

REN 

PDIRGN

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA RNTIAT

2018-27

Proposta
Junho 2017



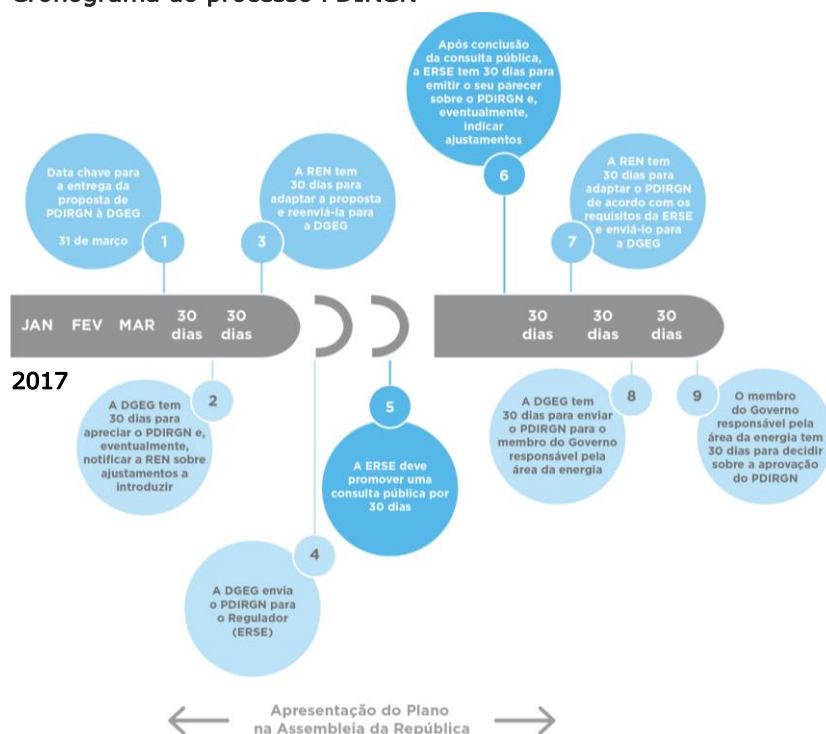
SUMÁRIO EXECUTIVO

1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

OBJETIVOS

O planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento, dando cumprimento ao disposto no Artigo 12.º 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. De acordo com o referido artigo, compete à REN Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, a elaboração de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN). De acordo com o Artigo 12.º-A Procedimento de elaboração do PDIRGN, e o Artigo 75.º Apresentação do PDIRGN e PDIRD, a proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) até ao final do 1º trimestre dos anos ímpares. Após consulta pública promovida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGEG, que a enviará para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

Cronograma do processo PDIRGN



Tendo por objetivo melhorar a percepção e a clareza da proposta de PDIRGN 2018-2027 junto dos diversos stakeholders interessados, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais, a REN procedeu a uma reformulação do portfólio de projetos do Plano, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a REN Gasodutos faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, - Projetos Base - de outros que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente – Projetos Complementares. Em ambos os casos, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas do Plano a REN Gasodutos deve ter em consideração os seguintes elementos (Artigo 12.º 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):

- O horizonte temporal de dez anos, de 2018 a 2027, a informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2018-2027, os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2018 e 2020, e a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- A existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- Os pressupostos e conclusões do último Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2016 (RMSA-GN 2016), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento dos ORDs nas redes de distribuição;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás natural que devem refletir as perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares;
- Os critérios de racionalidade económica, designadamente os que decorrem da utilização eficiente das infraestruturas e da sua sustentabilidade económico-financeira a prazo, devendo, no que diz respeito às interligações internacionais, ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos;
- Os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, devem estar devidamente

articulados com a rede interligada de Espanha e a rede de gasodutos Europeia, e contemplados no Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias (TYNDP) elaborado pelo ENTSOG e publicado em 28 de abril de 2017, disponível para consulta em <http://www.entsog.eu/publications/tyndp/2016#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>.

Assim, os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa da REN, com o objectivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que os operadores fazem sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN, projetos esses considerados no PDIRD. Estes projectos integram, neste documento, o conjunto designado por Projetos Base da proposta de PDIRGN.

Por sua vez, os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRGN integram os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, assim como os projetos que não resultam de compromissos já assumidos. A realização destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de stakeholders externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

“

O momento do investimento deve ser ponderado tendo em conta todas as variáveis e incertezas que estão refletidas nos pontos anteriores, devendo essa análise ser objeto de uma ponderação pelas entidades competentes relevando os compromissos internacionais que estejam estabelecidos ou que seja necessário estabelecer no sentido de assegurar o momento correto de implementação da infraestrutura em defesa dos consumidores.

Conselho Tarifário da ERSE | Consulta Pública ao PDIRGN 2016-2025

Não obstante, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTGN procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de longo prazo, que passa por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás natural com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

ALTERAÇÕES FACE AOS PLANOS ANTERIORES E INCORPORAÇÃO DOS COMENTÁRIOS DA ERSE AO PDIRGN 2016-2025

A presente proposta de PDIRGN para o período 2018-2027 (PDIRGN 2018-2027), representa uma evolução face à proposta anterior, o PDIRGN 2016-2025, suportada num processo de melhoria contínua, que visa, para além de procurar ir de encontro às questões colocadas pela DGEG, pela ERSE e por outros stakeholders no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível pelos seus destinatários.

Assim, face à proposta final do PDIRGN 2016-2025 datada de março de 2016, e decorrente deste processo evolutivo, destacam-se os seguintes pontos:

- Efetua uma análise à taxa de utilização das infraestruturas nos dois últimos anos, 2015 e 2016, com resolução diária;
- Apesar de tomar como referência o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2016 (RMSA-GN 2016), no qual a perspectiva de evolução da procura no cenário Central é desde logo conservativa, já que resulta da assunção da manutenção do funcionamento da Central a carvão de Sines até ao final do ano de 2025, é ainda mais redutora no cenário Inferior, no qual, para além de uma conjuntura económica claramente desfavorável, a REN assume a manutenção em funcionamento da Central a carvão de Sines e do Pego até 2025, e da Central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030;
- Os cenários Central e Inferior de evolução da procura devem ser considerados como as referências para as análises efetuadas, mantendo-se, contudo, o estudo da resiliência do sistema no cenário Superior de consumos, no qual é assumido como condição extrema a descontinuidade do funcionamento das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego com efeito a partir de 2018 e 2022, respetivamente;
- Relativamente ao cenário Superior de evolução da procura, apesar da data indicada para a descontinuidade do funcionamento da Central a carvão de Sines poder parecer prematura com base na informação disponível à data de elaboração deste plano, é importante aferir a adequabilidade da RNTIAT para fazer face ao aumento potencial da procura e das pontas de consumo num cenário sem produção térmica a carvão, situação que se afigura como provável que aconteça entre o segundo quinquénio do plano e o ano de 2030;
- O plano classifica os projetos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares; segundo a abordagem descrita no ponto anterior (Objetivos). Dos Projetos Complementares, assumem especial relevância o projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, que estão condicionados à decisão de realização do projeto STEP (designação dada à 1ª fase do projeto Midcat, relativo à construção de uma nova interligação entre os sistemas gasistas de Espanha e França através dos Pirinéus);

- Os projetos de desenvolvimento que não necessitavam de decisão no PDIRGN 2016-2025, ainda que nele identificados, foram removidos desta edição do Plano, por se considerar que a sua eventual concretização se situa fora do horizonte temporal de 2018 a 2027. Em concreto, este conjunto de projetos incluía a estação de compressão de Cantanhede, o gasoduto Cantanhede-Mangualde, o gasoduto Carriço Cantanhede, a sétima cavidade do AS do Carriço (RENC-8) e o segundo cais de acostagem do TGNL de Sines (2^o *jetty*);
- A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados ou e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados;
- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos apenas os Projetos Complementares, de carácter indicativo, pelo que a sua eventual concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SNGN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRGN, que é revisto a cada dois anos;
- Os custos de investimento, em particular o associado à 3^a interligação entre Portugal e Espanha, foram revistos em baixa de modo a refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira. Nesta reavaliação foram tidos em consideração os valores das adjudicações e da realização final dos últimos gasodutos colocados em operação, o gasoduto Sines-Setúbal, o ramal da Leirosa e o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, assim como um conjunto de outros projetos de menor dimensão que foram realizados no passado recente;
- Apresentam-se os valores médios de investimento e de entradas em exploração dos últimos cinco anos, de 2013 a 2017 (em curso), e dos últimos três anos, de 2015 a 2017, para permitir uma comparação entre o passado e os montantes futuros propostos;
- São apresentados os valores de Investimento a Custos Diretos Externos (CDE) e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção sobre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas;
- No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas avançadas, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano à Universidade Católica Portuguesa (UCP), instituição universitária com reconhecido prestígio e competência na área de conhecimento da gestão e da economia, de modo a sustentar a sua elaboração, e que será anexo

integrante do presente documento. De modo consequente, constitui preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas estudados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções assumidas se diferentes da perspetiva expressa no respetivo parecer.

- O documento preparado pelo Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa avaliou e valorizou o impacto direto na economia nacional dos investimentos que constam da presente proposta de PDIRGN 2018-2027, que acresce aos benefícios determinados pela análise multicritério realizada pela REN. As suas conclusões referem, nomeadamente, o seguinte:
 - O incremento acumulado no PIB associado com os Projetos Base relativos ao decénio 2018-2027 ascende, portanto, a 96,65 M€;
 - O incremento acumulado no PIB associado com os Projetos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 258,75 M€.



A DECO realça as melhorias introduzidas no PDIRGN 2015, relativamente ao anterior, incorporando sugestões que haviam sido feitas em sede de consulta pública, nomeadamente ao nível das previsões da evolução da procura de gás natural, apresentação dos impactos tarifários do plano e mais critérios na avaliação dos projetos de investimento.

DECO | Consulta Pública ao PDIRGN 2016-2025

Adicionalmente ao conjunto de alterações e melhorias face à proposta final do PDIRGN 2016-2025, enviada à DGEG em março de 2016, destaca-se ainda um conjunto de outras alterações introduzidas sobre a versão da proposta do PDIRGN 2016-2025, que foi submetida a consulta pública, visando acomodar e dar resposta à generalidade dos comentários produzidos pela ERSE e pelas várias partes interessadas:

- Para além dos cenários Superior e Central de evolução da procura do RMSA-GN 2016, apresenta um terceiro cenário de evolução da procura e das pontas diárias de consumo de gás natural de modo a contemplar um desenvolvimento mais lento do sector do gás natural em Portugal. A este cenário foi dada a designação de cenário Inferior da evolução da procura e tem por pressupostos uma conjuntura económica mais desfavorável para o setor do mercado convencional, e o cenário Inferior de evolução dos consumos de eletricidade do RMSA-E 2016 na média de regimes para o mercado elétrico. Este cenário adota uma perspetiva bastante conservativa dos consumos, o que resulta da assunção da manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até 2025, e a manutenção do funcionamento da Central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030, evitando o reforço a gás que seria necessário se esta Central fosse desclassificada;

Finalmente, mantiveram-se e refinaram-se aspetos considerados positivos por ocasião da apreciação realizada no processo de consulta pública da proposta de PDIRGN 2016-2025, nomeadamente:

- Introduce-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, no valor de 7% na RNTGN e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carricho) para derivar o efeito tarifário esperado da sua eventual concretização.



... a proposta de PDIRGN 2015 apresenta pela primeira vez uma análise da evolução do impacto dos investimentos nos proveitos permitidos unitários.

ERSE - Documento de enquadramento ERSE | Consulta Pública ao PDIRGN 2016-2025

INDUTORES E ATRIBUTOS DE AVALIAÇÃO

Na sua génese e para garantir o cumprimento dos objetivos propostos, a atividade de planeamento deve estar enquadrada por indutores estratégicos que por um lado orientam e dão significado às propostas de investimento, mas que atuam também como forças motrizes do desenvolvimento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Para garantir a qualidade do planeamento efetuado e a melhoria contínua das opções tomadas, os indutores de desenvolvimento constituem, em si mesmo, critérios à luz dos quais os projetos propostos podem ser avaliados.

A organização e escolha dos critérios de avaliação dos projetos, assim como a organização dos respetivos indicadores, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento Nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.



Em relação aos indicadores de avaliação económica dos benefícios líquidos dos custos dos investimentos (CBA), o PDIRGN 2015 é mais completo, já que se debruça sobre capacidade bidirecional, diminuição das emissões e backup às FER.

ERSE - Documento de enquadramento ERSE | Consulta Pública ao PDIRGN 2016-2025

Deste modo, a sistematização e enquadramento dos princípios e dos critérios utilizados no planeamento, adota a seguinte subdivisão:

- **Integração de mercados e interoperabilidade**

A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa, que só será possível pelo aumento da flexibilidade dos sistemas e pelo desenvolvimento de alternativas de transporte de gás, tem por objetivo promover a adequada diversificação de rotas e de fontes de aprovisionamento de gás, e assume um

papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

- **Promoção da concorrência**

Os incentivos à liberalização do mercado, que têm como objetivo o aumento da concorrência no sector do gás natural, são fundamentais para a redução do preço final do gás aos consumidores do SNGN.

- **Segurança do abastecimento**

Segundo dois grandes vetores:

- Equilíbrio entre a oferta e a procura para a avaliação do atributo “critério N-1”, de acordo com o artigo 6.º do Regulamento n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010;
- Existência de capacidade de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT adequada às necessidades, designadamente para a constituição das reservas de segurança.

- **Sustentabilidade**

O plano proposto deve contribuir para o cumprimento dos objetivos de política ambiental nacional e europeia, designadamente através da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e no apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER). Deve também contribuir para a prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, procurando soluções que minimizem os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.

- **Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional**

Assumem especial relevância a melhoria da qualidade de serviço, a necessidades de intercâmbio, publicação e disponibilização de informação, a otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, assim como a necessidade de conservação e remodelação de equipamentos em fim de vida útil.

- **Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas**

Critérios técnicos e de engenharia usados para o dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT, de modo a assegurar o desempenho das funções e atividades que lhes estão afetas com níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O corpo principal do PDIRGN 2018-2027 inclui seis capítulos, de acordo com a seguinte estrutura:

1. Enquadramento e âmbito

Inclui os objetivos gerais e estratégicos do plano, o enquadramento legislativo e regulamentar, o planeamento da RNTIAT no contexto europeu, as principais alterações face ao plano anterior, e a estrutura do plano.

2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural

Características técnicas das infraestruturas da RNTIAT, análise histórica da oferta e da procura, qualidade de serviço, e apresentação do investimento efetuado no último quinquénio.

3. Pressupostos

Descrição da abordagem de apresentação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, previsão da evolução da procura e da oferta, descrição dos critérios e indicadores da atividade de planeamento.

4. Projetos Base de investimento

Apresentação dos Projetos Base propostos no plano e do investimento a custos diretos externos, desagregados por infraestrutura e por indutor de investimento.

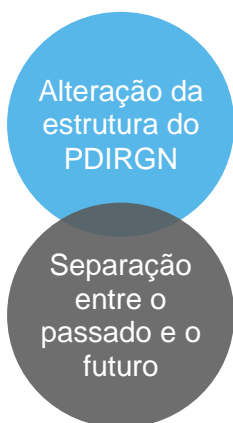
5. Projetos Complementares de investimento

Apresentação dos Projetos Complementares e do investimento a custos diretos externos, desagregado por infraestrutura e por indutor de desenvolvimento.

6. Impacto dos investimentos apresentados no PDIRGN

Apresentação dos Projetos Base e Complementares a custos totais, cálculo da evolução dos proveitos permitidos unitários de modo a avaliar o impacto tarifário dos projetos, e aplicação da análise multicritério / CBA aos Projetos Base e aos Projetos Complementares.

ESTRUTURA DO
DOCUMENTO



2. CARACTERIZAÇÃO DA RNTIAT

A rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás natural (GN) por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito (GNL).

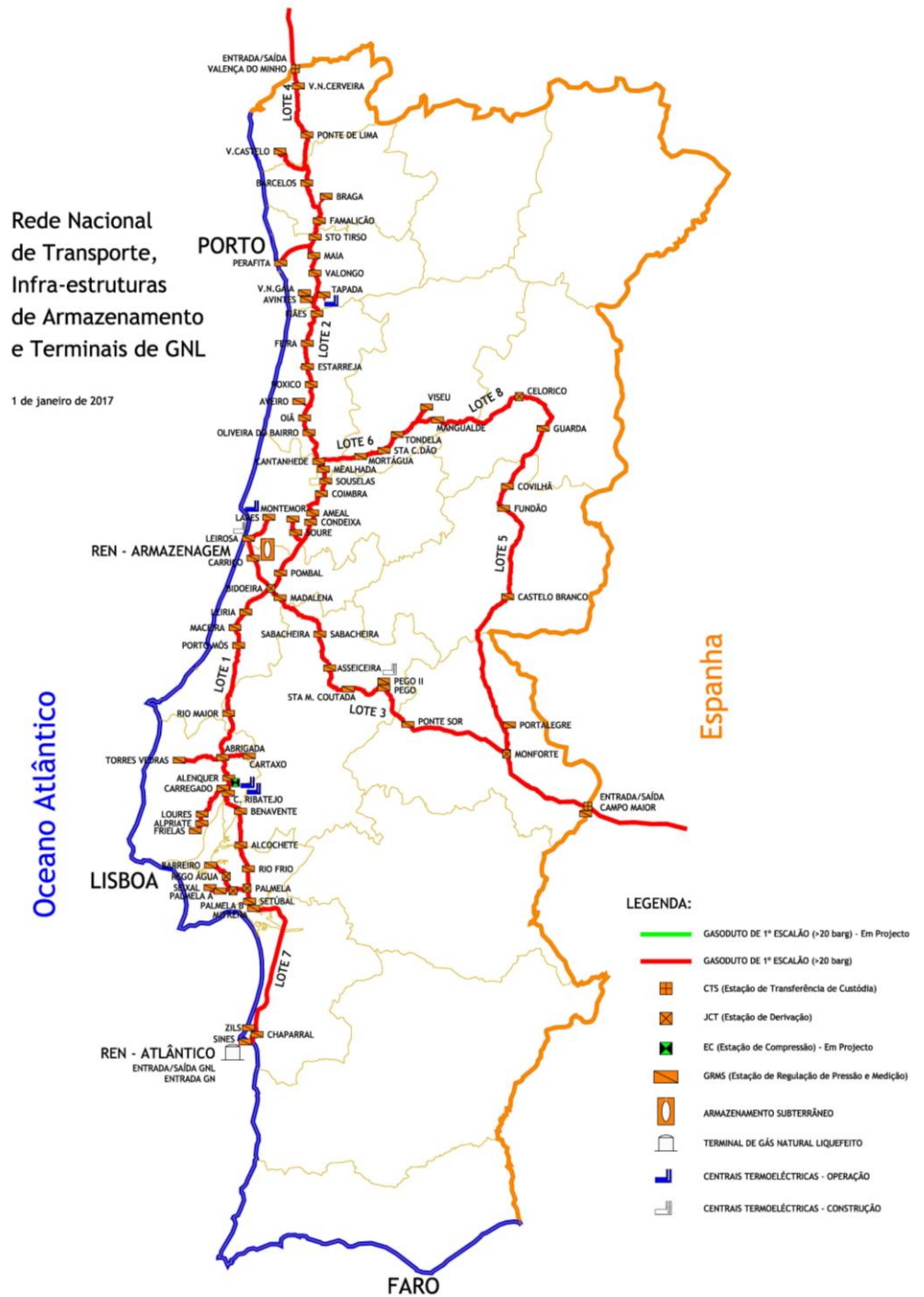
A **rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)** é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás natural pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás natural, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carricho para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

O **terminal de gás natural liquefeito (TGNL) de Sines** integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

Nas instalações do **armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho**, concelho de Pombal, o gás natural é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem que utilizam a mesma estação de gás de superfície, a qual permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte.

O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTGN, TGNL e AS) em Portugal continental.

Mapa da RNTIAT em 1 de janeiro de 2017



3. PRESSUPOSTOS DO PDIRGN

EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL E DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO

A perceção dos stakeholders em geral sobre as questões de procura e consumo vai no sentido de serem estas a força motriz das propostas da REN.

Considerando também a dificuldade de leitura dos temas da procura e da capacidade, o PDIRGN 2018-2027 mantém a análise dos três cenários de evolução da procura e pontas de consumo, um cenário Superior, um cenário Central, e um cenário Inferior, evidenciando-se que a REN baseia as suas propostas nos dois últimos, que são necessariamente conservadores. A este respeito, refere-se que a procura estimada pela REN para o Mercado Convencional é inferior às estimativas de procura apresentadas nas propostas dos ORDs nos PDIRD 2017-2021. Por comparação, apesar de incluir também os consumos dos clientes diretamente ligados à RNTGN (AP), as taxas de crescimento para os mesmos períodos no PDIRGN apresentam valores entre 0,1% e 0,2% abaixo das estimativas efetuadas pelos operadores das redes de distribuição, consoante se considere o cenário Central ou o cenário Inferior da evolução da procura.

Foi realizado o estudo da evolução da procura anual e das pontas diárias de consumo em Portugal, de acordo com os pressupostos acordados com a DGEG no âmbito da elaboração do RMSA-GN e do RMSA-E de 2016.

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. O Mercado Convencional inclui os setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Os cenários de evolução da procura de gás do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico são apresentados no quadro seguinte.

Cenários de evolução da Procura de GN para o período 2017-2027 (TWh)

Cenário Central	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	40,6	41,2	41,6	41,9	42,2	42,5	42,8	43,0	43,3	43,5	43,8
Mercado Elétrico	11,1	9,7	8,8	7,0	6,6	10,7	10,7	10,9	11,8	14,1	16,4
Procura Total	51,7	51,0	50,4	48,9	48,8	53,2	53,5	53,9	55,1	57,6	60,2

Cenário Superior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	41,4	42,2	42,6	43,1	43,5	43,9	44,3	44,7	45,1	45,5	45,9
Mercado Elétrico	11,3	18,7	18,0	15,5	15,1	20,9	21,0	21,4	24,2	24,7	25,2
Procura Total	52,7	60,8	60,6	58,6	58,7	64,8	65,4	66,1	69,3	70,2	71,0

Cenário Inferior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	39,7	40,3	40,6	40,9	41,1	41,3	41,5	41,6	41,8	42,0	42,1
Mercado Elétrico	10,8	9,2	8,2	6,4	5,9	6,2	6,9	6,2	6,8	9,1	11,4
Procura Total	50,5	49,5	48,8	47,2	47,0	47,5	48,3	47,8	48,6	51,1	53,5

PREVISÕES DA
PROCURA NO FINAL DO
1º QUINQUÉNIO (2022);

CENÁRIO INFERIOR



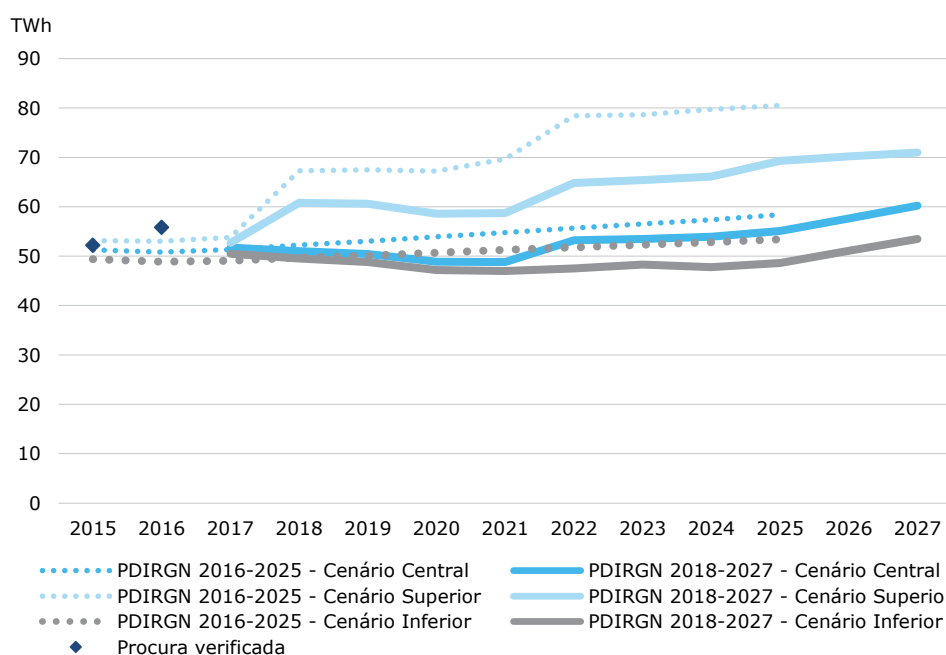
CENÁRIO CENTRAL

A taxa média de crescimento anual (TMCA)¹ da procura total de gás natural para o período 2017-2022 é de 0,6% para o cenário Central, de 4,2% para o cenário Superior, e de -1,2% para o cenário Inferior. A TMCA da procura total de gás natural para a totalidade do período 2017-2027 é de 1,5% para o cenário Central, de 3,0% para o cenário Superior, e de 0,6% para o cenário Inferior. Constata-se que os valores são inferiores ao valor de referência (de 2017, estimado) até ao ano de 2025 no cenário Inferior, e até 2021 no cenário Central, sendo essencialmente diferentes entre os cenários em função das datas assumidas para a descontinuidade das centrais a carvão de Sines e do Pego.

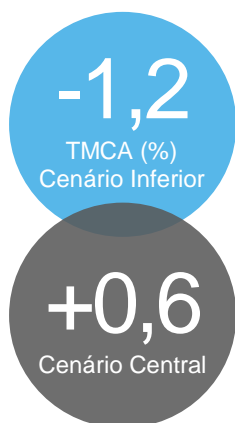
No entanto, nos dois últimos anos verificou-se que o valor real da procura foi de 52,2 TWh em 2015 e de 55,8 TWh em 2016. Se for tomado como referência a média destes dois valores, 54,0 TWh, os valores de TMCA para a totalidade do período considerado é de 1,1% para o cenário Central, de 2,8% para o cenário Superior e de -0,1% para o cenário Inferior.

No gráfico seguinte apresenta-se uma comparação entre os valores de procura estimados no PDIRGN 2016-2025 e no PDIRGN 2018-2027, assim como os valores reais da procura verificada em 2015 e 2016.

Estimativas da procura no PDIRGN 2016-2025 e no PDIRGN 2018-2027



PREVISÕES DA
PROCURA NO PDIRGN
NO FINAL DO 1º
QUINQUÊNIO (2022)



TAXAS MÉDIAS DE
CRESCIMENTO ANUAL
DO CENÁRIO INFERIOR
E CENTRAL DE
EVOLUÇÃO DA
PROCURA

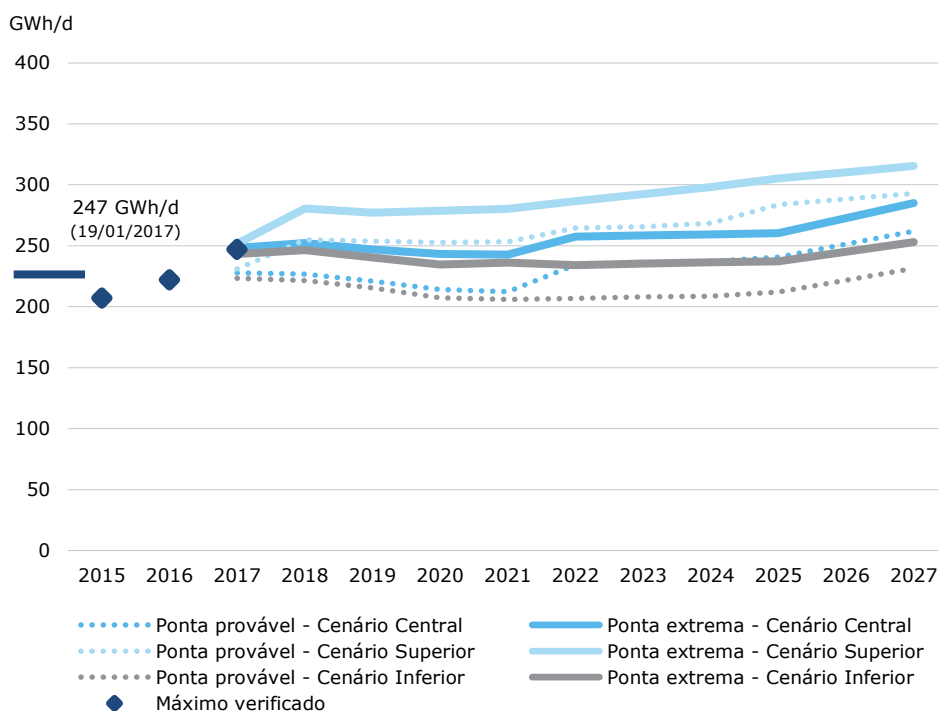
A estimativa de procura anual por si só é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás.

¹ Apesar de não fazer parte do horizonte do plano, o ano de 2017 é apresentado como referência para servir de base ao cálculo das taxas médias de crescimento anual (TMCA).

Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o cenário Central, o cenário Superior e o cenário Inferior. A figura seguinte apresenta a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2017 e 2027.

Previsão da evolução das pontas de consumo diário

ULTRAPASSADO O MÁXIMO HISTÓRICO DE PONTA DE CONSUMO



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global, que acompanhará a tendência de crescimento reduzido da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num aumento de 1,4% para os cenários de ponta provável e de ponta extrema do cenário Central, para o período 2017-2027. O cenário Superior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 2,4% e 2,3%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, fruto dos aumentos mais significativos ocorridos nos anos de 2018 e de 2022 em diante. O cenário Inferior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,4%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, para o período 2017-2027.

EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE E DE ARMAZENAMENTO

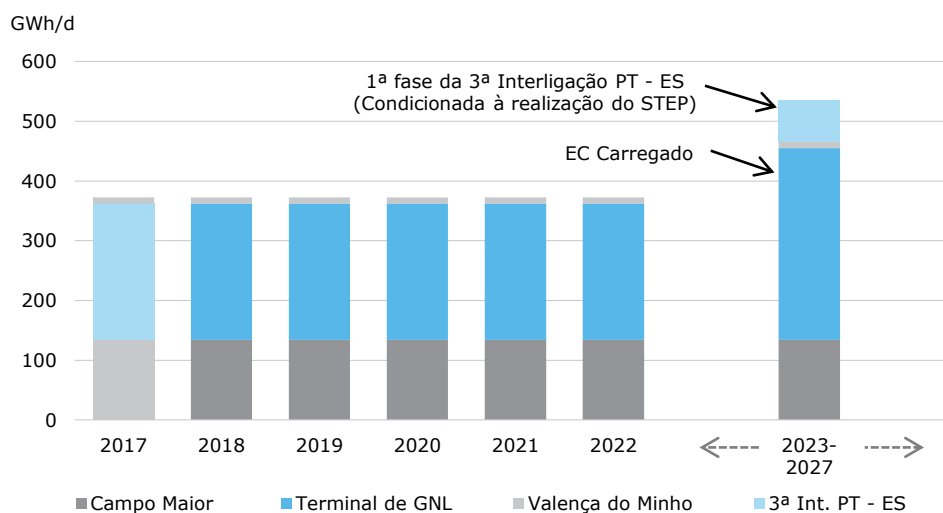
A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de GN, decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos na perspetiva da capacidade de oferta, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTGN, e na perspetiva da capacidade de armazenamento para assegurar a constituição de reservas de gás natural.

De modo a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com os pontos de interligação da RNTGN e com as infraestruturas de armazenamento de gás natural.

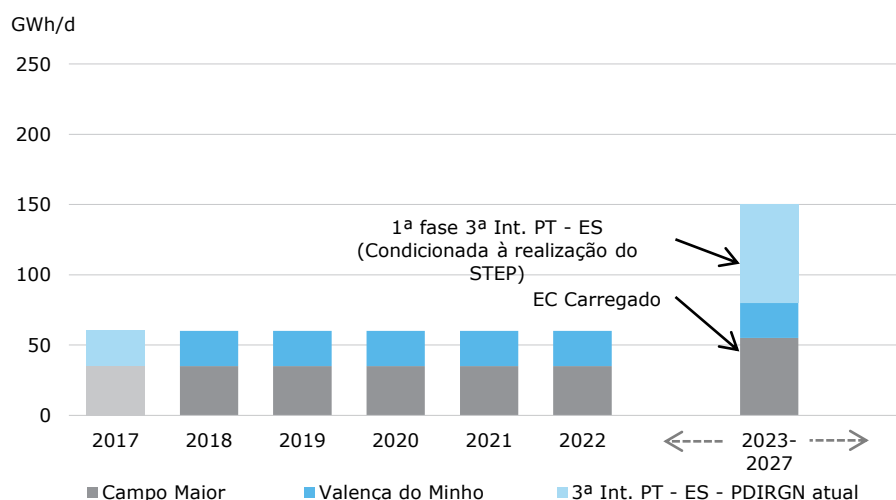
Os Projetos Base propostos no plano não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, os valores de capacidade apresentados nos gráficos seguintes manter-se-ão iguais aos valores atuais de 2017, ao longo de todo o período analisado.

Deste modo, apresenta-se apenas a evolução associada aos Projetos Complementares: a 3ª interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado. Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da capacidade de oferta de importação e de exportação nos pontos de interligação da RNTGN com a rede da Enagás, tendo por base os Projetos Complementares. Os Projetos Complementares não têm qualquer impacto na capacidade de armazenamento, e como tal não se apresenta um gráfico com a respetiva evolução.

Evolução da capacidade de importação - Projetos Complementares



Evolução da capacidade de exportação - Projetos Complementares



4. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

O PDIRGN encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, uma vez que se enquadra no setor da energia abrangido pelo referido Decreto-Lei e constitui enquadramento para a futura aprovação de projetos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), conforme o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro. De acordo com a mesma legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar.

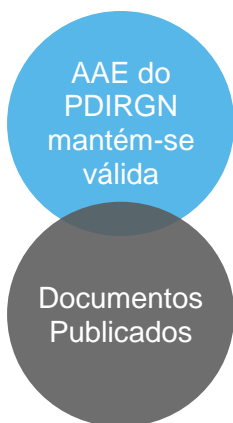
A AA foi realizada por ocasião do processo de elaboração e avaliação do PDIRGN 2014-2023, tendo-se procedido à consulta das entidades com responsabilidades ambientais específicas, relativamente ao âmbito e alcance da AA, e preparada uma primeira versão do RA nos termos do referido Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

Nos termos da legislação, a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) da proposta do PDIRGN 2014-2023 encontra-se corporizada nos seguintes documentos: Relatório Ambiental, Resumo Não Técnico e Declaração Ambiental.

Os referidos documentos encontram-se disponíveis para consulta na página da internet da REN em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientaEstrategica>

Na presente proposta de PDIRGN 2018-2027, existe uma redução significativa relativamente às ações e projetos previstos nos ciclos anteriores de 2014-2023 e 2016-2025, não se identificando diferenças estratégicas que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano, tanto mais que os únicos projetos sujeitos a aprovação em sede de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), de acordo com o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de

AVALIAÇÃO AMBIENTAL
ESTRATÉGICA (AAE)



RELATÓRIO AMBIENTAL
RESUMO NÃO-TÉCNICO

DECLARAÇÃO
AMBIENTAL

AAE DO PDIRGN 2013

outubro, se mantêm e são considerados Projetos Complementares nesta edição do PDIRGN 2018-2027: a 3ª interligação entre Portugal e Espanha e a estação de compressão do Carregado.

A 3ª interligação entre Portugal e Espanha conserva as suas características técnicas, de traçado e de estrutura de custos, havendo tão-somente uma indefinição relativamente à sua efetiva realização e à data de entrada em operação, que estará dependente da decisão de realização do projeto STEP, de acordo com as indicações do Estado Concedente. Por outro lado, o projeto da estação de compressão do Carregado foi objeto de Estudo de Enquadramento Ambiental, tendo sido publicado em Diário da República (Despacho n.º 8699/2016 - Diário da República n.º 128/2016, Série II de 2016-07-06) o Relevante Interesse Público (RIP) do projeto, enviado pela Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo (CCDR-LVT) para os Gabinetes do Secretário de Estado da Energia e da Secretária de Estado do Ordenamento do Território e da Conservação da Natureza.

Assim, considera-se que a AAE realizada sobre a proposta de PDIRGN 2014-2023, e que foi considerada válida para o PDIRGN 2016-2025, continua válida para o caso do PDIRGN 2018-2027, tanto no que se refere às estratégias desenvolvidas e análises efetuadas, assim como no que concerne às orientações e diretrizes apontadas. No Anexo 9 apresenta-se a Nota técnica justificativa da não realização da AAE ao PDIRGN 2018-2027, elaborada pela REN com a colaboração da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

5. PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTO

O Plano de Investimento da REN incorpora um grupo de Projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. A decisão de realização destes projetos depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede, incluindo os projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já assumidos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste grupo estão também incluídos os projectos de remodelação e modernização propostos e os projectos em curso que transitam de anos anteriores para o período deste plano.

Os projetos de modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional agregam um conjunto de investimentos com o objetivo de melhorar a qualidade de serviço, as necessidades de troca, publicação e disponibilização de informação, e a otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos que compõem a RNTIAT, incluindo a substituição dos equipamentos em fim de vida útil.

INVESTIMENTO E ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO DOS PROJETOS BASE

Na figura seguinte apresentam-se os montantes relativos ao investimento previsto no PDIRGN 2016-2025, às entradas em exploração médias verificadas no período de 2013 a 2017 e no período de 2015 a 2017, os valores anuais previstos na presente proposta de PDIRGN para o período de 2018 a 2022 e a respetiva média, e ainda a média dos valores previstos para o período de 2023 a 2027. Todos os valores são apresentados a Custos Diretos Externos (CDE) e em milhões de euros.

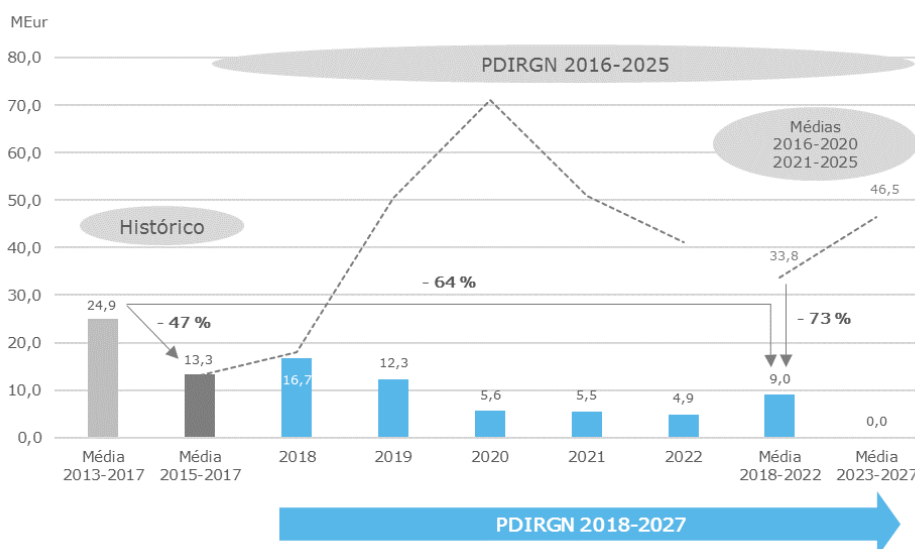
REDUÇÃO DOS
VALORES DE ENTRADAS
EM EXPLORAÇÃO DOS
PROJETOS BASE



COMPARAÇÃO ENTRE O
REAL DO PERÍODO
2013-2017 E AS
ESTIMATIVAS PARA O
PERÍODO 2018-2022

COMPARAÇÃO ENTRE O
1º QUINQUÉNIO DO
PDIRGN 2016-2025 E O
1º QUINQUÉNIO DO
PDIRGN 2018-2027

Valores de entradas em exploração dos Projetos Base



Nota: Para permitir a comparação entre quinquênios de ambos os PDIRGN, para o PDIRGN 2016-2025 são apresentados os valores médios anuais dos investimentos no período 2016-2020 (1º quinquênio do plano anterior) e no período 2021-2025 (2º quinquênio do plano anterior).

O gráfico acima permite constatar a tendência de redução dos montantes de entradas em exploração de 2013 a 2017, no valor de -47%, para o período de 2015-2017. A redução é ainda mais significativa para o primeiro quinquênio do PDIRGN 2018-2027, quando comparados com os cinco anos anteriores ao período do plano, no valor de -64%, e com os montantes propostos na anterior edição do PDIRGN, no valor de -73%. O valor de entradas em exploração reduz-se de 24,9 M€ anuais no período de 2013 a 2017, para 9,0 M€ anuais no período de 2018 a 2022. Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRGN 2018-2027 pelas concessionárias da RNTIAT.

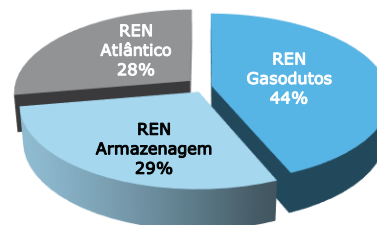
VALORES DE INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE



TOTAL E MÉDIA NO QUINQUÊNIO 2018-2022

Repartição dos investimentos do PDIRGN 2018-27

PDIRGN Período 2018 - 2022	
Concessionária da RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	19,6
REN Armazenagem	12,9
REN Atlântico	12,5
TOTAL	45,0



No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais. Para o seu apuramento, os custos diretos externos foram acrescidos de 7% na RNTGN, e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carrigo, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

Valores de entradas em exploração a custos totais

Projetos Base	Período 2018- 2022	Cronograma das entradas em exploração					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027
Custos totais - RNTIAT	49 113	18 334	13 468	6 020	6 014	5 277	-
Custos totais - REN Gasodutos	20 991	5 497	4 538	4 055	3 761	3 140	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	19 618	5 137	4 242	3 790	3 515	2 935	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 373	360	297	265	246	205	-
Custos totais - REN Armazenagem	14 302	7 287	4 712	577	921	805	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	12 885	6 565	4 245	520	830	725	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 417	722	467	57	91	80	-
Custos totais - REN Atlântico	13 820	5 550	4 218	1 388	1 332	1 332	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	12 450	5 000	3 800	1 250	1 200	1 200	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 370	550	418	138	132	132	-

Valores em milhares de Euros (€)

O valor das entradas em exploração a custos totais é de 49,1 M€, repartindo-se pelas três concessionárias da RNTIAT da forma apresentada na tabela acima.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS (IMPACTO TARIFÁRIO)

Foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base.

