	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> • Importante para a integração dos mercados de Portugal e Espanha • Fundamental para a criação do MIBGAS • Aumento da segurança de abastecimento a nível Ibérico 	• Quantitativa	• Não
Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> • Importante para a integração dos mercados de Portugal e Espanha • Aumento da concorrência e da segurança de abastecimento do SNGN 	• Quantitativa	• Não
Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> • Importante para a integração dos mercados de Portugal e Espanha • Aumento da concorrência e da segurança de abastecimento do SNGN • Diversificação das rotas de aprovisionamento 	• Quantitativa	• Não
Dependência dos fornecedores	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> • Redução da dependência dos atuais fornecedores de GN e de GNL 	• Qualitativa	• Não

¹¹ Com exceção dos indicadores de Capacidade de Armazenamento e de Diminuição das Emissões de GEE em que as análises contemplam também o investimento na cavidade RENC-8.

Indicadores	Investimento	Conclusões REN Gasodutos	Tipo de análise	Valorização dos benefícios
		<ul style="list-style-type: none"> Aumento da concorrência ao nível do aprovisionamento Aumento da segurança do abastecimento 		
Critério N-1	IPT-E	<ul style="list-style-type: none"> Cumprimento do indicador n-1 Aumento da segurança de abastecimento do SNGN 	<ul style="list-style-type: none"> Quantitativa 	<ul style="list-style-type: none"> Não
Capacidade de armazenamento	RENC-8	<ul style="list-style-type: none"> A este nível foi analisado o impacte da construção da caverna RENC-8 que permitirá aumentar a capacidade de armazenamento das instalações do Carriço, permitindo manter os atuais níveis de armazenamento no final do período analisado na atual proposta de PDIRGN (2025) 	<ul style="list-style-type: none"> Quantitativa 	<ul style="list-style-type: none"> Não
Diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE)	IPT-E ECC RENC-8	<ul style="list-style-type: none"> Reduzido valor do investimento contraponto com os benefícios ambientais com redução das emissões anuais de CO₂ Contributo para a descarbonização da sociedade face à redução das emissões das centrais a carvão 	<ul style="list-style-type: none"> Quantitativa 	<ul style="list-style-type: none"> Sim¹²
Backup às fontes de energia renovável (FER)	IPT-E ECC	<ul style="list-style-type: none"> Substituição das centrais térmicas como <i>backup</i> necessário à produção a partir de energias renováveis Vantagens técnicas e logísticas da produção de energia a partir de gás natural em contraponto à produção a partir de centrais a carvão 	<ul style="list-style-type: none"> Qualitativa 	<ul style="list-style-type: none"> Não

Contudo, a síntese dos resultados, bem como as conclusões apresentadas são de certa forma inconsequentes, pois seria importante que a REN Gasodutos valorizasse os projetos, em todas as suas vertentes.

Alguns dos resultados apresentados têm uma valorização qualitativa e quantitativa, sendo que em alguns casos as valorizações terão de ser vista com algum cuidado sob pena de colocarem em causa a robustez das análises efetuadas. Neste particular, destaca-se, por exemplo, o único indicador onde é apresentada uma valorização dos benefícios, em que o valor atribuído ao custo das emissões de CO₂, se baseia nos preços constantes do RMSA-E 2014, para o ano de 2025. Dada a incerteza relativa à evolução dos preços das licenças de CO₂ nos mercados internacionais, os resultados apresentados devem ser interpretados com algumas reservas.

¹²Poupança estimada em 161 milhões de euros em 2025 com a desclassificação das centrais de Sines e do Pego.

É também apresentado pela REN Gasodutos uma análise complementar de potenciais benefícios associados ao investimento na 3ª interligação a Espanha. Neste particular são mencionados dois pontos:

- Custos evitados do gás natural não fornecido (*Unserved gas*);
- Potencial de convergência de preços de importação de GNL na Península Ibérica.

Relativamente ao primeiro aspeto, pretendia determinar-se o impacto que uma eventual prática de interrupção do fornecimento de gás natural teria ao nível do Produto Interno Bruto (PIB) e do Valor Acrescentado Bruto (VAB) da economia portuguesa. Contudo a quantificação destes aspetos, tal como é referido pela REN Gasodutos, não é possível atualmente ser feita.

No que se refere ao segundo aspeto, a REN Gasodutos apresenta um exercício simplificado que quantifica os potenciais ganhos para o SNGN em função dos diferentes cenários de procura. Contudo os resultados apresentados, dadas as incertezas relativamente à evolução de algumas variáveis, deverão ser vistos com algumas reservas.

Refira-se que a proposta de PDIRGN 2015 contém melhorias relativamente à anterior proposta de PDIRGN. Desde logo foi considerada na análise mais do que um cenário de procura, permitindo aferir as necessidades de investimento em função de diferentes níveis de procura de gás natural. Os cenários de procura considerados pela REN Gasodutos procuram estar em conformidade com as metodologias de análise custo-benefício do ENTSGO que define a existência de dois cenários, o cenário “Green”, que nesta proposta de PDIRGN pode ser equiparado ao cenário de segurança do abastecimento, e o cenário “Grey” que poder ser equiparado ao cenário base-REN.

SÍNTESE

A tomada de decisão de investimento deve ponderar o valor dos benefícios face ao valor dos custos de investimento.

Como se verá no capítulo 10, se forem apenas considerados os seus custos, os investimentos propostos na atual proposta de PDIRGN têm um impacto bastante negativo nos custos unitários das atividades de Alta Pressão.

Assim, a avaliação rigorosa dos benefícios é de extrema importância. No entanto, a proposta de PDIRGN 2015 não apresenta o resultado decorrente da análise custo-benefício que foi, eventualmente, alcançado por cada um dos projetos de investimentos. Também não é apresentada a valorização final de cada projeto e a sua respetiva hierarquização tendo em conta a aplicação de fatores de ponderação, por cada vetor, visto cada um poder apresentar uma importância diferente consoante as opções estratégicas assumidas na proposta de PDIRGN 2015.

Sublinhe-se que os fatores de ponderação que devem ser atribuídos a cada um destes vetores, com o objetivo de avaliação dos investimentos, podem ter implicações diferentes na mensuração dos benefícios. A título de exemplo apresenta-se de seguida a ponderação dada pelo *NSI West Gas Regional Group*, em que, entre outros países, se integra Portugal, no âmbito da avaliação da segunda lista de *Project of Common Interests* no âmbito do *Energy Infrastructure Package*.

Quadro 7-1 – Fatores de ponderação para avaliação de investimentos

Indicadores	NSI West Gas Regional Group
Segurança de abastecimento	30,0
Concorrência	25,0
Integração de mercado	30,5
Sustentabilidade	14,5

A valorização dos benefícios dependerá fortemente das metodologias e dos pressupostos assumidos, pelo que este cálculo deverá ser complementado com a realização de análises de sensibilidades em torno dos pressupostos subjacentes a cada mensuração, acompanhadas da ponderação dos resultados obtidos pela incerteza atribuída a cada metodologia. De forma a garantir a transparência do processo, as metodologias e os pressupostos considerados deveram ser divulgados, bem como o peso dado a cada fator de ponderação dos diferentes vetores de decisão considerados.

8 OPÇÕES ALTERNATIVAS

No Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013 foi referido que uma proposta de plano contribuiria de forma bem mais positiva para a discussão pública sobre as melhores opções para o desenvolvimento das diferentes infraestruturas do SNGN se apresentasse, no mínimo, as linhas orientadoras que determinaram a opção por um determinado projeto de investimento em detrimento de outras possíveis opções alternativas que também foram analisadas. Um exemplo para esse exercício seria a sua aplicação no que se refere à terceira interligação entre Portugal e Espanha, em concreto os estudos que determinaram a construção do gasoduto que liga o Lote 6 a Zamora em detrimento de outras possíveis opções como, por exemplo, os reforço de capacidade das interligações de Valença do Minho ou de Campo Maior.

No Anexo III da proposta de PDIRGN 2015 (Análise das alternativas à 3ª interligação PT-ES), o operador da RNTGN apresentou um conjunto de três alternativas (a saber “Reforço da capacidade por Campo Maior”, “Reforço da capacidade por Valença do Minho” e “3.ª interligação com ligação a Zamora mas com traçado por Vilar Formoso”) que induziram a ERSE a considerar tratar-se de uma tentativa de concretização dessa sua sugestão e a colocar uma questão sobre o tema no documento de orientação da Consulta pública.