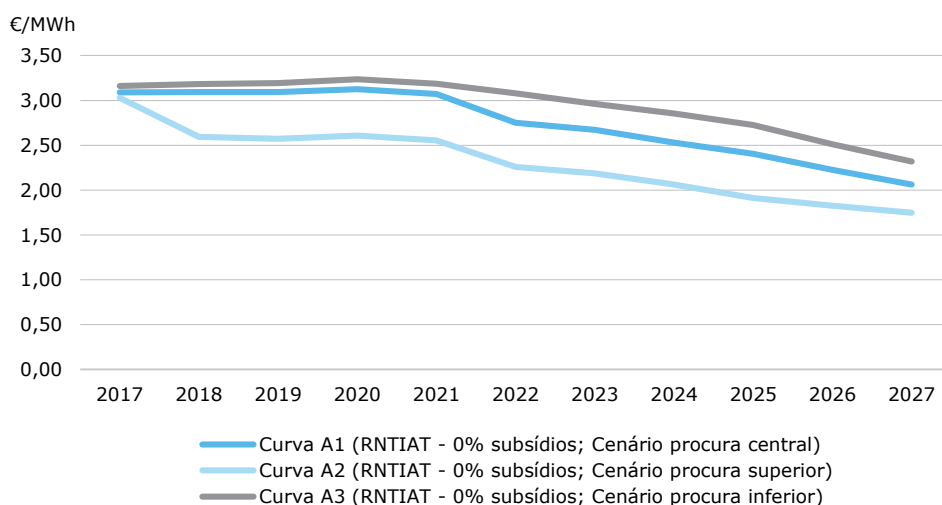
Para a realização desta análise foi necessário assumir um conjunto de pressupostos, encontrando-se descritos de seguida apenas os mais relevantes:

- Foram utilizados os valores de entradas em exploração previstas no plano a custos totais, apresentados no quadro anterior. Para o seu apuramento, os custos diretos externos foram acrescidos de 7% na RNTGN, e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros;
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 6,4%;
- Considera-se o cenário Superior, o cenário Central e o cenário Inferior tal como definidos no presente documento.

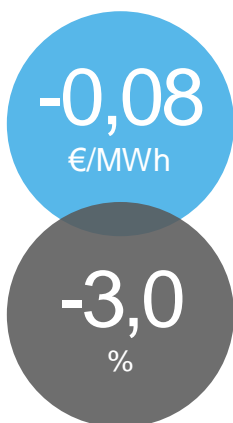
No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

Com base nos pressupostos definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, e que se encontram apresentados no gráfico seguinte.

Evolução dos proventos permitidos unitários na RNTIAT



REDUÇÃO NOS PROVENTOS PERMITIDOS UNITÁRIOS NA RNTIAT (PROJETOS BASE)



REDUÇÃO VERIFICADA NO 1º QUINQUÉNIO (2018-2022) NO CENÁRIO INFERIOR DE EVOLUÇÃO DA PROCURA

O impacto das infraestruturas associadas aos Projetos Base é muito reduzido, apresentando-se a previsão de evolução da procura como o maior fator que determina a evolução dos proventos permitidos unitários na RNTIAT. Em concreto, a desclassificação das atuais centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego justificam as variações mais significativas nas curvas A1, A2 (cenários Central e Superior) das simulações apresentadas na figura anterior. Apesar de não se considerar a desclassificação destas centrais no cenário Inferior (curvas A3), as necessidades para o Mercado elétrico também aumentam a partir do início do 2º quinquénio (2022).

O quadro seguinte apresenta a variação dos proventos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, no final do primeiro quinquénio (2022) e tomando como referência os valores calculados para o ano de 2017.

Variação dos proventos permitidos unitários na RNTIAT

Simulações	Concessionária	Categoria de projetos		Cenários de Procura (Variação no 1º quinquénio)		
		Projetos Base	Projetos Complementares	Central	Superior	Inferior
A	RNTIAT	X		-0,34	-0,77	-0,08
				-11%	-26%	-3%

[€/MWh]

ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, os atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício que se efetua a estes projetos são diferentes dos atributos utilizados na análise multicritério / custo-benefício

que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento. Esta última análise foi efetuada para os Projetos Complementares e são apresentadas as suas principais conclusões no ponto 6 deste Sumário Executivo.

Exceto o projeto de otimização da estação de gás do AS do Carricho, que é um projeto que se encontra em curso e que teve o parecer favorável da ERSE nas edições anteriores do PDIRGN de 2013 e 2015, os restantes projetos fazem parte do grupo de projetos de modernização, melhoria de qualidade de serviço e eficiência operacional que compõem a RNTIAT.

Estes projetos estão agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de análise próprias:

1. Melhoria operacional

São os projetos cuja implementação traz vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança, ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

2. Adequação regulamentar

Projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulação do sector.

3. Gestão de ativos em fim de vida útil

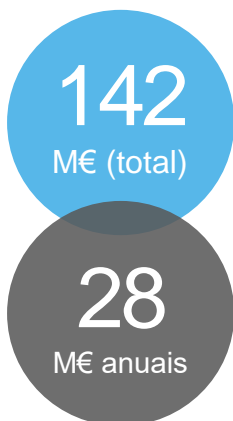
Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infra-estruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição.

6. PROJETOS COMPLEMENTARES

Os Projetos Complementares decorrem de novas necessidades com origem externa à REN, e não representam compromissos assumidos com os ORD. A realização destes projetos está condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos. Por essa razão, não integram o conjunto de projetos da exclusiva responsabilidade da REN.

Assim, os projetos **da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e da estação de compressão do Carregado** (este último funciona como complementar e potenciador em relação ao primeiro) **serão analisados de modo individualizado e considerados à parte, não constituindo uma proposta desta edição do PDIRGN.** De notar que, de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente, se considera que a sua eventual realização está dependente da viabilização do projeto STEP (primeira fase do projeto Midcat) e da concessão de subsídios à construção a fundo perdido. **Após a tomada de decisão, serão necessários cerca de 4 anos, desde o licenciamento, até ao respetivo comissionamento.**

VALORES DE ENTRADAS
EM EXPLORAÇÃO DOS
PROJETOS
COMPLEMENTARES,
CASO VENHAM A SER
REALIZADOS



TOTAL E MÉDIA NO
QUINQUÊNIO 2023-2027

Os Projetos Complementares apresentam-se como uma opção de desenvolvimento da RNTIAT, preparada de acordo com critérios de planeamento uniformizados e de acordo com 'Indutores' concretos de alto nível. As potenciais necessidades/interesses externos estão no presente documento agrupadas em *clusters*, numa lógica de objetivos semelhantes ou complementares, de acordo com os Indutores referidos.

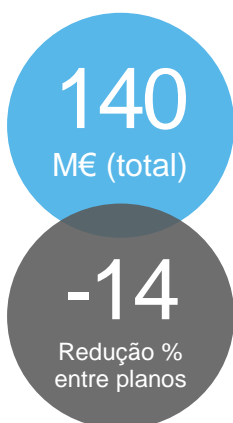
Salienta-se que dada a dimensão sistémica de alguns projetos, um mesmo projeto pode contribuir para dar resposta a mais que um Indutor. É o que acontece com dois dos projetos do conjunto apresentado. No Quadro seguinte ilustram-se os projetos que fazem parte deste subconjunto, bem assim como a sua relação com os indutores considerados, evidenciando ainda a interdependência que existe também entre projetos.

Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT – resumo

Designação do projeto	Transf. p/ exploração a CDE [M€]	Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT				
		Integração de mercados e interoperabilidade	Concorrência	Novos polos de consumo	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
3ª interligação PT-ES	115,2	X	X		X	X
EC do Carregado	24,9	X	X		X	
Novos pontos de entrega	1,8			X		

Os projetos condicionados à realização do STEP (1ª fase do projeto MIDCAT) apresentam um total de entradas em exploração a CDE de 140,1 M€ no horizonte do plano, correspondentes a entradas em exploração de 115,2 M€ para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES e a 24,9 M€ para a EC do Carregado. O valor médio anual para as fases de aquisição de materiais e construção (3 anos) destes dois projetos é de 46,7 M€. No caso de haver uma comparticipação de 50% da União Europeia para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, o valor do investimento decresce para 82,5 M€, com um valor médio anual de 28,0 M€ (3 anos).

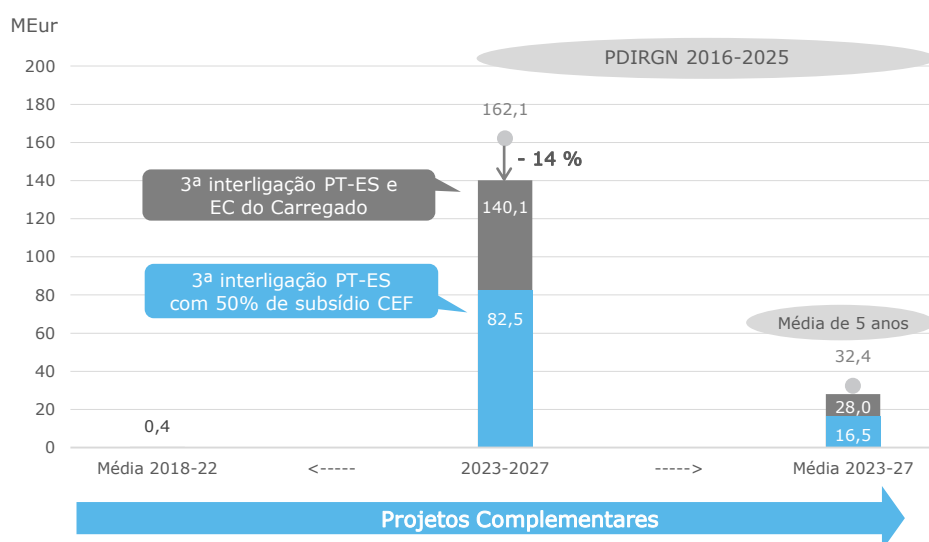
VALORES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES COM REALIZAÇÃO DEPENDENTE DA DECISÃO DE CONSTRUÇÃO DO STFP



COMPARAÇÃO ENTRE O PDIRGN 2016-2025 E O PDIRGN 2018-2027 CONSIDERANDO OS MESMOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Na figura seguinte apresentam-se os montantes relativos às entradas em exploração médias verificadas no período de 2018 a 2022, ao total das entradas em exploração verificadas no período de 2023 a 2027, e à respetiva média anual. Todos os valores são apresentados a CDE e em milhões de euros.

Valores de entradas em exploração dos Projetos Complementares



A redução de 14% no valor de investimento verificada no período de 2023-2027, quando comparada com o valor de investimento nos mesmos projetos na edição do PDIRGN 2016-2025, resulta da revisão em baixa do montante orçamentado para o projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha. Esta reavaliação procurou refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira, e tomou em consideração os valores das adjudicações e da realização final dos últimos gasodutos colocados em operação, o gasoduto Sines-Setúbal, o ramal da Leirosa e o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, assim como um conjunto de outros projetos de menor dimensão que foram realizados no passado recente.

No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

Valores de entradas em exploração a custos totais dos Projetos Complementares

Projetos Complementares	Parcelares		
	Total do Projeto	Período 2018 - 2022	PDIRGN 2018 - 2027
Custos totais - RNTIAT	151 874	1 926	150 725
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9 936	126	9 860
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	141 939	1 800	140 865
Pontos de entrega	1 800	1 800	1 800
3ª interligação PT-ES (1ª fase)	115 201	-	115 037
EC do Carregado	24 938	-	24 028

Valores em milhares de Euros (€)

Projetos Complementares	Cronograma das entradas em exploração						
	2018	2020	2022	N	-	-	2027
Custos totais - RNTIAT	642	- 642	- 642	- 148 799	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	42	- 42	- 42	- 9 734	-	-	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	600	- 600	- 600	- 139 065	-	-	-
Pontos de entrega	600	- 600	- 600	-	-	-	-
3ª Interligação PT-ES (1ª fase)	-	-	-	- 115 037	-	-	-
EC do Carregado	-	-	-	- 24 028	-	-	-

Valores em milhares de Euros (€)

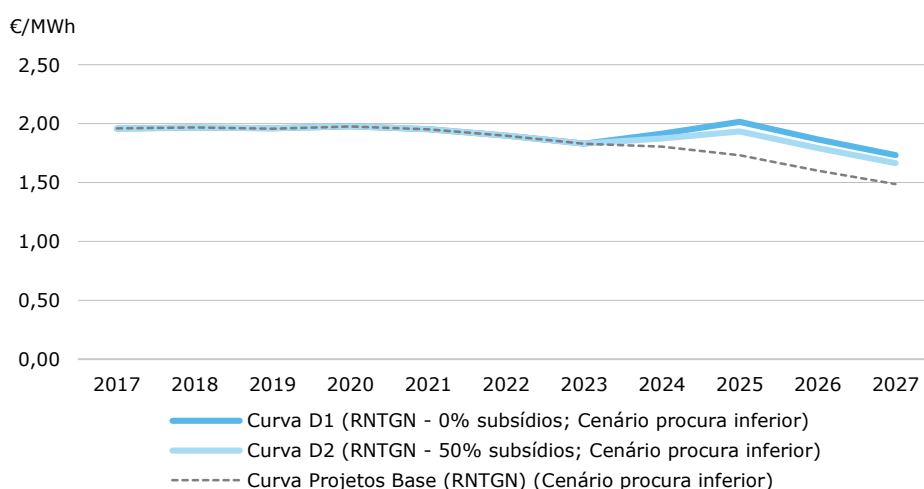
EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS (IMPACTO TARIFÁRIO)

Foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Complementares.

Para a realização desta análise foi assumido o mesmo conjunto de pressupostos mais relevantes que foi utilizado na análise dos Projetos Base, e os montantes de entradas em exploração apresentados na tabela anterior.

Por uma questão de simplicidade e porque a REN optou por considerar para referência nas suas análises o cenário Inferior de evolução da procura, apresenta-se no SE apenas a figura correspondente à evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN neste cenário, considerando o impacto dos projetos complementares, para os casos de atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF de 50% ao projeto da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, bem como sem qualquer apoio comunitário. O gráfico em baixo apresenta também a curva associada aos proveitos permitidos unitários dos Projetos Base, para permitir avaliar o impacto adicional dos Projetos Complementares.

Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTGN no cenário Inferior



Também por simplificação e apenas para efeitos de cálculo e apresentação, nesta simulação os projetos da 3ª interligação PT-ES e da EC do Carregado entram em exploração no final de 2024, repartindo-se o seu impacto pelos anos de 2024 e 2025 (o valor do ativo líquido em cada ano é determinado pelo valor médio entre o início e o fim do ano).

O impacto dos Projetos Complementares é muito reduzido, verificando-se uma recuperação do proveito permitido unitário do ano de 2023 apenas três anos depois, sensivelmente no ano de 2026.

Os quadros seguintes apresentam a variação dos proveitos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura Central, Superior e Inferior, em valor unitário (€/MWh) e em valor percentual (%), para as seguintes situações:

- Para os Projetos Base, apresenta-se a variação verificada no segundo quinquénio (de 2023 para 2027);
- As colunas relativas às hipóteses de atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF, apresentam a variação incremental dos Projetos Complementares no ano de 2025 (valor máximo do incremento verificado).

VARIAÇÃO NOS
PROVEITOS
PERMITIDOS UNITÁRIOS
NA RNTGN (%)
(PROJETOS
COMPLEMENTARES)



SIMULAÇÃO D

REDUÇÃO VERIFICADA
NO 2º QUINQUÉNIO
(2023-2027) NO CENÁRIO
INFERIOR DE
EVOLUÇÃO DA
PROCURA

ACRÉSCIMO (%) FACE
AOS PROJETOS BASE
EM (2025)

Variação dos proveitos permitidos unitários (€/MWh) na RNTGN

Simulações	Variação no 2º Quinquénio	Cenários de Procura			Subsídios do programa CEF (Acréscimo face aos projetos base)	
		Central	Superior	Inferior	0%	50%
B	-0,37	X			+0,25	+0,18
C	-0,27		X		+0,20	+0,14
D	-0,41			X	+0,28	+0,20

Variação dos proveitos permitidos unitários (%) na RNTGN

Simulações	Variação no 2º Quinquénio	Cenários de Procura			Subsídios do programa CEF (Acréscimo face aos projetos base)	
		Central	Superior	Inferior	0%	50%
B	-22%	X			+16%	+12%
C	-20%		X		+16%	+12%
D	-22%			X	+16%	+12%

Em qualquer dos três cenários de evolução da procura verifica-se que o impacto dos Projetos Complementares, com ou sem subsídios a fundo perdido do programa CEF, é sempre baixo e inferior à redução tarifária que se verificará até ao final do segundo quinquénio.

De acordo com o Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2016-2025, é apresentado um impacto tarifário em 2019 para os vários cenários alternativos de financiamento da terceira interligação relativamente ao cenário minimalista sem a 3ª interligação PT-ES e sem a estação de compressão do Carregado, entre 0,6% e 1,0% para venda de gás natural a Clientes Finais, dependendo da percentagem de comparticipação do programa CEF para a 3ª interligação PT-ES (ver quadro 1.1 do respetivo Parecer). No caso de uma comparticipação do programa CEF para a 3ª interligação PT-ES de 50% os valores oscilam entre 0,2% e 0,9%, sendo este último valor o respeitante aos clientes em alta pressão. Sem qualquer comparticipação do programa CEF para a 3ª interligação PT-ES, os valores sobem ligeiramente, variando entre 0,3% e 1,5%. Mesmo neste cenário, a ponderação do impacto pela totalidade dos Clientes Finais do SNGN atinge apenas o valor de 1,0% para venda de gás natural.

ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

Os Projetos Complementares apresentados no Plano resultam da aplicação dos indutores de desenvolvimento considerados e da avaliação do resultado dos respetivos atributos, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

Os incentivos à liberalização do mercado e o conseqüente aumento das trocas comerciais em Portugal, na Península Ibérica e na Europa têm como objetivo o aumento da segurança do abastecimento e da concorrência no sector do gás natural. A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa e o aumento da flexibilidade dos sistemas assumem um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

A organização dos indutores quantitativos de avaliação dos projetos, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

A **integração do mercado e interoperabilidade** devem ser avaliadas pela integração dos mercados de Portugal e Espanha, pela convergência de preços, pela flexibilidade do sistema e pelo grau de reversibilidade das interligações entre os dois países (fluxo bidirecional).

O **aumento da concorrência** deve ser medida com base na dependência dos fornecedores, na diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento.

A **segurança do abastecimento** de gás deve ser avaliada pela flexibilidade do sistema para fazer face a situações de perturbação do aprovisionamento, pela dependência dos fornecedores, pela diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento, bem como pelo cumprimento da norma relativa às infraestruturas (critério N-1), nos termos do n.º 1 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é igualmente um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNGN, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas na norma do aprovisionamento, artigo 8.º do Regulamento (UE) n.º 994/2010.

A **sustentabilidade** deve ser medida pela contribuição para a redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER).

A análise da evolução dos atributos **reserva de capacidade e capacidade bidirecional** permitiu identificar o importante contributo da EC do Carregado e da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES para a integração dos mercados de Portugal e Espanha, que é fundamental para a criação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS), assim como para o aumento da segurança do abastecimento na Península Ibérica.

As infraestruturas referidas no parágrafo anterior, que são o contributo das infraestruturas do lado português para a criação do MIBGAS, permitem antecipar a evolução dos **índices de Herfindahl Hirschman da capacidade e do aprovisionamento** na Península Ibérica e o seu contributo e importância para a integração do mercado ibérico de gás natural e para o aumento da concorrência e da segurança do abastecimento. A diversificação das rotas de transporte e a diversificação do aprovisionamento permitirão, no futuro, reduzir a dependência dos atuais fornecedores de GN e GNL de Portugal e Espanha, promovendo a concorrência no aprovisionamento e a segurança do abastecimento.

Ficou igualmente demonstrada a importância da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES para o cumprimento do atributo "**critério N-1**" e, por conseguinte, para o aumento da segurança do abastecimento no SNGN. Nesta edição do PDIRGN avaliou-se o cumprimento deste atributo para duas situações de utilização do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 128,6 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas Superior a 60% da capacidade de armazenagem) e para uma situação de capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem). Se por um lado o "critério N-1" é cumprido até quase ao final do período de análise, para os cenários Central e Inferior de evolução da procura, e no caso de se encontrar disponível a capacidade máxima de extração de 128,6 GWh/dia no AS do Carriço, por outro, foram identificados déficits significativos em todos os cenários de evolução da procura de gás para a situação em que apenas se disponha da capacidade de extração de 71,0

GWh/dia. Nesta situação, a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES permitirá garantir o cumprimento deste critério.

Do ponto de vista da **sustentabilidade ambiental**, o reduzido valor dos investimentos dos Projetos Complementares, quando comparados com a valorização do custo ambiental anual, permite concluir sobre a “bondade” e o interesse económico da componente ambiental, para a qual o desenvolvimento do setor do gás natural em Portugal, em contraposição com a manutenção da produção térmica a partir do carvão, é fundamental. Acresce ainda o custo ambiental significativo, no valor de 5,9 Mton de emissões anuais médias de CO₂ no período 2018-2025, decorrente da continuação em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego (por comparação entre os cenários Inferior e Superior). A valorização económica deste custo ambiental é, em média, de 127 M€ anuais, e que não é evitado, por comparação com a aposta no desenvolvimento do setor do gás natural como instrumento de descarbonização da economia e de substituição do backup térmico necessário à produção a partir de fontes de energia renovável. Neste âmbito é de realçar também as vantagens técnicas e logísticas da produção térmica a gás natural (nomeadamente dos grupos de ciclo combinado) quando comparadas com a produção a partir de centrais a carvão.

PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PIC) E ACESSO AO CONNECTING EUROPE FACILITY (CEF)

Atentando à natureza dos investimentos no sector do gás (e também da eletricidade), nomeadamente em termos do seu contributo para o reforço da segurança do aprovisionamento e aumento da competitividade do sector energético nacional e europeu, existe um assinalável potencial em termos da sua qualificação para a obtenção de financiamento e apoios concedidos por entidades comunitárias, com destaque para os seguintes casos:

1. Financiamentos Banco Europeu de Investimento (BEI)

O BEI tem sido um importante financiador dos investimentos na RNTIAT. Estes financiamentos permitem a obtenção de empréstimos a longo prazo com custos competitivos, pelo que o BEI permanece como uma fonte de financiamento preferencial para os projetos do sector do gás natural.

2. Regulamento N.º 1316/2013 (CEF – Connecting Europe Facility)

O Regulamento (CEF – Connecting Europe Facility), prevê a concessão de subsídios para a realização de estudos e para a construção de projetos classificados de interesse comum (PIC) ao abrigo do regulamento europeu para as infraestruturas, Regulamento N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril. A 3ª interligação PT-ES faz parte da 2ª lista de PIC da União, cuja publicação se materializou no Regulamento Delegado (UE) N.º 89/2016 da Comissão, de 18 de novembro de 2015. A REN voltou a

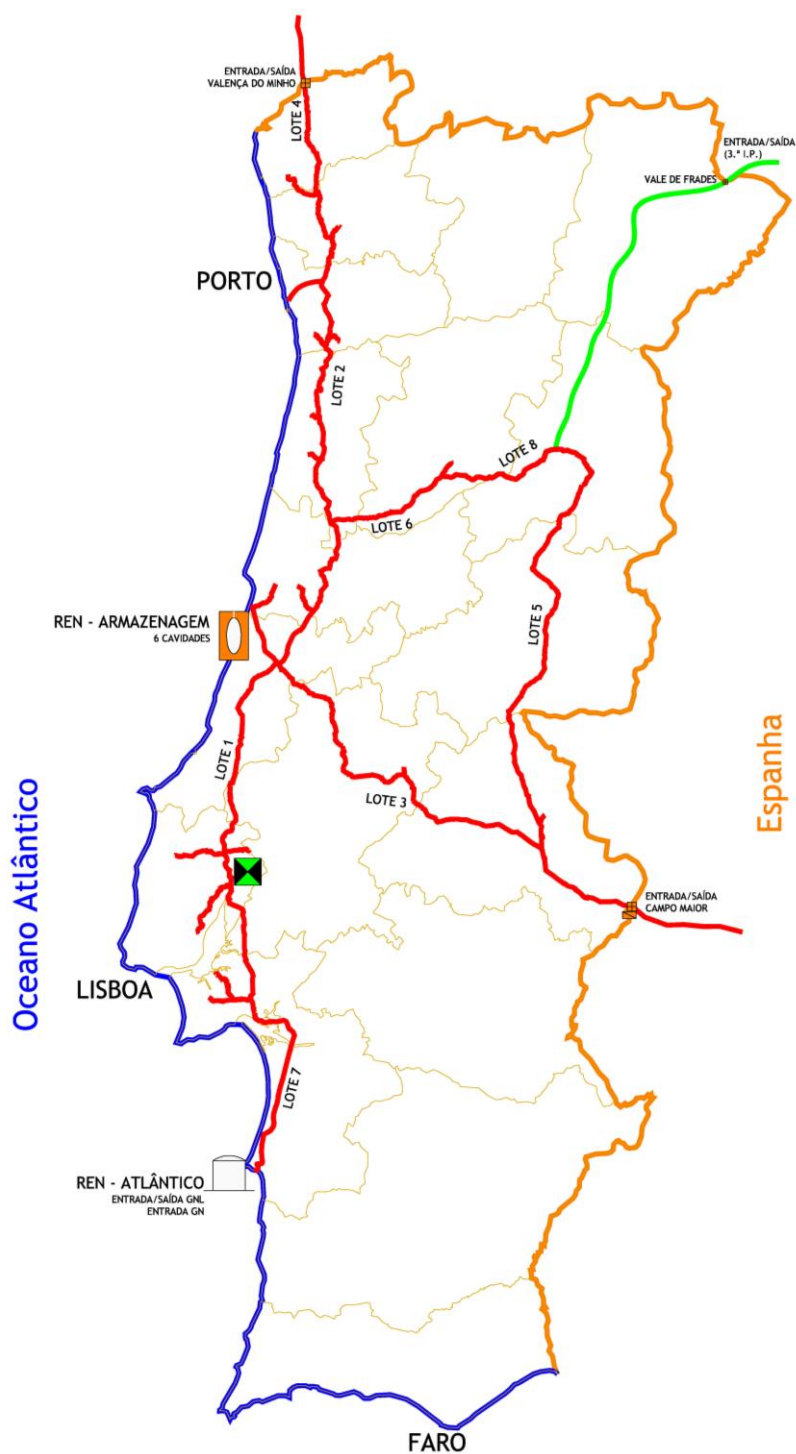
candidatar este projeto à 3ª lista de PIC da União, que se encontra em fase de avaliação.

De notar que em 2015 a REN Gasodutos obteve fundos comunitários CEF para o desenvolvimento dos estudos de engenharia e de impacto ambiental da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, mantendo, portanto, a perspetiva de eventual obtenção de fundos comunitários para o desenvolvimento das fases de aquisição de materiais, construção e comissionamento (Grants for works).

3. Project Bonds

As project bonds poderão vir a constituir uma opção de financiamento para os investimentos estruturantes do sector do gás natural, a avaliar no futuro próximo no contexto da sua aplicação a projetos de infraestruturas que requerem apoio externo para a sua implementação. Com a entrada em vigor do programa CEF foi destinada uma verba de € 5 850 075 000 até 2020 para os projetos na área da energia. Deste montante, 25% encontra-se destinado à área do gás natural.

Mapa da RNTIAT com os Projetos Complementares



ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	I
ÍNDICE	1
SIGLAS E ABREVIATURAS	3
1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO	5
1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT) NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)	6
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR	7
1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU	10
1.3.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE	10
1.3.2. PROJETOS DE INTERESSE COMUM	12
1.3.3. SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	14
1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO	15
1.5. PRINCIPAIS ALTERAÇÕES DO PDIRGN 2018-2027 FACE AO PDIRGN 2016-2025	17
1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA	20
1.6.1. ENQUADRAMENTO	20
1.6.2. PRINCIPAIS CONCLUSÕES DA AAE DA PROPOSTA DO PDIRGN 2013 / ANÁLISE DIFERENCIAL PARA A PROPOSTA DO PDIRGN 2018-2027	21
1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN E O PDIRD	23
2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL²⁵	
2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNGN	28
2.1.1. REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	28
2.1.2. TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES	31
2.1.3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	32
2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA	34
2.2.1. PROCURA ANUAL	34
2.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	38
2.2.3. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	41
2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA	42
2.3.1. EVOLUÇÃO DO ABASTECIMENTO	43
2.3.2. CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTGN	45
2.3.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NA RNTIAT	47
2.3.4. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	49
2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO	55
2.4.1. CONTINUIDADE DO SERVIÇO	55
2.4.2. CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL	57
2.4.3. AÇÕES DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	58
2.5. INVESTIMENTO REALIZADO	60
3. PRESSUPOSTOS	63
3.1. APRESENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES)	65
3.1.1. PROJETOS BASE	65
3.1.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	65
3.2. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	67
3.2.1. PROCURA ANUAL	68
3.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	72
3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	77
3.3.1. PROJETOS BASE	77
3.3.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	78
3.4. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	82
3.4.1. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO COM IMPACTO SISTÊMICO	83
3.4.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DOS ATIVOS	85
4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO	89

4.1. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	90
4.1.1. INVESTIMENTO TOTAL ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	90
4.1.2. INVESTIMENTO EM CURSO ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	93
4.2. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO	95
4.2.1. AGREGAÇÃO DE PROJETOS	95
4.2.2. INVESTIMENTO DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DURANTE O PERÍODO 2018-2022	97
4.3. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	100
4.3.1. MELHORIA OPERACIONAL	100
4.3.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR	101
4.3.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS	103
4.4. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	105
4.4.1. MELHORIA OPERACIONAL	105
4.4.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR	105
4.4.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS	106
4.5. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	109
4.5.1. MELHORIA OPERACIONAL PARA O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	109
4.5.2. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR PARA O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	110
4.5.3. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	111
4.6. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO	114
5. PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRGN	117
5.1. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	118
5.2. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	123
5.3. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO	125
6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRGN	129
6.1. IMPACTO TARIFÁRIO	130
6.1.1. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE	131
6.1.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	132
6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	136
6.2.1. PROJETOS BASE (REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)	136
CAPACIDADE BIDIRECIONAL	148
ÍNDICE DE HERFINDAHL HIRSCHMAN DA CAPACIDADE	149
ÍNDICE DE HERFINDAHL HIRSCHMAN DO APROVISIONAMENTO	152
DEPENDÊNCIA DOS FORNECEDORES DE GN	154
CRITÉRIO N-1	154
CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO	159
6.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	169
ANEXO 1 - CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS GERAIS DO RMSA-GN 2016	
ANEXO 2 - METODOLOGIA DE PREVISÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO PERÍODO 2017-2030	
ANEXO 3 - METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	
ANEXO 4 - GASODUTO CELORICO DA BEIRA – VALE DE FRADES	
ANEXO 5 - PFD DA RNTGN – DIAGRAMA GERAL DE PROCESSO	
ANEXO 6 - PFD DO TGNL DE SINES– DIAGRAMA GERAL DE PROCESSO	
ANEXO 7 - PFD DO AS CARRIÇO – DIAGRAMA GERAL DE PROCESSO	
ANEXO 8 - FICHAS DE CONSULTA DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO	
ANEXO 9 - NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO REALIZAÇÃO DE AAE DO PDIRGN 2018-2027	
ANEXO 10 - PARECERES DE ENTIDADES EXTERNAS RELATIVAS À PROPOSTA DE PDIRGN	

SIGLAS E ABREVIATURAS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BEI	Banco Europeu de Investimento
BV	Estação de seccionamento (Block Valve)
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCC	Grupo de Turbina a Gás Natural em Ciclo Combinado (Combined Cycle Gas Turbine)
CCCGN	Central de Ciclo Combinado a Gás Natural
CCDR-LVT	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
CDE	Custos diretos externos
CEF	Connecting Europe Facility
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CTS	Interligação (Custody Transfer Station)
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
GTG	Gestor Técnico Global do SNGN
EC	Estação de Compressão
EEA	Estudo de Enquadramento Ambiental
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fonte de Energia Renovável
GCG	<i>Gas Coordination Group</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (Gas Regulating and Metering Station)
ICJCT	Estação de derivação em T simples (Branch Station)
JCT	Estação de derivação (Junction Station)
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
MIDCAT	Nova interligação Espanha-França
M m ³ (n)	Milhão de metro cubico normalizado
OPEX	Operational Expenditure
PCI	Project of Common Interest
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PIB	Produto Interno Bruto
PIC	Projetos de Interesse Comun
PRO	Produção de eletricidade em regime ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais, SA
RIP	Relevante Interesse Público
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Eletricidade
RMSA-GN	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
SEOTCN	Secretaria de Estado do Ordenamento do Território e Conservação da Natureza
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural

STEP	Primeira fase da nova interligação Espanha-França
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito
TMCA	Taxa Média de Crescimento Anual
TU	Taxa de Utilização
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UCP	Universidade Católica Portuguesa
UE	União Europeia
VAB	Valor Acrescentado Bruto
VIP	Virtual Interconnection Point



1

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT) NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

A rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás natural (GN) por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito (GNL).

A rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás natural pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás natural, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carricho para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

O terminal de gás natural liquefeito (TGNL) de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

Nas instalações do armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho, concelho de Pombal, o gás natural é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte.

A rede nacional de distribuição de gás natural (RNDGN) é constituída pelo conjunto das redes de distribuição da EDP Gás distribuição, Duriensegás, Sonorgás, Beiragás, Lusitaniagás, Tagusgás, Lisboagás GDL, Setgás, Dianagás, Medigás e Paxgás, tendo por objetivo transportar até aos clientes finais, em média e baixa pressão, o gás natural recebido da rede de alta pressão. Alternativamente, o gás natural pode ser recebido das unidades autónomas de gaseificação (UAG) após vaporização do GNL contido nos reservatórios criogénicos dessas unidades.

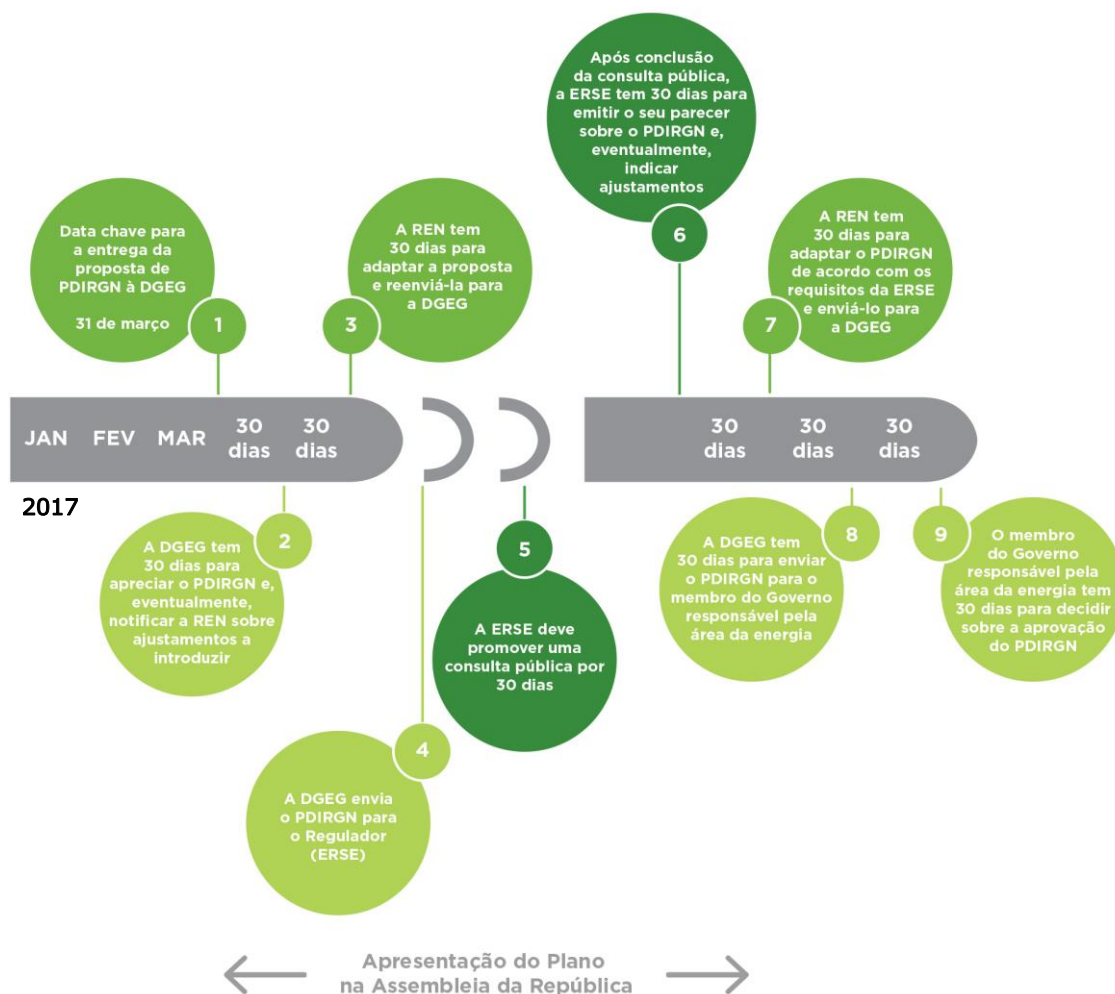
Nas UAG, o GNL recebido dos camiões cisterna é armazenado e posteriormente gaseificado para as redes de distribuição ou para consumidores finais de gás natural.

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

Dando cumprimento ao disposto no Artigo 12.º 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 REN Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, a elaboração nos anos ímpares de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN). De acordo com o Artigo 12.º-A Procedimento de elaboração do PDIRGN, e o Artigo 75.º Apresentação do PDIRGN e PDIRD, a proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à DGEG até ao final do 1.º trimestre. Após consulta pública promovida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGEG, que a enviará para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

FIGURA 1-1

Procedimento de elaboração do PDIRGN



O Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIRGN) encontra-se enquadrado por legislação e regulamentação a nível nacional e comunitário, identificando-se neste ponto do relatório a legislação relevante que o suporta.

LEGISLAÇÃO NACIONAL

- O Decreto de Lei n.º 30/2006 revisto e republicado pelo Decreto de Lei n.º 230/2012 de 26 de outubro, designadamente no Artigo 26º Planeamento da RNTIAT;
- O Decreto-Lei nº. 140/2006, revisto e republicado pelo Decreto de Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, designadamente no Artigo 12º Planeamento da RNTIAT, no Artigo 15º Obrigações do operador da RNTGN, no Capítulo XI Segurança do abastecimento e no Anexo I, Capítulo I, Base I - Objeto da Concessão e Capítulo IV, Base XVII – Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas;
- A Portaria n.º 297/2011 de 16 de novembro, designadamente no Artigo 1.º Reservas de segurança;
- O Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural, designadamente no Artigo 34º Atividade de Transporte de gás natural e no Artigo 96º Obrigação de ligação dos operadores das redes de transporte e de distribuição;
- O Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Sector do Gás Natural, designadamente no Artigo 27º Projetos de investimento e relatórios de execução do orçamento e no Artigo 28º Realização de investimentos nas infraestruturas;
- Regulamento do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), Portaria n.º 137/2011, de 5 de Abril;
- O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, Portaria n.º 142/2011, de 6 de Abril;
- Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural em formações salinas naturais, Portaria n.º 181/2012, de 8 de junho;
- Aditamento à Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho.

LEGISLAÇÃO EUROPEIA

- O Regulamento (UE) nº 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro, designadamente no Artigo 3º Responsabilidade pela segurança do aprovisionamento de gás, Artigo 6º Normas relativas às infraestruturas, Artigo 7º Procedimento para instaurar a capacidade bidirecional ou para solicitar isenção, Artigo 8º Normas relativas ao aprovisionamento, Artigo 9º Avaliação de riscos, Artigo 11º Respostas de emergência a nível da União e a nível regional, e os Anexos I, II, III e IV do Regulamento;

- O Regulamento (UE) nº 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho, designadamente no Artigo 4º Rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás, Artigo 12º Cooperação regional dos operadores das redes de transporte; Artigo 18º Requisitos de transparência aplicáveis aos operadores das redes de transporte e Artigo 19º Requisitos de transparência aplicáveis às instalações de armazenamento e de GNL;
- O Regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (UE) n.º 713/2009, (UE) n.º 714/2009 e (UE) n.º 715/2009;
- O Regulamento (UE) nº 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro cria o mecanismo Interligar a Europa (CEF - *Connecting Europe Facility*), apoiando a execução dos projetos de interesse comum que visam desenvolver e construir novas infraestruturas;
- O Regulamento (UE) nº 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro veio alterar o Regulamento (UE) nº 347/2013, disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 1ª lista de projetos PCI (*Projects of Common Interest*);
- O Regulamento (UE) nº 2016/89 da Comissão de 18 de novembro, que altera o Regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, e republica a segunda lista de projetos PCI (*Projects of Common Interest*).

1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU

1.3.1. Coordenação europeia da expansão da rede

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 715/2009, de 13 de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de gás natural a nível europeu, passou a ser assegurada pela "European Network of Transmission System Operators for Gas"² (ENTSO-G), da qual a REN é associada. Do ponto de vista operacional e organizativo, o grupo do investimento, "Investment Working Group" (INV-WG), tem a responsabilidade dos temas de planeamento e desenvolvimento das redes da ENTSO-G. Para além das atividades comuns a nível europeu, a ENTSO-G encontra-se dividida em seis grupos regionais, permitindo que as especificidades de cada região possam ser abordadas em maior detalhe.

Ainda de acordo com o mesmo regulamento, a ENTSO-G é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de gás natural à escala Europeia "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP). A versão mais recente deste plano foi publicada no dia 28 de abril de 2017, o "TYNDP 2017"³, pela ENTSO-G e colocada em consulta pública por um período de seis semanas. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de "Cost Benefit Analysis" dos projetos nele contidos, foram sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais stakeholders, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias relativamente a anteriores edições do TYNDP.

O plano de desenvolvimento europeu deve incluir a modelização da rede integrada, a elaboração de cenários, uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia e uma avaliação da resiliência do sistema. A elaboração deste plano tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor do gás natural cumprir com os princípios como a segurança de abastecimento, a competitividade, a sustentabilidade e a integração do mercado de gás.

Os operadores de rede nacionais, juntamente com os operadores das redes interligadas em cada grupo regional, realizam os estudos técnicos necessários à identificação das necessidades de infraestruturas em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, propondo os projetos a inscrever no TYNDP. A exigência de promover a cooperação regional está consagrada na Diretiva (UE) 2009/73 da Comissão Europeia e mais detalhada pelo Regulamento (UE) n.º 715/2009, que exige que os ORTs europeus publiquem planos de investimento regionais de gás, "Gas Regional Investment Plan" (GRIP) numa base bienal. Com base na análise das interligações e no funcionamento das redes de transporte, bem como nas necessidades de desenvolvimento das infraestruturas, os planos regionais encontram-se agrupados em seis regiões:

² Designada na legislação portuguesa por "Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte".