No entanto, na sua resposta à Consulta Pública, o operador da RNTGN esclareceu que estas referências a projetos que substituíssem a terceira ligação PT-ES foram feitas unicamente no âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) realizada em 2014 sobre a proposta de PDIRGN 2013, e que as limitações que apresentavam não podiam ser ignoradas e que, sendo assim, as referidas soluções não constituíam verdadeiras alternativas ao projeto inscrito na proposta de PDIRGN e classificado como PCI.

Por outro lado, tratando-se de uma interligação que envolve investimentos dos lados português e espanhol, julga-se que seria da maior importância clarificar o grau de compromisso do governo de Espanha com os projetos que envolvam os dois países, sendo certo que um investimento desta natureza só se poderá iniciar após a aprovação formal do projeto no documento espanhol equivalente à proposta de PDIRGN 2013, “Planificación de los sectores de electricidad y gas, 2012-2020” ou equivalente, que também ainda não foi aprovado.

A este propósito, a contribuição da Enagás no âmbito da Consulta Pública realizada à proposta de PDIRGN 2015, enquanto Operador da Rede de Transporte espanhola de gás natural, refere que estas soluções apresentados pela REN Gasodutos eram alternativas que foram abandonadas, tendo sublinhado o facto de que uma análise de alguns dos reforços que as mesmas implicavam na rede espanhola não seria possível sem um estudo detalhado do ponto de vista espanhol, proposto ao abrigo do processo de aprovação do plano nacional espanhol.

Deste modo, reafirma-se uma vez mais a posição já assumida no Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2013, que se considera essencial a apresentação das alternativas que foram analisadas aos diferentes

projetos de investimento que constituem cada um das propostas de PDIRGN e se fundamentem as razões, na perspectiva dos benefícios e dos custos, que levaram a opção por cada um dos projetos apresentados.

Um exemplo de aplicação desta metodologia poderá ocorrer no âmbito da análise da oportunidade do projeto de investimento da Caverna RENC-8, cuja necessidade de concretização deverá voltar a ser ponderada e, se confirmada a sua necessidade indispensável, ser submetida para Decisão Final de Investimento, com mais informação, em edições futuras da proposta de PDIRGN. A esse respeito refere-se o contributo durante a consulta pública da empresa Saltrock que apresenta uma eventual solução alternativa de investimento para construção de cavernas de armazenamento subterrâneo que a empresa Saltrock refere como potencialmente bastante mais barata. Esta solução mais lenta de construção poderá ser ponderada como alternativa à solução até agora utilizada, sendo as suas eventuais vantagens e inconvenientes divulgadas em sede de edições futuras de proposta de PDIRGN.

9 PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)

No âmbito da construção do mercado interno de energia na Europa, reveste-se de particular importância a aplicação do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, por ter como objetivo facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias.

Este regulamento tem aplicação direta em todos os Estados Membros e estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários, considerados estratégicos para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia, designados por projetos de interesse comum (PCI). Os três principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PCI;
- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, orientações para os procedimentos de licenciamento destes projetos, que sejam mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras para a imputação de custos transfronteiriços associados aos PCI;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF)¹³

De acordo com a alínea b) do número 2 do artigo 4.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, para um projeto de gás natural poder ser considerado PCI deve contribuir significativamente para o desenvolvimento do mercado único europeu, através da promoção de pelo menos um dos seguintes critérios específicos: a integração do mercado, a concorrência, a segurança do aprovisionamento ou a sustentabilidade.

A terceira interligação com Espanha, incluída na presente proposta de PDIR GN, foi classificada como PCI na primeira lista da União (PCI n.º 5.4), publicada através do Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro. Este PCI além da componente portuguesa inclui investimentos na rede espanhola da responsabilidade do TSO espanhol. Assim, a concretização do projeto necessita do pleno comprometimento do promotor e das entidades de Espanha.

Este projeto insere-se num corredor prioritário para o reforço das interligações das redes de gás natural no eixo Norte-Sul da Europa Ocidental (designado *NSI West Gas*), o qual se estende desde o norte de França até à Península Ibérica e inclui outros projetos de interesse comum como as interligações entre Itália e Argélia (Gasli), entre Itália e Malta, bem como o reforço das interligações e bidirecionalidade entre a República da Irlanda e o Reino Unido.

¹³ Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro de 2013, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

Dentro deste corredor *NSI West Gas* foi definido um conjunto de projetos de interesse comum que visa permitir fluxos bidirecionais entre Portugal, Espanha, França e Alemanha, que, além da terceira interligação entre Portugal e Espanha, inclui o reforço da interligação entre Espanha e França (conhecido como *Midcat*), que, em simultâneo com a realização de investimentos nas redes de transporte internas de Espanha e França, permitirá uma maior integração da Península Ibérica no mercado europeu de energia.

Na segunda lista da União, divulgada pela Comissão Europeia em novembro de 2015, este projeto manteve o estatuto de PCI, o que confirma a sua relevância para o desenvolvimento do mercado único europeu e a expectativa de que os benefícios globais gerados pelo projeto superem os custos que lhe estão associados.

Para além de uma prévia análise custo benefício, a manutenção do estatuto deste projeto como PCI¹⁴ implicou, também, um processo de avaliação conjunta da CNMC, de Espanha, e da ERSE, previsto pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013. Nessa avaliação conjunta, estas entidades reguladoras associaram a otimização dos benefícios da realização da terceira interligação entre Portugal e Espanha, ao prévio desenvolvimento dos restantes projetos que permitirão concretizar o desenvolvimento do corredor Portugal, Espanha e França, designadamente o chamado MIDCAT, e, assim, reforçar a integração europeia e promover a concorrência.

Com a obtenção do estatuto de PCI, este projeto deverá ser analisado de forma diferente dos restantes projetos incluídos na proposta de PDIRGN 2015, Em particular, importa destacar os seguintes aspetos:

- Possibilidade de imputação dos custos de investimento entre os Estados-Membros em que o projeto produz um impacto líquido positivo, se existir impacto líquido negativo em algum dos Estados-Membros em que o projeto é implementado. De acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, são os promotores dos projetos com o estatuto de PCI que devem requerer às respetivas entidades reguladoras um pedido de análise do investimento com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento (*investment request*).
- Elegibilidade para a obtenção de assistência financeira da União Europeia na fase de estudos e na fase de obra, através dos programas específicos para os PCI, que poderá ser sob a forma de subsídios a fundo perdido ou através de condições de financiamento preferenciais. Com o atual enquadramento legal, as candidaturas a financiamentos do CEF para a fase de obra têm como um dos requisitos a apresentação prévia do pedido de análise do investimento com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento do projeto em causa;

¹⁵ Os montantes a fundo perdido do CEF são de 5,85 milhões de euros para o período 2014 a 2020. Segundo a Comissão (CEF infoday 2013), os investimentos necessários para todo os setores elétrico e do gás, relevantes na Europa para o horizonte 2013 a 2022, seriam superiores a 200 mil milhões de euros.

Atendendo ao atual estado de desenvolvimento da terceira interligação entre Portugal e Espanha, ainda não se afigura oportuna a submissão do pedido de análise de investimento, pelo que se conclui que de momento, a empresa não poderá avançar com a submissão da candidatura aos fundos do CEF para a fase de obra. Com o aumento da maturidade do projeto deverá ser reavaliada a necessidade de imputação de custos transfronteiriços, envolvendo Portugal e Espanha.

FINANCIAMENTO

A atribuição de apoios comunitários sob a forma de subsídios ou de juros bonificados resulta numa diminuição dos custos de investimentos incorporados nos proveitos permitidos da REN Gasodutos, a recuperar através das tarifas de acesso e, conseqüentemente, num menor encargo para os consumidores de gás natural. Assim, é expectável que a empresa desenvolva os esforços ao seu alcance no sentido de maximizar as possibilidades de que dispõe para a captação deste tipo de benefícios, de forma a desonerar o setor do gás natural português.

Na proposta de PDIRGN em apreço, a REN Gasodutos identifica algumas possibilidades de financiamento para os investimentos previstos no plano: (i) Banco Europeu de Investimento (BEI), (ii) CEF – *Connecting Europe Facility* e (iii) *Project bonds*.

Especificamente para os PCI, o programa CEF foca-se nos projetos que não são viáveis comercialmente, por terem impactes significativos em termos de aumentos das tarifas de acesso às redes. No entanto, não está definido o limite para o aumento tarifário para que se considere a inviabilidade comercial de um projeto, o que introduz alguma discricionariedade na definição deste limite. Por conseguinte, para a grande maioria dos PCI serão as receitas obtidas no mercado ou por aplicação das tarifas de acesso que permitirão pagar os projetos. Acresce a este facto a impossibilidade de acumulação dos subsídios ou instrumentos financeiros do CEF com outros financiamentos de âmbito comunitário que venham a ser atribuídos ao projeto, o que torna a obtenção de fundos através do CEF numa medida praticamente de último recurso.

Com a renovação do estatuto de PCI do projeto da terceira interligação Portugal-Espanha através da sua inclusão na segunda lista da União, a REN Gasodutos alargou o horizonte temporal para obter fundos do CEF, o que permitirá a apresentação de candidaturas para a fase de construção, que beneficiarão por um lado do aumento da maturidade do projeto e por outro da experiência já adquirida pela REN Gasodutos nestes processos. Assim e logo que o projeto da terceira interligação atinja uma maturidade suficiente atendendo à data prevista para o seu comissionamento, a REN Gasodutos deverá acautelar o cumprimento de todas as condições previstas no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e no Regulamento (UE) n.º 1316/2013, com o intuito de maximizar as suas possibilidades de captação de fundos do CEF, cujos montantes de cobertura corresponderão ao menor dos seguintes valores:

- 50% dos custos elegíveis. No caso dos PCI que promovam um alto nível de segurança de abastecimento esta taxa poderá subir para 75%;
- Valorização das externalidades positivas associadas ao PCI, determinadas pela análise custo-benefício;
- A componente de custos que torna o PCI comercialmente inviável.

Face ao exposto, constata-se que a obtenção de subsídio do investimento na terceira interligação Portugal-Espanha, no quadro do seu estatuto de PCI, é um fator relevante para a realização do investimento, tendo em conta os elevados montantes em causa. No entanto, os montantes limitados disponíveis para este fundo¹⁵ e os limites impostos para a sua obtenção reduzem o seu impacte.

A análise dos impactos dos investimentos previstos nesta proposta de PDIRGN nos custos suportados pelos consumidores de gás natural portugueses, apresentadas no capítulo 10 deste Parecer, tiveram em consideração as possibilidades de obtenção de financiamento referidos neste capítulo.

¹⁵ Os montantes a fundo perdido do CEF são de 5,85 milhões de euros para o período 2014 a 2020. Segundo a Comissão (CEF infoday 2013), os investimentos necessários para todo os setores elétrico e do gás, relevantes na Europa para o horizonte 2013 a 2022, seriam superiores a 200 mil milhões de euros.

10 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS PAGAS PELOS CONSUMIDORES

10.1 IMPACTES NOS PROVEITOS

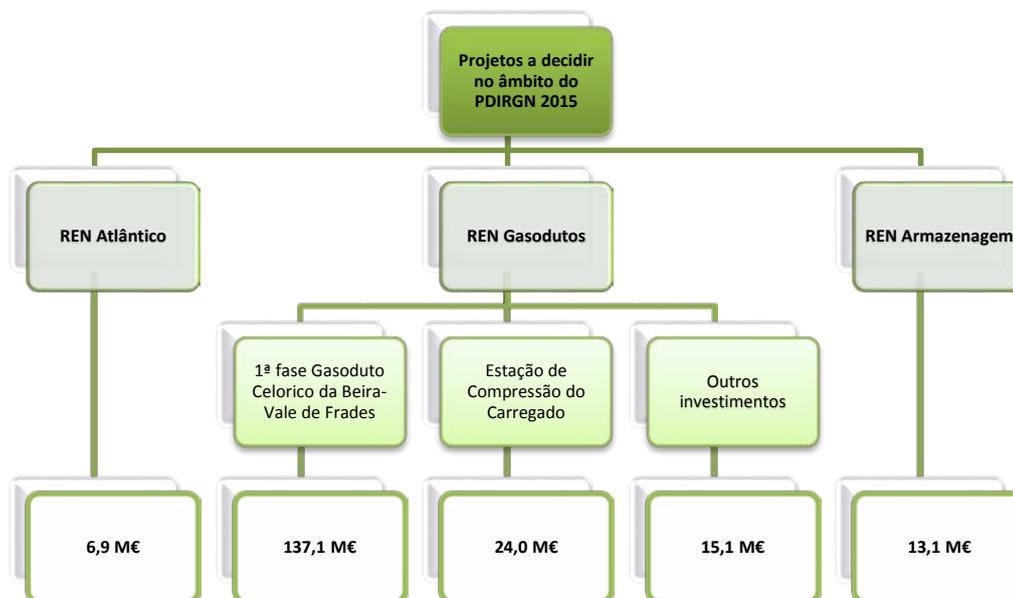
Os projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2015 carecem de ser analisados para avaliação dos seus potenciais impactes ao nível dos custos das atividades reguladas do setor do gás natural, bem como os impactes ao nível das tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores de gás natural.

Os investimentos previstos no âmbito da proposta de PDIRGN, num total de 198,5 milhões de euros, abrangem investimentos em todas as infraestruturas que constituem as atividades de Alta Pressão de gás natural, ou seja, o Terminal de GNL, as infraestruturas de Armazenamento Subterrâneo e a infraestrutura de Transporte de gás natural.

Os investimentos propostos no PDIRD têm uma especial incidência ao nível dos investimentos a efetuar a infraestrutura de transporte de gás natural, 178,5 milhões de euros, e são maioritariamente investimentos em dois grandes projetos, a primeira fase do gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades (terceira interligação Portuga - Espanha), com um investimento previsto de 137,1 milhões de euros, e a Estação de Compressão do Carregado, com um investimento previsto de 24,0 milhões de euros. Estes dois investimentos constituem por si só 81,2% do total do valor da proposta de PDIRGN em análise.

A Figura 10-1 apresenta a repartição dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN por cada um dos operadores das atividades de Alta Pressão de gás natural.

Figura 10-1 – Investimentos previstos no PDIRGN por operador



Refira-se que, à semelhança, do procedimento já adotado pela REN Gasodutos na proposta de PDIRGN anterior, os valores dos investimentos propostos são valores a custos diretos, não incluindo os montantes resultantes das imputações de encargos de gestão e de estrutura, bem como a capitalização de encargos financeiros.

ANÁLISE EFETUADA PELA REN GASODUTOS

A REN Gasodutos efetuou um conjunto de simulações para apurar os impactes nos custos das atividades de alta pressão decorrentes da execução dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2015.

As simulações para a atividade de transporte variam entre si em função de 3 pressupostos de base:

1. Investimento na atividade de transporte:
 - a. Decisão final de investimento no âmbito da proposta de PDIRGN 2015;
 - b. Decisão final do investimento no âmbito de futuras propostas de PDIRGN, nomeadamente na proposta de PDIRGN 2017.
2. Subsídio a fundo perdido para o projeto da terceira interligação a Espanha em 25% ou em 50%;
3. Cenários da procura:
 - a. Cenário base;
 - b. Cenário segurança do abastecimento.

O Quadro 10-1 resume as simulações efetuadas pela REN Gasodutos para a evolução dos proveitos unitários da atividade de transporte.

Quadro 10-1 – Simulações relativas à atividade de transporte

Indicadores	Âmbito da decisão final do investimento		Cenários da Procura		Subsídios a fundo perdido		
	PDIRGN 2015	PDIRGN 2017	Base	Segurança de abastecimento	0%	25%	50%
Simulação A	✓		✓		✓	✓	✓
Simulação B	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Simulação C	✓	✓		✓	✓		

Para a evolução dos proveitos unitários da RNTIAT foram efetuadas duas simulações com os seguintes pressupostos:

1. Investimento:
 - a. Decisão final de investimento no âmbito da proposta de PDIRGN 2015;
 - b. Decisão final do investimento no âmbito de futuras propostas de PDIRGN, nomeadamente na proposta de PDIRGN 2017.
2. Inexistência de subsídios a fundo perdido;
3. Cenários da procura:
 - a. Cenário base;
 - b. Cenário segurança do abastecimento.

O Quadro 10-2 resume as simulações efetuadas pela REN Gasodutos para a evolução dos proveitos unitários da RNTIAT.