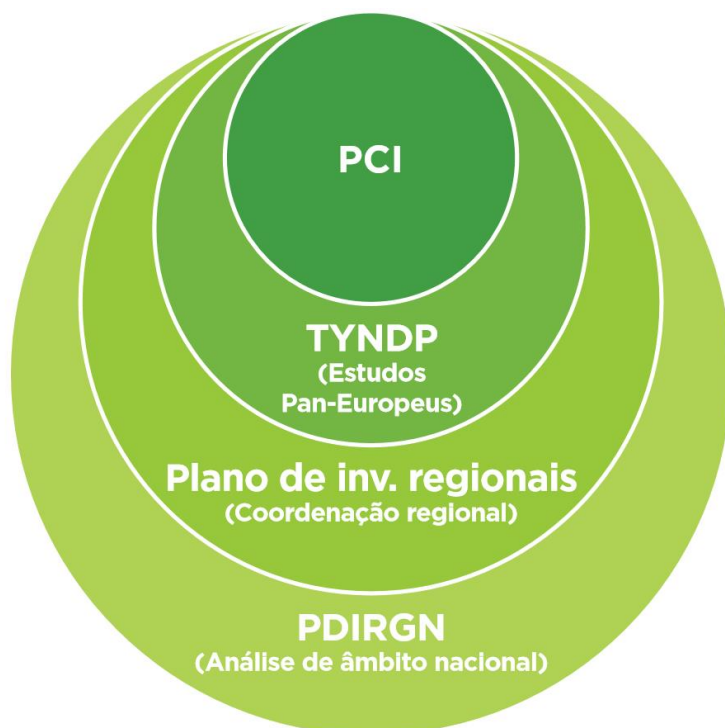
³ <http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>.

- GRIP North-West
- GRIP South
- GRIP CEE
- GRIP BEMIP
- GRIP Corredor Sul
- GRIP Corredor Sul-Norte

A REN contribui para a elaboração do GRIP South, juntamente com os outros operadores de Espanha (Enagas e Reganosa) e de França (GRTgaz e TIGF). O último GRIP publicado refere-se ao período de 2013-2022 e está disponível na página da ENTSO-G⁴. No ano de 2017 irá ser publicado o GRIP 2017, cujos conceitos, metodologias e cenários utilizados baseiam-se no TYNDP 2017.

FIGURA 1-2

O PDIRGN no contexto europeu



A informação contemplada no TYNDP baseia-se em informação dos planos nacionais e dos planos regionais, e é um elemento chave para o processo de seleção dos Projetos de Interesse Comum (PIC).

ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN 2018-2027 E O TYNDP 2017

O TYNDP 2017 identifica as principais necessidades de expansão da rede europeia num horizonte de longo prazo, com base em diferentes cenários de evolução da procura e da oferta existentes à

⁴ <http://www.entsog.eu/publications/gas-regional-investment-plan-grips#SOUTH>

data da sua preparação, que são fornecidos pelos ORT com base em pressupostos definidos pela ENTSO-G.

Por norma, os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT incluídos no PDIRGN encontram-se contemplados no TYNDP. Em concreto, no PDIRGN 2018-2027 estão incluídos menos projetos do que os que foram inscritos no TYNDP 2017. No quadro seguinte, apresentam-se todos os projetos da RNTIAT que constam do TYNDP e a indicação se estão ou não incluídos na proposta de PDIRGN.

QUADRO 1-1

Projetos da RNTIAT no TYNDP 2017

Ref. ^a TYNDP 2017	Nome	Descrição	Projeto incluído PDIRGN
TRA-N-283	3ª Interligação entre Portugal e Espanha (gasoduto Celorico da Beira- Vale de Frades)	A 3ª Interligação PT-ES está localizada no corredor prioritário Norte-Sul na Europa Ocidental e envolve Portugal e Espanha, atravessando a fronteira dos dois Estados-membro. Este projeto irá ligar os dois sistemas entre Celorico da Beira e a fronteira através de um gasoduto de 162 km de comprimento em Portugal.	Sim (Projeto Complementar)
TRA-N-284	3ª Interligação entre Portugal e Espanha (estação de compressão de Cantanhede)	Este projeto consiste na instalação de uma estação de compressão na zona de Cantanhede.	Não
TRA-N-285	3ª Interligação entre Portugal e Espanha (gasoduto Cantanhede-Mangualde)	Este projeto consiste na construção de um gasoduto paralelo ao gasoduto já existente entre as estações de Cantanhede e Mangualde.	Não
TRA-N-320	Estação de Compressão do Carregado	O projeto consiste numa estação de compressão no gasoduto de alta pressão principal e visa aumentar a capacidade da secção do gasoduto entre Sines e Leiria, para permitir que fluxos mais elevados possam ser transportados a partir do Terminal de GNL de Sines.	Sim (Projeto Complementar)
UGS-N-659	Caverna no AS Carrigo (RENC-8)	Nova caverna salina no AS do Carrigo (7ª caverna), com uma capacidade de 690 GWh.	Não

1.3.2. Projetos de Interesse Comum

O Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços

que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia (UE). Estes projetos têm a designação de "Projetos de Interesse Comum" (PIC). Os principais objetivos deste regulamento são:

- Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PIC;
- Facilitar a execução atempada dos PIC, definindo para isso novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, que deverão ser mais céleres e transparentes;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PIC para assistência financeira da UE ao abrigo do "Connecting Europe Facility" (CEF).

De acordo com o Regulamento, o processo de seleção dos PIC usa como suporte os dados e cenários utilizados no TYNDP. No entanto, a avaliação dos PIC é feita a partir de uma análise custo-benefício específica dos projetos que, apesar da metodologia ser desenvolvida pela ENTSO-G, a sua aplicação é da responsabilidade de cada um dos promotores. Segue-se o processo de avaliação dos projetos por parte da CE (a partir de uma metodologia de avaliação que ainda está em desenvolvimento).

A atribuição do estatuto de PIC pela Comissão Europeia, consequência do reconhecimento da contribuição de cada projeto para as prioridades estratégicas definidas em matéria de infraestruturas energéticas transeuropeias, designadamente (i) integração de mercado, pondo termo ao isolamento de pelo menos um Estado-Membro e reduzindo os congestionamentos das infraestruturas energéticas, e flexibilidade do sistema; (ii) concorrência, nomeadamente através da diversificação das fontes de aprovisionamento, dos fornecedores e das rotas de aprovisionamento; (iii) segurança do abastecimento, através da interoperabilidade, das conexões adequadas e do funcionamento seguro e fiável do sistema; e (iv) sustentabilidade, através da integração da energia renovável na rede; deve ser entendida como uma valorização adicional dos projetos em causa, o que lhes confere um estatuto especial, nomeadamente um acesso a processos de licenciamento mais céleres, a possibilidade de repartição de custos de investimento com outros Estados-membro que beneficiem com as externalidades positivas desses projetos, e também a sua elegibilidade para a candidatura à obtenção de assistência financeira da União Europeia através do programa "Connecting Europe Facility" (CEF).

PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRGN 2018-2027

Na sequência dos exercícios de planeamento realizados, quer em sede do PDIRGN, quer em sede do TYNDP, a REN candidatou, em 2012, o projeto da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha ao estatuto de PIC, tendo sido incluído na primeira lista da CE em outubro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) nº 1391/2013). Nas candidaturas à segunda lista de PCI, a REN obteve a renovação do estatuto de PIC do mesmo projeto, que foi incluído na segunda lista da CE, publicada em novembro de 2015 (Regulamento Delegado (UE) nº 89/2016). Este facto confirma o interesse da Comissão Europeia no projeto, que volta a reconhecer o seu valor acrescentado também numa perspetiva europeia. O projeto encontra-se identificado no Quadro 1-2.

No mês de janeiro de 2017, a REN efetuou a pré-candidatura desse mesmo projeto à terceira lista, inscrevendo-o na plataforma da ENTSG e identificando as necessidades (previamente identificadas pelo TYNDP) que poderão ser colmatadas com o mesmo.

QUADRO 1-2

Projetos PIC no PDIRGN 2018-2027

Ref. ^a PIC	Nome	Entrada em operação
5.4	3ª Interligação entre Portugal e Espanha	2023-2027

Como referido, a classificação de PIC confere a esses projetos a possibilidade da sua candidatura para efeitos de acesso à elegibilidade para assistência financeira da UE, vertida no artigo 14.º, número 2, alíneas a), b) e c) do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril. Neste enquadramento e utilizando o 2º período de candidatura lançado pela UE em abril de 2015, a REN candidatou este projeto para acesso a subsídios a fundo perdido para a realização de estudos de cartografia, engenharia e impacte ambiental, tendo recebido resposta positiva em julho de 2015 com a atribuição de 50% do total do valor dos estudos. Em outubro de 2015 foi assinado o contrato entre a INEA (entidade que monitoriza os fundos CEF) e a REN.

A avaliação dos projetos candidatos à terceira lista decorrerá em 2017, prevendo-se que a lista definitiva seja publicada no final do ano. Pretende-se que este projeto da REN renove o estatuto PIC, mantendo assim as condições de elegibilidade à obtenção de fundos comunitários ao abrigo do programa Connecting Europe Facility (CEF).

1.3.3. Segurança do Abastecimento

No domínio da segurança do abastecimento e no âmbito da atividade de Planeamento da RNTIAT, foram preparadas as propostas dos relatórios de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de gás natural em Portugal, do Plano Preventivo de Ação e do Plano de Emergência, dando cumprimento ao disposto no Regulamento nº 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, e no Decreto-Lei nº. 140/2006, revisto e republicado pelo Decreto de Lei nº 231/2012 de 26 de outubro. Estes documentos foram discutidos com a Autoridade Competente, a DGEG, no primeiro trimestre de 2017, prevendo-se a sua conclusão e envio para os serviços da Comissão Europeia no primeiro semestre de 2017. Ao nível Europeu, a REN tem participado e colaborado no processo de revisão do Regulamento nº 994/2010, quer através da sua representação na ENTSO-G, quer na colaboração que tem prestado à DGEG, nomeadamente no âmbito do Gas Coordination Group (GCG).

1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO

Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza da proposta de PDIRGN 2018-2027 para os diversos stakeholders interessados, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais, a REN procedeu a uma reformulação do portfólio de projetos do PDIRGN, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a Empresa faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, de outros que resultam da necessidade de criação das condições de rede requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas do Plano a REN Gasodutos deve ter em consideração os seguintes elementos (Artigo 12º 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):

- Tem um horizonte temporal de dez anos, de 2018 a 2027, contém informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2018-2027, referencia os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2018 e 2020, e apresenta a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- Os pressupostos e conclusões do último Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2016 (RMSA-GN 2016), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTGN, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento dos ORDs nas redes de distribuição. A articulação entre os PDIRGN e o PDIRD, tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coordenado, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás natural que integram o SNGN, assegurando a coordenação integrada e a compatibilidade de capacidade das infraestruturas de gás de distribuição e de transporte de gás natural;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás natural que devem refletir as perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares;
- Critérios de racionalidade económica, designadamente os que decorrem da utilização eficiente das infraestruturas e da sua sustentabilidade económico-financeira a prazo, devendo, no que diz respeito às interligações internacionais, ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos;

- Os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, devem estar devidamente articulados com a rede interligada de Espanha e a rede de gasodutos Europeia, devendo estar contemplados no Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias (TYNDP) elaborado pelo ENTSOG e publicado em 28 de abril de 2017, disponível para consulta em <http://www.entsog.eu/publications/tyndp/2016#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>.

Assim, tendo em consideração o atrás exposto, o primeiro conjunto de projetos depende essencialmente da iniciativa da REN, tendo por objetivo continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que a operação da RNTIAT faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDGN, projetos esses considerados no PDIRD. Estes projetos integram, neste documento, o designado conjunto dos Projetos Base da proposta de PDIRGN.

Um segundo conjunto de projetos, designado neste documento por Projetos Complementares da proposta de PDIRGN, contém em si os projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD. A realização destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRGN, como condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de stakeholders externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

Estes dois conjuntos, Projetos Base e Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe mais adiante neste documento, nomeadamente no capítulo 4 e capítulo 5.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTGN procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo, que passa por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás natural com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

1.5.

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES DO PDIRGN 2018-2027 FACE AO PDIRGN 2016-2025

A presente proposta de PDIRGN para o período 2018-2027 (PDIRGN 2018-2027), representa uma evolução face à proposta anterior, o PDIRGN 2016-2025, suportada num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outros stakeholders no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários.

ALTERAÇÕES FACE À PROPOSTA FINAL DO PDIRGN 2016-2025 (MARÇO DE 2016)

Assim, face à proposta final do PDIRGN 2016-2025, enviada à DGEG em março de 2016 e que não é do conhecimento público, e decorrente deste processo evolutivo destacam-se os seguintes pontos:

- Efetua uma análise à taxa de utilização das infraestruturas nos dois últimos anos, 2015 e 2016, com resolução diária;
- Apesar de tomar como referência o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural de 2016 (RMSA-GN 2016), no qual a perspetiva de evolução da procura no cenário Central é desde logo conservativa, já que resulta da assunção da manutenção do funcionamento da Central de carvão de Sines até ao final do ano de 2025, é ainda mais redutora no cenário Inferior, no qual, para além de uma conjuntura económica claramente desfavorável, a REN assume a manutenção em funcionamento da Central a carvão de Sines e do Pego até 2025, e da Central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030;
- Os cenários Central e Inferior de evolução da procura devem ser considerados como as referências para a análise multicritério e de impacto tarifário efetuadas aos projetos complementares, mantendo-se, contudo, o estudo da resiliência do sistema no cenário Superior, no qual é assumido como condição extrema a descontinuidade do funcionamento das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego com efeito a partir de 2018 e 2022, respetivamente;
- O plano classifica os projetos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares; seguindo a abordagem referida anteriormente no ponto 1.4 deste relatório. Dos Projetos Complementares, assumem especial relevância o projeto da estação de compressão do Carregado e o projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, que estão condicionados à decisão de realização do projeto STEP⁵;
- Os projetos de desenvolvimento que não necessitavam de decisão no âmbito do PDIRGN 2016-2025, foram removidos desta edição do Plano, por se achar que a sua concretização, mesmo que eventual, estará fora do seu horizonte, de 2018 a 2027. Em concreto, este conjunto de projetos incluía a estação de compressão de Cantanhede, o gasoduto

⁵ STEP – Projeto de interligação entre a rede de Espanha e a rede de França na região Leste dos Pirenéus, e que corresponde à primeira fase do anteriormente designado projeto MIDCAT.

Cantanhede-Mangualde, o gasoduto Carriço Cantanhede, a sétima cavidade do AS do Carriço (RENC-8) e o segundo cais de acostagem do TGNL de Sines (2^o *jetty*);

- A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados ou e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados;
- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos apenas os Projetos Complementares, de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SNGN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRGN, que é revisto a cada dois anos;
- Os custos de investimento foram revistos em baixa e procuram refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira;
- Apresenta os montantes de investimento e de entradas em exploração dos últimos cinco anos, de 2013 a 2017 (em curso), para permitir uma comparação entre o passado e os montantes futuros propostos;
- São apresentados os valores de Investimento a Custos Diretos Externos (CDE) e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas;
- No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas avançadas, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano à Universidade Católica Portuguesa (UCP), instituição universitária com reconhecido prestígio e competência na área de conhecimento da gestão e da economia, de modo a sustentar a sua elaboração, e que se juntam como anexos integrantes do presente documento. De modo consequente, foi preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas identificados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções que assumiu se diferentes da perspetiva expressa por qualquer uma destas instituições.

ALTERAÇÕES FACE À PROPOSTA INICIAL DO PDIRGN 2016-2025

Adicionalmente ao conjunto de alterações e melhorias face à proposta final do PDIRGN 2016-2025, enviada à DGEG em março de 2016, destacam-se o conjunto de alterações e melhorias face à proposta inicial do PDIRGN 2016-2025, que foi enviada à ERSE em março de 2015, e sujeita a consulta pública:

- Procura acomodar e dar resposta à generalidade dos comentários produzidos pela ERSE e pelas partes interessadas em sequência ao processo de consulta pública realizado no final de 2015;

- Para além dos cenários Central e Superior do RMSA-GN 2016, apresenta um terceiro cenário de evolução da procura e das pontas diárias de consumo de gás natural de modo a contemplar um desenvolvimento mais lento do sector do gás natural em Portugal. A este cenário foi dada a designação de cenário Inferior da evolução da procura e tem por pressupostos uma conjuntura económica mais desfavorável para o setor do mercado convencional e o cenário Inferior de consumos de eletricidade do RMSA-E 2016 na média de regimes para o mercado elétrico. Este cenário adota uma perspetiva bastante conservativa dos consumos o que resulta da assunção da manutenção do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até 2025, e a manutenção do funcionamento da central a gás natural da Tapada do Outeiro até 2030, evitando o reforço a gás que seria necessário se esta central fosse desclassificada;
- Introduce-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, no valor de 7% na RNTGN e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carriço), para derivar o efeito tarifário esperado da sua eventual concretização.

1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

1.6.1. Enquadramento

O PDIRGN encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental (AA), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, uma vez que se enquadra no setor da energia abrangido pelo referido Decreto-Lei e constitui enquadramento para a futura aprovação de projetos sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), de acordo com o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro.

De acordo com a mesma legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, determinação do seu âmbito e alcance, consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas sobre esse âmbito e alcance, preparação do Relatório Ambiental (RA) e respetivas consultas públicas e institucionais e apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

Na presente edição do PDIRGN 2018-2027, a REN Gasodutos propõe que se considere como válido e aplicável o processo de AAE realizado sobre a proposta do PDIRGN 2013. Com efeito, a AA foi realizada antes da aprovação final do PDIRGN 2014-2023, tendo-se procedido à consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas, relativamente ao âmbito e alcance da AA, e preparada uma primeira versão do RA nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

Assim, nos termos da legislação, a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) da proposta do PDIRGN 2013 encontra-se corporizada nos seguintes documentos:

- Relatório Ambiental (RA) da Avaliação Ambiental Estratégica da proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2014 – 2023), de outubro de 2014;
- Resumo Não Técnico (RNT) da Avaliação Ambiental Estratégica da proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2014 – 2023);
- Declaração Ambiental (DA) da Avaliação Ambiental Estratégica da proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (2014 – 2023) – Minuta.

Dos documentos que constituem a AAE da proposta do PDIRGN 2014-2023, o RA, o RNT e a DA encontram-se publicados na página da internet da REN em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica>, tendo sido disponibilizados às autoridades DGEG e APA. Em particular, a versão final do RA, de outubro de 2014, incorpora as sugestões e pareceres das autoridades consultadas em Espanha, designadamente o parecer do governo de Espanha, Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, o qual conclui que não é previsível que o plano tenha efeitos ambientais transfronteiriços significativos em Espanha, que sejam relevantes a nível de

planeamento. A REN Gasodutos adotou, em termos gerais, as conclusões e recomendações do RA elaborado pela Ecobase e pelo Instituto Superior Técnico.

O RNT é um documento que tem por objetivo informar de modo acessível todos os que têm direito e desejam participar no processo de Avaliação Ambiental, uma vez que resume, em linguagem corrente, as principais informações constantes no RA.

A DA descreve a forma como os diversos aspetos ambientais foram integrados no PDIRGN bem como os resultados das consultas realizadas, a forma como foram incorporadas as observações e pareceres recebidos das entidades que se pronunciaram, as razões que estiveram na base da seleção das suas opções tomadas no plano face a potenciais alternativas e as medidas de controlo dos efeitos no ambiente decorrentes da sua futura implementação.

Através deste procedimento, a REN Gasodutos considera completas todas as ações que lhe competiam visando a consolidação da proposta final de PDIRGN 2014-2023.

Para a proposta de PDIRGN 2018-2027, existe uma redução significativa relativamente às ações e projetos previstos nos ciclos anteriores de 2014-2023 e 2016-2025, não se identificando diferenças estratégicas que possam conduzir a um quadro diferente de orientações e diretrizes do plano.

Assim, considera-se que a AAE realizada sobre a proposta de PDIRGN 2014-2023, e que foi considerada válida para o PDIRGN 2016-2025, se mantém válida para o caso do PDIRGN 2018-2027, tanto no que se refere às estratégias desenvolvidas e análises efetuadas, assim como no que concerne às orientações e diretrizes apontadas.

Para comprovar a bondade desta abordagem, a REN e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) efetuaram uma breve análise diferencial que evidencia a manutenção da realidade do enquadramento de todas as ações e projetos nas orientações e diretrizes aplicáveis.

1.6.2. Principais conclusões da AAE da proposta do PDIRGN 2013 / Análise diferencial para a proposta do PDIRGN 2018-2027

A AAE avalia as oportunidades, riscos e efeitos no ambiente que decorrem da implementação do PDIRGN e identifica os aspetos potencialmente valorizadores do ambiente das opções de sustentabilidade e aqueles que deverão ser acautelados na concretização do plano e também em ciclos de planeamento futuros.

Ao nível estratégico o foco da avaliação é a RNTIAT enquanto sistema de suporte ao Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), atendendo-se em particular ao projeto da 3ª interligação Portugal-Espanha (PT-ES) nas dimensões geopolítica e mercado, alterações climáticas e legado ambiental. As conclusões retiradas são essencialmente coincidentes e reforçam os argumentos utilizados nos estudos incluídos na própria proposta de PDIRGN 2014-2023, na proposta de PDIRGN 2016-2025, e também na presente proposta de PDIRGN 2018-2027.

Num plano mais específico, na avaliação ambiental efetuada foi aplicada uma metodologia de tipo Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) para avaliar os efeitos ambientais do conjunto de projetos previstos no PDIRGN 2014-2023, ainda não licenciados nem objeto de AIA:

- 10ª caverna de armazenagem (dependente de concessão);
- Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades;
- Estação de compressão do Lote 6;
- Duplicação da secção do gasoduto entre Cantanhede e Mangualde;
- Gasoduto de ligação em anel entre Carriço e Cantanhede.

Neste nível foram avaliados os riscos, os recursos geológicos, o solo, os recursos hídricos, a biodiversidade, a população, as atividades económicas e infraestruturas, e o património cultural.

Nesta segunda perspetiva, as conclusões indicam que os níveis de risco associados aos vários projetos, entre os quais o gasoduto Celorico – Vale de Frades, são muito reduzidos, tendo sido considerados aceitáveis, e na generalidade, os impactes negativos podem ser reduzidos e no caso dos gasodutos podiam ser eficazmente evitados na fase de seleção de traçados, minimizando a travessia de áreas de Reserva Agrícola Nacional, evitando a generalidade das áreas protegidas e sítios da Rede Natura 2000 e evitando ou minimizando a afetação dos valores culturais ou naturais que conferem Valor Universal Excepcional ao Alto Douro Vinhateiro. Foram também identificadas medidas de valorização do património cultural, e propostos programas de monitorização que seriam pormenorizados em sede de AIA dos vários projetos individuais para a generalidade dos impactes identificados.

Relativamente a esta segunda dimensão, na edição da proposta do PDIRGN 2018-2027, apenas o gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades, correspondente à 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, se mantém e como Projeto Complementar. Este projeto mantém as suas características técnicas, de traçado e de estrutura de custos, havendo tão-somente uma indefinição relativamente à sua realização e à data de entrada em operação, que estará dependente da decisão de realização do projeto STEP, de acordo com as indicações do Estado concedente. A análise diferencial efetuada encontra-se apresentada no Anexo 9 (Nota técnica justificativa da não realização de AAE do PDIRGN 2018-2027).

1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRGN E O PDIRD

Relativamente à articulação entre os PDIRD e o PDIRGN, que tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coerente, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás natural que integram o SNGN, designadamente as que compõem a RNTIAT e a RNDGN, não são identificadas necessidades de infraestruturas adicionais na interligação entre a rede de transporte de alta pressão e as redes de distribuição, designadamente:

- Para os planos das empresas do grupo Galp GN distribuição gás natural distribuição, não está previsto nenhum pedido de expansão ou nova ligação ao Operador da Rede de Transporte, considerando que “A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural basear-se essencialmente na construção de pequenas extensões de rede sobre a infraestrutura existente de forma a permitir a otimização dos ativos através da saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN”, e que “O conhecimento atual de necessidades futuras de ligação de clientes industriais que resultam de pedidos de acesso à rede”. Adicionalmente, a Lusitaniagás refere que o investimento associado à construção de uma rede de média pressão para interligar as GRMS de Lares e Alfarelos já foi realizado na infraestrutura da REN (ORT);
- A EDP gás distribuição refere que “O plano de investimentos a efetuar pela EDP Gás Distribuição não exige nenhum investimento adicional do Operador da Rede de Transporte (ORT), uma vez que a estrutura atual tem a dimensão necessária para suportar este plano de crescimento”;
- Relativamente aos restantes ORD ligados diretamente à rede de transporte, apenas a Tagusgás não faz nenhuma referência à ligação com a RNTGN, o que pode ser justificado com o facto de prever uma estabilização na sua rede primária para os próximos 5 anos (informação retirada do respetivo PDIRD).

A Sonorgás prevê a ligação de novos polos de consumo em Alfândega da Fé, Carrazeda de Ansiães, Freixo de Espada à Cinta, Mogadouro, Torre de Moncorvo, Vila Flor, Vimioso, Vinhais, Terras de Bouro, Alijó, Boticas, Montalegre, Murça, Ribeira de Pena, Sabrosa, Valpaços, Baião. Regista-se, portanto, um forte aumento no número de UAG operadas pelas concessionárias da atividade de distribuição, com especial relevância para a região nordeste do País. De acordo com as previsões apresentadas, este número passará de 35 em 2015 (inclui um novo polo já licenciado e construído em 2016) para um valor que poderá ascender a 60 UAG em 2021, no caso de, para além dos polos indicados, serem atribuídas licenças aos restantes polos que foram objeto do concurso de licenciamento referido no Despacho n.º 9629/2013, de 11 de julho, que inclui um total de 26 novos polos de distribuição de gás natural.

A necessária articulação com o TGNL de Sines para o abastecimento de GNL a eventuais UAG, e/ou a ligação a gasodutos de transporte em alta pressão para o abastecimento de GN, está garantida neste PDIRGN.



2

**CARACTERIZAÇÃO
ATUAL DO SISTEMA
NACIONAL DE GÁS
NATURAL**

REN 

A rede nacional de transporte de GN, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás natural por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.

Neste capítulo são identificadas as principais características técnicas das três infraestruturas que compõem a RNTIAT:

- A rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN);
- O armazenamento subterrâneo do Carrigo (AS).
- O terminal de gás natural liquefeito (TGNL);

O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTGN, TGNL e AS) em Portugal Continental.

FIGURA 2-1
Mapa da RNTIAT (1 janeiro de 2017)



2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNGN

2.1.1. Rede nacional de transporte de gás natural

A rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) é a infraestrutura utilizada para efetuar a recepção, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída.

Para o desempenho destas atividades, fazem parte da RNTGN os seguintes equipamentos principais:

- 1375 Km de gasoduto principal e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás natural;
- 85 Estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega (GRMS – Gas Regulation and Metering Station), que se destinam à regulação da pressão e posterior medição do gás natural entregue às redes de distribuição e aos clientes em alta pressão (AP);
- 66 Estações de junção para derivação (JCT – Junction Station), que se destinam ao seccionamento do gasoduto principal de transporte e/ou do respetivo ramal de derivação;
- 45 Estações de válvula de seccionamento (BV – Block Valve Station), destinadas ao seccionamento do gasoduto principal de transporte;
- 5 Estações de interligação em T (ICJCT – T Interconnection Station), que se destinam à derivação em T do gasoduto principal de transporte, permitindo o seccionamento apenas do respetivo ramal associado;
- 2 Estações de transferência de custódia (CTS – Custody Transfer Station), destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

No quadro seguinte apresentam-se as principais características da RNTGN, verificadas no final de 2016.

QUADRO 2-1

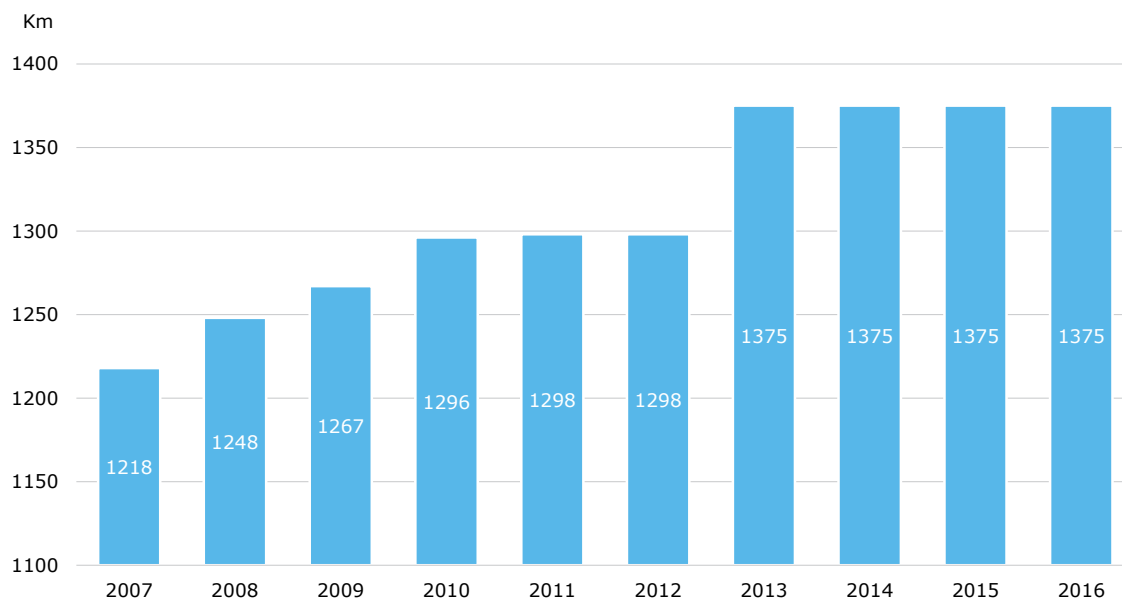
Características técnicas da RNTGN

	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (Km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
RNTGN	-	150 a 800	1375	85	66	45	5	2
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	174	24	16	11	3	
	Leiria – Gondomar	700	164					
Lote 2	Gondomar – Braga	500	50	32	27	6	2	
	Bidoeira – Carricho	700	19					
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220	8	5	7		1
Lote 4	Braga – Valença	500	74	4	4	5		1
Lote 5	Monforte – Guarda	300	184	6	1	8		
Lote 6	Mealhada – Viseu	500	68	5	3	6		
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87	6	8			
Lote 8	Celorico – Guarda	300	29			1		
	Mangualde – Celorico	700	48		2	2		
Ramais de alta pressão		150 a 700	258					

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da extensão total da rede de transporte de gasodutos de alta pressão, para o período compreendido entre 2007 e 2016.

FIGURA 2-2

Extensão do gasoduto (Km)



QUADRO 2-2

Características técnicas da RNTGN

Pontos relevantes	Capacidade diária
TGNL de Sines	Capacidade de regaseificação: 229 GWh/dia, equivalente a 800 000 m ³ (n)/h
AS do Carrigo	Capacidade técnica de saída (injeção no AS): 24 GWh/dia, equivalentes a 83 000 m ³ (n)/h Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carrigo Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTGN): 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carrigo
Interligação de Campo Maior*	Capacidade de entrada: 134 GWh/dia, equivalente a 470 000 m ³ (n)/h Capacidade de saída no VIP*: 55 GWh/dia, equivalente a 193 000 m ³ (n)/h até setembro de 2018 (de acordo com a capacidade agregada do VIP) Capacidade de saída: 35 GWh/dia, equivalente a 123 000 m ³ (n)/h, a anunciar a partir de outubro de 2018
Interligação de Valença do Minho*	Capacidade de entrada: 10 GWh/dia, equivalente a 35 000 m ³ (n)/h Capacidade de saída: 25 GWh/dia, equivalente a 88 000 m ³ (n)/h
Total dos pontos de entrega (GRMS)	Capacidade de saída: 666 GWh/dia, equivalente a 2 330 000 m ³ (n)/h

*A capacidade agregada do VIP (Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/dia e de exportação de 80 GWh/dia, anunciado até setembro de 2018.

Informação mais detalhada das características técnicas desta infraestrutura encontra-se descrita no Anexo 5 (PFD da RNTGN - diagrama geral de processo).

2.1.2. Terminal de gás natural liquefeito de Sines

O Terminal de GNL de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna. Descrevem-se de seguida as atividades referidas anteriormente e quantifica-se a capacidade associada a cada uma delas:

- **Receção e descarga de navios metaneiros**

A instalação portuária inclui um cais de acostagem para navios, braços articulados de descarga e linhas de descarga, recirculação e retorno de vapor de GNL. A capacidade de descarga é de 10 000 m³/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m³ de GNL.

- **Armazenamento de GNL**

Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques onde é mantido a uma temperatura de -160°C e a uma pressão próxima da pressão atmosférica. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m³ de GNL e um tanque de 150 000 m³ de GNL.

- **Regaseificação para a RNTGN**

A regaseificação é um processo físico de vaporização de GNL que recorre à permuta térmica do gás com água do mar em vaporizadores atmosféricos. Para o desempenho deste processo a infraestrutura possui sete vaporizadores atmosféricos com uma capacidade unitária de 64 GWh/dia (equivalente a 225 000 m³(n)/h). A capacidade de emissão nominal é de 321 GWh/dia (equivalente a 1 125 000 m³(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m³(n)/h).

- **Baías de enchimento de GNL**

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões cisterna de GNL, possibilitando o abastecimento às unidades autónomas de regaseificação (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás natural de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m³/h de GNL.

- **Carregamento de navios metaneiros**

A infraestrutura do TGNL possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, utilizando-se a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga dos navios.

QUADRO 2-3

Capacidades do TGNL de Sines

Atividade	Capacidade
Receção e descarga de navios	Capacidade de descarga: 10 000 m ³ /h de GNL Capacidade de receção anual, 59 navios metaneiros por ano com volumes entre 40 000 e 216 000 m ³ de GNL
Armazenamento de GNL	Capacidade de armazenagem: 2 569 GWh (considerando um PCS médio) Tanques: 2 x 120 000 m ³ e 1 x 150 000 m ³ , totalizando 390 000 m ³ de GNL
Regaseificação para a RNTGN	Capacidade diária: 321 GWh/dia, equivalente a 1 125 000 m ³ (n)/h (5 x 225 000 m ³ (n)/h por vaporizador) Capacidade horária: 1 350 000 m ³ (n)/h (6 x 225 000 m ³ (n)/h por vaporizador)
Baías de enchimento de GNL	Capacidade horária: 195 m ³ /h de GNL (3 baías)
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m ³ /h de GNL

Informação mais detalhada das características técnicas desta infraestrutura encontra-se descrita no Anexo 6 (PFD do TGNL – diagrama geral de processo).

2.1.3. Armazenamento subterrâneo

Nas instalações de armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho, o gás natural é armazenado em alta pressão em cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavidades e a extração de gás das cavidades para a rede de transporte. Para a construção das cavidades salinas é utilizada uma estação de lixiviação, que associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de duas cavidades em simultâneo.

No final de 2016, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carricho que integravam as concessões da REN Armazenagem, apresentavam as seguintes características:

- Total de seis cavidades em operação, com uma capacidade total de armazenamento de 3 839 GWh (322,6 Mm³);
- Capacidade de injeção de 24 GWh/dia (equivalente a 83 000 m³(n)/h) e de extração de 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m³(n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho, e 71 GWh/dia*, equivalente a

250 000 m³(n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço.

Nos últimos dois anos (2015 e 2016) as taxas médias de utilização da capacidade de armazenamento do AS do Carriço sofreram uma redução significativa, quando comparadas com as taxas médias verificadas nos anos de 2013 e 2014 (ver subcapítulo 2.3.4. Taxas de utilização). O facto de o volume operacional do AS do Carriço ter apresentado valores médios abaixo de 60% da sua capacidade máxima de armazenagem, coloca desafios operacionais no que diz respeito ao processo de extração de gás natural a partir das cavidades. Efetivamente, as características geológicas do parque de cavernas dita que, por razões de segurança e de manutenção da integridade e da longevidade deste ativo, nomeadamente as que decorrem do cumprimento dos limites de gradiente de pressão admissíveis, a capacidade de extração seja função do volume de gás armazenado. Face ao exposto, a capacidade de extração do AS do Carriço encontra-se limitada a 71 GWh/d sempre que o parque de cavernas apresente um volume operacional inferior a 60%.

QUADRO 2-4

Capacidades do AS Carriço

Cavidade	Armazenamento	Injeção	Extração
TGC-1S	325 GWh	Capacidade técnica de injeção no AS: 24 GWh/dia, equivalente a 83 km ³ (n)/h	Capacidade técnica de extração do AS: 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço, e 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço
TGC-2	992 GWh		
RENC-3	607 GWh		
RENC-4	723 GWh		
RENC-5	527 GWh		
RENC-6	665 GWh		

Informação mais detalhada das características técnicas desta infraestrutura encontra-se descrita no Anexo 7 (PFD do AS do Carriço - diagrama geral de processo).

2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA

2.2.1. Procura anual

Mercado Convencional

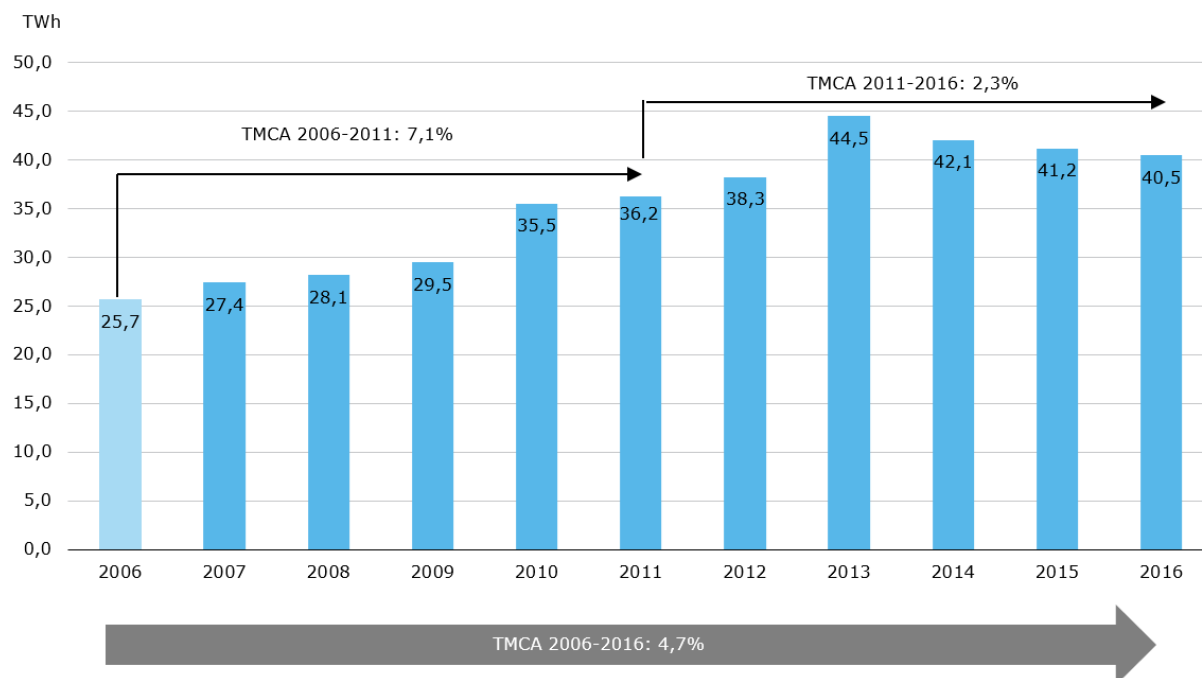
A procura de gás natural encontra-se desagregada pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

A procura de gás natural do mercado convencional apresentou taxas de crescimento elevadas até ao ano 2013, seguindo-se um período com uma tendência ligeiramente decrescente, até ao ano 2016. O aumento significativo das taxas de crescimento verificadas entre os anos de 2010 e 2013 encontra-se justificado pela entrada de grandes clientes industriais e cogeradores no mercado convencional. Verifica-se uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 7,1% entre os anos de 2006 e 2011, sendo que no período de 2011 a 2016 observa-se uma TMCA de 2,3%. Nos anos de 2014, 2015 e 2016 o mercado convencional registou reduções de consumo de -5,4%, -2,1% e -1,8%, justificadas com a saída do mercado de alguns clientes de cogeração.

A figura seguinte mostra a evolução de consumo do mercado convencional no período compreendido entre os anos de 2006 e 2016, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2006 a 2011, de 2011 a 2016 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2006 a 2016.

FIGURA 2-3

Procura Histórica do Mercado Convencional



Mercado Elétrico

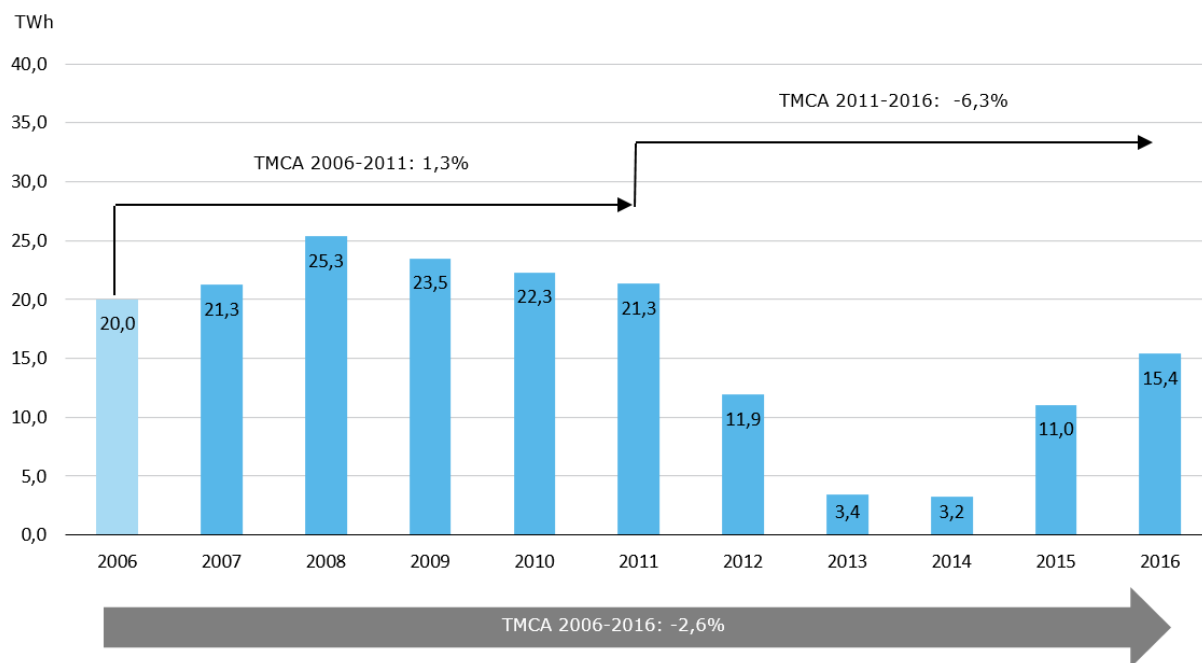
O mercado elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás natural em quatro centrais térmicas de ciclo combinado: a CT da Tapada do Outeiro, a Termoelétrica do Ribatejo (TER), a CT de Lares e a CT do Pego.