Quadro 10-2 – Simulações relativas à RNTIAT

Indicadores	Âmbito da decisão final do investimento		Cenários da Procura		Subsídios a fundo perdido		
	PDIRGN 2015	PDIRGN 2017	Base	Segurança de abastecimento	0%	25%	50%
Simulação D	✓	✓	✓		✓		
Simulação E	✓	✓		✓	✓		

Para as simulações efetuadas, a REN Gasodutos procedeu à inclusão de encargos de estrutura e financeiros a uma taxa de 4%. Refira-se, também, que nas simulações efetuadas pela REN Gasodutos os valores de OPEX foram mantidos constantes para todo o período em análise, o que na realidade não se prevê que possa ocorrer.

Nas simulações efetuadas a REN Gasodutos conclui que em qualquer dos cenários considerados há uma redução dos proveitos permitidos unitários médios entre os valores considerados em tarifas de 2014/2015 e os valores apurados para o ano de 2025. A redução mais baixa do proveito permitido unitário médio é de 18%, na simulação B, com o cenário base da procura e sem a atribuição de qualquer subsídio. Por

outro lado, a redução maior, ao nível do proveito permitido unitário médio, é de 48% e ocorre na simulação E, considerando apenas os investimentos a decidir no âmbito da proposta de PDIRGN 2015.

Regista-se que no que diz respeito à evolução dos proveitos permitidos face aos investimentos propostos, a REN Gasodutos não considerou uma evolução dos custos com o OPEX, optando por mantê-los em linha com os valores atuais o que não se antevê ser muito credível para um horizonte de análise de 10 anos (até 2025).

Por outro lado, como se viu no capítulo 3, os cenários de evolução da procura apresentados pela REN Gasodutos poderão ser questionados.

Para além dos pressupostos assumidos para a avaliação de alguns custos e, principalmente, para a evolução da procura poderem ser postos em causa, a análise do impacte nos custos a recuperar pelas tarifas decorrentes da realização dos investimentos da proposta de PDIRGN 2015, efetuada pela REN Gasodutos, carece do facto de não se ter sido considerado um cenário alternativo que apresentasse a evolução dos custos das atividades de alta pressão, caso os investimentos propostos não se realizassem.

Neste quadro, com base nos dados incluídos na proposta de PDIRGN 2015, a ERSE estimou, tal como lhe compete, os impactes na evolução dos custos das atividades de alta pressão a recuperar pelas respetivas tarifas, decorrentes da realização dos investimentos propostos na proposta de PDIRGN 2015.

IMPACTO DA PROPOSTA DE PDIRGN 2015 NOS CUSTOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO A RECUPERAR PELAS RESPETIVAS TARIFAS

Para proceder ao exercício de simulação dos impactes dos investimentos propostos, ao nível dos custos, à semelhança do já ocorrido aquando da análise da proposta de PDIRGN 2013, a insuficiente informação disponibilizada nesta proposta de PDIRGN obrigou a ERSE à necessidade de consideração de determinados pressupostos. De entre as insuficiências detetadas destacam-se:

- Os valores dos projetos não correspondem ao seu valor total, dado que não incluem encargos financeiros nem custos de estrutura;
- Não se conhece o plano de financiamento dos projetos;
- Falta de informação da data de entrada em exploração dos vários projetos.

Para a análise dos impactes dos investimentos propostos, a ERSE procedeu à seleção de três vetores de análise:

- Horizonte dos investimentos considerados;
- Diferentes cenários da procura de gás natural;
- Financiamento através do recurso a subsídios ao investimento.

Relativamente ao horizonte dos investimentos considerados, para efeitos de análise, foram elaboradas 2 alternativas, a) considerando apenas os investimentos a decidir no âmbito desta proposta de PDIRGN 2015 e b) considerando os investimentos identificados, mas cuja decisão de investimento ocorrerá no âmbito das próximas propostas de PDIRGN (de 2017 em diante).

No que se refere à procura de gás natural, foram efetuadas análises segundo três cenários: sustentabilidade, base-REN e segurança de abastecimento-REN.

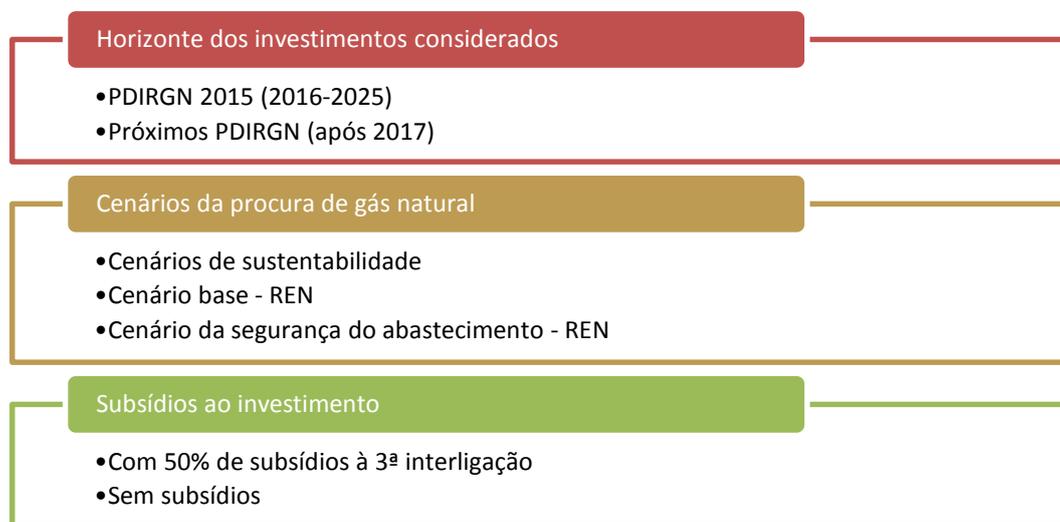
Ao nível dos financiamentos do investimento foram consideradas duas alternativas, uma com o financiamento através de subsídios de 50% do investimento proposto, na 3ª interligação a Espanha, e outra sem o recebimento de quaisquer subsídios. O eventual recebimento dos subsídios a fundo perdido do CEF¹⁶ é referido no capítulo 9, e resulta do enquadramento do investimento na 3ª interligação como PCI.

Para cada um dos vetores de análise foi, também, apurada a evolução dos custos no caso de não se proceder a qualquer investimento. Tal permite avaliar os impactes dos investimentos propostos ao nível dos custos unitários das infraestruturas.

A Figura 10-2 apresenta as hipóteses consideradas pela ERSE na construção dos diferentes cenários de análise dos impactes dos investimentos propostos nos custos unitários.

¹⁶ CEF – *Connecting Europe Facility* – mecanismo referido no Regulamento (UE) 1316/2013, do Parlamento e do Conselho, de 11 de dezembro de 2013, para auxílio à implementação dos projetos de interesse comum (PCI) previstos no Regulamento (UE) 347/2013, do Parlamento e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

Figura 10-2 - Hipóteses consideradas na construção de cenários para avaliar os impactos dos investimentos



Com base nas várias alternativas consideradas foram construídos seis cenários de avaliação dos impactos dos custos dos investimentos previstos. O Quadro 10-3 apresenta os cenários construídos pela ERSE para avaliação dos impactos dos investimentos propostos.

Quadro 10-3 – Cenários de avaliação dos impactos dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN 2015

	Investimentos	Quantidades	Subsídios
Cenário a1	PDIRGN 2015	Cenário de Sustentabilidade	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário b1	PDIRGN 2015	Cenário Base - REN	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário b2	PDIRGN 2015	Cenário da Segurança do Abastecimento -REN	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário a2	Próximos PDIRGN	Cenário de Sustentabilidade	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário b3	Próximos PDIRGN	Cenário da Segurança do Abastecimento -REN	com 50% subsídios à 3ª interligação
Cenário a3	PDIRGN 2015	Cenário de Sustentabilidade	com 50% subsídios à 3ª interligação

O Quadro 10-4 sintetiza, os impactos que a realização dos investimentos apresentados na proposta de PDIRGN em análise terá em 2019 ao nível do TOTEX unitário para o conjunto das atividades reguladas de Alta Pressão e apenas para a atividade de Transporte de gás natural, na qual se concentra o maior volume de investimento.

Quadro 10-4 – Impactes dos investimentos ao nível do TOTEX - 2019

2019	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da atividade de Transporte (%)	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário AP (%)
Cenário a1	25,9%	19,1%
Cenário b1	25,9%	19,1%
Cenário b2	25,9%	19,0%
Cenário a2	25,9%	20,5%
Cenário b3	16,3%	14,2%
Cenário a3	16,3%	12,9%

No anexo I deste documento são apresentados com maior pormenor os resultados das simulações efetuadas, os pressupostos assumidos pela ERSE, bem como os seus impactes ao nível dos custos unitários das redes de Alta Pressão.

10.2 IMPACTES TARIFÁRIOS

Neste ponto procede-se à avaliação do impacte tarifário associado aos vários cenários de investimentos e evolução da procura anteriormente apresentados e no quadro da atividade de transporte de gás natural.

São analisados nove cenários diferentes de avaliação de impactes tarifários na atividade de transporte de gás natural, com base em várias alternativas consideradas. As simulações de análise de impactes nas tarifas da atividade de transporte incidiram principalmente na evolução do nível da procura e do nível de investimentos. Foram considerados três cenários de procura - sustentabilidade, base e segurança de abastecimento. No que respeita ao nível dos investimentos na RNTGN foram considerados, entre outros, três cenários de investimento, a saber: investimentos totais do PDIRGN-URT sem a consideração de subsídios no financiamento da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades); investimentos totais do PDIRGN-URT com a consideração de 50% de subsídios no financiamento da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades); e por fim um cenário de investimentos do PDIRGN-URT considerando o adiamento, quer da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades), quer da Estação de Compressão do Carregado.

O Quadro 10-5 apresenta a evolução tarifária em 2019 face a 2015, em valores percentuais, do plano de investimentos com um enfoque no uso da rede de transporte, PDIRGN-URT 2015, para os três cenários de procura e para os três cenários de investimento referidos. –

Quadro 10-5 – Evolução Tarifária 2019/2015 (%) do plano de investimentos PDIRGN-URT 2015 para diversos cenários de procura e de investimentos

Cenário Investimentos PDIRGN 2015 - URT / Cenário Procura Base - REN

Tarifas	PDIRGN-URT (Sem subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Com 50% subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Sem 3ª interligação e estação Carregado)
Uso Rede Transporte	8,1%	-0,1%	-11,5%
Acesso às Redes	1,5%	0,0%	-2,2%
AP	5,3%	-0,1%	-7,4%
MP	1,5%	0,0%	-2,1%
BP>	0,5%	0,0%	-0,7%
BP<	0,2%	0,0%	-0,3%
Preços Finais	0,4%	0,0%	-0,5%
AP	0,6%	0,0%	-0,8%
MP	0,3%	0,0%	-0,4%
BP>	0,2%	0,0%	-0,3%
BP<	0,1%	0,0%	-0,2%

Cenário Investimentos PDIRGN 2015-URT / Cenário Procura Sustentabilidade

Tarifas	PDIRGN-URT (Sem subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Com 50% subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Sem 3ª interligação e estação Carregado)
Uso Rede Transporte	15,9%	7,0%	-5,1%
Acesso às Redes	3,0%	1,3%	-1,0%
AP	10,3%	4,5%	-3,3%
MP	3,0%	1,3%	-1,0%
BP>	1,0%	0,4%	-0,3%
BP<	0,5%	0,2%	-0,2%
Preços Finais	0,8%	0,3%	-0,2%
AP	1,2%	0,5%	-0,4%
MP	0,6%	0,3%	-0,2%
BP>	0,4%	0,2%	-0,1%
BP<	0,3%	0,1%	-0,1%

Cenário Investimentos PDIRGN 2015 - URT / Cenário Procura Segurança do Abastecimento - REN

Tarifas	PDIRGN-URT (Sem subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Com 50% subsídios à 3ª interligação)	PDIRGN-URT (Sem 3ª interligação e estação Carregado)
Uso Rede Transporte	-11,9%	-18,7%	-27,9%
Acesso às Redes	-2,3%	-3,5%	-5,3%
AP	-7,7%	-12,1%	-18,1%
MP	-2,2%	-3,5%	-5,2%
BP>	-0,7%	-1,1%	-1,7%
BP<	-0,4%	-0,6%	-0,8%
Preços Finais	-0,6%	-0,9%	-1,3%
AP	-0,9%	-1,4%	-2,0%
MP	-0,5%	-0,7%	-1,1%
BP>	-0,3%	-0,5%	-0,8%
BP<	-0,2%	-0,3%	-0,5%

Analisando os resultados verifica-se que a terceira interligação apresenta materialidade em termos de evolução tarifária em 2019 face a 2015, particularmente ao nível da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

No que respeita às tarifas pagas pelos consumidores, esta evolução tarifária é mais significativa ao nível das tarifas de Acesso às Redes e dos Preços Finais dos clientes em alta pressão.

Em qualquer dos cenários de procura observa-se uma redução da evolução tarifária com a redução de financiamento da terceira interligação.

O cenário de sustentabilidade, baseado numa visão não expansionista da procura, apresenta impactes relevantes em 2019 face a 2015, sempre que se efetua a terceira interligação. No cenário base de consumo a redução do financiamento da terceira interligação para 50% permite observar uma inflexão da evolução tarifária de um aumento generalizado para uma manutenção de preços. No cenário de consumo segurança de abastecimento observam-se reduções tarifárias em 2019 face a 2015, em qualquer dos três cenários de investimento, em resultado do nível acentuado de crescimento do consumo de gás natural.

O cenário de investimentos considerado minimalista – com o adiamento da construção da terceira interligação (1ª fase Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades) e da estação de compressão do carregado – conduz em qualquer dos cenários de evolução da procura a uma redução tarifária ao longo do período em análise entre 2015 e 2019.

O Quadro 10-6 apresenta o impacte tarifário ao nível do uso da rede de transporte no ano de 2019 por tipo de tarifa – Tarifas de Acessos às Redes e Tarifas de Venda a Clientes Finais – e por tipo de nível de pressão – alta, média e baixa pressão. Estes impactes tarifários são em valores percentuais mais acentuados, por um lado, ao nível das tarifas de Acesso às Redes e por outro lado, para os clientes em alta e média pressão.

Verifica-se que o impacte tarifário no ano de 2019 da presente proposta de PDIRGN no que concerne à atividade de transporte de gás natural, comparativamente com a situação de adiamento da construção da terceira interligação e da estação de compressão situa-se entre cerca de 12,8% e 22,1%, dependendo do nível de subsídios atribuídos para a sua construção.

No que respeita às Tarifas de Acesso às Redes estes impactes apresentam uma acentuada diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento representando para os clientes em alta pressão entre 5,8% e 11,6% dependendo do valor dos subsídios atribuídos na construção da terceira interligação.

No que respeita às Tarifas de Venda a Clientes Finais estes impactes tarifários variam entre 0,6% e 1,3% para os clientes em alta pressão.

No que respeita aos pequenos consumidores em baixa pressão com consumos inferiores a 10 000 m³ os impactes tarifários apresentados são naturalmente menores, na medida em que a proporção dos custos da rede de transporte na sua fatura, quer do acesso às redes, quer dos preços finais pagos é bastante mais pequena.

Quadro 10-6 - Impacte tarifário em 2019 para os vários cenários alternativos de financiamento da terceira interligação relativamente ao cenário minimalista sem terceira interligação e sem estação de compressão

Tarifas	(PDIRGN-URT) 3ª interligação sem subsídios	PDIRGN-URT (3ª interligação com 50% subsídios)
Uso Rede Transporte	22,1%	12,8%
Acesso às Redes	4,0%	2,3%
AP	14,1%	8,1%
MP	4,0%	2,3%
BP>	1,3%	0,7%
BP<	0,6%	0,4%
Preços Finais	1,0%	0,6%
AP	1,5%	0,9%
MP	0,8%	0,5%
BP>	0,6%	0,3%
BP<	0,3%	0,2%

ANEXO I – IMPACTES DOS CUSTOS PARA OS CONSUMIDORES

Os custos para os consumidores apresentados na proposta de PDIRGN 2015 são de mais fácil mensuração do que os seus benefícios. No apuramento destes custos, importa analisar os impactes das decisões de investimento nos montantes de proveitos permitidos unitários previstos recuperar através do estabelecimento de tarifas de uso das redes a pagar pelos consumidores.