No período compreendido entre os anos 2006 e 2009, os consumos do mercado elétrico foram garantidos pelas C.T. da Tapada do Outeiro e da TER no Ribatejo. As centrais térmicas de Lares e do Pego entraram em exploração em 2010 e no início de 2011, respetivamente. O regime hidrológico observado em cada ano foi o principal responsável pelas variações de consumos verificadas neste mercado até ao ano 2010, registando-se consumos mais elevados nos anos mais secos e consumos reduzidos nos anos de hidraulicidade elevada. A redução significativa de procura de gás natural para produção elétrica verificada nos anos 2012, 2013 e 2014 justificou-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, o preço reduzido das licenças de emissão de dióxido de carbono, e o preço reduzido do carvão para produção elétrica quando comparada com a produção a partir de gás natural. A recuperação da procura de gás natural para produção elétrica ocorrida nos últimos dois anos, deveu-se essencialmente ao regime hidrológico verificado em 2015 (hidraulicidade reduzida) e, no ano de 2016, a um aumento das necessidades de produção térmica na Península Ibérica devido à menor produção nuclear em França, a par duma maior competitividade do setor térmico português por comparação com o setor térmico espanhol.

O gráfico da figura seguinte mostra a evolução do mercado elétrico de 2006 a 2016, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2006 a 2011, de 2011 a 2016 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2006 a 2016.

FIGURA 2-4

Procura Histórica do Mercado Elétrico

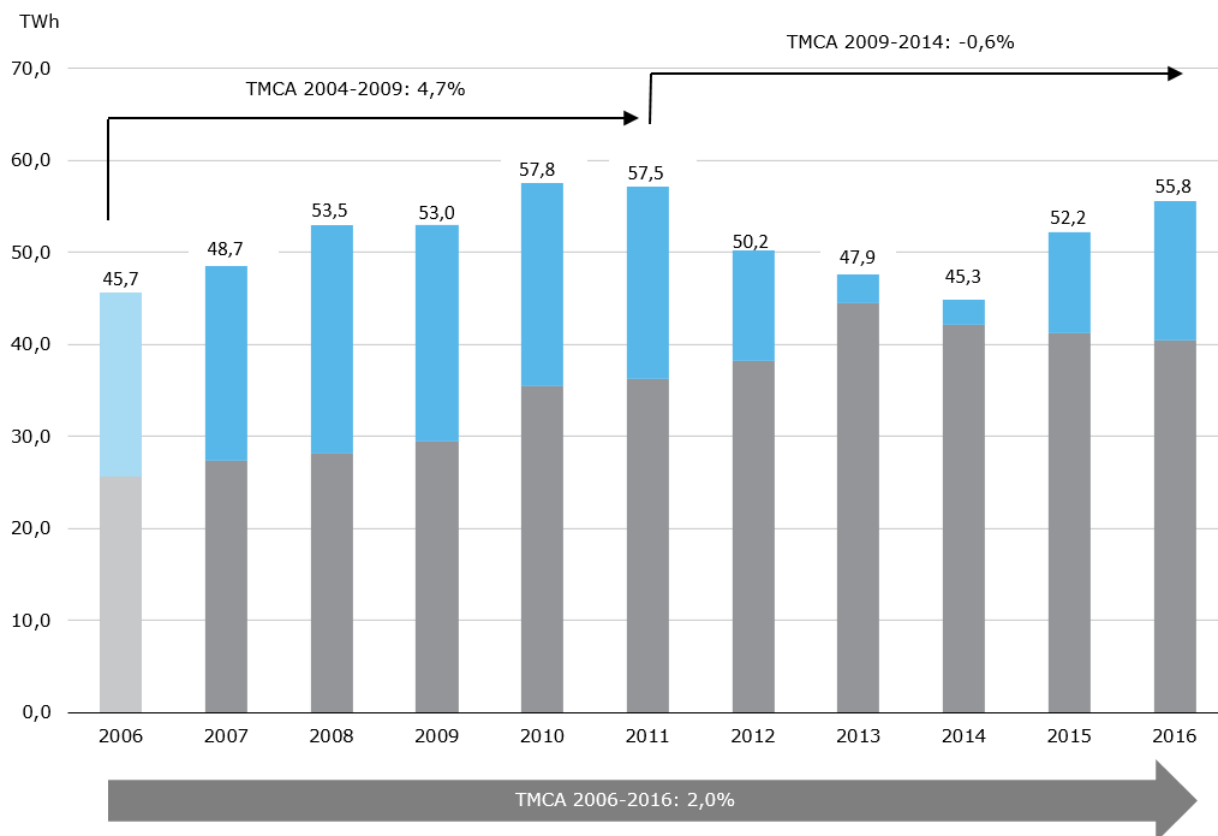


Procura total de Gás Natural (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2006 a 2016, verificou-se uma taxa de crescimento média anual de 2,0%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2006-2011, que apresentou uma TMCA positiva de 4,7% e o período mais recente, de 2011 a 2016, com uma TMCA negativa de -0,6%.

FIGURA 2-5

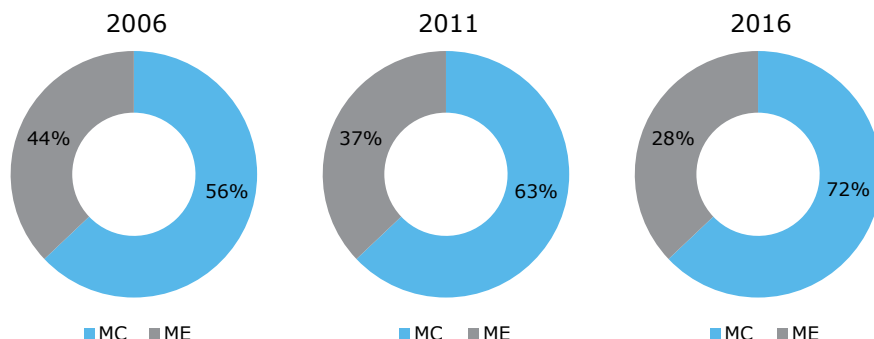
Procura Histórica do Mercado Total (convencional e elétrico)



Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura de gás natural entre mercado convencional e mercado elétrico em 2006, 2011 e 2016.

FIGURA 2-6

Repartição da procura de gás natural



Entre 2006 e 2016 verificou-se uma alteração no padrão de repartição da procura de gás natural, devido, essencialmente, à redução da procura verificada no mercado elétrico.

2.2.2. Pontas de consumo diário

As pontas de consumo diário de gás natural apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Identificam-se as pontas de procura verificadas nos mercados convencional, elétrico e total, no período compreendido entre 2007 e 2016.

No quadro seguinte apresenta-se a seguinte informação relativa às diferentes pontas de consumo:

- A evolução das pontas diárias de consumo para o mercado convencional e para o mercado elétrico;
- A ponta diária de consumo global agregada, isto é, a ponta diária de consumo global que ocorreu em cada ano;
- A taxa de crescimento da ponta diária de consumo global agregada face ao ano anterior;
- O fator de simultaneidade verificado nas pontas diárias de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico. Este fator é determinado pelo quociente entre a ponta diária de consumo global e o somatório das pontas diárias de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico.

QUADRO 2-5

Pontas de consumo diário

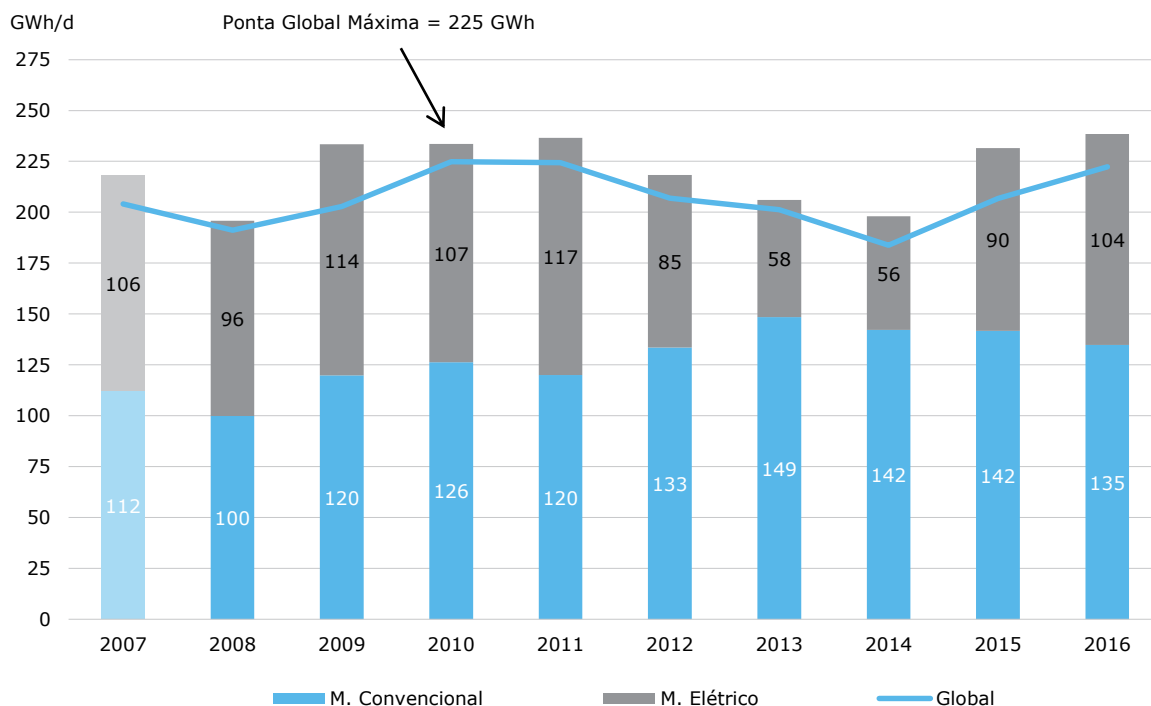
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mercado Convencional	112	100	120	126	120	133	149	142	142	135
Mercado Elétrico	106	96	114	107	117	85	58	56	90	104
Global	204	191	203	225	224	207	201	184	207	222
Variação (%)	10%	-6%	6%	11%	0%	-8%	-3%	-9%	12%	8%
Factor de simultaneidade	0,94	0,98	0,87	0,96	0,95	0,95	0,98	0,93	0,89	0,93

GWh/d

Da análise do quadro anterior e da figura seguinte constata-se que entre 2008 e 2011 ocorreu um crescimento da ponta diária de consumo global. A partir do ano 2011 verifica-se uma redução da ponta global, em consequência da redução da ponta do mercado elétrico, apesar do registo positivo da ponta do mercado convencional. No entanto, a partir de 2015 verifica-se um novo aumento da ponta diária de consumo global, em consequência do aumento da ponta do mercado elétrico. Deve referir-se que nos dez anos apresentados, o fator de simultaneidade foi superior ou igual a 0,95 em 5 anos.

FIGURA 2-7

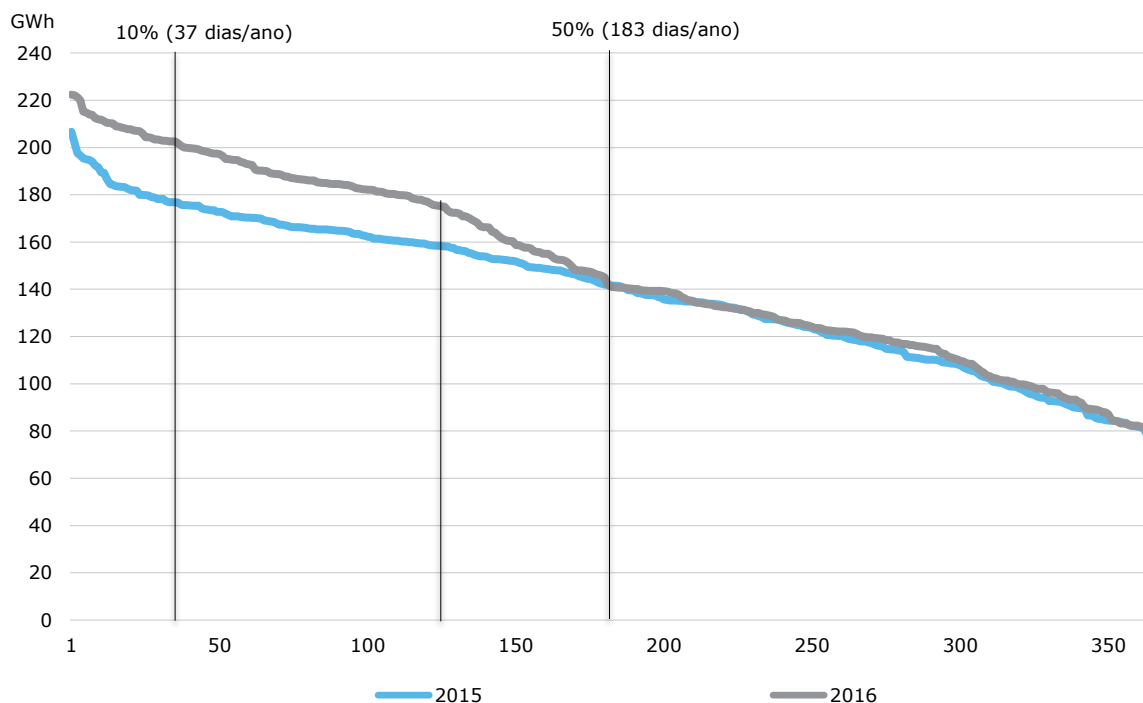
Pontas de consumo diário



A figura seguinte apresenta as curvas de distribuição de procura diária na RNTGN nos anos de 2015 e 2016.

FIGURA 2-8

Curva de distribuição de procura diária nos anos de 2015 e 2016



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição da procura diária da RNTGN apresentam um padrão semelhante, na sua metade inferior, nos anos de 2015 e 2016. Pode constatar-se praticamente uma sobreposição das linhas correspondentes a cada ano na metade direita do gráfico. No entanto, no ano de 2015, a procura diária na RNTGN foi superior a 177 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2016, a procura diária na RNTGN foi superior a 202 GWh/dia em 10% dos dias. A metade esquerda do gráfico reflete um aumento da procura nos dias de maior consumo, dias úteis, no ano de 2016 face a 2015. Este aumento deve-se a um aumento da procura diária no mercado elétrico desde agosto de 2016, pelos motivos já referidos no capítulo de análise histórica da procura anual, e reflete a maior exigência a que está sujeita a rede quando a amplitude e variabilidade dos consumos aumenta.

No ano de 2015, a procura diária na RNTGN foi superior a 142 GWh/dia em 50% dos dias, e no ano 2016, a procura diária na RNTGN foi superior a 141 GWh/dia em 50% dos dias. É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da “carga” a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior consumo, a mediana desta série de valores (dia 125) apresentaria valores de 158 GWh/dia em 2015 e de 175 GWh/dia em 2016, significando que a procura diária na RNTGN foi superior aos valores apresentados em 50% dos dias úteis.

2.2.3. Taxas de utilização

A RNTGN dispõe de pontos de entrega, designados por GRMS - Estações de Regulação e de Medida, nas quais é efetuada a entrega de gás aos operadores das redes de distribuição (ORD) ou aos consumidores de gás em alta pressão (AP). Anualmente monitoriza-se, em cada uma das estações de entrega (GRMS), se a capacidade disponível está ajustada à procura registada no dia de maior consumo.

No quadro seguinte apresenta-se a taxa de utilização (TU) da totalidade das estações de entrega (GRMS) verificada nos anos de 2013, 2014, 2015 e 2016, bem como a taxa de utilização dos pontos de entrega de gás aos operadores das redes de distribuição e aos consumidores de gás em alta pressão. As taxas de utilização indicadas na tabela seguinte resultam do quociente do somatório das pontas verificadas nas GRMS pela capacidade máxima dos respetivos pontos de entrega.

QUADRO 2-6

Taxa de utilização das GRMS

	2013	2014	2015	2016
TU do mercado AP ⁶	43%	43%	49%	56%
TU do mercado ORD	36%	35%	32%	32%
TU Global	39%	39%	41%	44%

Verifica-se que a taxa de utilização do mercado AP incrementou nos últimos anos, apresentando um valor de 43% em 2013 e 2014, um valor de 49% em 2015 e um valor de 56% em 2016. A taxa de utilização do mercado ORD apresentou um valor de 36% em 2013, 35% em 2014 e um valor de 32% nos anos de 2015 e 2016. A TU Global cifrou-se em 39% em 2013 e 2014, 41% em 2015, e 44% em 2016.

A aparente reduzida taxa de utilização das GRMS decorre essencialmente de dois fatores:

1. O critério de dimensionamento destas estações tem por base as previsões de consumo instantâneo e horário máximos e não o consumo diário máximo. Existe, portanto, um fator de carga inerente ao perfil de consumo intra-diário que se reflete no valor da taxa de utilização das GRMS.
2. Um sobre dimensionamento inicial destas estações de modo a que estejam preparadas para garantir a entrega de gás para os anos seguintes, evitando a necessidade prematura de realização de aumentos de capacidade ("upgrades").

⁶ Para a determinação das taxas de utilização não são consideradas as capacidades das estações de entrega (GRMS) sem consumos registados no ano, situação que pode ocorrer no caso de estações dedicadas a clientes em AP que deixem de consumir gás natural definitivamente.

2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de GN decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos em duas perspetivas distintas:

- **Capacidade de oferta**, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTGN, de forma a garantir o abastecimento de GN nos dias de maior procura, tipicamente ocorridos no Inverno;
- **Capacidade de armazenamento**, para assegurar a constituição de reservas de gás natural necessárias para fazer face a eventuais situações críticas.

De forma a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com as seguintes infraestruturas de oferta de gás natural:

- **Pontos de interligação da RNTGN**
 - Interligação de Campo Maior/Badajoz;
 - Interligação de Valença do Minho/Tuy;
 - Regaseificação no TGNL de Sines⁷;
 - Extração do AS do Carricho⁸.
- **Infraestruturas de armazenamento de gás natural**
 - Cavidades do AS do Carricho;
 - Tanques de GNL do Terminal de Sines;
 - Existências (linepack) da RNTGN⁹.

⁷ A capacidade diária de regaseificação do TGNL encontra-se limitada à capacidade de transporte do Lote 7 da RNTGN.

⁸ A extração do AS do Carricho deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carricho já foi previamente introduzido na RNTGN, através das interligações com Espanha ou do TGNL de Sines, e é uma quantidade finita que poderá inclusivamente não estar disponível (excetuam-se as quantidades relativas a Reservas de Segurança).

⁹ As existências na RNTGN consistem no gás natural necessário à operação da infraestrutura e à folga proporcionada pelo diferencial de existências máxima e mínima da RNTGN. Este último valor é reduzido e encontra-se associado ao perfil intra-diário e semanal que caracteriza a procura na rede. Assim, a existência na RNTGN não deve ser considerada para efeitos de armazenamento de gás natural.

2.3.1. Evolução do abastecimento

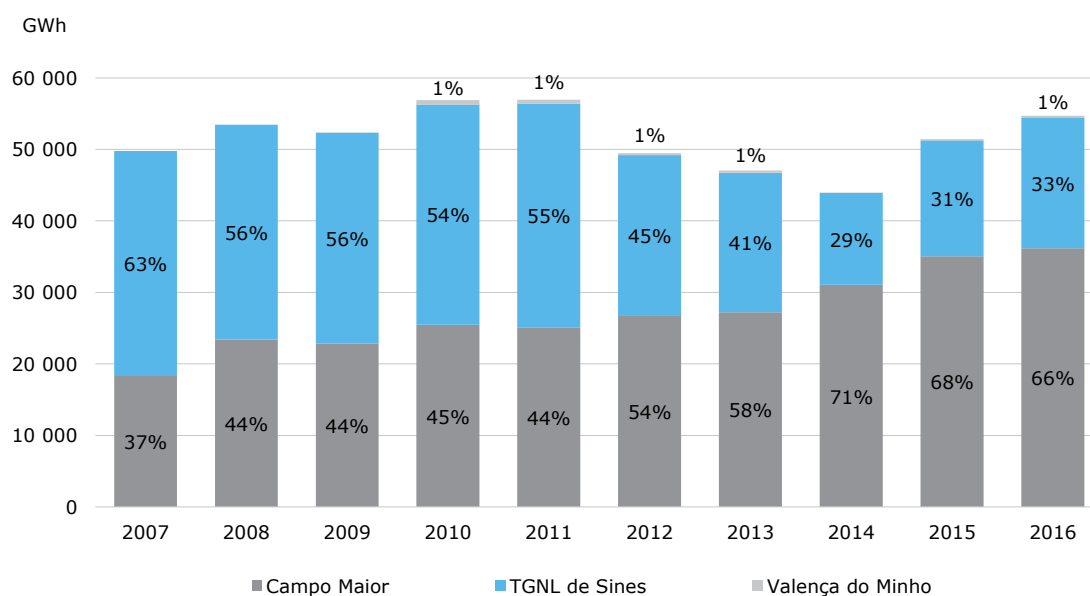
Neste subcapítulo efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás natural por ponto de oferta da RNTGN ocorrida nos últimos 10 anos e apresentam-se os valores de energia aprovionados para abastecimento do SNGN nos anos de 2014 e 2015, desagregados por GN e GNL, e por origem de aprovisionamento.

Como se pode verificar na figura seguinte, o Terminal de Sines apresentou um máximo de 63% do total de entradas da RNTGN no ano 2007. De 2008 a 2011 verificou-se uma estabilização da repartição de entradas por Sines e Campo Maior, com valores de aproximadamente 55% por Sines e 45% por Campo Maior. A partir de 2012, a interligação de Campo Maior aumentou progressivamente o abastecimento ao SNGN, registando um máximo de 71% em 2014. Nos anos de 2015 e 2016 verificou-se uma nova estabilização da repartição de entradas por Sines e Campo Maior, com valores de 31% e 33% por Sines e de 68% e 66% por Campo Maior.

O ponto de entrada de Valença do Minho registou apenas 1% do total de oferta no período compreendido entre os anos 2010 e 2013, e no ano 2016.

FIGURA 2-9

Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTGN



Portugal é caracterizado por não possuir jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de gás natural em território nacional.

Segundo dados de 2015, o maior importador de gás natural a atuar em Portugal detém cerca de 72% da quantidade de entrada no SNGN.

Em 2015 e 2016, a repartição de entradas de gás na RNTIAT foi de 63% e 62%, respetivamente, por gasoduto, maioritariamente GN proveniente da Argélia, através da interligação de Campo Maior, e de 37% por Sines em ambos os anos, maioritariamente GNL Nigeriano.

No quadro seguinte são apresentados os valores de energia aprovionados, nos anos de 2015 e 2016, desagregados por GN e GNL, e por origem de aprovisionamento. A análise desta tabela permite concluir que, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás, a Argélia e a Nigéria, que totalizaram 73% em 2015 e 89% em 2016, da totalidade de gás aprovionado.

QUADRO 2-7

Aprovisionamento - Importação de GN e GNL em 2015 e 2016

	País de Origem	2015		2016	
		GWh	%	GWh	%
GN - Gasoduto	Argélia	24 800	44%	36 500	62%
	Espanha	10 474	19%	0	0%
	País não especificado	0	0%	0	0%
	Total	35 274	63%	36 500	62%
GNL - Camião Cisterna	Espanha	85	0%	129	0%
	Total	85	0%	129	0%
GNL - Navio	Argélia	2 468	4%	2 621	4%
	Catar	2 631	5%	4 526	8%
	Nigéria	13 696	24%	12 823	22%
	Noruega	936	2%	940	2%
	Trinidade e Tobago	1 040	2%	0	0%
	Estados Unidos da América	0	0%	1 012	2%
	País não especificado	0	0%	0	0%
Total	20 771	37%	21 922	37%	
Total Global	56 130	100%	58 551	100%	

Os valores de reexportação de GN e GNL são reduzidos, representando 6% em 2015 e 5% em 2016, relativamente aos valores de importação de gás. Na tabela seguinte são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio.

QUADRO 2-8

Reexportação de GN e GNL em 2015 e 2016

	País de Destino	2015		2016	
		GWh	%	GWh	%
GN - Gasoduto	Espanha	5	0%	249	8%
	Total	5	0%	249	8%
GNL - Camião Cisterna	Espanha	0	0%	0	0%
	Total	0	0%	0	0%
GNL - Navio	Brasil	3625	100%	0	0%
	Argentina	0	0%	0	0%
	Itália	0	0%	0	0%
	Egipto	0	0%	892	30%
	Nigéria	0	0%	1879	62%
	Total	3 625	100%	2 771	92%
Total Global		3 630	100%	3 020	100%

2.3.2. Capacidade de oferta da RNTGN

Neste subcapítulo é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de oferta nas interligações com a RNTGN.

O histórico de capacidade de oferta nos pontos de interligação da RNTGN no período compreendido entre os anos 2007 e 2016 apresenta a seguinte cronologia:

Em 2008

Com a revisão do acordo de interoperabilidade efetuado com a Enagas, o ponto de entrada de Campo Maior passou a oferecer uma capacidade total de 134,2 GWh, dos quais 11,8 GWh

pertenciam à Enagas para trânsito na RNTGN, resultando numa capacidade líquida de 122,4 GWh para abastecimento do SNGN.

Em 2011

Com a venda da participação da Enagas nas Sociedades de Transporte Campo Maior - Leiria - Braga e Braga-Tuy à REN Gasodutos no final de 2010, o SNGN passou a dispor da capacidade total existente no ponto de interligação de Campo Maior, no valor de 134,2 GWh/d, e com uma oferta adicional de 30,0 GWh/d na interligação de Valença do Minho.

A conclusão do upgrade ao sistema de regaseificação, permitiu ao Terminal de GNL de Sines um aumento da capacidade de regaseificação para a rede de 192,8 GWh/d para 321,3 GWh/d. No entanto, sem a estação de compressão do Carregado, a capacidade diária de regaseificação do TGNL fica limitada à capacidade de transporte do Lote 7 (RNTGN), devendo ser considerada a capacidade de 228,5 GWh/d.

Ano 2013

Entrada em serviço do fecho dos Lotes 5 e 6, através do gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda. Embora sem impacto ao nível do balanço de capacidade do SNGN, a construção desta ligação na RNTGN contribuiu para o aumento da segurança de abastecimento de ambos os lotes em questão e constitui uma redundância parcial ao abastecimento dos consumos no norte do País.

Ano 2014

Apesar da capacidade técnica de importação entre Portugal e Espanha ser de 164,2 GWh/d (134,2 GWh/d + 30,0 GWh/d), a capacidade anunciada no Virtual Interconnection Point (VIP) entre os dois sistemas passou a apresentar um valor de 144,0 GWh/d até setembro de 2018, correspondente a 134,2 GWh/d em Campo Maior e 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Para efeitos de cálculo neste PDIRGN, optou-se por manter o atual valor acordado até ao final do horizonte do plano.

Na tabela e na figura seguintes mostra-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás natural no SNGN, de 2007 a 2016. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

No quadro e na figura seguintes mostra-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás natural no SNGN, de 2007 a 2016. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

QUADRO 2-9

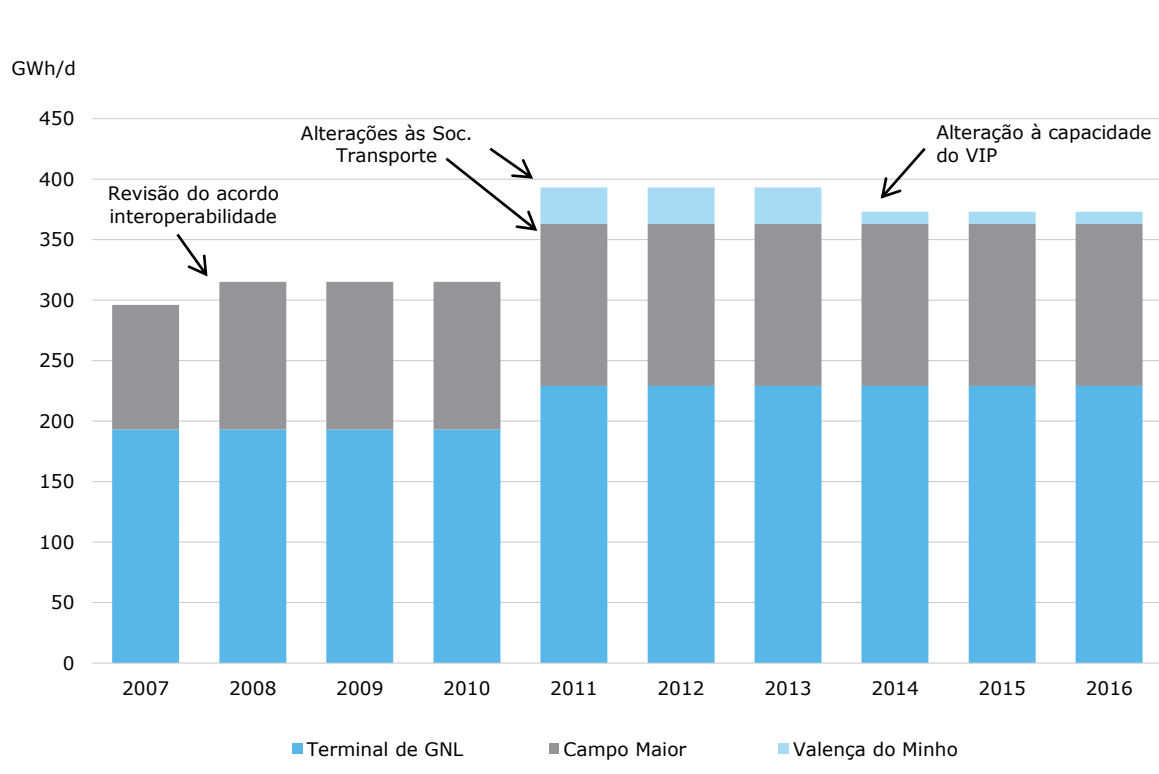
Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Campo Maior	103	122	122	122	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	193	193	193	193	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	0	0	0	0	30	30	30	10	10	10
Total	296	315	315	315	393	393	393	373	373	373

GWh/dia

FIGURA 2-10

Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT



2.3.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT

Neste subcapítulo é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de armazenamento de gás natural na RNTIAT.

O histórico de capacidade de armazenamento no SNGN no período compreendido entre os anos 2007 e 2016 apresenta a seguinte cronologia:

Ano 2009

Entrada em operação da quarta cavidade do Carriço (RENC-4), com uma capacidade de 723 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 2 182 GWh.

Em 2012

Entrada em serviço de um novo tanque (o terceiro) de GNL no Terminal de Sines, com a capacidade de 150 000 m³. Com este tanque adicional, a capacidade total de armazenamento de GNL do Terminal atinge atualmente o valor de 2 569 GWh.

Em 2013

Entrada em operação da quinta cavidade do Carriço (TGC-2¹⁰), com uma capacidade de 992 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 174 GWh.

Em 2014

Entrada em operação da sexta cavidade do Carriço (RENC-6), com uma capacidade de 665 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 839 GWh.

O quadro e a figura seguintes apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período compreendido entre os anos 2007 a 2016. Para efeitos de determinação da disponibilidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

QUADRO 2-10

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

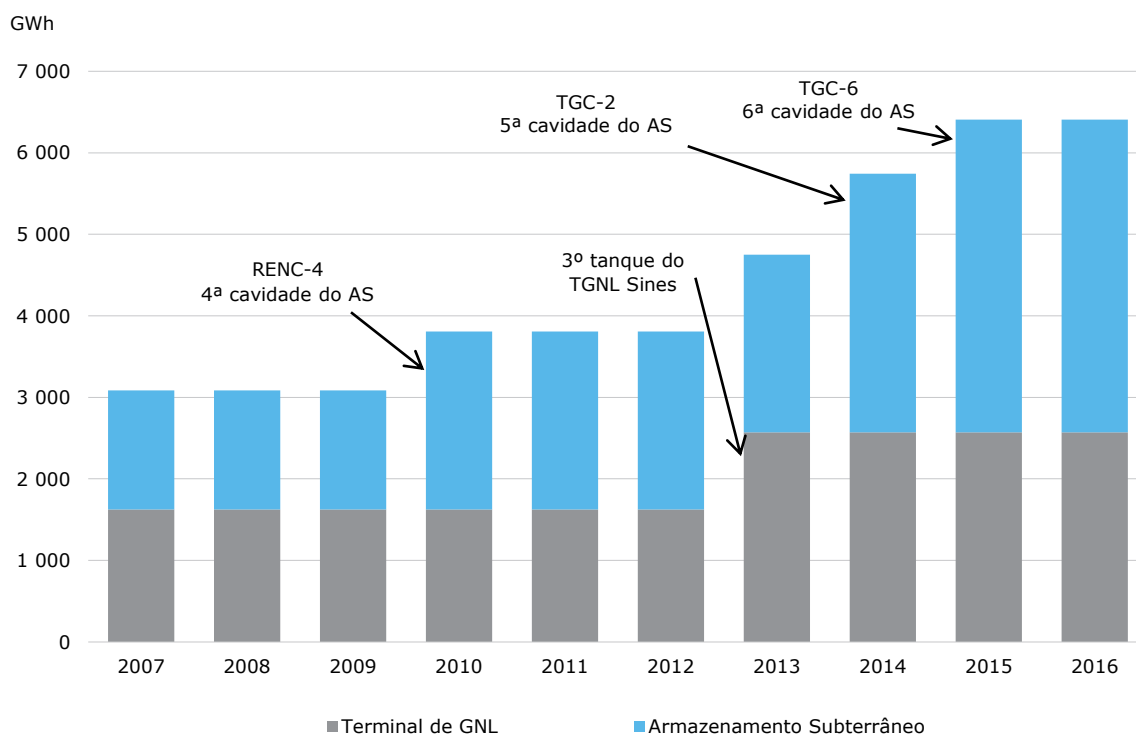
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
RNTIAT	3 085	3 085	3 085	3 808	3 808	3 808	4 751	5 743	6 408	6 408
TGNL Sines	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carriço	1 459	1 459	1 459	2 182	2 182	2 182	2 182	3 174	3 839	3 839

GWh

¹⁰ A transferência de propriedade da TGC-2 da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem efetivou-se no dia 17/04/2015.

FIGURA 2-11

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT



2.3.4. Taxas de utilização

Taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN

No quadro seguinte apresentam-se as capacidades e as taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN, verificadas nos últimos quatro anos:

- **A taxa de utilização máxima** é determinada de acordo com o quociente do registo diário de maior oferta, pela capacidade máxima disponível;
- **A taxa de utilização média** resulta do quociente da utilização média diária anual em cada ponto de oferta, pela capacidade máxima disponível.

QUADRO 2-11

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

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Campo Maior*	Importação	134	56%	63%	66%	74%	82%	90%	100%	100%
	Exportação	55	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Valença do Minho*	Importação	10	3%	0%	4%	8%	82%	69%	100%	100%
	Exportação	25	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	64%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica**	229	25%	17%	18%	22%	71%	45%	61%	81%
	Anunciada	193	28%	19%	21%	26%	78%	50%	72%	96%
AS Carriço	Extração***	71	11%	15%	6%	8%	99%	90%	79%	99%
	Injeção	24	23%	26%	25%	21%	99%	100%	100%	100%

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

** Em 2013 e 2014 a capacidade técnica considerada foi de 213 GWh/dia

*** Atendendo a que a taxa de armazenamento médio do AS do Carriço apresentou valores inferiores a 60% nos anos de 2015 e 2016, utilizou-se o valor de 71 GWh/d para a capacidade máxima de extração. A capacidade máxima de extração considerada em 2013 e 2014 foi de 86 GWh/dia, que corresponde à capacidade máxima disponível nesses anos para taxas de armazenamento médio superiores a 60% (ver quadro seguinte)

Para os anos apresentados, verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada do SNGN cifram-se entre 17% e 25% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 19% e 28% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e 56% a 74% em Campo Maior. As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 45% e 81% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 50% e 96% da capacidade anunciada do TGNL de Sines, e entre 82% e 100% na interligação de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho teve uma utilização média de importação de 3% em 2013, 0% em 2014, 4% em 2015 e 8% em 2016, verificando-se uma utilização máxima diária de 82% em 2013, 69% em 2014, e de 100% nos anos de 2015 e de 2016. A diferença entre a taxa de utilização média e máxima é justificada pelo facto da interligação de Valença do Minho ter uma solicitação comercial reduzida, optando o gestor do sistema por efetuar uma utilização física pontual da interligação.

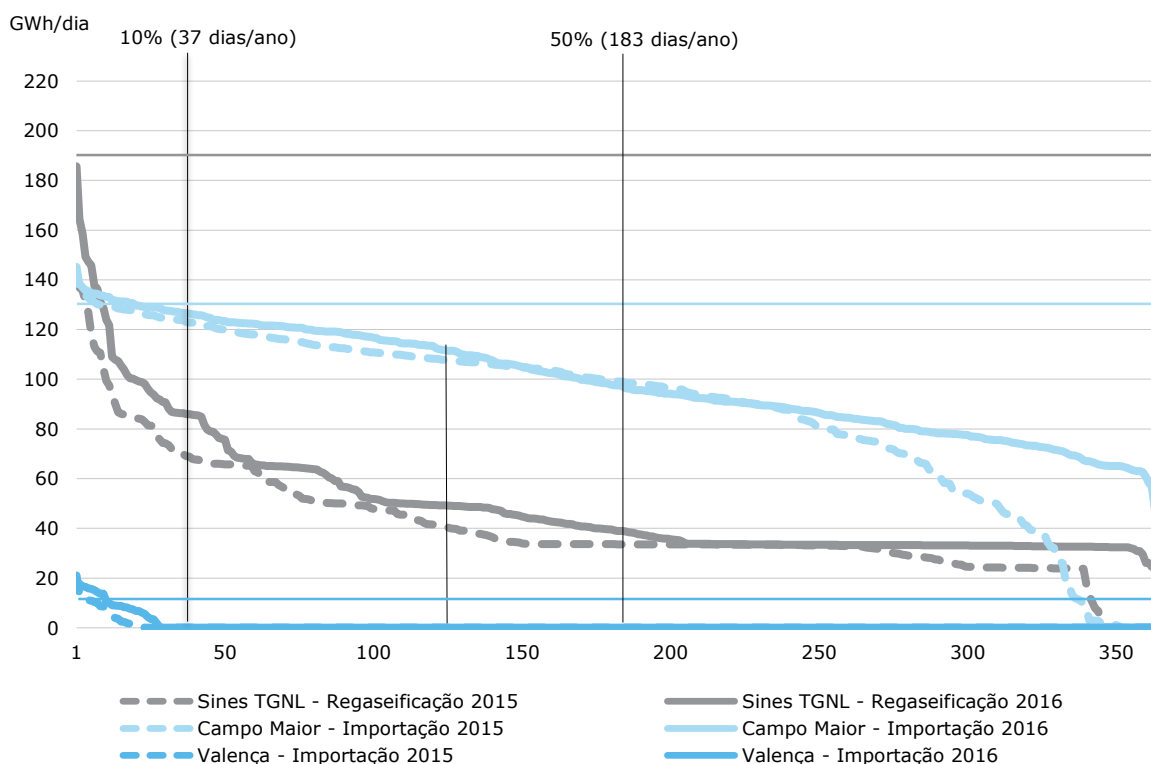
A interligação de Campo Maior não foi utilizada para exportação de gás natural (no sentido Portugal - Espanha) nos anos de 2013, 2014 e 2015, verificando-se assim taxas de utilização média e máxima de 0%.. No entanto, a interligação de Valença do Minho foi utilizada para exportar gás em 2016, apresentando uma taxa média de utilização de 3% e uma taxa máxima de 64%.

O AS do Carriço, apresentou na capacidade de extração uma utilização média de 11% em 2013, 15% em 2014, 6% em 2015 e 8% em 2016 e uma utilização máxima de 99% em 2013, 90% em 2014, 79% em 2015 e 99% em 2016. A capacidade de injeção apresentou uma utilização média de 23% em 2013, 26% em 2014, 25% em 2015 e 21% em 2016 e uma utilização máxima de 99% em 2013, e de 100% em 2014 2015 e 2016.

As figuras seguintes apresentam a distribuição diária de utilização da regaseificação do TGNL de Sines, das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e da extração do AS Carriço, nos anos de 2015 e 2016. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, estas figuras não apresentam a distribuição diária verificada nos anos de 2013 e 2014.

FIGURA 2-12

Curva de distribuição diária da utilização da regaseificação do TGNL de Sines e das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines e da importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2015 e 2016. No entanto, deve referir-se que as capacidades de regaseificação e de importação apresentam valores inferiores no ano 2015 por comparação com o ano 2016.

No ano de 2015, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 70 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 34 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2016, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 86 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 39 GWh/dia GWh em 50% dos dias.

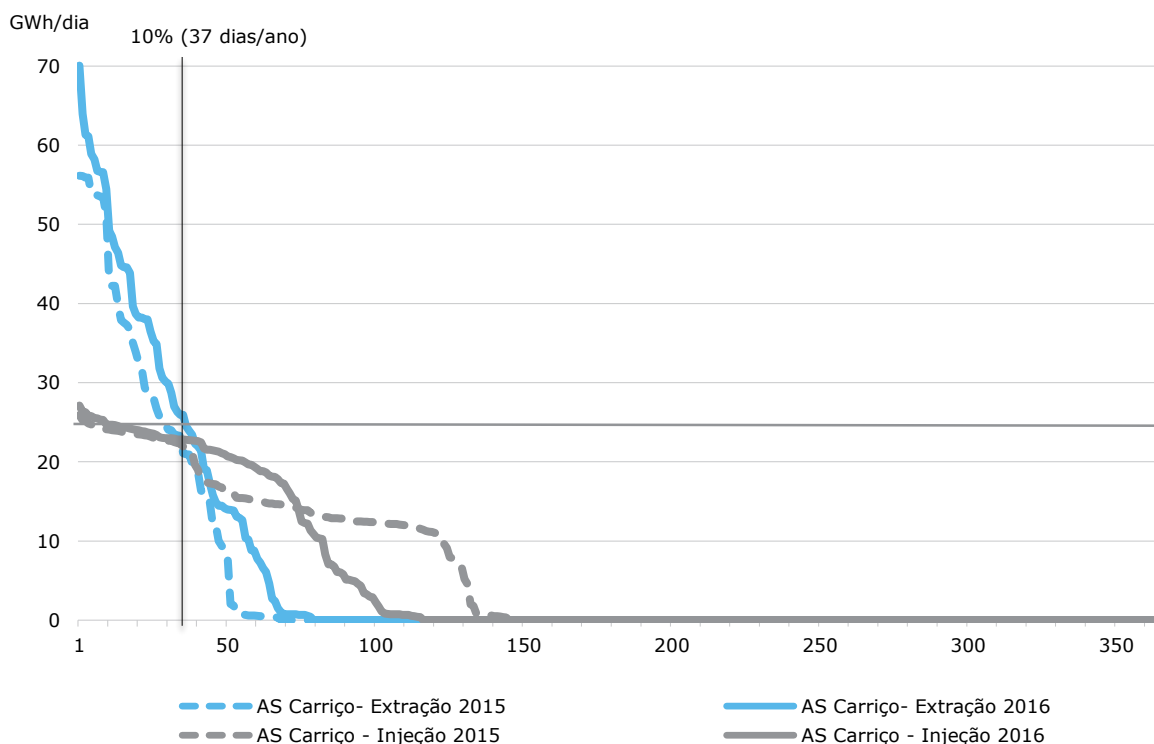
No ano de 2015, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 124 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 99 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2016, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 127 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 98 GWh/dia GWh em 50% dos dias.