Os dados constantes da proposta de PDIRGN 2015 tornaram possível identificar o impacte dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão. Para tal, a ERSE considerou um conjunto de pressupostos que lhe permitiram simular a evolução do CAPEX das atividades reguladas de Alta Pressão.

A avaliação, dos impactes em proveitos resultantes dos investimentos propostos, foi efetuada tendo por base o calendário dos investimentos apresentado na proposta de PDIRGN, partiu dos seguintes pressupostos contabilístico-financeiros:

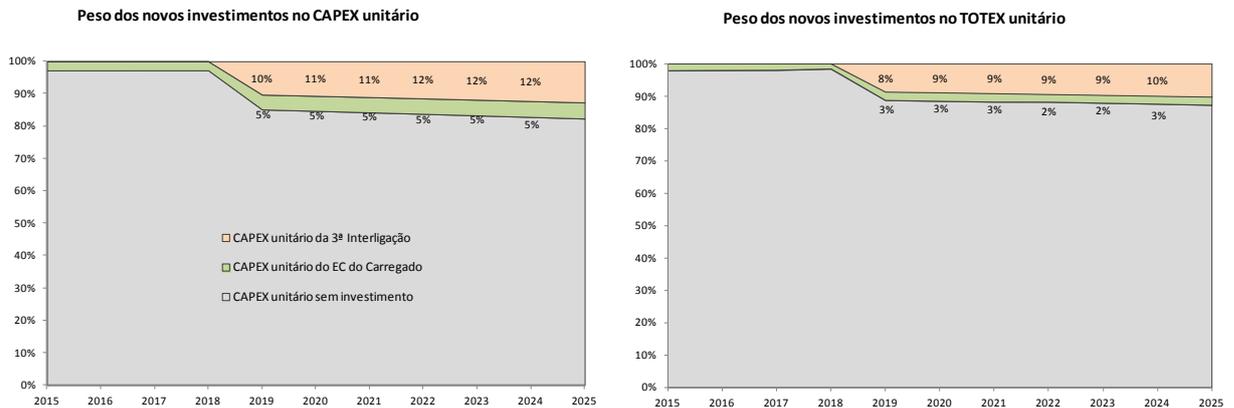
- Entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Assim, só nessa data é que os investimentos propostos passam a ter impacte no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;
- A taxa de financiamento considerada para cálculo dos encargos financeiros a imputar aos investimentos, corresponde à taxa média de financiamento estimada pela REN Gasodutos, para 2015 e 2016, no âmbito da informação prestada para de cálculo dos custos de referência para as tarifas do Setor Elétrico de 2016. Esta taxa corresponde a 4,20%;
- A taxa para cálculo dos custos de estrutura e de gestão a imputar aos investimentos propostos, é de 7,22%;
- Para apurar as amortizações dos novos investimentos foi considerado um tempo de vida útil de 30 anos, resultando numa taxa média anual de amortização de 3,33%;
- Para a amortização dos imobilizados em exploração anteriores a 2015, foi utilizada uma taxa média de amortização, por empresa, correspondente à taxa média de amortização dos anos 2012 a 2014. Assim, as taxas médias de amortização consideradas foram as seguintes:
 - REN Atlântico – 6,8%
 - REN Armazenagem – 3,3%
 - REN Gasodutos – 3,7%

- Taxa de remuneração dos ativos de 7,44%, correspondente à taxa de remuneração do ano de 2014, e prevista nas tarifas de 2015-2016, para os anos de 2015 e de 2016.

Ao nível do OPEX, foram efetuadas simulações para cada um dos operadores da rede de Alta Pressão, REN Atlântico, REN Gasodutos e REN Armazenagem. Nestas simulações foi considerado como pressuposto que a metodologia de regulação de cada uma das empresas se iria manter ao longo do horizonte temporal das simulações.

As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível dos CAPEX e dos TOTEX das atividades reguladas de Alta Pressão. Na Figura 10-3 são apresentados os pesos dos dois principais investimentos apresentados na proposta de PDIRGN no total do CAPEX unitário e do TOTEX unitário das atividades de Alta Pressão.

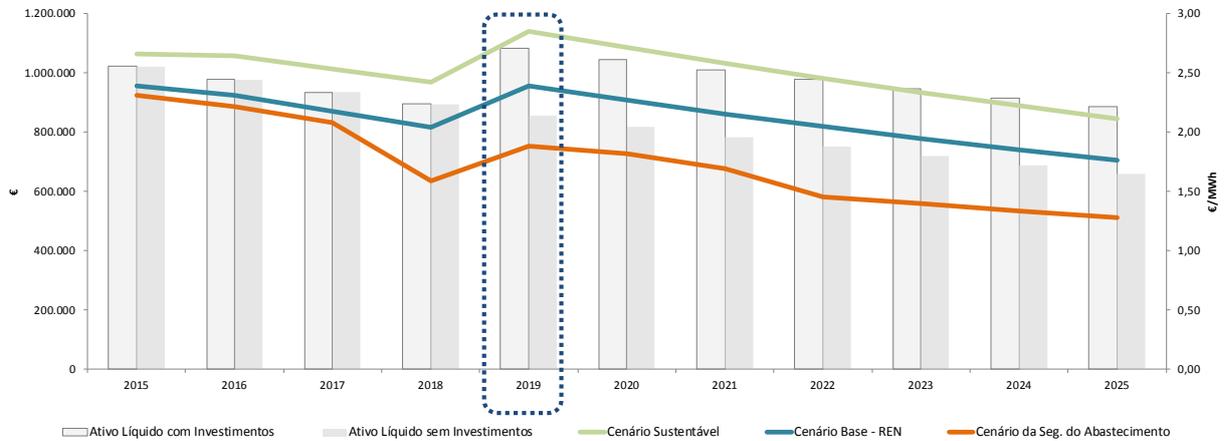
Figura 10-3 – Peso dos principais investimentos propostos



Verifica-se, que a partir de 2019, ano em que se prevê ocorrer a entrada em exploração dos dois investimentos mais relevantes, o seu peso no TOTEX unitário é de cerca de 11%, com especial destaque para o investimento na 3ª interligação (8%).

A Figura 10-4 permite observar a evolução prevista no período 2015-2025, após a entrada em exploração dos investimentos previstos na proposta de PDIRGN, ao nível dos ativos das atividades de Alta Pressão, bem como a evolução do CAPEX unitário em cada um dos três cenários de procura mencionados no capítulo 10.

Figura 10-4 – Ativo Líquido e CAPEX unitário por quantidades de GN transportadas

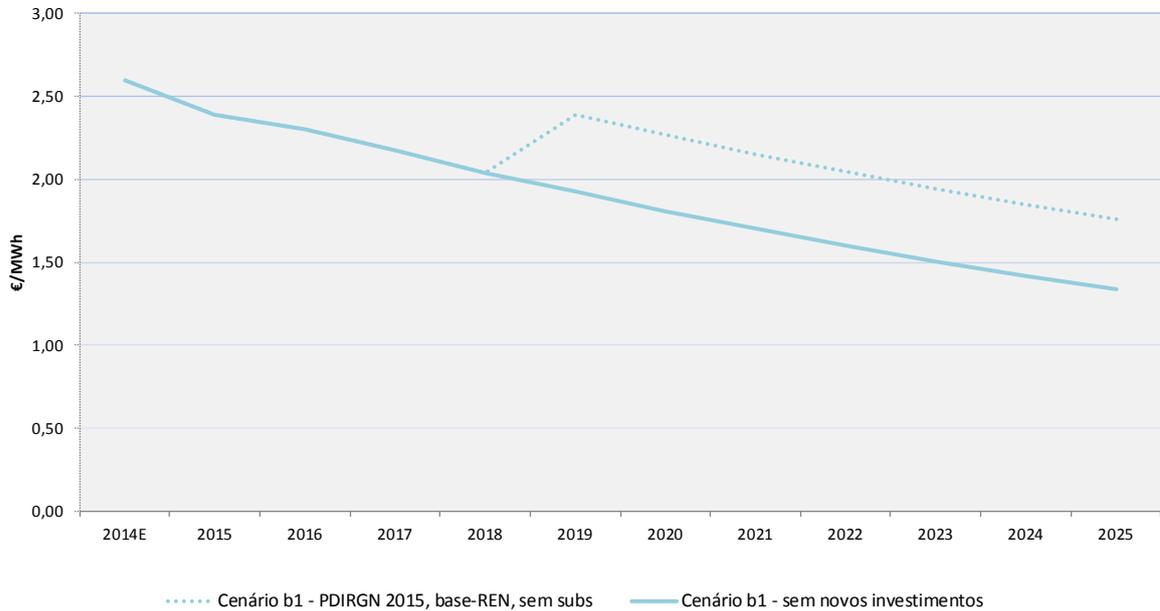


Com a entrada em exploração dos principais investimentos, em 2019, verifica-se um acréscimo significativo quer ao nível dos ativos líquidos, quer ao nível do CAPEX unitário, para todos os cenários de procura apresentados.

Para melhor avaliar os impactes dos investimentos propostos no âmbito desta proposta de PDIRGN nos proveitos unitários das atividades de Alta Pressão, foram introduzidas na análise as restantes variáveis de sensibilidade utilizadas nas simulações. Considerou-se assim, o recebimento, ou não, de subsídios ao investimento, apenas os investimentos propostos para esta proposta de PDIRGN, ou em alternativa, os investimentos a decidir no âmbito de próximas propostas de PDIRGN. Estas duas variáveis foram combinadas com cada um dos três cenários de procura apresentados no capítulo 10.

Para avaliar os impactes dos novos investimentos nos custos unitários, simulou-se a não inclusão dos novos investimentos propostos.

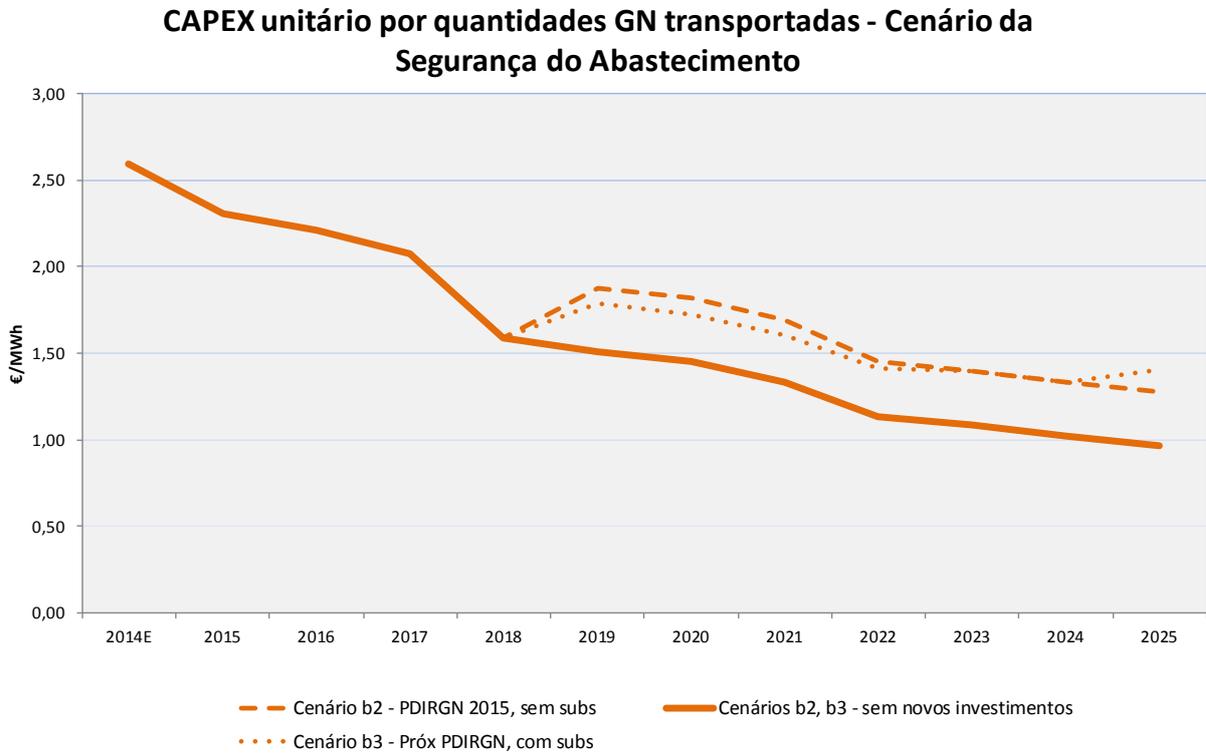
Figura 10-5 – CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportada – cenário base-REN



Cenário b1	PDIRGN 2015	Cenário Base - REN	sem subsídios à 3ª interligação
-------------------	-------------	--------------------	---------------------------------

Com a realização dos investimentos propostos, o CAPEX unitário apresenta entre 2014 e 2019, no cenário b1 uma redução de 1,6%. Caso os investimentos apresentados na proposta de PDIRGN não se realizassem, a redução dos custos unitários seria de 5,8% para o cenário b1. Assim, verifica-se que os impactes em 2019 ao nível dos custos unitários, com a realização dos investimentos propostos, são de cerca de 24% no cenário b1.

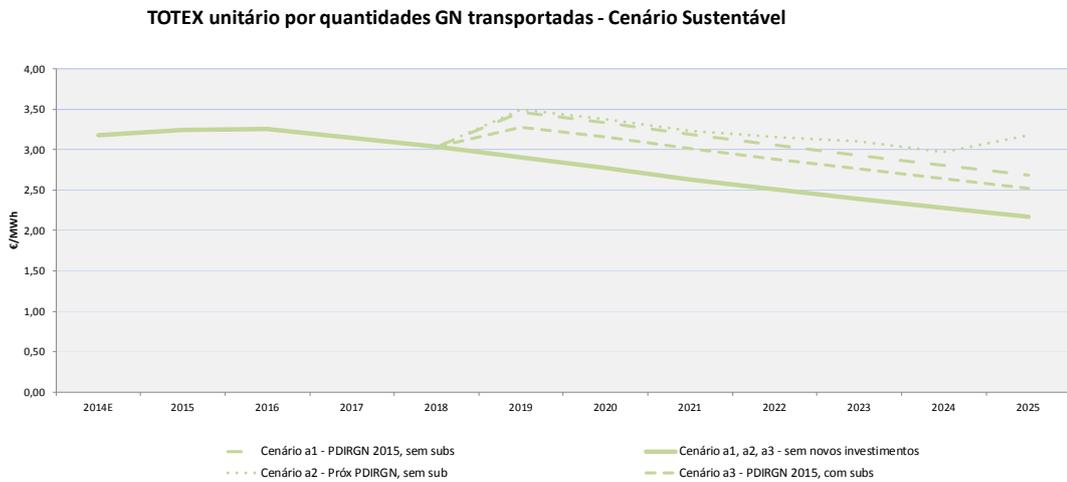
Figura 10-6 – CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportada – cenário da segurança de abastecimento



Cenário b2	PDIRGN 2015	Cenário da Segurança do Abastecimento -REN	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário b3	Próximos PDIRGN	Cenário da Segurança do Abastecimento -REN	com 50% subsídios à 3ª interligação

Com a realização dos investimentos propostos, o CAPEX unitário apresenta entre 2014 e 2019, nos cenários b2 e b3, uma redução de 6,3% e 7,2%, respetivamente. Caso os investimentos apresentados na proposta de PDIRGN não se realizassem, a redução dos custos unitários seria de 10,2% para ambos os cenários. Assim, verifica-se que os impactes em 2019 ao nível dos custos unitários, com a realização dos investimentos propostos, são de cerca de 24% no cenário b2 e de cerca de 18% no cenário b3.

Figura 10-7 – CAPEX unitário por quantidades de gás natural transportada – cenário de sustentabilidade



Cenário a1	PDIRGN 2015	Cenário de Sustentabilidade	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário a2	Próximos PDIRGN	Cenário de Sustentabilidade	sem subsídios à 3ª interligação
Cenário a3	PDIRGN 2015	Cenário de Sustentabilidade	com 50% subsídios à 3ª interligação

Com a realização dos investimentos propostos, o CAPEX unitário apresenta entre 2014 e 2019, uma tendência de crescimento, inversa à verificada nos cenários analisados anteriormente. Assim, nos cenários a1, a2 e a3, observa-se um aumento de 1,9%, 2,2% e 0,6%, respetivamente. Caso os investimentos apresentados na proposta de PDIRGN não se realizassem, observar-se-ia uma redução dos custos unitários de 2,4% para todos os cenários. Verifica-se que os impactes em 2019 ao nível dos custos unitários, com a realização dos investimentos propostos, são de cerca de 24% no cenário a1, cerca de 26% no cenário a2 e de aproximadamente 16% no cenário a3.