É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da oferta a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior oferta, a mediana desta série de valores (dia 125) apresenta valores de 40 GWh/dia em 2015 e de 49 GWh/dia em 2016 na regaseificação do TGNL de Sines, e de 108 GWh/dia em 2015 e de 112 GWh/dia em 2016 na importação de Campo Maior.

A capacidade de importação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 23 dias do ano de 2015, e em 28 dias no ano de 2016.

FIGURA 2-13

Curva de distribuição diária da utilização da injeção e da extração do AS Carrigo



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de extração e de injeção do AS do Carrigo apresentam um padrão semelhante nos anos de 2015 e 2016. No ano de 2015, a capacidade de extração utilizada no AS do Carrigo foi superior a 21 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2016, a capacidade utilizada na extração do AS do Carrigo foi superior a 25 GWh/dia em 10% dos dias.

No ano de 2015, a capacidade de injeção utilizada no AS do Carrigo foi superior a 22 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2016, a capacidade utilizada na injeção do AS do Carrigo foi superior a 23 GWh/dia em 10% dos dias.

A capacidade de extração do AS do Carriço foi utilizada em 61 dias do ano de 2015, e em 78 dias no ano de 2016. A capacidade de injeção do AS do Carriço foi utilizada em 140 dias do ano de 2015, e em 113 dias no ano de 2016.

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos.

Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos:

- **A taxa de utilização média** corresponde ao quociente entre a existência média diária registada em cada ano e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano;
- **A taxa de utilização máxima** corresponde ao quociente entre o valor máximo da existência diária e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano.

QUADRO 2-12

Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	Capacidade Máxima (GWh)		TU Média				TU Máxima			
	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
TGNL de Sines	2 569	2 569	70%	76%	52%	54%	100%	100%	100%	100%
AS Carriço*	3 839	3 839	74%	64%	48%	35%	91%	80%	61%	47%

*A capacidade máxima de armazenamento do AS do Carriço considerada em 2013 e 2014 foi de 2182 GWh

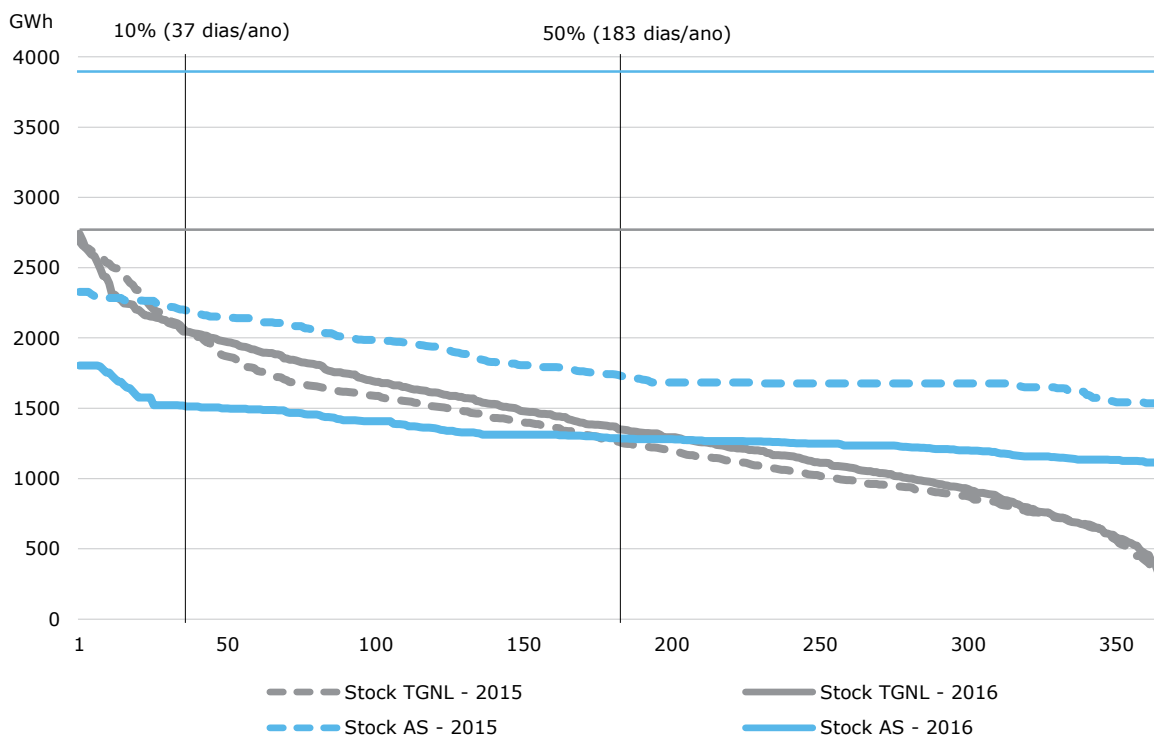
A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines foi de 70% em 2013, 76% em 2014, 52% em 2015, e 54% em 2016. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 100% em 2013, 2014, 2015 e 2016.

O Armazenamento Subterrâneo do Carriço é usado, essencialmente, para a manutenção das Reservas de Segurança. Deste modo, esta infraestrutura apresenta uma menor amplitude entre as TU média e máxima. O AS do Carriço registou uma taxa de utilização média de 74% em 2013, 64% em 2014, 48% em 2015 e 35% em 2016, e uma taxa de utilização máxima de 91% em 2013, 80% em 2014, 61% em 2015 e de 47% em 2016.

A figura seguinte apresenta a distribuição anual diária de utilização de capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carriço, nos anos 2015 e 2016. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, esta figura não apresenta a distribuição diária verificada nos anos de 2013 e 2014.

FIGURA 2-14

Curva de distribuição diária da utilização da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carricho



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines apresentam-se semelhantes nos anos de 2015 e 2016. No ano de 2015, a capacidade utilizada foi superior a 2 060 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 262 GWh em 50% dos dias. No ano 2016, a capacidade de armazenamento utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 044 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 350 GWh em 50% dos dias.

Verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de armazenamento do AS Carricho apresentam uma taxa de utilização maior no ano de 2015 por comparação com o ano de 2016. No ano de 2015, a capacidade diária utilizada foi superior a 2 196 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 736 GWh em 50% dos dias. No ano 2016, a capacidade diária de armazenamento utilizada do AS do Carricho foi superior a 1 512 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 287 GWh em 50% dos dias.

2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO

A REN na sua qualidade de operador da rede de transporte de gás natural no território do continente elabora anualmente um relatório com informação sobre a qualidade do serviço prestado, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2.4.1. Continuidade do serviço

O operador da RNTIAT é responsável por assegurar o contínuo fornecimento de gás natural desde os pontos de entrada, até aos pontos de saída da rede.

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTGN)

A continuidade do serviço de fornecimento da RNTGN é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Número médio de interrupções por pontos de saída, equivalente ao quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado;
- Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída), correspondente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado;
- Duração média de interrupção (minutos/interrupção), equivalente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTGN) para o período compreendido entre aos anos 2012 e 2016.

QUADRO 2-13

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTGN)

Indicador	2012	2013	2014	2015	2016
Número médio de interrupções por pontos de saída	0	0	0,011	0	0
Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída)	0	0	0,81	0	0
Duração média de interrupção (minutos/interrupção)	0	0	74	0	0

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Armazenagem (AS Carrigo)

A continuidade do serviço de fornecimento da REN Armazenagem é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento das nomeações de extração de gás natural, correspondente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural, equivalente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento energético de armazenamento, determinado com base no erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia extraída e injetada.

No que diz respeito à REN Armazenagem, relativamente aos indicadores definidos para a qualidade de serviço, o quadro seguinte apresenta os valores anuais para o período compreendido entre os anos 2012 e 2016.

QUADRO 2-14

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Armazenagem (AS Carrigo)

Indicador	2012	2013	2014	2015	2016
Cumprimento das nomeações de extração de gás natural	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	99,70%	99,70%	100,00%	100,00%	100,00%
Cumprimento energético de armazenamento	100,00%	100,00%	99,80%	100,00%	99,90%

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines)

A continuidade do serviço de fornecimento da REN Armazenagem é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento do serviço comercial (nomeações);
- Injeção de gás natural para a rede (injetado/solicitado);
- Disponibilidade da instalação.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines) relativamente ao período compreendido entre aos anos 2012 e 2016.

QUADRO 2-15

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines)

Indicador	2012	2013	2014	2015	2016
Cumprimento do serviço comercial (nomeações):	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Injeção de gás natural para a rede (injetado/solicitado)	99,68%	99,54%	99,51%	99,29%	99,60%
Disponibilidade da instalação	99,99%	99,76%	99,97%	99,99%	99,97%

2.4.2. Características do gás natural

A entidade concessionária da RNTGN efetua a caracterização do gás natural, realizando para o efeito monitorizações aos pontos de interligação da rede de transporte, em particular a interligação de Campo Maior e a regaseificação do TGNL de Sines.

Estas monitorizações consideram as características do gás natural e devem respeitar os limites estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, em particular para o Índice de Wobbe (IW) e para a Densidade relativa (dr) do gás natural, de acordo com os valores apresentados no quadro seguinte.

QUADRO 2-16

Limites para o Índice de Wobbe e para a densidade relativa

I. Wobbe [kWh/m ³ (n)]		Densidade relativa	
máximo	mínimo	máximo	mínimo
16,017	13,381	0,700	0,555

O quadro seguinte apresenta os valores obtidos para a gama de variação dos valores médios diários de Índice de Wobbe (IW) e Densidade relativa (dr) nos pontos de monitorização da rede de transporte (Campo Maior e TGNL de Sines).

QUADRO 2-17

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines)

Ano	Intervalos	Campo Maior		TGNL de Sines	
		I. Wobbe KWh/m ³ (n)	Densidade relativa	I. Wobbe KWh/m ³ (n)	Densidade relativa
2012	Mínimo	14,691	0,623	15,221	0,597
	Máximo	15,029	0,647	15,381	0,612
	Mediana	14,788	0,637	15,319	0,606
2013	Mínimo	14,686	0,621	15,202	0,601
	Máximo	14,896	0,639	15,385	0,614
	Mediana	14,773	0,630	15,304	0,607
2014	Mínimo	14,704	0,611	15,054	0,587
	Máximo	14,860	0,631	15,218	0,601
	Mediana	14,762	0,621	15,137	0,592
2015	Mínimo	14,691	0,610	15,188	0,599
	Máximo	15,085	0,629	15,346	0,611
	Mediana	14,852	0,620	15,291	0,606
2016	Mínimo	14,659	0,607	15,163	0,592
	Máximo	15,179	0,629	15,323	0,607
	Mediana	14,880	0,617	15,247	0,600

De acordo com os valores apresentados no quadro anterior, verifica-se o cumprimento total dos limites estabelecidos regulamentarmente para o índice de Wobbe e para a densidade relativa do gás natural.

2.4.3. Ações de melhoria da qualidade de serviço

No âmbito da otimização das atividades de operação e manutenção conducentes à melhoria da qualidade de serviço, a REN Gasodutos identificou diversas oportunidades de melhoria, tendo no decurso de 2016 desenvolvidos projetos nas seguintes áreas.

No âmbito das atividades de exploração da RNTGN, foram realizados os seguintes projetos:

- No domínio dos equipamentos de medição: (i) Prossecução da adequação dos elementos primários das cadeias de medida das estações de regulação e medida, de modo a ajustá-los aos consumos atuais; (ii) Instalação de densímetros nos pontos de entrega onde se encontram instalados medidores mássicos, permitindo a adequada integração do parâmetro da densidade no cálculo das quantidades entregues nestes pontos; (iii) início do programa de atualização

tecnológica dos computadores de caudal dos sistemas de medição para renovação de equipamentos em fim de vida;

- No domínio dos equipamentos de análise: (i) instalação de novos cromatógrafos de GN, localizados no Chaparral, Palmela e Famalicão, com vista à melhoria na alocação dos parâmetros de qualidade do gás veiculado na rede, e (ii) atualização tecnológica dos cromatógrafos da Central Térmica da TER, Porto de Mós e Ameal para renovação de equipamentos em fim de vida;
- Alteração da programação das RTU (Remote Transmission Units), por forma a acomodar o novo conceito de odorização, que permite otimizar as quantidades de injeção de odorante nos pontos de entregas da RNTGN;
- Monitorização da integridade do gasoduto através de inspeções intrusivas em linha, por ferramenta inteligente, incluindo também estudos ao estado do revestimento, realizado em articulação com a Gestão Técnica do Sistema;
- Como parte integrante de uma metodologia de gestão de ativos com o principal objetivo garantir a integridade, segurança, operacionalidade e prolongamento da vida útil do sistema de transporte de GN: implementação da solução aplicacional de Gestão de Integridade dos Gasodutos da RNTGN; (i) identificação de ameaças que coloquem em risco a infraestrutura da RNTGN e a elaboração de planos de ação para a sua mitigação e/ou controlo supervisionado; (ii) análise de defeitos existentes nos gasodutos e identificados através de programas de Inspeção em Linha (ILI); (iii) elaboração de planos de reparação dos defeitos identificados; (iv) gestão da segurança da infraestrutura e população com base em análises de risco; e (v) gestão otimizada e eficiente do Sistema de Proteção Catódica;
- Inventariação e cadastro em formato digital de todos os dados dos ativos dos gasodutos (estimados em cerca de 6 milhões de dados), existentes em diferentes formatos e provenientes de diversos repositórios, tendo sido criado um modelo de dados para a base de dados SIG (Sistema de Informação Geográfica);
- Realização de estudos no âmbito das atividades de benchmarking efetuadas em conjunto com outros operadores europeus de sistemas de transporte de gás natural, tendo em vista a comparação dos desempenhos e identificação das melhores práticas utilizadas;
- No domínio do cumprimento das disposições regulamentares decorrentes da implementação do Código de Compensação de Redes em 1 de outubro de 2016, nomeadamente para fazer face ao crescente grau de exigência na disponibilização de dados ao mercado, procedeu-se à atualização das ferramentas de suporte à validação e disponibilização de dados, em particular do Sistema de Informação de Gestão de Operação e do Sistema de Acesso de Terceiros à Rede;
- De modo a dar resposta ao incremento do volume de dados decorrente de uma maior atividade operacional dos agentes de mercado, procedeu-se à implementação de um sistema de processamento automático de nomeações e renomeações dos agentes de mercado e, também, da troca de mensagens de verificação no VIP (Virtual interconnection Point) Ibérico com o operador interligado, incluindo uma ferramenta de monitorização dos referidos processos no Centro de Despacho.

2.5. INVESTIMENTO REALIZADO

A REN prosseguiu a execução do plano de desenvolvimento e investimento na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) durante o ano de 2016.

No âmbito do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN 2015) e após terminada a consulta pública, promovida pela ERSE entre novembro de 2015 e janeiro de 2016, a REN-Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, procedeu à revisão e envio da proposta final do Plano à DGEG, em março de 2016.

De entre os investimentos mais significativos realizados em 2016 pela REN-Gasodutos, há a referir os seguintes projetos: controlo remoto de proteção catódica, estudo do estado do revestimento da infraestrutura, conclusão do projeto de realocação de bancos de baterias em edifícios dedicados, adequação das cadeias de medição, instalação de cromatógrafos de condensados e de qualidade, upgrade de software das RTU, conclusão do projeto integrado do Sistema de odorização, instalação da 2ª Linha de filtragem e permutadores de calor em 8 estações e substituição de UPS, autómatos de RTU e computadores de caudal por fim de vida útil.

No caso da REN-Armazenagem os investimentos realizados em 2016 destinaram-se a reforçar a garantia de segurança de abastecimento e a disponibilidade do armazenamento de gás natural, com destaque para a conclusão do projeto de controlo remoto de proteção catódica, a realização de sonares às cavidades e a inspeção da tubagem de produção para verificação da integridade das infraestruturas, a substituição de UPS (Uninterruptible Power Supply) por fim de vida útil, e finalmente a conclusão da primeira fase do projeto de melhoramento e upgrade do sistema de compressão, correspondente à alteração do "lay-out" do circuito de extração de gás das cavernas de modo a permitir o funcionamento da compressão de gás extraído para introdução na rede de transporte.

Relativamente à REN Atlântico, no ano de 2016 apenas se realizaram pequenos projetos de investimento.

Nos quadros e nas figuras seguintes são apresentados os valores de investimento e de transferências para exploração realizadas nas três infraestruturas que compõem a RNTIAT, para o período de 2013 a 2017 (cinco anos anteriores ao presente plano decenal) e 2015 a 2017 (três anos anteriores ao presente plano).

QUADRO 2-18

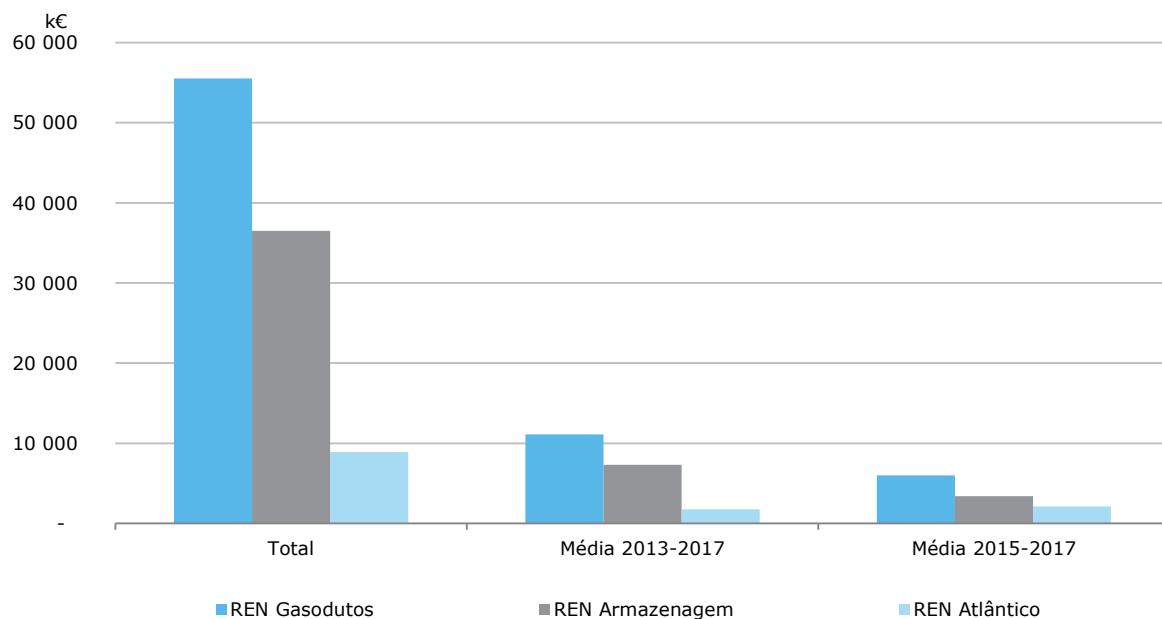
Valores de investimento realizado nas três infraestruturas que compõem a RNTIAT, para os cinco anos anteriores ao plano decenal

Investimento	Total 2013-2017	Média 2013-2017	Média 2015-2017
REN Gasodutos	55 527	11 105	6 000
REN Armazenagem	36 511	7 302	3 420
REN Atlântico	8 924	1 785	2 111
Total REN Gás	100 962	20 192	11 532

Unidade: k€

FIGURA 2-15

Valores de investimento realizado nas três infraestruturas que compõem a RNTIAT, para os cinco anos anteriores ao plano decenal



QUADRO 2-19

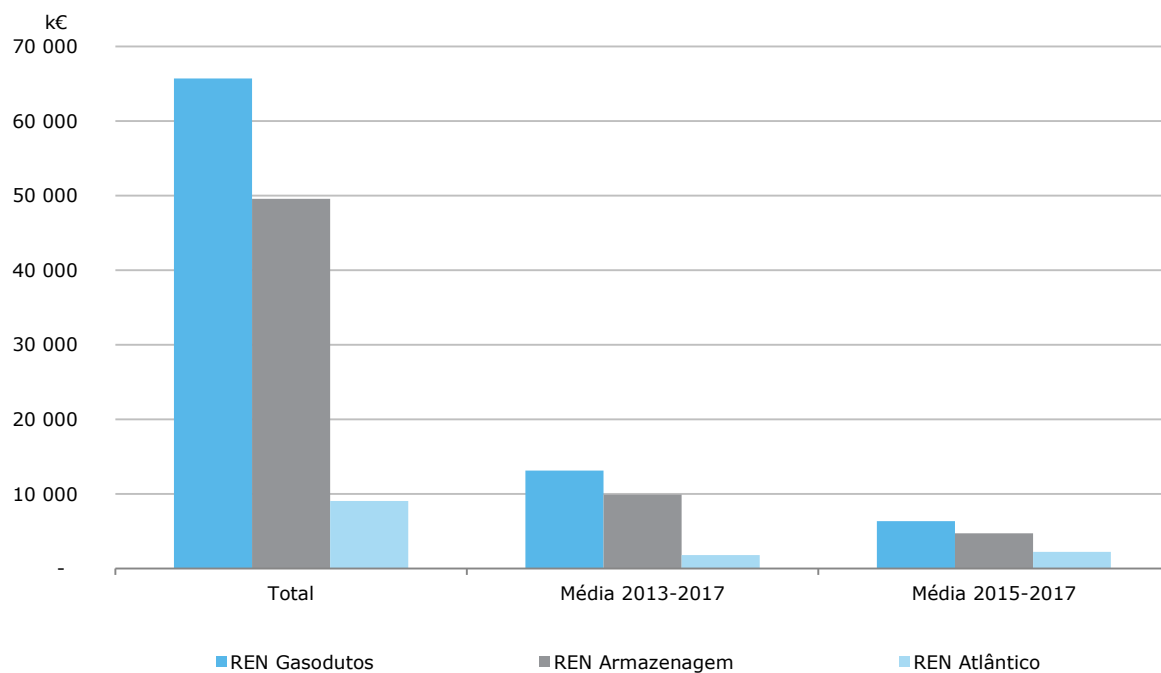
Valores de transferências para exploração das três infraestruturas que compõem a RNTIAT, para os cinco anos anteriores ao plano decenal

Investimento	Total 2013-2017	Média 2013-2017	Média 2015-2017
REN Gasodutos	65 671	13 134	6 351
REN Armazenagem	49 545	9 909	4 738
REN Atlântico	9 071	1 814	2 255
Total REN Gás	124 288	24 858	13 344

Unidade: k€

FIGURA 2-16

Valores de transferências para exploração das três infraestruturas que compõem a RNTIAT, para os cinco anos anteriores ao plano decenal





3

PRESSUPOSTOS

REN

A data de 31 de março dos anos ímpares, é aquela que a legislação determina como correspondendo ao prazo dentro do qual o ORT deve entregar junto da DGEG a sua proposta de Plano para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRGN inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega na DGEG, isto é, no caso da presente proposta de PDIRGN 2018-2017, o seu início teve lugar ainda durante o ano de 2016.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações com maior exigência de tempo, necessitam de estar definidos com maior antecedência. A este respeito, refere-se, por exemplo, a necessidade de revisão de alguns valores de capacidade das infraestruturas, como foi o caso recente da capacidade de extração e injeção do AS do Carrigo e a capacidade da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha.

Assim, no que diz respeito à constituição da RNTIAT no momento de partida, a presente proposta de PDIRGN tem como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos os investimentos que a 31 de dezembro de 2016 estavam previstos ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2017.

3.1. APRESENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES)

Na presente proposta de PDIRGN 2018-2027 os projetos estão organizados segundo dois grandes grupos de projetos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

3.1.1. Projetos Base

O grupo dos Projetos Base (ver Capítulo 4) incorpora aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já assumidos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes.

Nos Projetos Base estão incluídos: (i) os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) os projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos ORD, em AP e nas interligações); (iii) projetos para cumprimento dos compromissos já acordados com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, em articulação com projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD. Relativamente a este último ponto, refere-se que não existe nenhum projeto nesta situação no horizonte deste Plano.

3.1.2. Projetos Complementares

O grupo dos Projetos Complementares (ver Capítulo 5) incorpora os projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNTIAT e que também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD.

A realização destes projetos está, deste modo, entendida nesta proposta de PDIRGN como condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de stakeholders externos. Assim, relativamente a estes projetos ficam os respetivos stakeholders interessados, de

forma articulada com o Concedente, formalizar junto do ORT a data efetiva em que os mesmos necessitam de ser colocados em serviço.

Importa referir que, uma tomada de decisão quanto à concretização dos Projetos Complementares, projetos de execução incerta e data de entrada em operação desconhecida, deve, na generalidade dos casos, acautelar um período mínimo de três a quatro anos entre uma tomada de decisão e a sua efetiva concretização e entrada em exploração. Excetuam-se os projetos de novos pontos de ligação, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes, que necessitaram de uma antecedência mínima de 18 a 24 meses.

Deste modo, os Projetos Complementares não apresentam um ano específico para a sua entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT.

3.2. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

No presente subcapítulo são apresentadas as estimativas de evolução da procura de gás natural em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período de 2018 a 2027¹¹.

Mercado Convencional

Os cenários de evolução da procura de gás natural são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

Para o Mercado Convencional são considerados três cenários de evolução dos consumos de gás: cenário Central - associado a um cenário de crescimento económico moderado, cenário Superior - associado a uma trajetória de mais elevado crescimento económico, ambos constantes do RMSA-GN 2016, e o cenário Inferior - associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista. A inclusão de cenário associado a uma conjuntura mais desfavorável, cenário Inferior ou de "sustentabilidade", foi sugerido pela ERSE no seu parecer de PDIRGN 2016-2025, tendo sido uma opção da REN a sua inclusão no PDIRGN 2018-2027.

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o sector do gás natural no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNGN - Período 2017-2030" (RMSA-GN) de 2016, os cenários de evolução de consumos de gás natural do mercado convencional considerados neste exercício são os utilizados nessas análises, exceto o cenário Inferior que não é considerado no RMSA-GN. Não obstante, os pressupostos a considerar nos três cenários de evolução da procura foram previamente acordados com a DGEG, encontrando-se referidos no Anexo 1.

Na definição dos cenários de procura do Mercado Convencional considerou-se ainda o consumo das Unidades Autónomas de Gás (UAG). Face às 33 UAGs de rede existentes em Portugal Continental no final de 2015, pertencentes aos Operadores das Redes de Distribuição, estão previstas 20 novas UAGs no período 2016-2021, perfazendo um total de 53 UAGs em 2021.

As estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição (PDIRD) apresentadas pelos operadores, apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1,1% no período de 2017 a 2021. Esta estimativa enquadra-se na previsão do consumo de gás para o Mercado Convencional do PDIRGN.

¹¹ O ano de 2017 é apresentado para constituir uma referência para o cálculo das taxas médias de crescimento anual (TMCA), e para fazer a transição entre o período histórico apresentado no capítulo 2 e o período de análise do PDIRGN, que tem início no ano de 2018.

Mercado Elétrico

No caso do Mercado Elétrico (ME), são considerados três cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas das Trajetórias A e B, e do cenário Inferior de evolução do sistema electroprodutor, desenvolvidas no âmbito do RMSA-E 2016, de acordo com os seguintes pressupostos:

- O cenário Central do ME corresponde à "Trajetória A" do RMSA, que considera a envolvente central da procura de eletricidade e a desclassificação da central térmica a carvão do Pego e a CCC da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia¹². A central térmica a carvão de Sines prolonga o seu funcionamento até ao final de 2025. À semelhança do cenário Superior, deverá igualmente ser considerada a hipótese de reforço a gás entre 2025 e 2030, se o SEN necessitar;
- O cenário Superior do ME corresponde à "Trajetória B" do RMSA, que considera a envolvente superior da procura de eletricidade e a desclassificação das centrais térmicas a carvão nas datas do fim dos CAE. A CCC da Tapada do Outeiro também desclassifica na data de fim do CAE, mas é considerada a hipótese de reforço a gás entre 2025 e 2030 se o SEN necessitar;
- O cenário Inferior do ME foi sugerido pela ERSE no seu Parecer ao PDIRGN 2016-2025, tendo sido uma opção da REN a sua inclusão no PDIRGN 2018-2027. Este cenário considera a envolvente inferior da procura de eletricidade e a desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego para o período entre 2025 e 2030. A CCC da Tapada do Outeiro prolonga o seu funcionamento até 2030. À semelhança dos cenários anteriores, deverá igualmente ser considerada a hipótese de reforço a gás entre 2025 e 2030, se o SEN necessitar.

Para 2026 e 2027, os valores resultam de estimativas (baseadas nos resultados de 2025 e 2030), em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2016.

3.2.1. Procura anual

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas e independentes para o mercado convencional e para o mercado elétrico. O enquadramento das metodologias referidas encontra-se detalhado no Anexo 2, pelo que neste ponto do relatório se apresentam apenas os resultados das previsões da procura de gás natural para o horizonte temporal do PDIRGN.

Determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. Os cenários de previsão de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico são apresentados no quadro e nas figuras seguintes.

¹² Data e potência descomissionada no final dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE): central de Sines com 1 180 MW no final de 2017, central do Pego com 576 MW no final de 2021 e central da Tapada do Outeiro com 990 MW no final de 2024.

QUADRO 3-1

Previsão de Procura de Gás Natural para o período 2017 a 2027

Cenário Central	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	40,6	41,2	41,6	41,9	42,2	42,5	42,8	43,0	43,3	43,5	43,8
Mercado Eletricidade	11,1	9,7	8,8	7,0	6,6	10,7	10,7	10,9	11,8	14,1	16,4
Consumo Total de GN	51,7	51,0	50,4	48,9	48,8	53,2	53,5	53,9	55,1	57,6	60,2

Cenário Superior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	41,4	42,2	42,6	43,1	43,5	43,9	44,3	44,7	45,1	45,5	45,9
Mercado Eletricidade	11,3	18,7	18,0	15,5	15,1	20,9	21,0	21,4	24,2	24,7	25,2
Consumo Total de GN	52,7	60,8	60,6	58,6	58,7	64,8	65,4	66,1	69,3	70,2	71,0

Cenário Inferior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mercado Convencional	39,7	40,3	40,6	40,9	41,1	41,3	41,5	41,6	41,8	42,0	42,1
Mercado Eletricidade	10,8	9,2	8,2	6,4	5,9	6,2	6,9	6,2	6,8	9,1	11,4
Consumo Total de GN	50,5	49,5	48,8	47,2	47,0	47,5	48,3	47,8	48,6	51,1	53,5

TWh

No quadro anterior e nas figuras seguintes apresenta-se o detalhe da evolução da procura de gás natural para os cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquénios 2017-2022 e 2022-2027. A taxa média de crescimento anual (TMCA) do mercado total de GN para o período 2017-2022 é de 0,6% para o cenário Central, de 4,2% para o cenário Superior, e de -1,2% para o cenário Inferior. A TMCA do mercado total de GN para o período 2022-2027 é de 2,5% para o cenário Central, de 1,8% para o cenário Superior e de 2,4% para o cenário de Inferior.

FIGURA 3-1

Previsão de Procura de Gás Natural do cenário Central

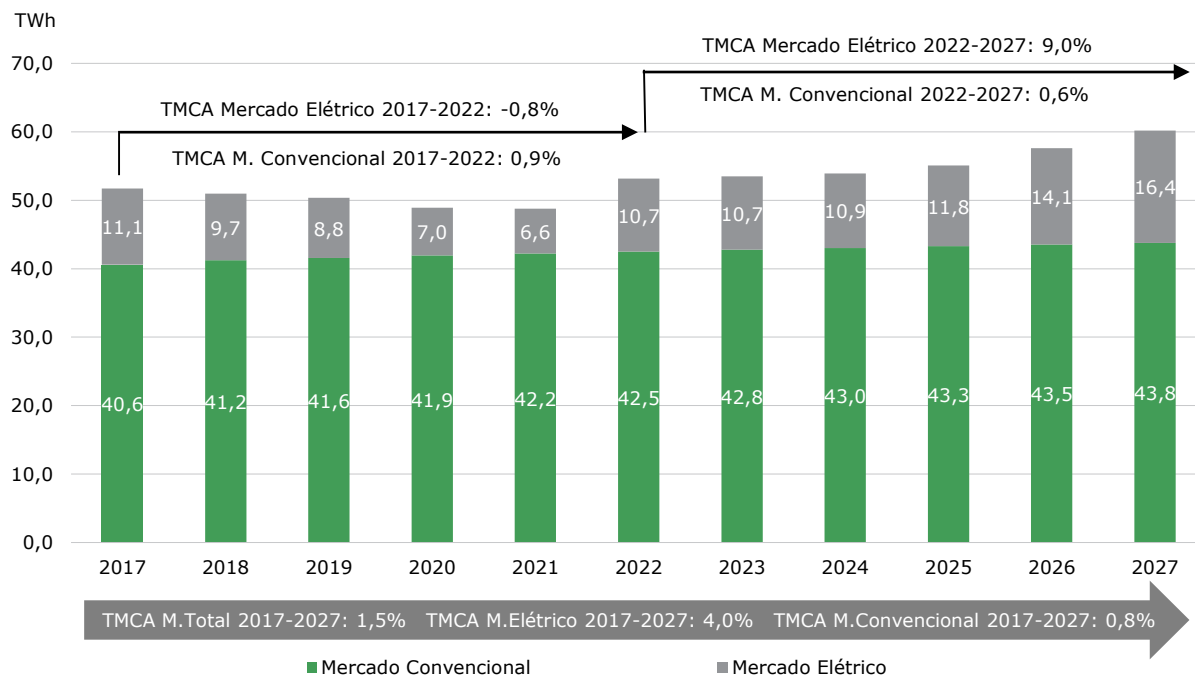


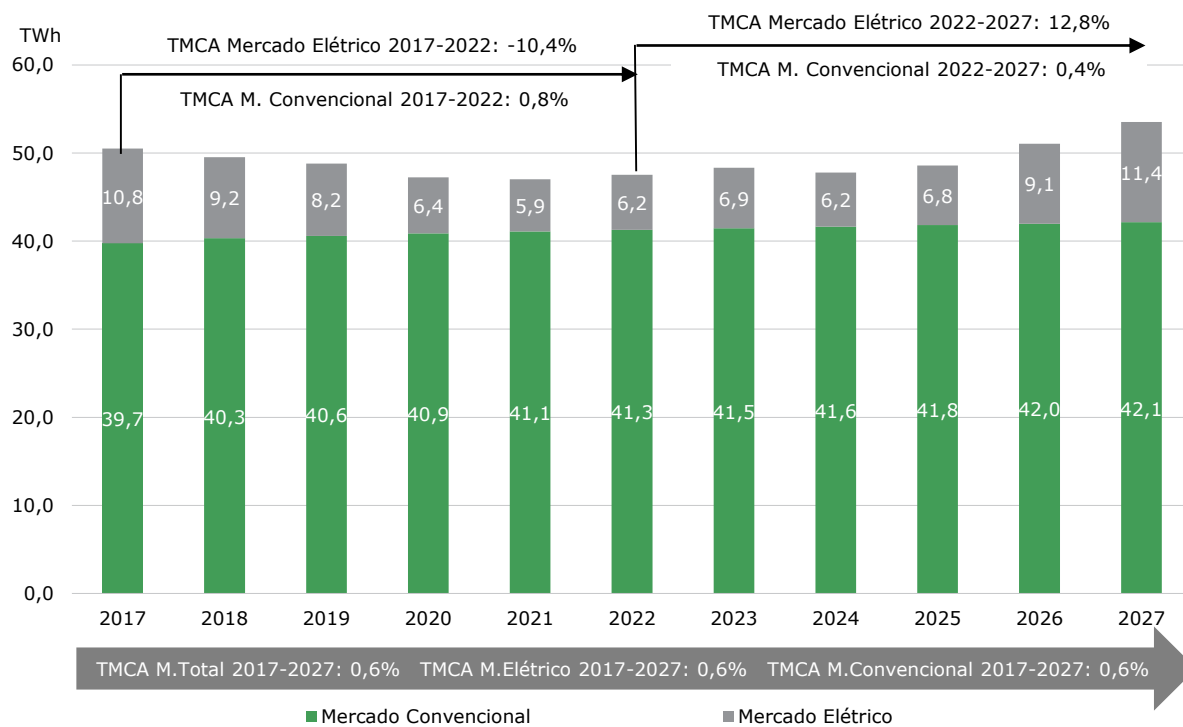
FIGURA 3-2

Previsão de Procura de Gás Natural do cenário Superior



FIGURA 3-3

Previsão de Procura de Gás Natural do cenário Inferior



3.2.2. Pontas de consumo diário

As pontas de consumo diário de gás natural apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem à estimativa de consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Atendendo às características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas para o mercado convencional e para o mercado elétrico, cujo enquadramento se encontra detalhado no Anexo 2.

Determinaram-se as pontas diárias prováveis e extremas de consumo para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o cenário Central, o cenário Superior e o cenário Inferior.

No quadro e nos gráficos seguintes são apresentados os seguintes valores:

- A evolução da ponta provável e da ponta extrema de consumo para o mercado convencional e para o mercado elétrico em cada um dos cenários;
- A ponta de consumo global, que resulta do somatório da ponta do mercado convencional e da ponta do mercado elétrico (fator de simultaneidade igual a 1) em cada um dos cenários (cenário Central, o cenário Superior e o cenário Inferior);

Os dados apresentados correspondem, para cada um dos cenários referidos, à condição de ponta provável e de ponta extrema.

QUADRO 3-2

Previsão de Pontas de consumo diário para o período 2017-2027

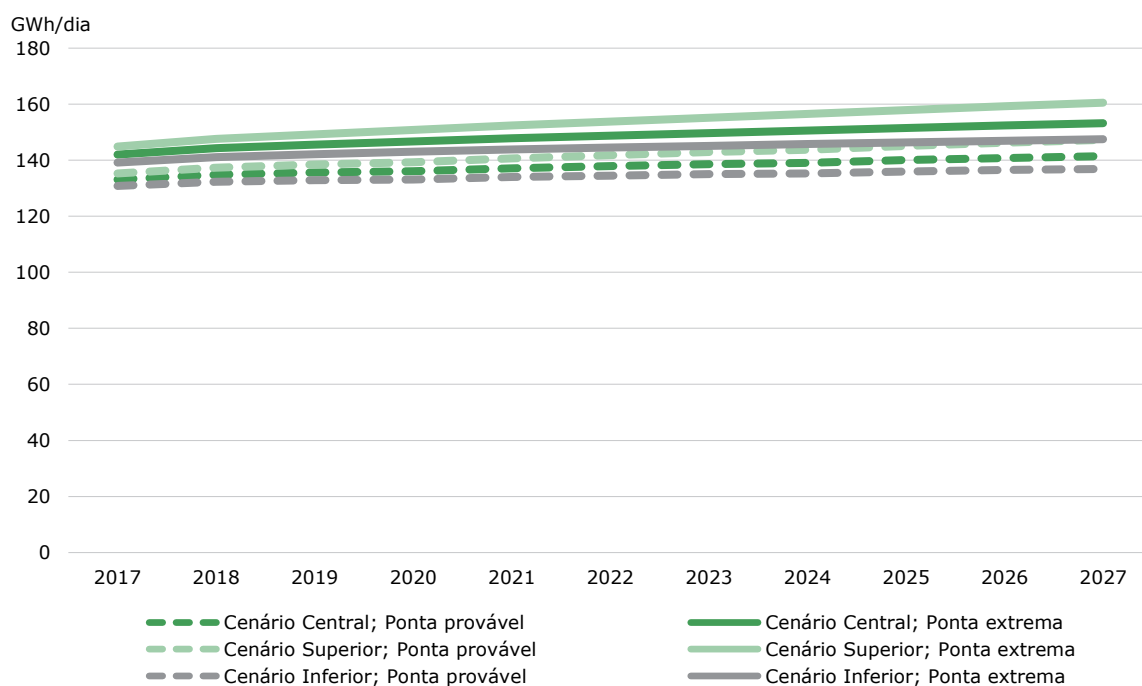
MERCADO CONVENCIONAL											
Cenário Central	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	133	135	136	136	137	138	139	139	140	141	141
Ponta extrema	142	144	146	147	148	149	150	151	151	152	153
Cenário Superior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	135	137	138	139	141	142	143	144	145	146	147
Ponta extrema	145	148	149	151	152	154	155	157	158	159	161
Cenário Inferior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	131	132	133	133	134	134	135	135	136	136	137
Ponta extrema	139	141	142	143	144	144	145	146	146	147	147
MERCADO ELÉTRICO											
Cenário Central	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	95	92	85	78	75	97	97	98	101	111	120
Ponta extrema	106	108	102	96	95	109	109	109	109	120	132
Cenário Superior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	96	117	115	114	113	123	123	125	139	142	146
Ponta extrema	107	133	128	128	128	133	137	142	147	151	155
Cenário Inferior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	92	89	82	74	72	72	73	73	76	85	94
Ponta extrema	104	105	98	92	92	90	90	91	91	98	106
MERCADO TOTAL											
Cenário Central	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	228	227	221	214	212	234	236	237	241	251	262
Ponta extrema	248	252	247	243	243	258	258	259	260	273	285
Cenário Superior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	231	255	254	253	253	265	266	268	284	288	293
Ponta extrema	252	281	277	279	280	287	292	298	305	310	316
Cenário Inferior	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta provável	223	222	215	207	206	207	208	209	212	222	231
Ponta extrema	243	247	240	235	236	234	235	237	237	245	253

GWh/dia

A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Convencional, previstas para o período compreendido entre os anos 2017 e 2027.

FIGURA 3-4

Pontas de consumo do Mercado Convencional para o período 2017-2027



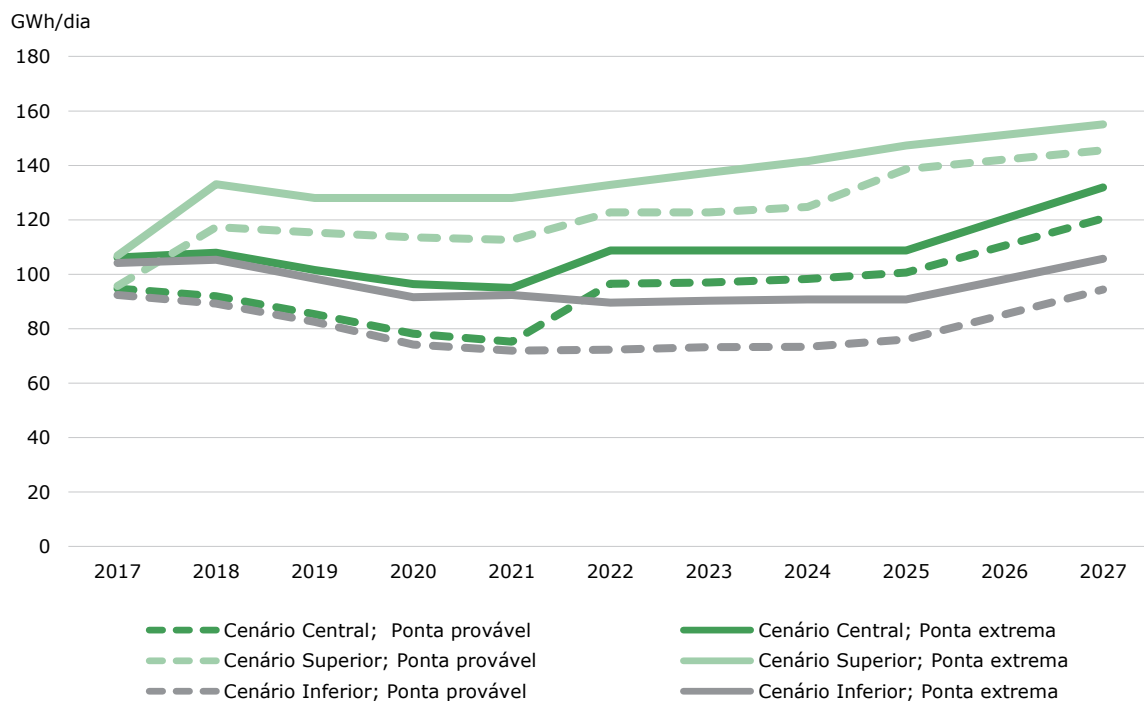
A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Elétrico, previstas para o período compreendido entre os anos 2017 e 2027.