As análises anteriores quando efetuadas para o TOTEX unitário revelam as mesmas tendências evidenciadas pela tendência de evolução do CAPEX. Tal deve-se essencialmente ao pequeno peso dos custos com OPEX no total dos custos das atividades de Alta Pressão. O Quadro 10-7 apresenta para 2019 os impactes ao nível do TOTEX das atividades de Alta Pressão dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

Quadro 10-7 – Impacte dos novos investimentos no TOTEX unitário das atividades de Alta Pressão por quantidades de gás natural transportada

€/MWh 2019	Custos com investimento	Custos sem investimento	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da AP	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário AP (%)
Cenário a1	3,4606	2,9049	0,5557	19,1%
Cenário b1	2,9078	2,4412	0,4666	19,1%
Cenário b2	2,2923	1,9260	0,3664	19,0%
Cenário a2	3,5008	2,9049	0,5959	20,5%
Cenário b3	2,1997	1,9260	0,2737	14,2%
Cenário a3	3,2799	2,9049	0,3750	12,9%

O maior impacte dos novos investimentos, ao nível do TOTEX unitário, ocorre no cenário 6, que contempla além dos investimentos a decidir no âmbito desta proposta de PDIRGN, outros investimentos a decidir no âmbito das próximas a propostas de PDIRGN, sem o recebimento de quaisquer subsídios. Os cenários a1, b1 e b2, apresentam impactes dos novos investimentos a variar entre os 19,0% e os 19,1%. Estes cenários referem-se às simulações com os três cenários de procura considerados para esta análise, apenas com os investimentos a decidir no âmbito desta proposta de PDIRGN e com o pressuposto do não recebimento de quaisquer subsídios. Nos cenários b3 e a3, onde o impacte dos novos investimentos é menor, está a considerar-se o recebimento de 50% de subsídios para o investimento de maior montante, a 3ª interligação Portugal-Espanha.

Os maiores investimentos propostos são ativos afetos à rede de Transporte de gás natural. Como tal importa avaliar os impactes dessas decisões de investimento nos proveitos unitários da atividade de Transporte de gás natural. O Quadro 10-8 apresenta para o ano de 2019 os impactes dos novos investimentos propostos, ao nível do TOTEX da atividade de Transporte de gás natural, para cada um dos cenários.

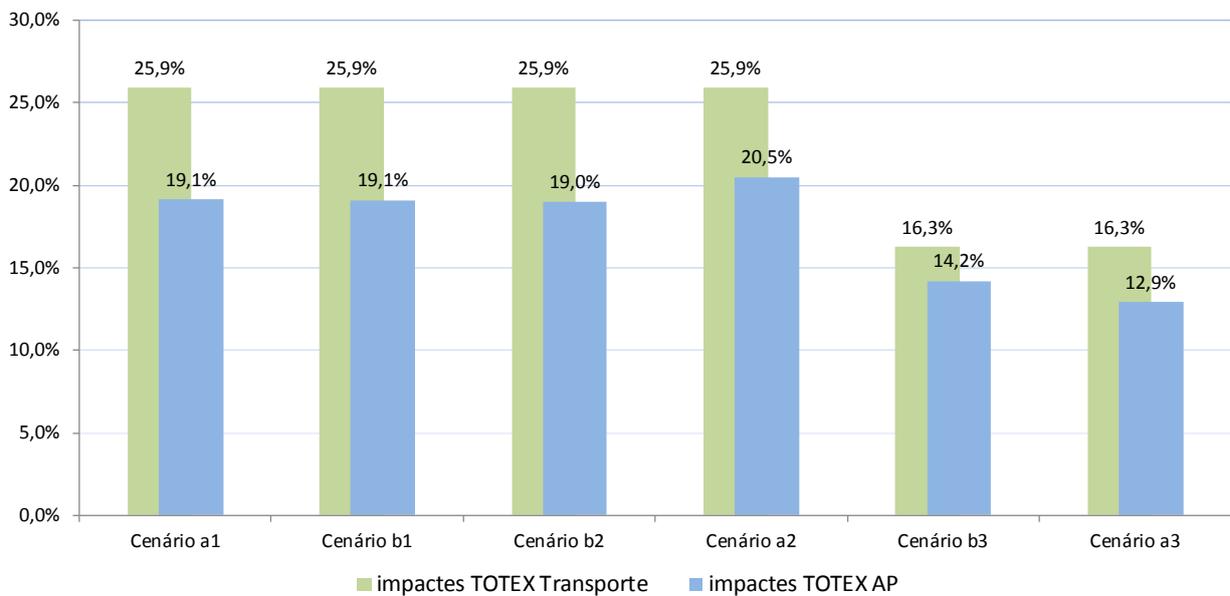
Quadro 10-8 – Impacte dos novos investimentos no TOTEX unitário da atividade de Transporte por quantidades de gás natural transportada

€/MWh 2019	Custos com investimento	Custos sem investimento	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da atividade de Transporte	Impacto dos investimentos no TOTEX unitário da atividade de Transporte (%)
Cenário a1	2,3591	1,8739	0,4852	25,9%
Cenário b1	1,9807	1,5734	0,4074	25,9%
Cenário b2	1,5552	1,2354	0,3199	25,9%
Cenário a2	2,3591	1,8739	0,4852	25,9%
Cenário b3	1,4361	1,2354	0,2008	16,3%
Cenário a3	2,1784	1,8739	0,3045	16,3%

Verifica-se que em qualquer um dos quatro cenários de procura apresentados (sustentabilidade, base – REN e segurança do abastecimento) o impacte dos novos investimentos, em 2019, ao nível da atividade de Transporte de gás natural, é de cerca de 26%. Com o recebimento de participações correspondentes a 50% do investimento, o impacte é de cerca de 16%.

A Figura 10-8 resume os impactes no ano de 2019 dos investimentos propostos no TOTEX unitário por quantidade de gás natural das atividades de Alta Pressão e individualmente da atividade de Transporte de gás natural.

Figura 10-8 – Impactes em 2019 dos investimentos no TOTEX unitário por quantidades de gás natural transportada



ANEXO II – COMPARAÇÃO DO CUSTO APRESENTADO PELA REN GASODUTOS NA PROPOSTA DE PDIRGN COM OS CUSTOS RECONHECIDOS EM ESPANHA PARA UM PROJETO COM AS MESMAS CARACTERÍSTICAS

Em Espanha, a retribuição pelas atividades reguladas no sector do gás natural é determinada por aplicação de valores unitários de referência publicados anualmente no BOE (Boletín Oficial del Estado).

Para 2016, a Orden IET/2736/2015, de 17 de dezembro estabelece que se aplicam os valores publicados na Orden IET/2446/2013, de 27 de dezembro, “por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas”. Da consulta do Anexo V da Orden IET/2446/2013 obtêm-se os seguintes valores de referência:

- Gasoduto instalado – 24,66 €/m.l. inch);
- Estação de seccionamento (BV – *Block Valve*) – 778 432 €/unid. (DN700; 28”);
- Multiplicador para uma estação de derivação (JCT – *Junction*) – 1,52;
- Multiplicador para uma estação de derivação com lançador de *pigs* (JCT/PIGs) – 2,82.

A segunda fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha inclui:

- 162 km de tubo DN700 (28”);
- 7 JCTs, 3 das quais com lançadores/recetores de *pigs* incorporados;
- Uma estação de fronteira integrada na JCT de Vale de Frades.

A aplicação dos valores de referência resulta num Custo Reconhecido em Espanha (CRE) de:

$$\text{CRE} = 162000 \times 28 \times 24,66 + (4 \times 1,52 + 3 \times 2,82) \times 778432 = 111857760 + 11318401 = 123176161 \text{ €}$$

$$\text{CRE} = 123,2 \text{ M€}$$

Tendo em conta que os valores de referência aplicados em Espanha são valores médios, que naturalmente diferem dos custos reais, poder-se-á admitir que o traçado e as travessias especiais (em especial a do rio Douro) possam justificar a diferença observada (em cerca de 11%).

Importa ainda referir que o custo aceite para efeitos de determinação de tarifas em Espanha resulta dos valores de referência corrigidos pelos custos reais, sendo que na situação em que os custos reais excedam os custos de referência apenas metade da diferença é reconhecida na retribuição do operador da rede de transporte.