Os aumentos disruptivos que se verificam nas pontas de consumo do mercado elétrico justificam-se pela desclassificação das centrais térmicas a carvão de Sines, do Pego e da CCC da Tapada do Outeiro nas datas do fim dos contratos de aquisição de energia. Os momentos em que se verificam estes aumentos nas pontas de consumo dependem do cenário considerado e do grau de utilização das centrais a gás, que poderá ser diferente na ponta provável e na ponta extrema de consumos.

À semelhança do cenário Superior, deverá igualmente ser considerada a hipótese de reforço a gás natural entre 2025 e 2030, se o SEN necessitar.

FIGURA 3-5

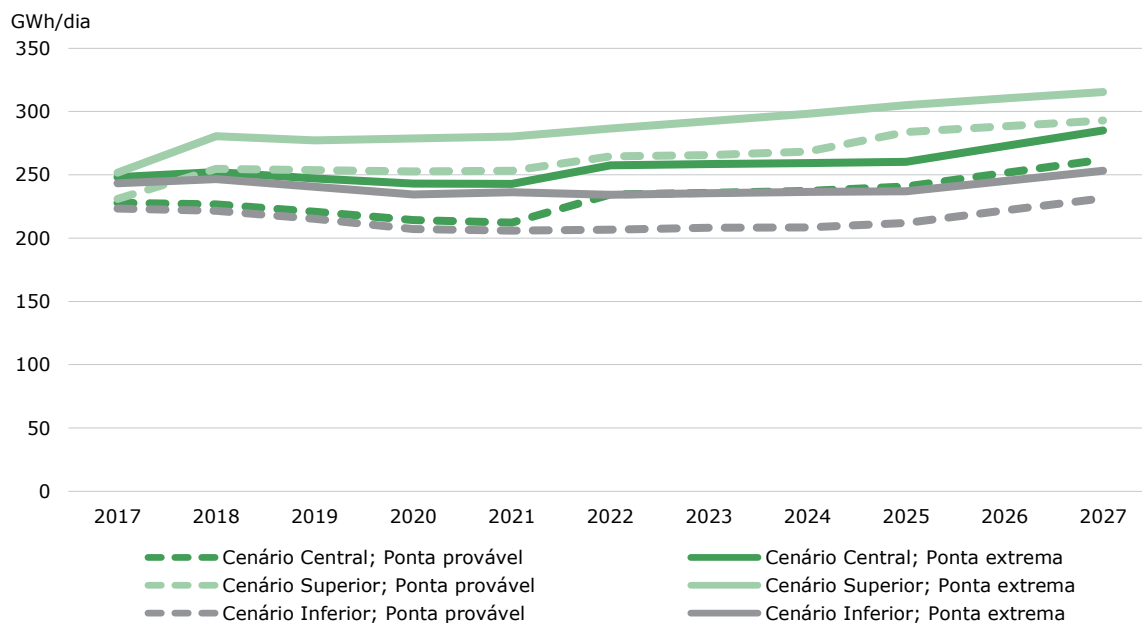
Pontas de consumo do Mercado Elétrico para o período 2017-2027



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos 2017 e 2027.

FIGURA 3-6

Pontas de consumo do Mercado Total para o período 2017-2027



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á um crescimento reduzido da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de crescimento reduzido da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num aumento de 1,4% para os cenários de ponta provável e de ponta extrema do cenário Central, para o período 2017-2027.

O cenário Superior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 2,4% e 2,3%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, fruto dos aumentos mais significativos ocorridos nos anos de 2018 e de 2022 em diante.

O cenário Inferior apresenta um crescimento médio (TMCA) de 0,4%, para as situações de ponta provável e de ponta extrema, para o período 2017-2027.

3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de GN decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos na perspetiva da capacidade de oferta, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTGN, e na perspetiva da capacidade de armazenamento, para assegurar a constituição de reservas de gás natural.

De modo a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com os pontos de interligação da RNTGN e com as infraestruturas de armazenamento de gás natural.

No presente subcapítulo apresentam-se os desenvolvimentos futuros que se preveem realizar na RNTIAT.

3.3.1. Projetos Base

3.3.1.1. Capacidade de oferta da RNTGN

Os Projetos Base propostos no plano não têm qualquer impacto na capacidade de oferta da RNTIAT. Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação para o período compreendido entre os anos 2017 e 2027 que, por se manterem constantes, não se efetuou qualquer representação gráfica.

QUADRO 3-3

Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373

GWh/dia

QUADRO 3-4

Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
3ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

GWh/dia

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/dia (correspondente à capacidade de saída a partir de outubro de 2018) para todo o período em análise.

3.3.1.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

O quadro seguinte apresenta a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT. Não se prevê qualquer incremento de capacidade de armazenamento da RNTIAT associada aos projetos base do PDIRGN, razão pela qual não se efetuou qualquer representação gráfica.

QUADRO 3-5

Evolução da Capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
RNTIAT	6407	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL Sines	2568	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS Carrigo	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

3.3.2. Projetos Complementares

3.3.2.1. Capacidade de oferta da RNTGN

Este subcapítulo apresenta os projetos complementares que se preveem realizar na RNTGN:

Período compreendido entre os anos 2023 e 2027 (projetos condicionados à realização do STEP)

Instalação de uma Estação de Compressão no Carregado, de modo a aumentar a capacidade de transporte da rede de alta pressão e a capacidade do ponto de entrada em Sines, permitindo tirar partido da capacidade diária máxima de regaseificação do TGNL, de 321 GWh/d.

Encontra-se prevista a entrada em serviço da 3ª interligação Portugal - Espanha (1ª fase), ligando Celorico da Beira a Zamora, através de um gasoduto DN700, com uma capacidade bidirecional de 70 GWh/d (importação e exportação).

A decisão final de investimento destes projetos deve ser totalmente articulada com o desenvolvimento do projeto STEP/Midcat (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus), devendo estes 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 STEP. Adicionalmente, o projeto da 3ª interligação deve ter também em conta a concretização da obtenção de apoio comunitário.

Os quadros e as figuras seguintes evidenciam a evolução da capacidade de oferta de importação e de exportação no período de 2017 a 2027, tendo em conta as infraestruturas condicionadas à realização do STEP. Para efeitos de determinação da capacidade de oferta das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço, ou seja, considera-se a disponibilidade das infraestruturas a 1 de janeiro de cada ano.

Não se encontra previsto qualquer infraestrutura que altere a capacidade de armazenamento da RNTIAT no período de 2017 a 2027.

QUADRO 3-6

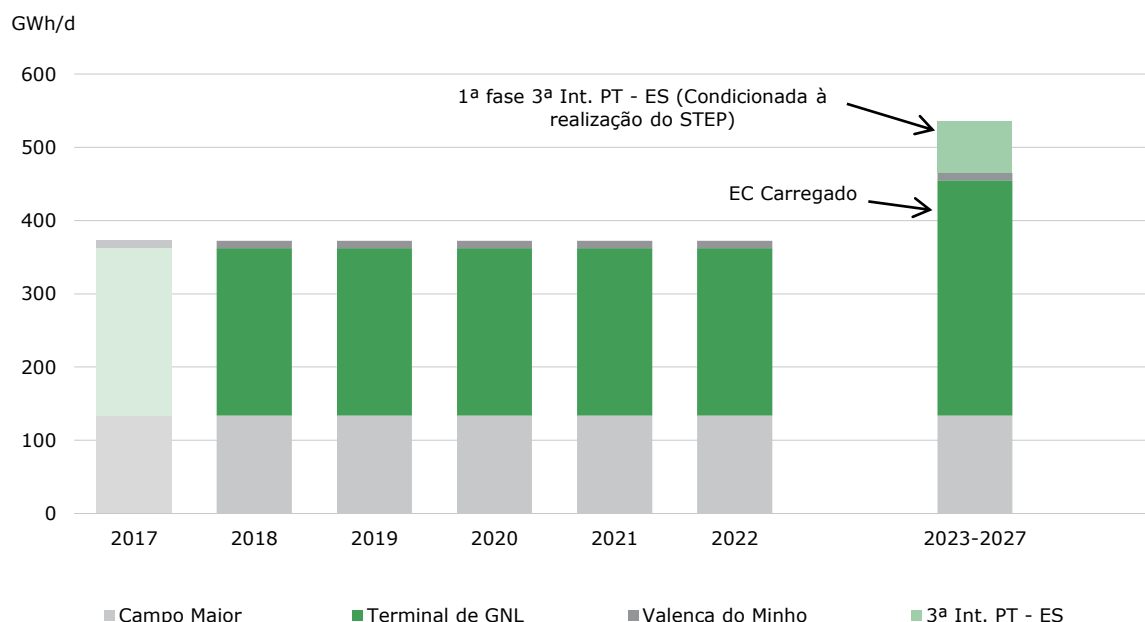
Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	← 2023-2027 →
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	321
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10
3ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	70
Total	373	373	373	373	373	373	535

GWh/dia

FIGURA 3-7

Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT



QUADRO 3-7

Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT

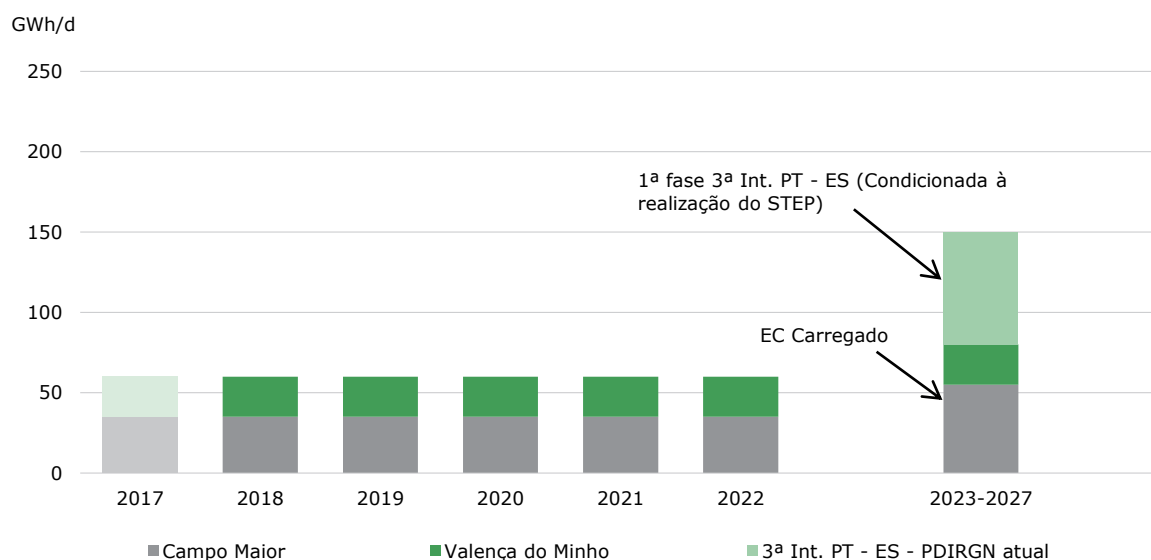
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	← 2023-2027 →
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	55
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25
3ª Int. PT - ES	0	0	0	0	0	0	70
Total	60	60	60	60	60	60	150

GWh/dia

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/dia (correspondente à capacidade de saída a partir de outubro de 2018) para todo o período em análise.

FIGURA 3-8

Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT



Os projetos de desenvolvimento que não necessitavam de decisão no âmbito do PDIRGN 2016-2025, foram removidos desta edição do Plano, por se achar que a sua concretização, mesmo que eventual, estará fora do seu horizonte, de 2018 a 2027. Em concreto, este conjunto de projetos incluía a estação de compressão de Cantanhede, o gasoduto Cantanhede-Mangualde, o gasoduto Carriço Cantanhede, a sétima cavidade do AS do Carriço (RENC-8) e o segundo cais de acostagem do TGNL de Sines (2º *jetty*).

3.4. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

O plano de desenvolvimento e investimento das infraestruturas que compõem a RNTIAT resulta da aplicação de princípios e de critérios de planeamento, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade nas infraestruturas que a integram, garantindo o equilíbrio entre a oferta e a procura de gás natural com níveis adequados de segurança, de fiabilidade e de qualidade de serviço, de acordo com as exigências técnicas e regulamentares, devendo também ser observados critérios de racionalidade económica assim como as orientações de política energética. No que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

No capítulo 1.2 Contexto Legislativo e Regulamentar são várias as referências às obrigações das concessionárias REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico em matéria de segurança do abastecimento. Da referida legislação, assume particular importância o DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, designadamente o capítulo XI Segurança do abastecimento, o Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros e o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril de 2013.

A segurança do abastecimento de gás natural ao SNGN é garantida através da oferta de capacidade nos pontos de entrada do sistema, da diversificação das fontes de aprovisionamento, da existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança e da otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado e conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Os incentivos à liberalização do mercado e o conseqüente aumento das trocas comerciais em Portugal, na Península Ibérica e na Europa têm como objetivo o aumento da segurança do abastecimento e da concorrência no sector do gás natural. A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa e o aumento da flexibilidade dos sistemas assumem um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, a análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua a estes projetos é diferente da análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento, que se agruparam nos Projetos Complementares.

3.4.1. Análise multicritério / Custo-benefício aplicável aos projetos de desenvolvimento com impacto sistémico

Na sua génese e para garantir o cumprimento dos objetivos propostos, a atividade de planeamento deve estar enquadrada por indutores estratégicos que por um lado orientam e dão significado às propostas de investimento, mas que atuam também como forças motrizes do desenvolvimento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Para garantir a qualidade do planeamento efetuado e a melhoria contínua das opções tomadas, os indutores de desenvolvimento constituem, em si mesmo, critérios à luz dos quais os projetos propostos podem ser avaliados.

A organização dos indutores de desenvolvimento, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRGN com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento Nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013. Quando comparado com o PDIRGN 2016-2025, ao Indutor outros princípios e critérios de planeamento foi dada a designação de **modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional**.

Deste modo, a sistematização e enquadramento dos indutores e atributos utilizados no planeamento, apresenta a seguinte subdivisão:

- Integração do mercado e interoperabilidade;
- Aumento da concorrência;
- Segurança do abastecimento;
- Sustentabilidade;
- Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas;
- Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional

Os quatro primeiros indutores aplicam-se, essencialmente, aos projetos de desenvolvimento, que não constituem a proposta base deste plano. São, no entanto, critérios fundamentais para a avaliação dos Projetos Complementares.

A **integração do mercado e interoperabilidade** devem ser avaliadas pela integração dos mercados de Portugal e Espanha, pela convergência de preços, pela flexibilidade do sistema e pelo grau de reversibilidade das interligações entre os dois países (fluxo bidirecional).

O **aumento da concorrência** deve ser medida com base na dependência dos fornecedores, na diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento.

A **segurança do abastecimento** de gás deve ser avaliada pela flexibilidade do sistema para fazer face a situações de perturbação do aprovisionamento, pela dependência dos fornecedores, pela diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento, bem como pelo cumprimento da norma relativa às infraestruturas (critério N-1), nos

termos do nº 1 do artigo 6º do Regulamento (UE) nº 994/2010. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é igualmente um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNGN, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas na norma do aprovisionamento, artigo 8º do Regulamento (UE) nº 994/2010.

A **sustentabilidade** deve ser medida pela contribuição para a redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER).

No quadro seguinte são apresentados o conjunto de atributos que têm por objetivo avaliar os quatro primeiros princípios e indutores de desenvolvimento referidos nos parágrafos anteriores.

QUADRO 3-8

Atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração do mercado	Aumento da concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	X		X	
Capacidade bidirecional	X		X	
IHH da capacidade	X	X	X	
IHH do aprovisionamento	X	X	X	
Dependência dos fornecedores		X	X	
Critério N-1			X	
Capacidade de armazenamento	X	X	X	
Diminuição de emissões (GEE)				X
<i>Backup às FER</i>				X

Notas:

IHH - Índice de Herfindahl Hirschman

Critério N-1 - Norma relativa às infraestruturas (critério N-1), nos termos do nº 1 do artigo 6º do Regulamento (UE) Nº 994/2010

GEE - Gases com efeito de estufa

FER - Fontes de energia renovável

No Anexo 3 procede-se à descrição de cada um dos atributos, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados. No capítulo seguinte, estes atributos serão utilizados na avaliação e justificação dos investimentos propostos no PDIRGN 2015.

Os **critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas** que compõem a RNTIAT decorrem da existência de limites operacionais das infraestruturas que salvaguardem a

respetiva operação com os níveis de segurança e de qualidade de serviço considerados adequados pelas melhores práticas da indústria e pelo normativo e legislação aplicável.

O indutor de **modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional** agrega os atributos que visam garantir a qualidade de serviço, os que decorrem da necessidade de troca, publicação e disponibilização de informação, e os que têm por objetivo a otimização e o adequado funcionamento dos sistemas e equipamentos que compõem a RNTIAT.

3.4.2. Análise multicritério / Custo-benefício aplicável aos projetos Remodelação e Modernização dos Ativos

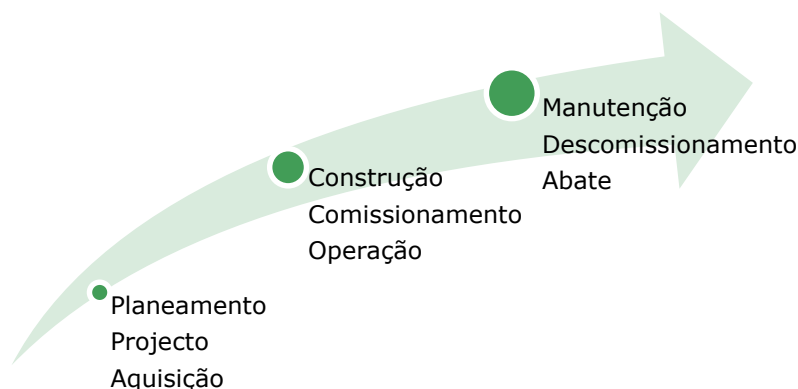
ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO E GESTÃO DE ATIVOS

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as utilities, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade que se consegue alcançar com um número limitado de recursos. Tendo em consideração as boas práticas internacionais para Asset Management (nomeadamente a PAS55 e a ISO55000), a política de manutenção da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos Ativos.

O ciclo de vida completo de um ativo da RNTIAT pode ser expresso pela seguinte cadeia de valor: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento e abate. Trata-se, portanto, de uma visão holística do ciclo de vida do ativo, ou sistemas de Ativos, tal como preconizado na Publicly Available Specification 55 (PAS 55) e na ISO 55000.

FIGURA 3-9

Visão holística do ciclo de vida do ativo (PAS 55)



O ponto de partida para uma política de Gestão de Ativos consiste, por conseguinte, em caracterizar a população de equipamentos da RNTGN.

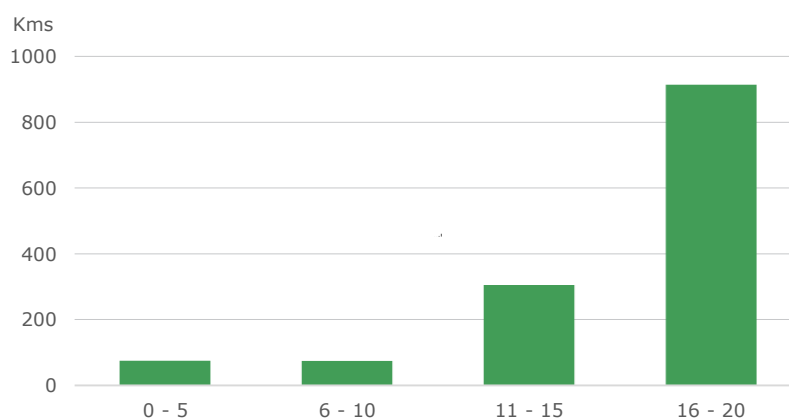
CARACTERIZAÇÃO DE ATIVOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GN

No final de 2016 a infraestrutura da RNTGN era composta por 1 375 km de gasodutos principais e ramais de ligação, diversos tipos de estações, um Centro de Despacho (DC) e um Centro Técnico Administrativo localizado em Bucelas, um Centro de Despacho de Emergência (EDC) localizado em Pombal, assim como sistemas SCADA e de telecomunicações, de acordo com uma descrição efetuada no capítulo 2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural.

Um critério tradicional e de partida para o planeamento de remodelação de Ativos consiste na idade dos mesmos. A maior parte da infraestrutura foi colocada em serviço durante o ano de 1997. No final do ano de 2016, a idade média dos gasodutos era de 17 anos e cerca de 50% da infraestrutura de transporte apresentava perto de 20 anos de operação contínua.

FIGURA 3-10

Idade do Gasoduto no final do ano de 2016 [anos]



A idade média das estações é sensivelmente a mesma que a do gasoduto. Contudo, estas contêm equipamentos cujo período de vida útil é consideravelmente menor tais como caldeiras e permutadores de calor, equipamentos de regulação e medida ou sistemas de controlo e instrumentação.

QUADRO 3-9

Estimativa de Vida Útil dos Ativos das Estações

Família de Ativo (estações)	Vida Útil Esperada (média)
Sistemas de Controlo e Instrumentação	10 anos
Sistemas de Regulação	40 anos
Sistemas de Aquecimento e Controlo de Temperatura	15 anos
Sistemas de Odorização	25 anos
Sistemas de Contagem de Gás	15 anos
Sistemas de Baterias e UPS	15 anos

ATIVOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O Terminal de GNL comporta instalações portuárias com capacidade de recepção e descarga de navios metaneiros, tanques de armazenamento e uma área de processamento e vaporização de GNL para subsequente entrega do gás à RNTGN. Dispõe igualmente de condições para o enchimento de camiões-cisternas com GNL de forma a abastecer as UAG localizadas no território nacional. Para além da descrição técnica efetuada no capítulo 2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural, o terminal possui ainda outros equipamentos como as bombas de baixa pressão, bombas de alta pressão, compressores de vapor, unidades de recondensação e de vaporização. Possui também sistemas SCADA e de telecomunicações.

A operação comercial do Terminal de GNL iniciou-se em 2004 tendo este sofrido obras de expansão com início em 2009 e término em 2012.

A grande maioria dos equipamentos tem neste momento uma idade superior a 12 anos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste. As condições de operação do terminal com regimes de carga variável e longos períodos em regimes de carga mínima provocam ciclos térmicos nos equipamentos que levam a fenómenos de fadiga.

ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural localiza-se no Carriço, concelho de Pombal e é constituída por um conjunto de 6 cavidades onde o gás natural é armazenado sob pressão, em fase gasosa, as quais são ligadas por gasodutos a uma estação de gás que faz o tratamento do gás natural nos dois modos de operação: extração de gás das cavidades para a RNTGN e injeção de gás da RNTGN para as cavidades.

Esta infraestrutura possui também instalações de lixiviação, as quais são utilizadas exclusivamente para a construção de novas cavidades. Essas instalações são constituídas por infraestruturas de captação de água e rejeição de salmoura, operadas por uma estação de lixiviação. À semelhança das infraestruturas da RNTGN e do TGNL de Sines, possui igualmente sistemas SCADA e de telecomunicações.

No final de 2016 a infraestrutura de armazenamento subterrâneo era constituída por 6 Cavidades.

As instalações entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há 12 anos, com a entrada em exploração da estação de gás e da cavidade RENC-5. Desde então, mais cinco cavidades entraram em operação, a última das quais, a RENC-6, em dezembro de 2014.

CAMPOS DE ATUAÇÃO - PROJECTOS DE MELHORIA OPERACIONAL, ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR E GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Independentemente da infraestrutura a que dizem respeito, os projetos foram agrupados e analisados em 3 blocos agregadores:

MELHORIA OPERACIONAL

São os projetos cuja implementação indica vantagens operacionais seja ao nível de mitigação do aumento de custos e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulação do sector.

GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Intervenções necessárias nos Ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos Ativos em detrimento da sua substituição. A materialização da estratégia referida requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE), cuja metodologia de calculo se encontra detalhada no Anexo 8.



4

**PROJETOS BASE
DE INVESTIMENTO**

REN 

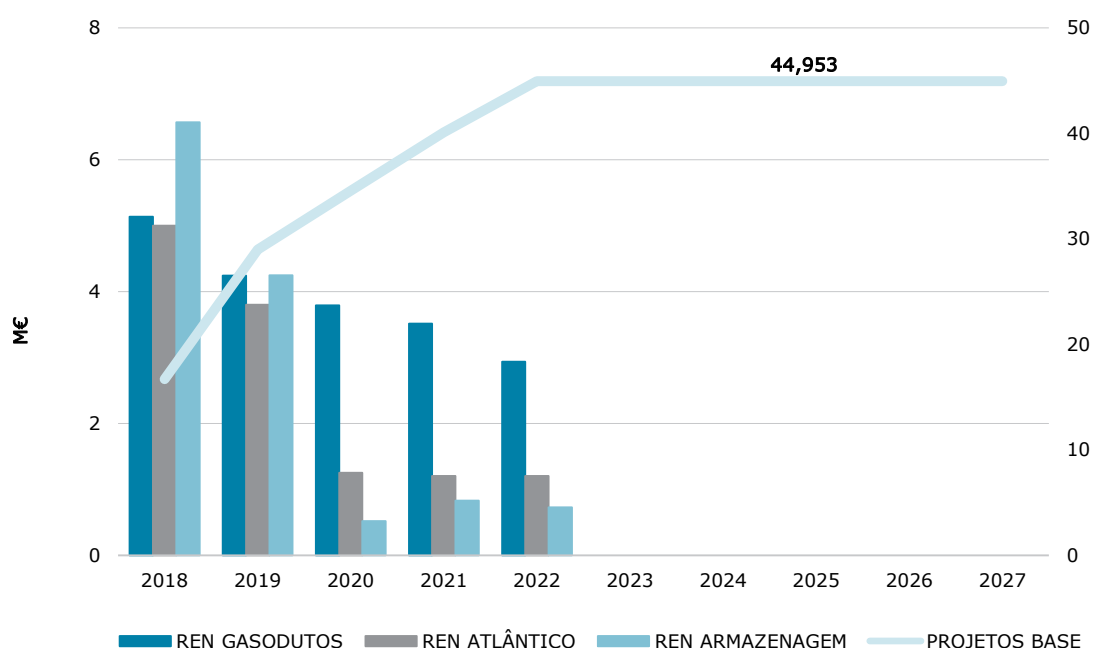
4.1. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

4.1.1. Investimento Total Associado aos Projetos Base

Os Projectos Base são constituídos pelos projectos de remodelação e modernização propostos e pelos projectos em curso que transitam de anos anteriores para o período em análise.

FIGURA 4-1

Montantes de Investimento associado aos Projetos Base

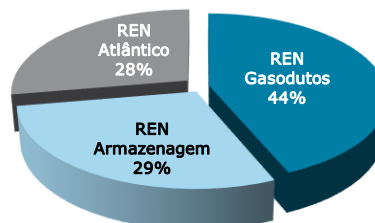


Os projetos de remodelação e modernização da RNTIAT incluem os seguintes campos de atuação: Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil, abordados em detalhe nos capítulos seguintes.

Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRGN 2018-2027 pelas concessionárias da RNTIAT.

Repartição dos investimentos do PDIRGN 2018-27

PDIRGN Período 2018 - 2022	
Concessionária da RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	19,618
REN Armazenagem	12,885
REN Atlântico	12,450
TOTAL	44,953



O projecto de optimização da estação de gás do Armazenamento Subterrâneo do Carriço encontra-se em curso, tendo merecido parecer favorável da ERSE em anteriores edições do Plano. É um investimento fundamental para permitir responder às necessidades do sistema que se iniciou com a eliminação de limitações nos processos de injeção e extração (*debottlenecking*) e que corresponde à primeira fase de optimização.

Para o conjunto dos projetos de modernização e remodelação propostos, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRGN, deverão ter Decisão Final de Investimento (DFI) neste Plano os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos 2018, 2019, e 2020. Conforme detalhado no quadro seguinte, o valor total de investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT que requerem DFI no PDIRGN 2018-2027 é de cerca de 27,7 M€. Adicionalmente, ao projeto de optimização da estação de gás do Armazenamento Subterrâneo do Carriço corresponde um investimento de 6,8 M€ nos anos de 2018 e 2019. Assim, o valor global para os três primeiros anos do Plano é de cerca de 34,5 M€, que compara com o valor de investimento de 34,1 M€ proposto nos três primeiros anos do PDIRGN 2016-2025.

No quadro seguinte são indicados os montantes de investimento dos Projectos Base deste PDIRGN.

QUADRO 4-1

Montantes associados aos projectos base do plano de investimento da RNTIAT – PDIRGN 2018-2027

Projetos Base	Investimento Parcelar			Cronograma do Investimento									
	Total Projeto	Período 2018-2022	PDIRGN 2018-2027	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total RNTIAT	48 205	44 953	44 953	16 702	12 287	5 560	5 545	4 860	-	-	-	-	-
REN GASODUTOS	19 618	19 618	19 618	5 137	4 242	3 790	3 515	2 935	-	-	-	-	-
Remodelação e Modernização	19 618	19 618	19 618	5 137	4 242	3 790	3 515	2 935					
REN ATLÂNTICO	12 450	12 450	12 450	5 000	3 800	1 250	1 200	1 200	-	-	-	-	-
Remodelação e Modernização	12 450	12 450	12 450	5 000	3 800	1 250	1 200	1 200	-	-	-	-	-
REN ARMAZ.	16 137	12 885	12 885	6 565	4 245	520	830	725					
Estação de Gás	10 052	6 800	6 800	4 300	2 500								
<i>Debottlenecking</i>	2 279	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Up-grade compressão	5 272	4 300	4 300	4 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Up-grade sistema controlo	2 500	2 500	2 500	-	2 500	-	-	-	-	-	-	-	-
Remodelação e Modernização	6 085	6 085	6 085	2 265	1 745	520	830	725	-	-	-	-	-

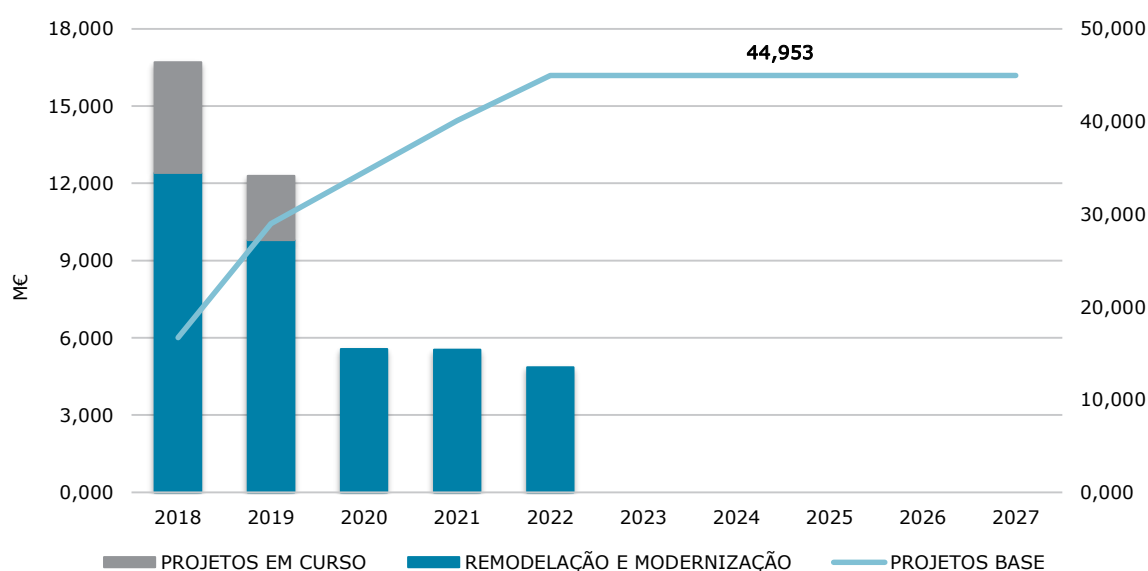
Unidade: k(€)

4.1.2. Investimento em Curso Associado aos Projetos Base

O projecto de optimização do Armazenamento Subterrâneo, em curso e com parecer favorável da ERSE nos PDIRGN anteriores, permite aumentar e flexibilizar a capacidade de injeção. Nos anos de 2015 e 2016, entraram em exploração 3,25 M€ de investimento relativos a este projeto, correspondentes à 1ª fase (*debottlenecking*), a que se somam 4,3 M€ em 2018 e 2,5 M€ em 2019, de acordo com a proposta deste PDIRGN.

FIGURA 4-2

Investimento em curso associado aos Projectos Base



SUMÁRIO DO PROJETO DE OTIMIZAÇÃO (AUMENTO E FLEXIBILIZAÇÃO) DA CAPACIDADE DE COMPRESSÃO

A unidade de compressão, bem como o sistema de controlo, foram desenhados tendo em vista uma filosofia de armazenamento sazonal com períodos longos de injeção. Apesar de mecanicamente robusta, a instalação, incluindo sistemas de ignição, alimentação e auxiliares, apresenta pouca versatilidade quando se pretende implementar um regime operacional com paragens e arranques frequentes.

Com esta intervenção na Unidade de Compressão, pretende-se:

- Adquirir um terceiro grupo compressor autónomo, movido a gás natural e respetivos sistemas auxiliares, duplicando a capacidade de injeção com reserva a 50% dessa nova capacidade;

- Atualizar o software de controlo dos motores, nomeadamente ao nível do processo de ignição e alimentação de gás, adequando os mesmos a um regime de funcionamento com paragens e arranques frequentes;
- Alterar e harmonizar a arquitetura do atual sistema de controlo dos compressores existentes, substituindo autómatos e parte da instrumentação associada.

4.2. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

4.2.1. Agregação de Projetos

O conjunto de projetos aqui apresentados, quer pelo seu impacto nas infraestruturas, quer pelo valor do investimento associado, não são apresentados individualmente, mas de uma forma agregada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT.

O agrupamento efetuado inclui diversos projetos de carácter abrangente que têm como principal objetivo dar cumprimento aos princípios e critérios descritos nos Capítulos 3 e 6 deste documento, designadamente os critérios de qualidade de serviço, os decorrentes da necessidade de troca, publicação e disponibilização de informação às partes interessadas no processo de acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT, de otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT fundamentais ao controlo e minimização do incremento dos custos de operação e exploração segura das infraestruturas, e os decorrentes da necessidade de remodelação/conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente.

Para além da descrição de cada projeto nos subcapítulos seguintes existe uma ficha resumo, designada 'ficha de projecto', para consulta no Anexo 9.

A agregação foi efetuada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT, de acordo com os seguintes conjuntos de projetos:

PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Estão referenciados como projetos propostos no âmbito da melhoria operacional, aqueles cuja análise técnica e económica demonstrou vantagens operacionais na sua implementação, que surgem da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica ou resultantes da aquisição de ferramentas ou outros equipamentos cujo impacto na operação das infraestruturas é positivo, seja ao nível de custos ou a nível de segurança de abastecimento, segurança de pessoas e bens ou ambiental. As atividades incluídas em cada um dos projetos, estão descritas em detalhe nos capítulos seguintes.

A análise efetuada para todos os projetos propostos baseou-se nos seguintes atributos, descritos no Anexo 3:

- Capacidade em risco de interrupção;
- Redução de probabilidade de falha;

- Melhoria para a segurança de pessoas e bens;
- Redução de impactos ambientais;
- Redução do incremento de custos para o SNGN.

O processo de análise para este tipo de projeto tem como principais objetivos:

- a) Determinar se o projeto é viável, i.e, se é um bom investimento relacionando os indutores acima referidos com os custos do projeto;
- b) Comparar as várias alternativas técnicas para determinar qual a mais viável.

Os custos do projeto ao longo do período são comparados com os benefícios deste ao longo do mesmo período. Importa referir que os custos resultantes da opção de não fazer o projecto e que sejam evitáveis com a execução do projecto em análise serão considerados como benefícios deste (como exemplo: a intervenção num equipamento que impeça a sua deterioração ou aumente a sua capacidade, permitindo evitar a aquisição de um novo equipamento ou a modernização de sistemas de controlo para as versões atuais permitindo controlar o incremento dos custos de manutenção e operacionais no futuro).

PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Os projetos propostos no âmbito da adequação regulamentar são projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector e nos regulamentos publicados pela Entidade Reguladora (ERSE). São projetos relacionados com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e recondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito no capítulo seguinte e cuja execução é mandatária.

PROJETOS DE GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

A REN tem trabalhado no sentido de prever as necessidades de investimento em remodelação de ativos, através de uma análise ao estado dos equipamentos instalados na RNTIAT, ponderado pelo nível de risco associado. Consequentemente, torna-se crucial implementar uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNTIAT e não tendo em conta apenas na sua idade económica.

A REN, enquanto Operador da RNTIAT, planeia a “onda” de substituição de ativos (normalmente designada por “replacement wave”), tendo em consideração:

- A necessidade de antever os futuros volumes de investimento;
- A necessidade de evitar picos de investimento que oneram excessivamente o sistema;
- A relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos;

- A utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

Isto é, para prolongar a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o know-how. A materialização da referida estratégia requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE).

4.2.2. Investimento de Remodelação e Modernização durante o período 2018-2022

De seguida apresenta-se um resumo dos montantes associados aos investimentos em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, para o período de 2018 a 2022 (próximos 5 anos).

QUADRO 4-2

Resumo dos montantes associados aos projectos de modernização e remodelação da RNTIAT para o período de 2018 a 2022

	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
REN GASODUTOS						
Melhoria Operacional	2,807	1,392	0,920	0,545	0,370	6,033
Adequação Regulamentar	0,370	0,480	0,305	0,730	0,355	2,240
Fim de Vida Útil	1,960	2,370	2,565	2,240	2,210	11,345
TOTAL REN GASODUTOS	5,137	4,242	3,790	3,515	2,935	19,618
REN ATLÂNTICO						
Melhoria Operacional	0,350	0,000	0,000	0,000	0,000	0,350
Adequação Regulamentar	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,200
Fim de Vida Útil	4,450	3,800	1,250	1,200	1,200	11,900
TOTAL REN ATLÂNTICO	5,000	3,800	1,250	1,200	1,200	12,450
REN ARMAZENAGEM						
Melhoria Operacional	1,920	1,620	0,035	0,170	0,020	3,765
Adequação Regulamentar	0,000	0,000	0,000	0,450	0,045	0,495
Fim de Vida Útil	0,345	0,125	0,485	0,210	0,660	1,825
TOTAL REN ARMAZENAGEM	2,265	1,745	0,520	0,830	0,725	6,085
TOTAL	12,402	9,787	5,560	5,545	4,860	38,153

Unidades: M€

Para o conjunto dos projectos de modernização e remodelação aqui apresentados, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRGN, deveram ter decisão os projectos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2018, 2019 e 2020. Conforme detalhado no quadro anterior, o valor total de investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT que requerem Decisão Final de Investimento (DFI) é de cerca de de 27,7 M€.

FIGURA 4-3

Investimento na remodelação e modernização da RNTIAT para o período 2018 a 2022

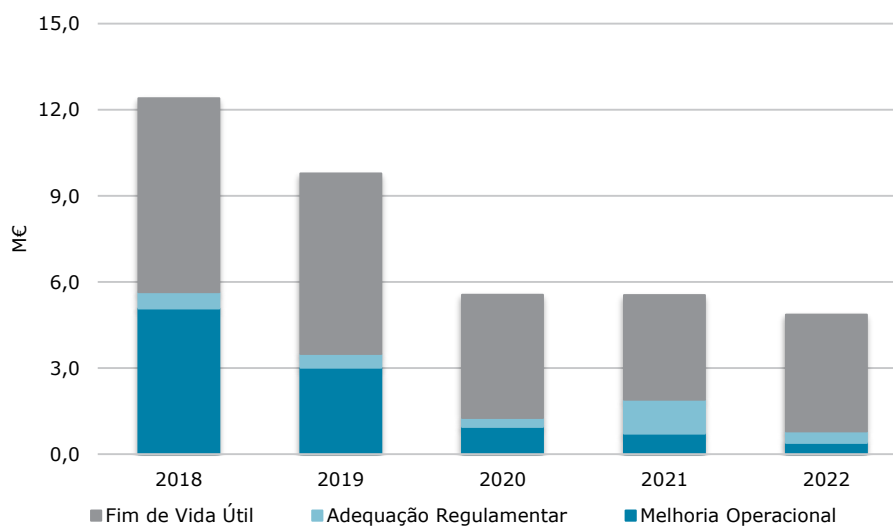


FIGURA 4-4

Investimento de Melhoria Operacional da RNTIAT para o período 2018 a 2022

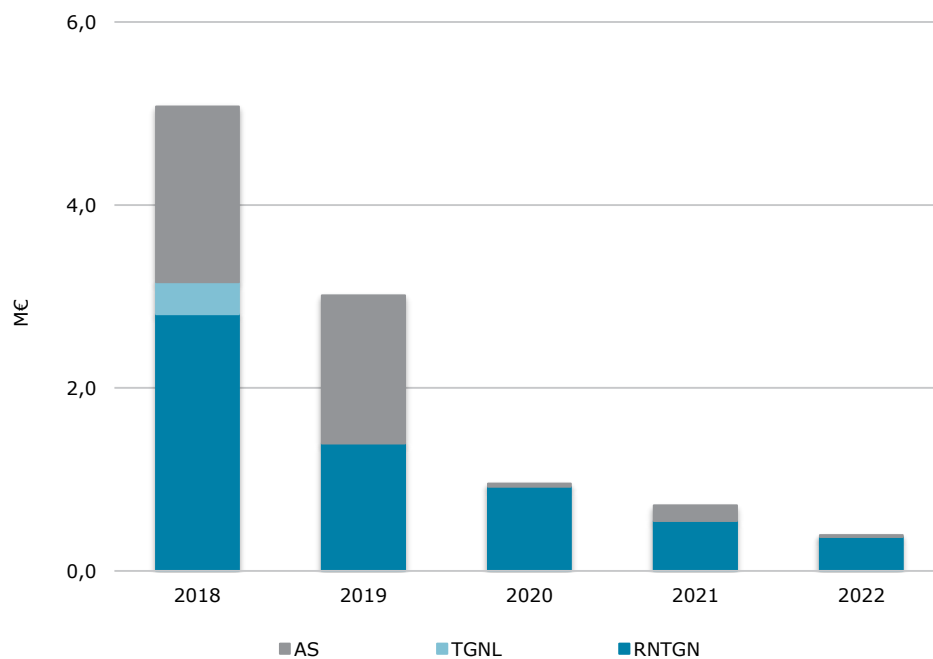


FIGURA 4-5

Investimento de Adequação Regulatória da RNTIAT para o período 2018 a 2022

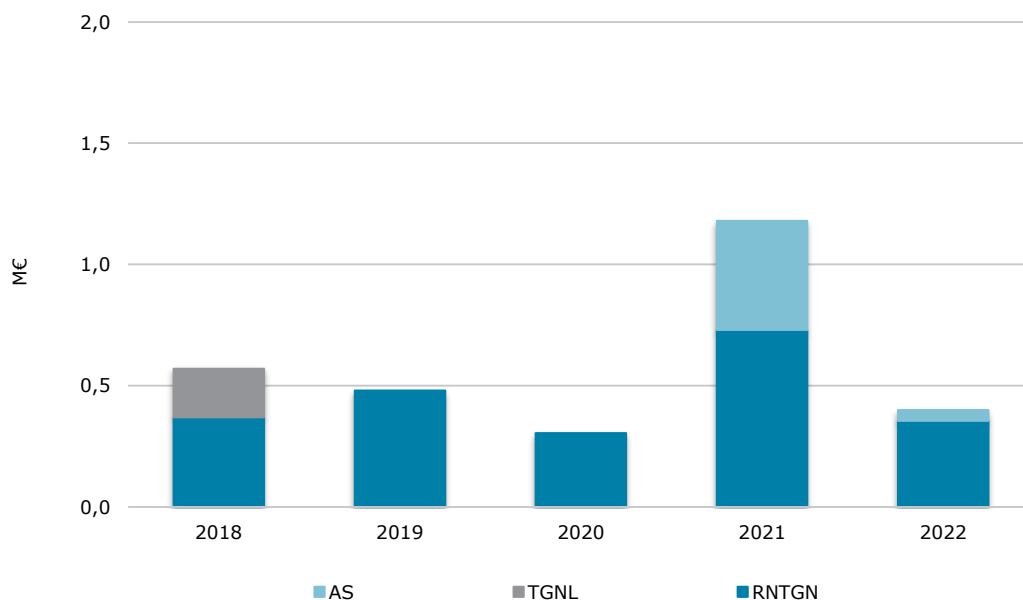
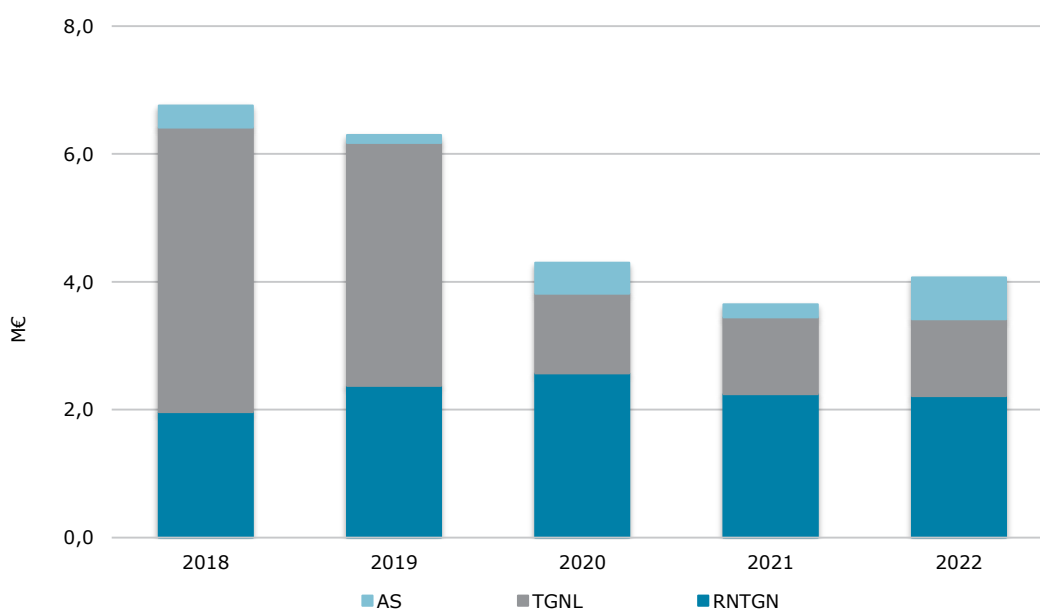


FIGURA 4-6

Investimento na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos Adequação da RNTIAT para o período 2018 a 2022



4.3. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

4.3.1. Melhoria Operacional

Neste bloco de projetos está inserido o necessário 'upgrade' de instalações e equipamentos bem como a aquisição de peças e materiais de acordo com o racional técnico-económico mais eficiente. Está também incluída a monitorização on-line dos caudais na estação de Monforte, o que permitirá gerir o sistema de uma forma mais eficaz.

QUADRO 4-3

Valor de investimento acumulado no âmbito da melhoria operacional no período de 2018 a 2022 na RNTGN

Upgrade de instalações e Equipamentos	4,593
Monitorização de cadeias de medida	0,515
Equipamentos de medida, instrumentação e ferramentas	0,925
Total Melhoria Operacional na RNTGN	6,033

Unidade: M€

A maior parcela de investimento, cerca de 4,6 M€, será aplicada no *upgrade* de instalações e equipamentos considerada fundamental para a manutenção, não só da qualidade de serviço mas também de pessoas e bens. Nesta parcela incluem-se:

- A instalação de alarmes de intrusão nas estações, essencial dada a vaga de furtos aos sistemas de baterias de que a REN foi alvo;
- O isolamento térmico em linha de redução de pressão de modo a mitigar a deterioração causada pela condensação existente;
- O *upgrade* dos sistemas de controlo de temperatura nas GRMS;
- O aumento de capacidade dos *by-pass* das válvulas BA100 e BA911 nas estações cujo caudal é insuficiente para realizar o teste funcional da válvula BA911;
- A instalação de uma segunda linha de filtragem e de aquecimento em estações sem redundância;
- A instalação de limitadores de caudal nas GRMS malhadas para proteção contra *overflow*;
- A unificação das tabelas das unidades RTU com as do Centro de Despacho;
- A aquisição de equipamento de emergência e de primeira intervenção; e

- A instalação de painéis fotovoltaicos com o objectivo primário da redução da factura energética.

O investimento previsto para a monitorização das cadeias de medida de Monforte (JCT 10000) e Cantanhede (JCT 11000) é de 0,515 M€, e permitirá à gestão de sistema um melhor controlo sobre a rede com informação *on-line* das entradas e saídas no *loop* fechado em 2013 com a construção do gasoduto Mangualde-Guarda.

Finalmente, prevê-se um investimento de 0,925 M€ em instrumentos e equipamentos de análise e medição, de modo a equipar adequadamente o laboratório móvel que permite fazer a aferição da maior parte dos equipamentos de medida de forma creditada internamente poupando custos ao sistema, e na aquisição de peças e ferramentas necessárias para a implementação da metodologia de manutenção RCM II da qual resultará uma redução de custos operacionais e consequentemente uma redução de custos para o sistema.

De seguida apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de melhoria operacional na RNTGN, com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-4

Projetos de melhoria operacional na RNTGN

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Sistema anti-intrusão (security)	2018	1 543	1 543
	Limitadores de caudal GRMS	2019	400	800
	Uniformização RTU vs CD	2018	750	750
	Filtragem e permutadores de calor	2018	400	400
	Upgrade controlo de temperatura	2020	100	300
	Isolamento regulação	2019	300	300
	By-pass das BA100 e BA911	2018	200	200
	Paineis fotovoltaicos	2019	200	200
	Equipamento de emergência	2020	50	100
Cadeias de medida	Monitorização das cadeias de medida	2018	515	515
Equipamento de medida, instrumentação e ferramentas	Equipamentos de análise e medição	2018	400	475
	Ferramentas / RCM II	2018	160	350
	EMMs do Laboratório Móvel	2020	100	100

Unidade: k€

4.3.2. Projetos de Adequação Regulamentar

Desde o início da exploração da RNTGN que a REN Gasodutos inclui nos seus programas de manutenção as atividades de Gestão de Integridade da RNTGN de acordo com as melhores práticas da indústria e dando cumprimento ao disposto no art. 66º da Portaria n.º 142/2011. Neste programa, incluem-se:

- Métodos de inspeção interna da tubagem (inspeção em linha) com capacidade de deteção de corrosão externa e interna e outros defeitos de material ou construção;
- Métodos de inspeção de avaliação direta com capacidade de deteção de possível corrosão e do estado do revestimento da tubagem;
- Caracterização de indicações no terreno.

Incluídas no bloco de adequação regulamentar, estão também as operações de calibração dos equipamentos de medida.

QUADRO 4-5

Valor de investimento acumulado no âmbito da adequação regulamentar no período de 2018 a 2022 na RNTGN

Gestão de integridade de Infraestruturas	1,525
Equipamentos de Medição e Leitura	0,715
Total Adequação Regulamentar na RNTGN	2,240

Unidade: M€

As Inspeções em Linha com recurso à tecnologia MFL (Magnetic Flux Leakage) são efetuadas de 10 em 10 anos em cada linha de acordo com o planeamento existente, salvo em situações onde a análise de risco efetuada aconselhe um menor intervalo entre inspeções.

O diagnóstico regular do estado do revestimento das linhas que compõem a RNTGN é efetuado com uma periodicidade de 10 anos, utilizando em conjunto os métodos de inspeção DCVG (Direct-current Voltage Gradient) e CIPS (Close Interval Potential Survey).

Incluídos no plano de Gestão de Integridade de infraestruturas, estão também os programas de escavações que resultam da análise técnica efetuada aos resultados das inspeções em linha e dos estudos de indicador de estado de revestimento.

O bloco de projetos de adequação regulamentar contém ainda as atividades de calibração dos contadores de gás (Equipamentos de Medição e Leitura), de acordo com a periodicidade e critérios estipulados no 'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural' publicado pela ERSE.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de adequação regulamentar na RNTGN, com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-6

Projetos de adequação regulamentar na RNTGN

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Monitorização em linha (PIGs)	2019	425	900
	Caracterização e reparação de defeitos/ reparação do revestimento	2018	150	475
	Estudo do estado do revestimento	2018	90	150
Equipamentos de Medição e Leitura	Recondicionamento de unidades de medida	2018	490	715

Unidade: k€

4.3.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos

A RNTGN apresenta uma grande dispersão ao nível de equipamentos não lineares, não apenas sob um ponto de vista geográfico, mas também ao nível de diferentes condições de operação e criticidade. Os equipamentos elétricos, sistemas de controlo e outros equipamentos específicos têm períodos de vida útil exatável inferiores às instalações mecânicas estáticas.

A decisão de substituição ou recondicionamento de determinados ativos resulta da necessidade de manter os níveis de segurança e qualidade de serviço.

QUADRO 4-7

Valor de investimento acumulado no âmbito da gestão de fim de vida útil de Ativos no período de 2018 a 2022 na RNTGN

Conservação e Adequação	3,710
Sistemas de Medição e Analisadores	3,495
Equipamentos eléctricos	1,525
Sistemas de Instrumentação e Controlo	1,290
Sistemas de Aquecimento	0,950
Sistema de Odorização	0,375
Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil na RNTGN	11,345

Unidade: M€

A parcela referente à conservação e adequação engloba projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas, cujo destaque vai para o tratamento anticorrosivo das instalações de superfície permitindo prolongar a vida útil destas bem como o seu bom estado de integridade. Esta parcela abrange também a readequação das estações temporárias.

No âmbito dos sistemas de instrumentação e controlo, está prevista a substituição de CPUs nas unidades RTU (Remote Transmission Unit) com mais de 15 anos e das unidades RTU tipo C por obsolescência, bem como a substituição de instrumentação local e transmissores.

Relativamente aos sistemas de medição torna-se prioritária a substituição de computadores de caudal e turbinas em fim de vida útil e obsolescência bem como a readequação de diversas cadeias de medição com substituição por turbina ou ultrasónicos.

Também serão substituídos alguns Ativos pertencentes aos sistemas de aquecimento e odorização, nomeadamente caldeiras, bombas dos circuitos de água e bombas de THT (tetrahidrotiofeno) cujo estado não permite a garantia da qualidade de serviço. Está prevista também a substituição dos cromatógrafos de enxofre na entrada de fronteira via CTS-07000 (Campo Maior), de modo a acompanhar a evolução tecnológica que permite hoje uma deteção mais eficaz dos compostos de enxofre.

Alguns equipamentos elétricos, dadas as suas características, necessitam de renovação sem possibilidade de extensão de vida útil como é o caso das UPS 24/48VDC e 400V AC, das baterias das estações ou dos descarregadores de sobretensão. Está também prevista a remodelação de alguns postos de transformação à entrada das estações.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de gestão de fim de vida útil de ativos na RNTGN, com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-8

Projetos de gestão de fim de vida útil de Ativos na RNTGN

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2018	1800	3 000
	Tratamento anti-corrosivo	2018	300	500
	Estações Temporárias	2018	210	210
Sistemas de Medição e Analisadores	Cromatógrafos e computadores de caudal	2018	1630	2 420
	Medição – Turbinas	2018	645	1 075
Equipamentos eléctricos	UPS e baterias	2020	400	1 200
	Equipamento Elétrico	2020	325	325
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Instrumentação de campo	2018	405	675
	SCADA - RTU (remote terminal unit)	2018	385	615
Sistemas de Aquecimento	Caldeiras e Bombas do Circuito de Água	2018	570	950
Sistema de Odorização	Bombas de Odorante	2018	225	375

Unidade: k€

4.4. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

4.4.1. Melhoria Operacional

Para o Terminal de GNL a verba prevista no bloco de investimentos relacionados com a melhoria operacional é a que se apresenta em baixo e está exclusivamente relacionada com o *upgrade* de instalações e equipamentos.

QUADRO 4-9

Valor de investimento acumulado no âmbito da melhoria operacional no período de 2018 a 2022 no TGNL

Upgrade de instalações e Equipamentos	0,350
Total Melhoria Operacional no TGNL	0,350

Unidade: M€

Os projetos de melhoria contínua previstos para o Terminal de GNL no período de 2018 a 2022, são a modernização do sistema de supervisão e controlo da rede elétrica e a aquisição de uma barreira de contenção de poluição, com o objetivo de dotar a infraestrutura de capacidade de mitigação de eventuais derrames que possam ocorrer ao largo do cais de acostagem.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de melhoria operacional no TGNL, com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-10

Projetos de melhoria operacional no TGNL

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Upgrade sistema ENS	2018	250	250
	Barreira de contenção da poluição	2018	100	100

Unidade: k€

4.4.2. Projetos de Adequação Regulamentar

Os valores de investimento considerados no bloco de adequação regulamentar para o Terminal de GNL de Sines resumem-se ao acondicionamento e calibração dos contadores de gás (Equipamentos de Medição e Leitura), de acordo com a periodicidade e critérios estipulados no

'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural' publicado pela ERSE.

QUADRO 4-11

Valor de investimento acumulado no âmbito da adequação regulamentar no período de 2018 a 2022 no TGNL

Equipamentos de Medição e Leitura	0,200
Total Melhoria Adequação Regulamentar no TGNL	0,200

Unidade: M€

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de adequação regulamentar no TGNL com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-12

Projetos de adequação regulamentar no TGNL

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Equipamentos de Medição e Leitura	Recondicionamento de unidades de medida	2018	200	200

Unidade: k€

4.4.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos

O Terminal não foi até agora alvo de uma intervenção profunda de renovação dos Ativos. O facto de o terminal estar inserido numa zona marítima e industrial, cria condições permanentes de elevada corrosividade atmosférica. Esta situação causa desgaste acelerado em estruturas e equipamentos dependendo essencialmente do tempo de exposição ao qual acresce o desgaste associado à utilização dos Ativos.

Estas intervenções previnem que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com níveis adequados de qualidade de serviço e têm impacto significativo, não só na segurança do abastecimento, mas também na segurança de pessoas e bens.

QUADRO 4-13

Valor de investimento acumulado no âmbito da gestão de fim de vida útil de Ativos no período de 2018 a 2022 no TGNL

Conservação e Adequação	4,600
Sistema de Água do Mar	2,900
Sistema de Emissão	1,750
Sistemas de Instrumentação e Controlo	1,350
Analísadores	0,600
Equipamentos Eléctricos	0,400
Equipamentos de Segurança	0,300
Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil no TGNL	11,900

Unidade: M€

Na sequência do exposto anteriormente está programada a pintura dos tanques de GNL e a reposição da proteção contra a corrosão nas tubagens criogénicas. Incluída no item conservação e adequação está também a reposição de isolamentos, que vai permitir manter as entradas de calor no sistema a um nível tão baixo quanto tecnicamente viável, o que se reflete em poupança de energia no processo de recondensação e consequentemente numa redução de custos. Está prevista também a remodelação de abrigos e pontes rolantes das bombas HP (high pressure) e compressores.

A atividade principal no âmbito dos sistemas de instrumentação e controlo é a substituição/modernização do sistema de controlo distribuído por descontinuação do mesmo por parte do fabricante, o que implica a migração para a nova versão. Está previsto a modernização e melhoramento do sistema de controlo de documentação.

Os equipamentos rotativos têm em média uma vida útil de aproximadamente 10 anos. Com exceção dos equipamentos instalados durante o projeto de expansão, todos os equipamentos do Terminal têm neste momento pelo menos 12 anos.

Neste sentido, estão programadas operações de recondicionamento e substituição de peças de desgaste nos sistemas de bombagem criogénica, de vaporização em alta pressão e de recondensação (Sistema de Emissão) bem como no sistema de filtragem, bombagem de água e unidade de eletrocloração (Sistema de Água do Mar).

No âmbito da segurança torna-se necessário substituir o sistema de extinção automática de incêndios por obsolescência. Está previsto o investimento na substituição de dois sistemas de amostragem de gás vaporizado a partir do gás natural liquefeito e respetivos analisadores de composição de gás por razões de segurança, de final da sua vida útil e de acompanhamento da evolução tecnológica. As UPS e as baterias das subestações também necessitam ser substituídas por final da sua vida útil.

O quadro em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de de gestão de fim de vida útil de ativos no TGNL, com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-14

Projetos de gestão de fim de vida útil no TGNL

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2018	1500	2 500
	Tratamento anti-corrosivo	2018	600	1 000
	Tanques de GNL - Beneficiação	2018	400	400
	Tubagem - Isolamentos Termicos	2019	400	400
	Edifícios, abrigos e estruturas de suporte	2018	300	300
Sistema de Água do Mar	Bombas de Água do Mar	2018	1500	1 500
	Tratamento e filtragem de Água do Mar	2018	1400	1 400
Sistema de Emissão	Vaporizadores de GNL	2020	200	1 000
	Bombas de GNL a alta pressão e Recondensador	2018	550	750
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Sistema de controlo	2018	1000	1 000
	Instrumentação de campo	2018	350	350
Analísadores	Cromatógrafos e computadores de caudal	2018	600	600
Equipamentos eléctricos	UPS e baterias	2018	400	400
Equipamentos de Segurança	Sistemas de Segurança	2018	300	300

Unidade: k€

4.5. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

4.5.1. Melhoria Operacional para o Armazenamento Subterrâneo

Incluído no bloco de projetos de melhoria contínua para as instalações de armazenamento subterrâneo, está o projecto de instalação de separadores de recolha de Sulfeto de Hidrogénio (H₂S) que, pelo seu valor de investimento, se distingue dos demais.

QUADRO 4-15

Valor de investimento acumulado no âmbito da melhoria operacional no período de 2018 a 2022 no AS

Upgrade de instalações e Equipamentos	3,640
Equipamentos de medida, instrumentação e ferramentas	0,125
Total Melhoria Operacional no AS	3,765

Unidade: M€

Instalação de separadores de recolha de H₂S nas plataformas das cavernas

Foram detetados valores de Sulfeto de Hidrogénio (H₂S) anormalmente elevados no gás extraído das Cavidades. Tratando-se de um gás tóxico para as pessoas e corrosivo para as instalações, torna-se imprescindível a instalação de separadores de recolha deste componente nas cabeças de poço das cavidades, impedindo assim a sua entrada no circuito de extração da Estação de Gás onde poderia causar danos a tubagens e equipamentos, para além da contaminação do Gás Natural enviado.

Este projeto tem um valor global de investimento previsto de 3 M€, repartido entre os anos de 2018 e 2019.

O item referente ao upgrade de instalações e equipamentos inclui ainda outros projetos de menor valor de investimento, mas igualmente importantes, tais como:

- Um sistema de encravamento mecânico para as válvulas de segurança que irá permitir a calibração e verificação periódica destas, sem que seja necessária a despressurização da linha evitando custos económicos e ambientais;
- A extensão da rede de incêndios armada (RIA) até às plataformas das cavidades;
- A construção de um edifício pré-fabricado para a unidade de fuel-gás (que inclui componentes eletrónicos) tendo como objetivo a proteção da chuva e da atmosfera salina agressiva, bem como garantir que os operadores efetuam o seu trabalho em segurança, independentemente das condições atmosféricas;

- A limpeza e renovação dos circuitos de trietilenoglicol;
- O sistema de gestão e monitorização remota da qualidade de energia elétrica;
- O acondicionamento dos cilindros dos compressores.

Para aquisição de peças e ferramentas necessárias para a implementação da metodologia de manutenção RCM II, para eficiência operacional, está previsto um investimento de 0,125 M€.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de melhoria operacional no AS Carriço com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-16

Projetos de melhoria operacional no AS

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Upgrade de Instalações e Equipamentos	Separadores de recolha de H2S	2018	3 000	3 000
	Edifício unidade de fuel gás	2018	200	200
	Circuitos de TEG da desidratação	2021	0	125
	Cilindros dos compressores	2018	100	100
	Válvulas inter-lock para as PSVs	2018	100	100
	Adequação RIA	2019	100	100
	Monitorização EE	2020	15	15
Instrumentação, equipamentos, Ferramentas, peças e materiais	Ferramentas / RCM II	2018	60	125

Unidade: k€

4.5.2. Projetos de Adequação Regulamentar para o Armazenamento Subterrâneo

Neste bloco de investimentos estão consideradas as atividades inspeção por sonar às cavidades e acondicionamento e calibração dos equipamentos de medição e leitura.

QUADRO 4-17

Valor de investimento acumulado no âmbito da adequação regulamentar no período de 2018 a 2022 no AS

Gestão de integridade de Infra-estruturas	0,375
Equipamentos de Medição e Leitura	0,120
Total Adequação Regulamentar no AS	0,495

Unidade: M€

De acordo com o Artigo 64.º do 'Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural em Formações Salinas Naturais', as cavidades em serviço devem ser inspecionadas em intervalos de seis anos. Esta inspeção consiste na realização de sonares ao interior das cavidades, nos quais se mede, entre outros, a geometria e o volume das cavidades. Por comparação com o último sonar, analisa-se a evolução destas infraestruturas ao longo do tempo e a sua respetiva integridade estrutural.

Tal como para as restantes infraestruturas, está também previsto um investimento para acondicionamento e calibração dos contadores de gás (Equipamentos de Medição e Leitura), de acordo com a periodicidade e critérios estipulados no 'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Sector do Gás Natural' publicado pela ERSE.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de adequação regulamentar no AS do Carrigo com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-18

Projetos de adequação regulamentar no AS

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Gestão de Integridade de Infra-estruturas	Sonares às cavidades	2021	0	375
Equipamentos de Medição e Leitura	Recondicionamento de unidades de medida	2021	0	120

Unidade: k€

4.5.3. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no Armazenamento Subterrâneo

Os equipamentos do Armazenamento Subterrâneo estão expostos a uma atmosfera agressiva e elevados níveis de desgaste.

No sentido de prevenir que a degradação destes equipamentos afete os níveis de qualidade de serviço da instalação e evitar a obsolescência dos mesmos, foi efetuada uma análise técnica caso a caso, que resultou nos seguintes investimentos no âmbito da gestão de fim de vida útil de ativos.

QUADRO 4-19

Valor de investimento acumulado no âmbito da gestão de fim de vida útil de Ativos no período de 2018 a 2022 no AS

Conservação e Adequação	0,785
Equipamentos de Segurança	0,365
Sistemas de Instrumentação e Controlo	0,255
Unidade Motor-Compressor e Auxiliares	0,220
Analísadores	0,200
Total Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil no AS	1,825

Unidade: M€

O Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural situa-se nas proximidades de uma instalação de processamento de sal, pelo que, face à atmosfera agressiva em que estas instalações se situam, é necessário proceder periodicamente ao tratamento anticorrosivo de materiais e equipamentos que, juntamente com a substituição da iluminação do recinto, constitui a base da parcela de conservação e adequação.

No âmbito dos sistemas de instrumentação e controlo, está prevista a substituição de instrumentação local e transmissores que se encontram obsoletos.

Estão previstas obras de beneficiação dos edifícios, no sentido de preservar o seu bom estado e estender a sua vida útil. Estas atividades abrangem a pintura do edifício e substituição das tubagens de água que se encontram deterioradas.

Na unidade de compressão, e para manter o nível de performance desta, torna-se indispensável a substituição dos catalisadores, que permitirá também controlar de modo mais eficaz as emissões dos motores, e das pás dos arrefecedores que se encontram corroídas.

Para além da remodelação do sistema de controlo de acessos, está previsto o investimento na substituição de dois analisadores de composição de gás, não só devido ao final da sua vida útil, mas também de modo a acompanhar a evolução tecnológica que permite hoje uma análise mais precisa da composição do gás.

A remodelação do sistema de segurança no armazenamento subterrâneo é fundamental para a segurança de pessoas e bens. Neste âmbito prevê-se a substituição do sistema INERGEN, do sistema de deteção de GN, do sistema de deteção de fogo e a substituição dos hidrantes existentes por canhões de água operados remotamente, aumentando a eficácia e segurança no combate a incêndios.

Em baixo apresenta-se um quadro desagregado para cada um dos projectos de gestão de fim de vida útil de ativos no AS Carriço com informação da necessidade de DFI e o valor de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-20

Projetos de gestão de fim de vida útil no AS

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2018-2020 [k€]	CAPEX 2018-2022 [k€]
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2018	300	500
	Edifícios, abrigos e estruturas de suporte	2018	60	160
	Tratamento anti-corrosivo	2018	75	125
Sistemas de Segurança	Equipamentos de Segurança	2020	90	340
	Upgrade do sist. de Controlo de Acessos	2020	25	25
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Instrumentação de campo	2020	85	255
Unidade Motor-Compressor e uxiliares	Catalisador e Sistemas Auxiliares	2018	220	220
Analizadores	Cromatógrafos e computadores de caudal	2018	100	200

Unidade: k€

4.6.

APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO

Neste subcapítulo apresentam-se os valores das entradas em exploração a custos totais dos Projetos Base apresentados no subcapítulo 4.1. Aos montantes apresentados a custos diretos externos foram acrescidos 7% na RNTGN e 11% no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

4.6.1. Valores das entradas em exploração dos Projetos Base

A decisão de realização destes projetos depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede, incluindo os projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já assumidos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDGN, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste grupo estão também incluídos os projectos de remodelação e modernização propostos e os projectos em curso que transitam de anos anteriores para o período deste plano.

Nos projetos de remodelação e modernização estão incluídos: (i) remodelações de ativos da RNTIAT em serviço, por obsolescência, ou de sistemas de comando protecção e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) reforços com vista à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço; e (iii) projetos para dar cumprimento aos compromissos acordados com os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com os projetos dos ORD considerados nos seus PDIRD.

No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

QUADRO 4-21

Projetos Base - Entradas em exploração dos Projetos Base

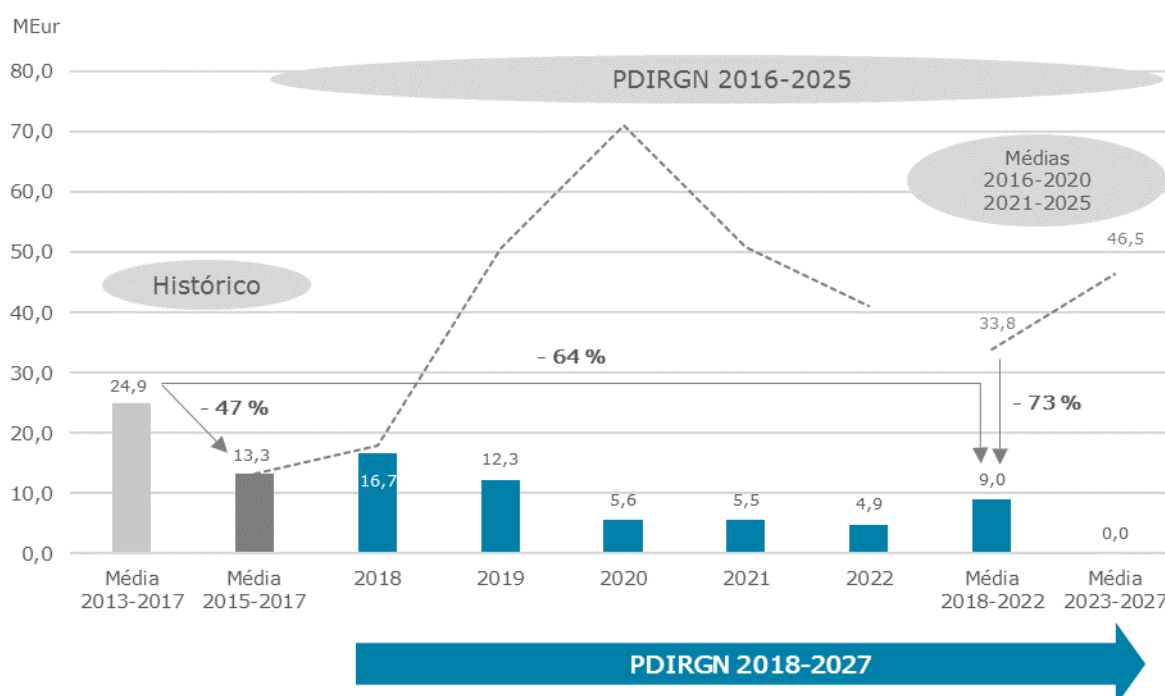
Projetos Base	Parcelares (x1000 €)			Cronograma das entradas em exploração (x1000 €)					
	TOTAL PROJETO	DFI 2018-2020	PDIRGN 2018-2022	2018	2019	2020	2021	2022	2023 - 2027
Custos totais - RNTIAT	52 723	37 823	49 113	18 334	13 468	6 020	6 014	5 277	-
Custos totais - REN Gasodutos	20 991	14 091	20 991	5 497	4 538	4 055	3 761	3 140	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	19 618	13 169	19 618	5 137	4 242	3 790	3 515	2 935	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 373	922	1 373	360	297	265	246	205	-
Custos totais - REN Atlântico	13 820	11 156	13 820	5 550	4 218	1 388	1 332	1 332	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	12 450	10 050	12 450	5 000	3 800	1 250	1 200	1 200	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 370	1 106	1 370	550	418	138	132	132	-
Custos totais - REN Armazenagem	17 912	12 576	14 302	7 287	4 712	577	921	805	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	16 137	11 330	12 885	6 565	4 245	520	830	725	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1 775	1 246	1 417	722	467	57	91	80	-

Unidade: k(€)

4.6.2. Análise comparativa

Na figura seguinte apresentam-se os montantes relativos ao investimento previsto no PDIRGN 2016-2025 e, para os Projetos Base, às entradas em exploração médias verificadas no período de 2013 a 2017 e no período de 2015 a 2017, os valores anuais previstos na presente proposta de PDIRGN para o período de 2018 a 2022 e a respetiva média, e ainda a média dos valores previstos no PDIRGN para o período de 2023 a 2027. Todos os valores são apresentados a Custos Diretos Externos (CDE) e em milhões de euros.

Valores de entradas em exploração dos Projetos Base



Nota: Para permitir a comparação entre quinquênios de ambos os PDIRGN, para o PDIRGN 2016-2025 são apresentados os valores médios anuais dos investimentos no período 2016-2020 (1º quinquénio do plano anterior) e no período 2021-2025 (2º quinquénio do plano anterior).

O gráfico acima permite constatar a tendência de redução dos montantes de entradas em exploração de 2013 a 2017, no valor de -47%, para o período de 2015-2017. A redução é ainda mais significativa para o primeiro quinquénio do PDIRGN 2018-2027, quando comparados com os cinco anos anteriores ao período do plano, no valor de -64%, e com os montantes propostos na anterior edição do PDIRGN, no valor de -73%. O valor de entradas em exploração reduz-se de 24,9 M€ anuais no período de 2013 a 2017, para 9,0 M€ anuais no período de 2018 a 2022



5

**PROJETOS
COMPLEMENTARES
DO PDIRGN**

REN 

5.1. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

Os Projetos Complementares da proposta de PDIRGN serão projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de stakeholders externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

Assim, os projetos da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e da estação de compressão do Carregado (este último funciona como complementar e potenciador em relação ao primeiro) serão analisados de modo individualizado e considerados à parte no Plano, não constituindo uma proposta desta edição do PDIRGN. De referir que, de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente, se considera que a sua eventual realização está dependente da viabilização do projeto STEP (primeira fase do projeto Midcat) e da concessão de subsídios à construção a fundo perdido.

Os quadros seguintes apresentam o investimento na RNTIAT previsto para os Projetos Complementares, com e sem financiamento a fundo perdido do programa CEF para a 3ª Interligação. Não se encontra previsto qualquer investimento complementar nas infraestruturas da REN Armazenagem e da REN Atlântico. Os custos de investimento foram revistos em baixa de modo a refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira.

QUADRO 5-1

Valores de investimento para os Projetos Complementares da RNTIAT com e sem financiamento do programa CEF

Projetos Complementares Período 2018 - 2027		Projetos Complementares Período 2018 - 2027 com 50% de subsídio do programa CEF	
Infraestrutura RNTIAT	Investimento (M€)	Infraestrutura RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	140,865	REN Gasodutos	83,265
REN Armazenagem	-	REN Armazenagem	-
REN Atlântico	-	REN Atlântico	-
TOTAL	140,865	TOTAL	83,265

O valor estimado para os investimentos complementares na RNTIAT, sem considerar encargos financeiros nem custos de estrutura, é de 140,9 M€, estando admitida a sua realização entre os anos de 2018 e 2027.

O quadro seguinte apresenta a data da decisão final de investimento (DFI), o horizonte temporal de entrada em exploração, o investimento para o período 2018-2022, e o cronograma do investimento para os anos de 2018 a 2027, com e sem financiamento do programa CEF para a 3ª Interligação entre Portugal e Espanha.

QUADRO 5-2

Tabela de investimentos complementares na RNTIAT sem financiamento do programa CEF

Projetos Complementares	Data		Investimento parcelar (x1000 €)			Cronograma do investimento (x1000 €)									
	DFI	Entrada em Operação	TOTAL PROJETO	Período 2018 - 2022	PDIRGN 2018 - 2027	2018	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2027		
Total RNTIAT			141 939	N/A	140 865	600	-	600	500	38 993	60 126	40 046	-	-	-
RNTGN - REN Gasodutos			141 939	N/A	140 865	600	-	600	500	38 993	60 126	40 046	-	-	-
Pontos de entrega			1 800	1 800	1 800	600	-	600	-	600	-	-	-	-	-
1ª fase da 3ª Interligação Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	2018...	2023-2027	115 201	N/A	115 037	-	-	-	500	33 393	43 874	37 270	-	-	-
EC do Carregado	2018...	2023-2027	24 938	N/A	24 028	-	-	-	-	5 000	16 252	2 776	-	-	-

Os projetos que se encontram condicionados à realização do projeto STEP/MIDCAT totalizam 139,1 M€. Os outros projetos complementares consideram um montante de 1,8 M€ para três novos pontos de entrega.

QUADRO 5-3

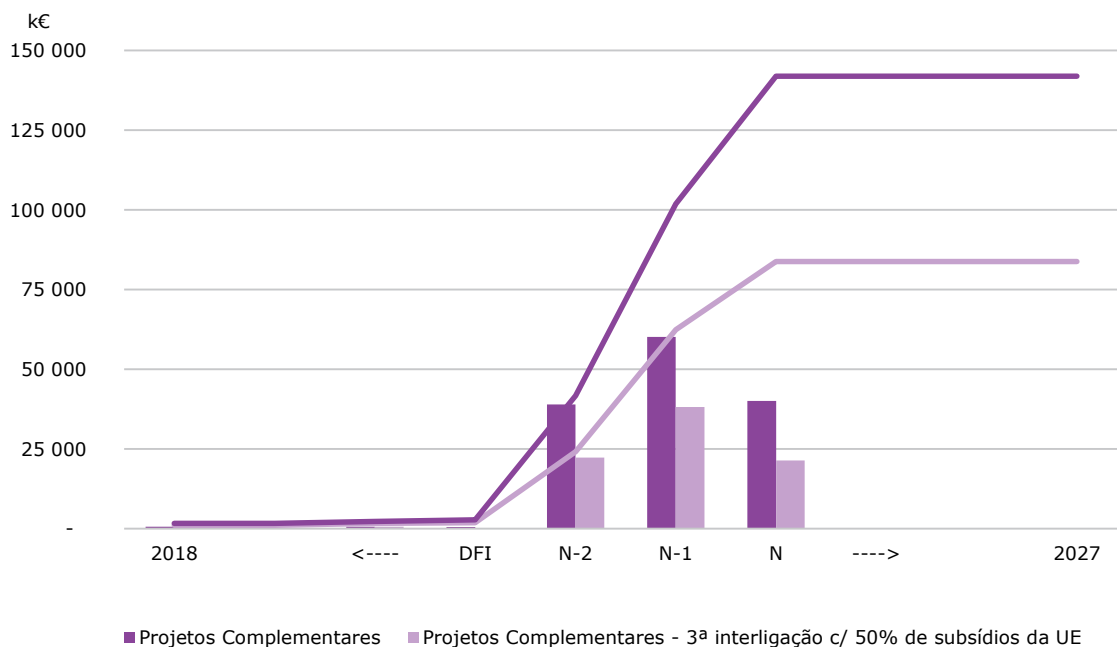
Tabela de investimentos complementares na RNTIAT com financiamento de 50% do programa CEF

Projetos Complementares - 3ª interligação c/ 50% de subsídios da UE	Data		Investimento parcelar (x1000 €)			Cronograma do investimento (x1000 €)									
	DFI	Entrada em Operação	TOTAL PROJETO	Período 2018 - 2022	PDIRGN 2018 - 2027	2018	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2027		
Total RNTIAT			84 338	N/A	83 265	600	-	600	500	22 200	38 062	21 303	-	-	-
RNTGN - REN Gasodutos			84 338	N/A	83 265	600	-	600	500	22 200	38 062	21 303	-	-	-
Pontos de entrega			1 800	1 800	1 800	600	-	600	-	600	-	-	-	-	-
1ª fase da 3ª Interligação Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	2018...	2023-2027	57 600	N/A	57 436	-	-	-	500	16 600	21 810	18 527	-	-	-
EC do Carregado	2018...	2023-2027	24 938	N/A	24 028	-	-	-	-	5 000	16 252	2 776	-	-	-

Os projetos que se encontram condicionados à realização do projeto STEP/MIDCAT totalizam 81,5 M€. Os outros projetos complementares consideram um montante de 1,8 M€ para três novos pontos de entrega.

FIGURA 5-1

Investimento dos projetos complementares sem financiamento e com financiamento de 50% da 3ª interligação PT-ES (programa CEF)



A análise do quadro e da figura anteriores permite constatar uma redução dos montantes de investimento no cenário apresentado de participação da UE. O valor de investimento do conjunto dos Projetos Complementares é reduzido para o valor de 83,3 M€ no caso de 50% de participação da EU, isto é menos 40,1% face ao cenário sem qualquer participação da UE.

5.2. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Este capítulo apresenta uma breve descrição dos Projetos Complementares da RNTIAT para o período de 2018 a 2027, a data para a decisão final de investimento (DFI), a data de entrada em operação e o valor do investimento a custos diretos externos (CDE).

Estação de compressão do Carregado (projeto condicionado à realização do STEP/MIDCAT)

Com a expansão do terminal de GNL de Sines e com o conseqüente aumento da sua capacidade de regaseificação para a RNTGN, deve-se reforçar a capacidade de transporte do troço do gasoduto principal entre Sines e Leiria, de modo a possibilitar o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines. A solução proposta neste Plano passa pela instalação de uma estação de compressão na zona do Carregado, a jusante (considerando o sentido Sul-Norte) do ponto de saída da Central de Ciclo Combinado da TER e do ramal de Lisboa.

A potência desta estação de compressão deverá cifrar-se em cerca de 14 MW, com capacidade para movimentar caudais da ordem de 650 000 m³/h e com uma impulsão de 35/40 bar.

O investimento nesta infraestrutura deverá ser decidido de modo a fazer coincidir as datas de entrada em operação da EC do Carregado e da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, a menos que um aumento nos consumos no SNGN ou a necessidade de garantir a reversibilidade de fluxo com a rede interligada de Espanha justifiquem uma alteração da data prevista. O investimento estimado para a Estação de Compressão do Carregado é de 24,9 M€. O seu financiamento encontra-se garantido através de um empréstimo do BEI concedido em condições favoráveis para a REN, tendo sido publicado em Diário da República (Despacho n.º 8699/2016 - Diário da República n.º 128/2016, Série II de 2016-07-06) o Relevante Interesse Público (RIP) do projeto, enviado pela Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do TEJO (CCDR-LVT) para os Gabinetes do Secretário de Estado da Energia e da Secretária de Estado do Ordenamento do Território e da Conservação da Natureza.

A concretização deste projeto está dependente da realização da 3ª interligação Portugal-Espanha, e, portanto, condicionado à decisão de realização do projeto de interligação entre Espanha e França designado por STEP/MIDCAT.

1ª Fase da 3ª Interligação Portugal-Espanha (projeto condicionado à realização do STEP/MIDCAT)

A primeira fase da 3ª interligação será constituída por um gasoduto com início na estação de junção JCT 13200-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para Norte, em direção a Vale de Frades (na fronteira entre Portugal e Espanha), entrando em território espanhol através da província de Zamora. O traçado previsto permite evitar o atravessamento de um conjunto de áreas integradas na Rede Natura 2000. Ao longo do gasoduto, estão identificadas 5

estações intermédias e uma CTS de fronteira (estação de transferência de custódia) em Vale de Frades (além da JCT 13200-Celorico da Beira, na origem). Mais detalhes sobre este projeto de investimento poderão ser consultados no Anexo 4 – Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades.

A primeira fase da 3ª interligação disponibilizará bidirecionalidade de fluxo de gás, com uma capacidade de importação e de exportação de 70,0 GWh/dia.

A decisão final de investimento deste projeto deve ser articulada com o desenvolvimento do projeto STEP/MIDCAT (relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus), devendo estes 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 STEP/Midcat.

Adicionalmente, o projeto da 3ª interligação deve ter em conta a concretização da obtenção de apoio comunitário.

Pontos de entrega

O plano de investimento e desenvolvimento da RNTGN inclui uma verba para projetos de ligação de novos pontos de entrega à RNDGN, adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (redimensionamentos), 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 do presente PDIRGN e a data de aprovação da próxima revisão do PDIRGN. As datas apresentadas para estes projetos são indicativas e os mesmos só serão efetuados por solicitação externa à REN e a sua realização está condicionada dependendo da confirmação do concedente quanto ao seu interesse e concordância.

Relativamente a este tipo de projetos, remete-se para o Regulamento das Relações Comerciais, em particular no que se refere às ligações e à partilha de encargos a realizar no caso de clientes em AP, salientando que estes investimentos devem estar devidamente harmonizados com os próximos Planos de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN, a submeter para aprovação em 2018 pelos operadores da RNDGN.

5.3. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO

5.3.1. Valores das entradas em exploração dos Projetos Complementares

Os Projetos Complementares da proposta de PDIRGN decorrem de novas necessidades com origem externa à REN, e não representam compromissos já assumidos. Conforme referido, a realização destes projetos está condicionada, caso a caso, à manifestação do interesse na sua realização por parte de stakeholders externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos.

No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

QUADRO 5-4

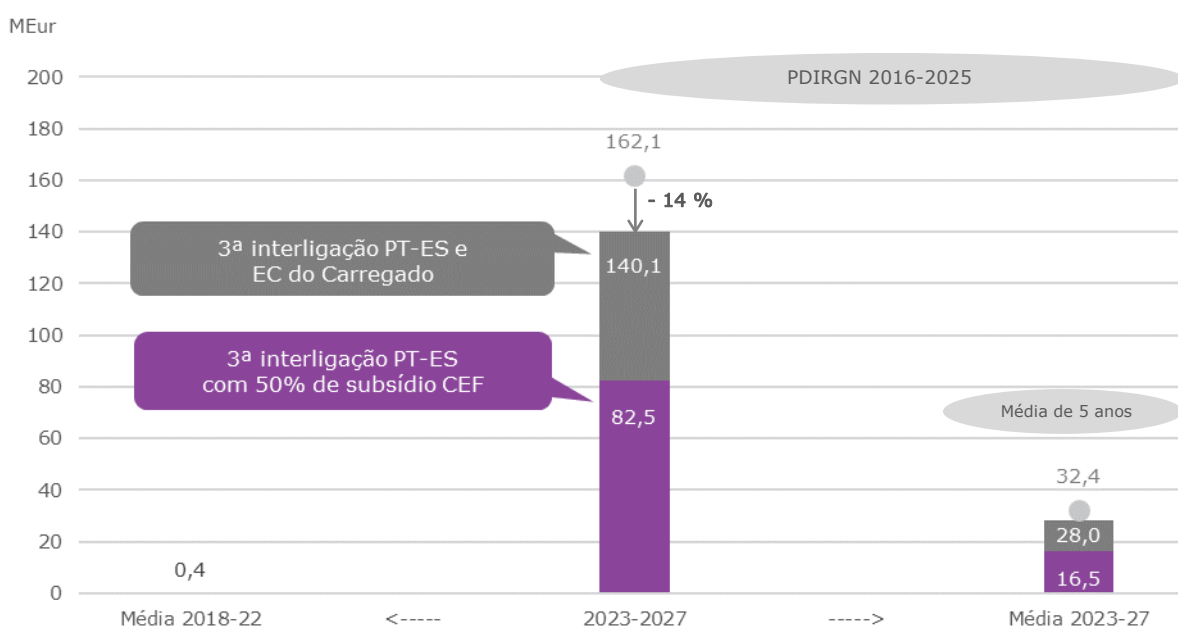
Projetos Complementares - investimento e entradas em exploração

Projetos Complementares	Parcelares (x1000 €)			Cronograma de entradas em exploração (x1000 €)									
	TOTAL PROJETO	Período 2018 - 2022	PDIRGN 2018 - 2027	2018	<----	DFI	N-2	N-1	N	---->	2027		
Custos totais - RNTIAT	151 874	1 926	150 725	600	-	600	-	600	-	139 065	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9 936	126	9 861	42	-	42	-	42	-	9 735	-	-	-
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	141 939	1 800	140 865	600	-	600	-	600	-	139 065	-	-	-
Pontos de entrega	1 800	1 800	1 800	600	-	600	-	600	-	-	-	-	-
1ª fase - Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	115 201	-	115 037	-	-	-	-	-	-	115 037	-	-	-
EC do Carregado	24 938	-	24 028	-	-	-	-	-	-	24 028	-	-	-

5.3.2. Análise comparativa

A análise da tabela anterior permite constatar que os projetos condicionados à realização do STEP (1ª fase do projeto MIDCAT) apresentam um total de entradas em exploração a CDE de 140,1 M€ no horizonte do plano, correspondentes a entradas em exploração de 115,2 M€ para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES e a 24,9 M€ para a EC do Carregado.

Na figura seguinte apresentam-se os montantes relativos aos valores médios das entradas em exploração permitidas para o período de 2018 a 2022, ao total de entradas em exploração verificadas no período de 2023 a 2027, e à respetiva média anual. Todos os valores são apresentados a CDE e em milhões de euros.



O valor médio anual para as fases de aquisição de materiais e construção (3 anos) destes dois projetos é de 46,7 M€. No caso de haver uma comparticipação de 50% da União Europeia para a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, o valor do investimento decresce para 82,5 M€, a que corresponde um valor médio anual (em 3 anos) de 27,5 M€. A redução de 14% no valor de investimento verificada no período de 2023-2027, quando comparada com o valor de investimento nos mesmos projetos na edição do PDIRGN 2016-2025, resulta da revisão em baixa do montante orçamentado para o projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha. Esta reavaliação procurou refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira, e tomou em consideração os valores das adjudicações e da realização final dos últimos gasodutos colocados em operação, o gasoduto Magualde-Celorico-Guarda, assim como um conjunto de outros projetos de menor dimensão que foram realizados no passado recente.



6

**IMPACTO DOS
INVESTIMENTOS
APRESENTADOS NO
PDIRGN**

REN 

6.1. IMPACTO TARIFÁRIO

Neste capítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos do PDIRGN 2018-2027.

Para a realização desta análise foi necessário assumir um conjunto de pressupostos de base, que se encontram descritos nos seguintes pontos:

1. O custo com capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRGN 2018-2027 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 7% na RNTGN, e de 11% no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros), de acordo com os quadros apresentados no subcapítulo 6.1;
2. Para os Projetos Base foram mantidos constantes nos valores atuais os custos de exploração para o período em análise (para efeitos de simplificação). Para os Projetos Complementares foram incluídos os custos de exploração associados a estes desenvolvimentos, tendo sido utilizado o histórico disponível para o seu apuramento;
3. Os ajustamentos / desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
4. A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 6,4%;
5. Considera-se o cenário Central, o cenário Superior e o cenário Inferior, tal como definidos no presente documento;

Com base nos pressupostos de base definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT e na RNTGN, num total de doze, de acordo com as variáveis definidas no quadro seguinte.

QUADRO 6-1

Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários

Gráficos das simulações	Concessionária	Categoria de projetos (Variação no 2º Quinquénio)		Cenários de Procura (Variação no 1º Quinquénio)			Subsídios do programa CEF	
		Projetos Base	Projetos Complementares	Central	Superior	Inferior	0%	50%
Gráfico A	RNTGN	X		A1	A2	A3	-	-
Gráfico B	RNTGN	A1*	X	X			B1	B2
Gráfico C	RNTGN	A2*	X		X		C1	C2
Gráfico D	RNTGN	A3*	X			X	D1	D2

* Simulação efetuada considerando os Projetos Base na RNTGN

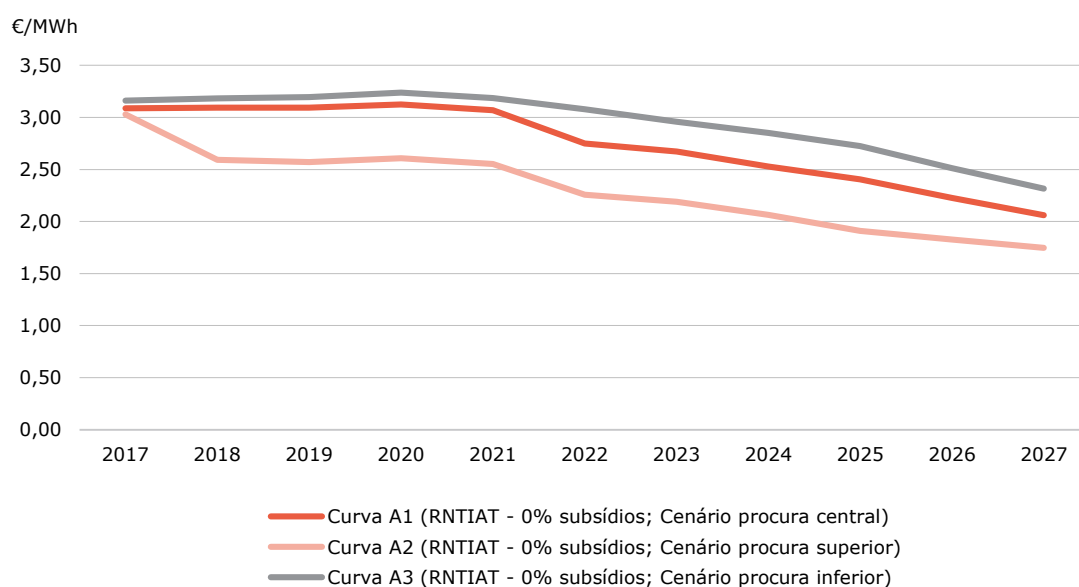
6.1.1. Impacto tarifário dos Projetos Base

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos Projetos Base propostos no PDIRGN 2018-2027.

Com base nos pressupostos base definidos no subcapitulo 6.2, efetuou-se uma simulação da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

FIGURA 6-1

Gráfico A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, simulações A1, A2 e A3



A figura anterior apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT considerando o impacto dos Projetos Base nos cenários de procura central, superior e inferior. O impacto das infraestruturas associadas aos Projetos Base é muito reduzido, apresentando-se a previsão de evolução da procura como o maior fator que determina a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT. Em concreto, a desclassificação das atuais centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego justificam as variações mais significativas nas curvas A1, A2 (cenários central e superior) das simulações apresentadas na figura anterior. Apesar de não haver qualquer desclassificação destas centrais no cenário inferior (curvas A3), as necessidades para o Mercado elétrico também aumentam a partir do início do 2º quinquénio (2023).

QUADRO 6-2

Projetos Base – Variação dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, simulações A1, A2 e A3

Gráficos das simulações	Concessionária	Categoria de projetos		Cenários de Procura (Variação no 1º quinquénio) [€/MWh]		
		Projetos Base	Projetos Complementares	Central	Superior	Inferior
Gráfico A	RNTIAT	X		-0,34 -11%	-0,77 -26%	-0,08 -3%

€/MWh e %

O quadro anterior apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura central, superior e inferior, no final do primeiro quinquénio (2022) e tomando como referência os valores calculados para o ano de 2017.

Verifica-se que estes três cenários de consumo apresentam uma tendência de decrescimento dos proveitos permitidos unitários, especialmente acentuada a partir do ano 2021 nos cenários central e inferior da evolução da procura. Assim, verificam-se reduções nos proveitos permitidos unitários de 11% no cenário central, de 26% no cenário superior e de 3% no cenário inferior.

6.1.2. Impacto tarifário dos Projetos Complementares

Neste capítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Complementares, de modo a avaliar o impacto destes projetos no PDIRGN2017.

Com base nos pressupostos base definidos no capítulo 6.2, efetuaram-se três simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN. Deve referir-se que para as simulações dos Projetos Complementares foi tido em conta o custo de exploração associado a este investimento.

As três figuras seguintes apresentam a evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN considerando o impacto dos Projetos Complementares, tendo em conta os cenários central, superior e inferior de evolução de procura, para os casos de atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF de 50% ao projeto da 1ª fase da 3ª Interligação PT-ES, bem como sem qualquer apoio comunitário. Os gráficos apresentam também a curva associada aos proveitos permitidos dos Projetos Base, em cada um dos cenários analisados, para permitir avaliar o impacto adicional dos Projetos Complementares.

Para simplificação e apenas para efeitos de cálculo e apresentação das simulações efetuadas, os projetos da 3ª interligação PT-ES e da EC do Carregado entram em exploração no final de 2024, repartindo-se o seu impacto pelos anos de 2024 e 2025, porque o valor do ativo líquido em cada ano é determinado pelo valor médio entre o início e o fim do ano.

FIGURA 6-2

Gráfico B - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN associados aos Projetos Complementares no cenário de procura Central

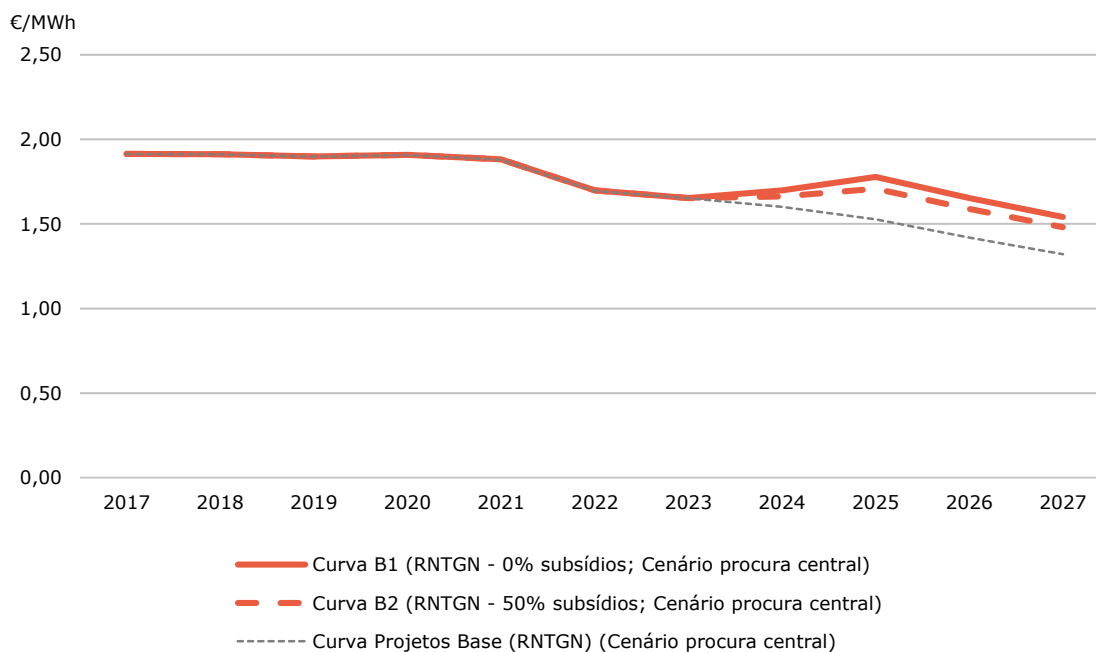


FIGURA 6-3

Gráfico C - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN associados aos Projetos Complementares no cenário de procura Superior

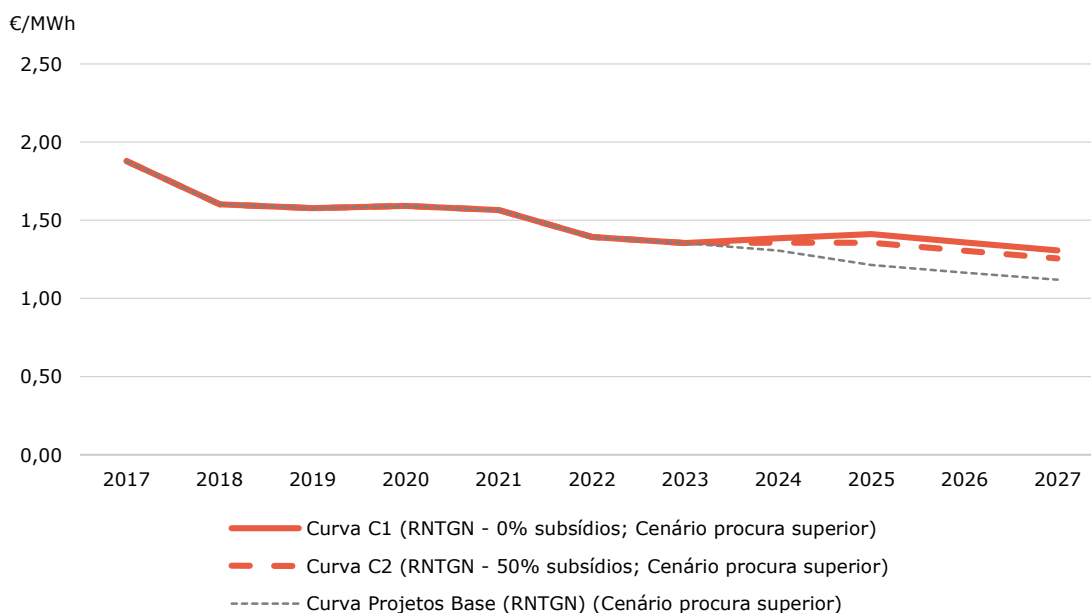
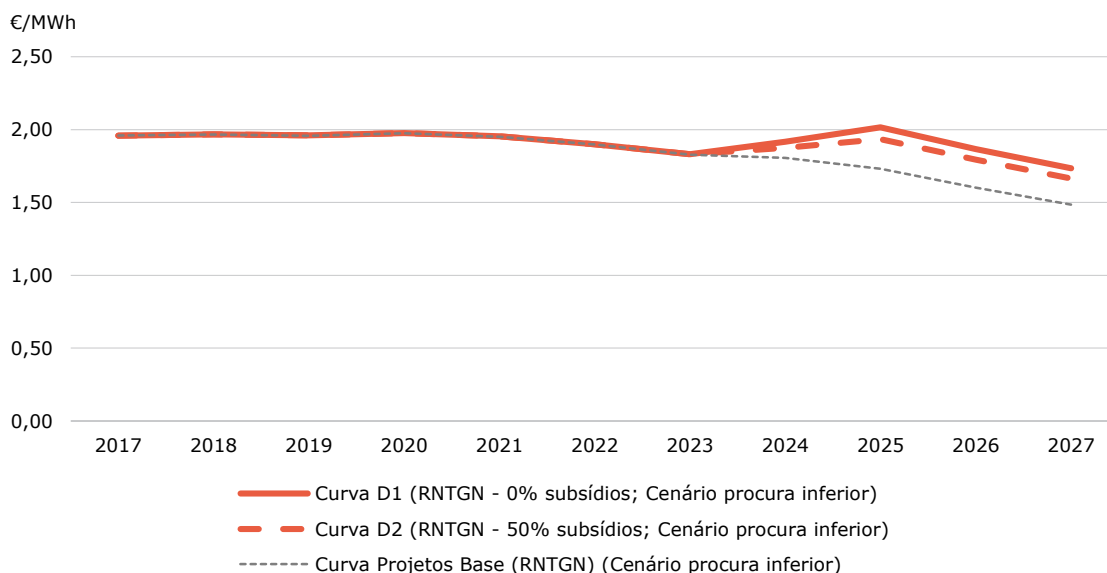


FIGURA 6-4

Gráfico D - Evolução dos proveitos permitidos unitários da RNTGN associados aos Projetos Complementares no cenário de procura Inferior



O impacto dos Projetos Complementares é muito reduzido, verificando-se uma recuperação do proveito permitido unitário do ano de 2023 apenas três anos depois, sensivelmente no ano de 2026. Verifica-se que estes três cenários de consumo apresentam uma tendência de decrescimento dos proveitos permitidos unitários.

O quadro seguinte apresenta a variação dos proveitos permitidos unitários para os cenários de evolução da procura central, superior e inferior, em valor unitário (€/MWh) e em valor percentual (%), para as seguintes situações:

- Para os Projetos Base, apresenta-se a variação verificada no segundo quinquénio (de 2023 para 2027);
- As colunas relativas às hipóteses de atribuição de subsídios a fundo perdido do programa CEF, apresentam a variação incremental dos Projetos Complementares no ano de 2025 (valor máximo do incremento verificado).

QUADRO 6-3

Projetos Complementares - Variação dos proveitos permitidos unitários da RNTGN associados aos Projetos Complementares, simulações B, C e D

Gráficos das simulações	Concessionária	Categoria de projetos		Cenários de Procura (Variação no 2º quinquénio) [€/MWh]			Subsídios do programa CEF (Acréscimo face aos Projetos Base)	
		Projetos Base	Projetos Complementares	Central	Superior	Inferior	0%	50%
Gráfico B	RNTGN		X	-0,37 -22%			+0,25 +16%	+0,18 +12%
Gráfico C	RNTGN		X		-0,27 -20%		+0,20 +16%	+0,14 +12%
Gráfico D	RNTGN		X			-0,41 -22%	+0,28 +16%	+0,20 +12%

Em qualquer dos três cenários de evolução da procura verifica-se que o impacto dos Projetos Complementares, com ou sem subsídios a fundo perdido do programa CEF, é sempre baixo e inferior à redução tarifária que se verificará até ao final do segundo quinquénio.

6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO- BENEFÍCIO

6.2.1. Projetos Base (Remodelação e Modernização)

METODOLOGIA PARA DECISÃO DE INVESTIMENTO

A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o PDIRGN no âmbito da remodelação e modernização de ativos é comum às três concessões e a sua metodologia é apresentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício:

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

A elaboração do Plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2018-2022 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por cerca de 20 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no sector do Gás Natural. A metodologia utilizada para o processo de decisão está fundamentada no Anexo 3 'Apoio à Decisão Multicritério/Custo-benefício' com maior detalhe e com a apresentação de cada um dos atributos que constituem a base e materialização da análise multicritério/custo-benefício adotada.

Assim, sempre que possível, esta metodologia constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão. Estas variáveis deverão ser agrupadas e interpretadas de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos de remodelação e modernização que, conforme referido no Capítulo 4, estão agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de análise distintas:

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

PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

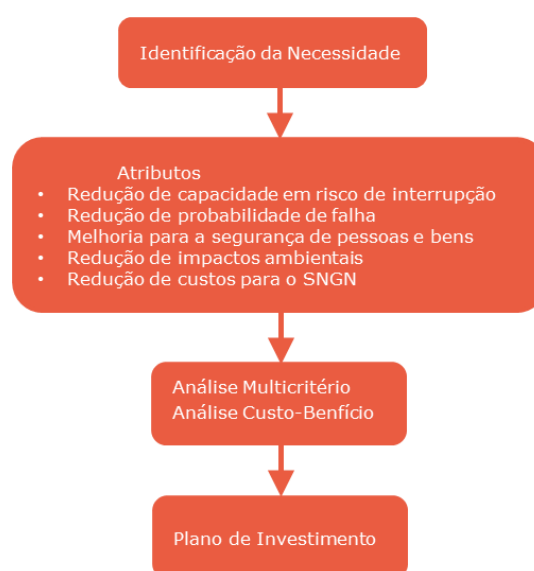
Este conjunto de projetos comum às três infraestruturas compreende os projetos que surgem da identificação de uma necessidade operacional. A implementação de uma solução para a necessidade

identificada vai originar vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança. Por outro lado, existem projetos em que a sua execução é a única opção seja por derivarem da necessidade de criação ou melhoramento de condições operacionais na infraestrutura ou pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparando as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com o conhecimento atual baseando-se nos pressupostos referidos no Capítulo 3 e na metodologia apresentada no Anexo 3.

FIGURA 6-5

Metodologia para os Projetos de Melhoria Operacional



Os pressupostos das análises efetuadas aos diversos projetos de Melhoria Operacional resumem-se nos quadros seguintes.

QUADRO 6-4

Análise de Projetos de Melhoria Operacional – Upgrade de Instalações e Equipamentos

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Upgrade de Instalações e Equipamentos						
	Infra-Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / + / .)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / + / .)	Redução de Impactos ambientais (+++ / ++ / + / .)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / + / .)	CAPEX (M€)
Separadores de recolha de H2S	AS	N/A	+++	+++	++	+++	3,000
Fator motivador	Valores de Sulfeto de Hidrogénio (H2S) anormalmente elevados na extração de gás						
Resultado esperado	Recolha de H2S / Protecção da infraestrutura						

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Upgrade de Instalações e Equipamentos							CAPEX (M€)
	Infra- Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / + / .)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / + / .)	Redução de Impactos ambientais (+++ / ++ / + / .)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / + / .)		
Sistema anti-intrusão (security)	RNTGN	N/A	++	+++	.	+++	1,543	
Fator motivador	Furtos de baterias nas estações com custos de reposição superiores a 500 k€/ano							
Resultado esperado	Mitigação e proteção contra assaltos / articulação com as autoridades							
Limitadores de caudal GRMS	RNTGN	2 219	+++	+	.	++	0,800	
Fator motivador	Possibilidade de exceder limites de velocidade de escoamento em GRMS malhadas							
Resultado esperado	Eliminação do risco de sobrecarga na estação							
Uniformização RTU vs CD	RNTGN	N/A	+++	++	.	++	0,750	
Fator motivador	Incompatibilidade do protocolo de comunicação							
Resultado esperado	Maior segurança e fiabilidade na comunicação entre o terreno e o CD							
Filtragem e permutadores de calor	RNTGN	1 746	+++	.	.	+	0,400	
Fator motivador	Identificação de falta de redundâncias							
Resultado esperado	Criação de redundâncias onde não existiam / aumento fiabilidade							
Upgrade controlo de temperatura	RNTGN	N/A	+++	.	.	++	0,300	
Fator motivador	Adaptação de sistemas ao desenvolvimento tecnológico							
Resultado esperado	Maior precisão de controlo / Melhoria da eficiência energética							
Isolamento regulação	RNTGN	N/A	++	.	.	+++	0,300	
Fator motivador	Condensação na tubagem / Condições favoráveis a fenómenos de corrosão							
Resultado esperado	Eliminação da condensação							
Upgrade sistema ENS	TGNL	16 065	++	++	.	+	0,250	
Fator motivador	Sistema desactualizado sem hipótese de operação remota no nível de tensão de 60 kV							
Resultado esperado	Maior segurança, operação remota das chegadas de tensão e actualização do sistema.							
By-pass das BA100 e BA911	RNTGN	10 401	+++	+	.	+	0,200	
Fator motivador	Impossibilidade de realizar testes funcionais às válvulas							
Resultado esperado	Possibilidade de fecho assegurando escoamento pelo by-pass							

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Upgrade de Instalações e Equipamentos						
	Infra-Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / + / .)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / + / .)	Redução de Impactos ambientais (+++ / ++ / + / .)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / + / .)	CAPEX (M€)
Painéis fotovoltaicos	RNTGN	N/A	.	.	+++	+++	0,200
Fator motivador	Utilização de energia renovável endógena						
Resultado esperado	Melhoria operacional e ambiental						
Edifício unidade de fuel gás	AS	1 369	+++	++	.	++	0,200
Fator motivador	Unidade encontra-se ao ar livre exposta ao ambiente agressivo (atmosfera salina)						
Resultado esperado	Protecção da unidade de fuel gás nomeadamente dos componentes electrónicos						
Circuitos de TEG da desidratação	AS	3 570	++	.	+	+	0,125
Fator motivador	Contaminação e degradação do trietilenoglicol						
Resultado esperado	Reciclagem do ciclo de humificação/secagem						
Equipamento de emergência	RNTGN	N/A	.	+++	+++	.	0,100
Fator motivador	Evolução e renovação do equipamento de resposta a emergências no terreno						
Resultado esperado	Dotar equipas de terreno com maior capacidade de 1ª intervenção						
Barreira de contenção da poluição	TGNL	N/A	.	+++	+++	.	0,100
Fator motivador	Possibilidade de existência de derrames, mesmo que provenientes de outros Terminais junto às instalações da REN						
Resultado esperado	Dotar o Terminal de equipamento de limitação e contenção de derrames de hidrocarbonetos						
Cilindros dos compressores	AS	1 369	++	.	.	+	0,100
Fator motivador	Degradação nos cilindros dos dois motores da Unidade de Compressão provocado pelas condições de funcionamento desfavoráveis						
Resultado esperado	Reposição das condições de operação						
Válvulas inter-lock para as PSVs	AS	N/A	+	+++	+++	+++	0,100
Fator motivador	Calibração obriga a remoção das válvulas e despressurização das linhas						
Resultado esperado	Poupança de recursos físicos (menor libertação de GN) e humanos						
Adequação RIA	AS	N/A	.	+++	.	.	0,100
Fator motivador	Rede insuficiente e com falta de capacidade de operação remota.						
Resultado esperado	Extensão da rede até às plataformas das cavidades						

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Upgrade de Instalações e Equipamentos						
	Infra-Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / +/-)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / +/-)	Redução de Impactos ambientais (+++ / ++ / +/-)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / +/-)	CAPEX (M€)
Monitorização da Qualidade de EE	AS	N/A	+	.	.	++	0,015
Fator motivador	Controlo e registo da qualidade de energia eléctrica recebida						
Resultado esperado	Mais eficiência na gestão de Energia						

QUADRO 6-5

Análise de Projetos de Melhoria Operacional – Monitorização de cadeias de medida

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Monitorização de cadeias de medida						
	Infra-Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / +/-)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / +/-)	Redução de Impactos ambientais (+++ / ++ / +/-)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / +/-)	CAPEX (M€)
JCT 11000 Cantanhede	RNTGN	N/A	+++	.	.	+++	0,329
Fator motivador	Falta de monitorização das quantidades que se dividem entre a linha principal e o loop Monforte-Cantanhede						
Resultado esperado	Maior precisão e qualidade nas Operações e Gestão do sistema						
JCT 10000 - Monforte	RNTGN	N/A	+++	.	.	+++	0,186
Fator motivador	Falta de monitorização das quantidades que se dividem entre a linha principal e o loop Monforte-Cantanhede						
Resultado esperado	Maior precisão e qualidade nas Operações e Gestão do sistema						

QUADRO 6-6

Análise de Projetos de Melhoria Operacional – Equipamentos de medida, instrumentação e ferramentas

Blocos de Projetos	Melhoria Operacional - Instrumentação, equipamentos, ferramentas, peças e materiais						
	Infra-Estrutura	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha (++)/+/+/.)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (++)/+/+/.)	Redução de Impactos ambientais (++)/+/+/.)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (++)/+/+/.)	CAPEX (M€)
Ferramentas / RCM II	RNTGN + AS	N/A	+++	+	.	+++	0,475
Fator motivador	Evolução para modelo de manutenção centrado na fiabilidade						
Resultado esperado	Mitigação do crescimento de custos relacionado com o aumento da idade da IE						
Equipamentos de análise e medição	RNTGN	N/A	++	+	.	+++	0,475
Fator motivador	Acompanhamento do desenvolvimento tecnológico						
Resultado esperado	Ganhos de eficiência para as equipas de operação e manutenção						
EMMs do Laboratório Móvel	RNTGN	N/A	++	.	.	+++	0,100
Fator motivador	Aumento de capacidade de aferição do Laboratório Móvel						
Resultado esperado	Maior capacidade de prestação de serviços do Laboratório Móvel.						

METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

As metodologias de análise multicritério/custo-benefício utilizadas anteriormente e descritas no Anexo 3 não foram desenvolvidas e aplicadas aos projetos de Adequação Regulamentar. Estes projetos, descritos no Capítulo 4, estão relacionados sobretudo com a integridade estrutural das infraestruturas e visam dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentos do sector, sendo este atributo o dominador por natureza para a decisão.

A REN procura maximizar a eficiência na execução destes projetos de carácter mandatário capturando ganhos, quer através de um planeamento que maximiza sinergias e reduz os custos operacionais, quer através de um exigente processo de aprovisionamento.

QUADRO 6-7

Previsão dos Projetos de Adequação Regulamentar

	2018	2019	2020	2021	2022
GESTÃO DE INTEGRIDADE					
RNTGN – Monitorização de linha s(km)	31	182	218	295	0,00
RNTGN – Revestimento (km)	120	120	120	120	120
RNTGN – Caracterização defeitos	Dependente das análises técnicas efectuadas				
AS – Controlo da Volumetria das Cavidades				X	
EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E LEITURA					
RNTGN – Contadores de gás	X	X	X	X	X
TGNL – Contadores de gás	X				
AS – Contadores de gás				X	

METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

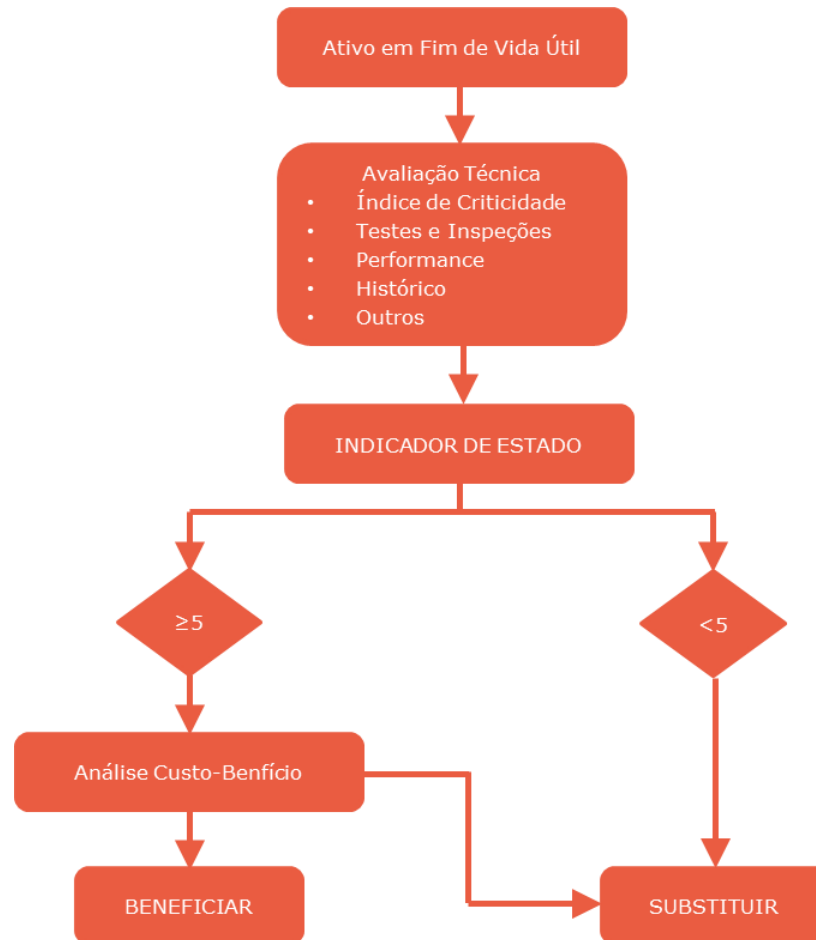
A estratégia de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil tem como principal objetivo gerir o fim de vida dos vários ativos que compõem a RNTIAT, tendo em consideração, não apenas a sua idade contabilística, mas também a gestão otimizada, dentro dos níveis de serviço e limites de risco pré-determinados, do ciclo de vida dos ativos, assegurando deste modo a integridade e a disponibilidade das respectivas infraestruturas.

Assim, pretendem-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço, a sustentabilidade ambiental e a segurança de pessoas e bens. De modo a prolongar a vida útil dos ativos são desenvolvidas ações de beneficiação, reabilitação e renovação nos casos de obsolescência, que têm por objetivo assegurar nestes um bom nível de desempenho e o desenvolvimento tecnológico face às soluções disponíveis no mercado.

Estes projectos consistem na execução das operações necessárias nos ativos em fim de vida útil, destinadas a manter os respetivos níveis de segurança e disponibilidade e fiabilidade. Embora com algumas exceções de carácter técnico e identificadas na análise custo benefício, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição. O processo de decisão é o que se apresenta em baixo.

FIGURA 6-6

Metodologia para Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil



A avaliação do indicador de Estado e da opção mais viável para cada um dos ativos está resumida no quadro em baixo. Este quadro está organizado por famílias de ativos, à exceção do primeiro item, equipamentos e sistemas auxiliares, que compreende uma vasta gama de equipamentos cuja apresentação individual sob a forma de tabela não seria apropriada para o esclarecimento que se pretende.

QUADRO 6-8

Análise dos projetos de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil

Blocos de Projetos	Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil						
	Infra-Estrutura	Decisão	Redução da Probabilidade de Falha (++++/++/+/.)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0 a 10)	Indicador de Criticidade (0 a 10)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (++++/++/+/.)	CAPEX (M€)
Equipamentos e sistemas auxiliares	RNTGN + TGNL + AS	Substituir / Beneficiar	+++	4	N/A	++	6,000
Cromatógrafos e computadores de caudal	RNTGN + TGNL + AS	Substituir	+++	5	10	+	3,220
Tratamento anti-corrosivo	RNTGN + TGNL + AS	Beneficiar	+++	2	10	+++	1,625
UPS e baterias	RNTGN + TGNL	Substituir	+++	5	10	+	1,600
Bombas de Água do Mar	TGNL	Beneficiar	+++	2	8	+++	1,500
Tratamento e Filtragem de Água do Mar	TGNL	Substituir	+++	5	8	+	1,400
Instrumentação de campo	RNTGN + TGNL + AS	Substituir	+++	5	N/A	+	1,280
Medição - Turbinas	RNTGN	Substituir	+++	5	10	+	1,075
Vaporizadores de GNL	TGNL	Beneficiar	+++	2	8	+++	1,000
Sistema de controlo	TGNL	Beneficiar	+++	3	10	+++	1,000
Caldeiras e Bombas do Circuito de Água	RNTGN	Substituir	+++	5	8	+	0,950
Bombas de GNL a alta pressão e Recondensador	TGNL	Beneficiar	+++	2	8	+++	0,750
Sistemas de Segurança	TGNL + AS	Substituir	+++	5	10	+	0,665
SCADA - RTU (remote terminal unit)	RNTGN	Substituir	+++	5	10	+	0,615
Tanques de GNL	TGNL	Beneficiar	+++	3	10	+++	0,400
Tubagem - Isolamentos Termicos	TGNL	Beneficiar	+++	3	8	+++	0,400
Bombas de Odorante	RNTGN	Substituir	+++	5	10	+	0,375
Edifícios, abrigos e estruturas de suporte	TGNL + AS	Beneficiar	+++	3	4	+++	0,460
Equipamento Elétrico	RNTGN	Substituir	+++	5	N/A	+	0,325

Blocos de Projetos	Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil						
	Infra-Estrutura	Decisão	Redução da Probabilidade de Falha (+++ / ++ / + / .)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0 a 10)	Indicador de Criticidade (0 a 10)	Redução do Incremento de Custos para o SNGN (+++ / ++ / + / .)	CAPEX (M€)
Grupos Motor-Compressores e Auxiliares	AS	Beneficiar	+++	2	10	+++	0,220
Estações Temporárias	RNTGN	Beneficiar	+++	3	5	+++	0,210

CRIAÇÃO DE EMPREGO EXTERNO

Para além dos benefícios supra, é possível estimar o atributo relativo à manutenção ou criação de emprego externo, para os projetos de investimento em remodelação e modernização, o qual totaliza 585 FTE (*full time equivalent*) para o primeiro quinquénio do presente plano.

QUADRO 6-9

Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2018-2022

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
Remodelação e Modernização	38,2 M€	497
Carrigo – Otimização da estação de gás	6,8 M€	88

Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos não têm qualquer impacto na variação da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem da capacidade de oferta, nem da capacidade de armazenamento. Assim, a presente análise tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT. Apesar de não se registarem alterações nos valores de capacidade das infraestruturas, há indicadores que apresentam uma variação que deve ser monitorizada no longo prazo.

Tendo por base a evolução da procura de gás natural e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no Capítulo 3.2 Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no Capítulo 3.4 Critérios de Planeamento e no Anexo 3, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no Capítulo 3.4, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos determinados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento);
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento.

Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTGN (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN com as atuais infraestruturas e para os três cenários da evolução da procura.

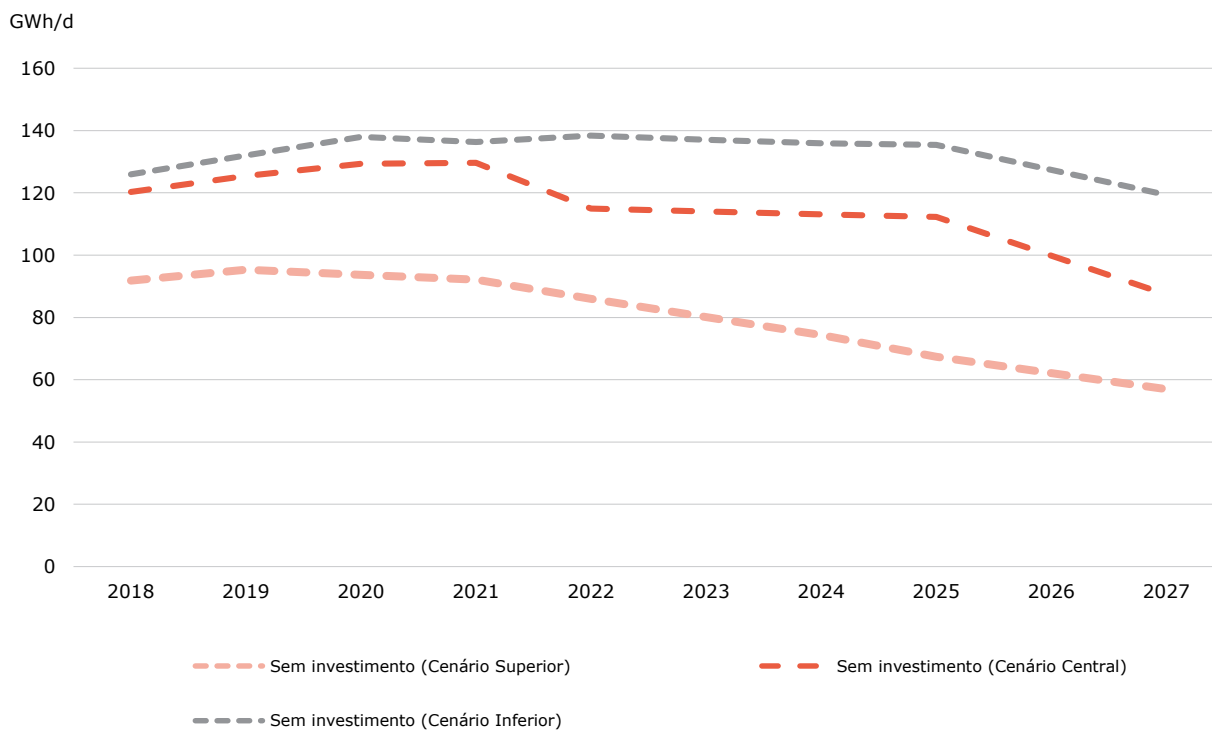
QUADRO 6-10

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN

			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta de consumos (Cenário Superior)	GWh/d	[A]	280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	310,3	315,5
Ponta de consumos (Cenário Central)			252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	272,7	285,1
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			246,5	240,5	234,5	236,2	234,1	235,4	236,5	237,1	245,1	253,1
Capacidade de oferta		[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5
Terminal GNL de Sines	GWh/d		228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Sem investimento (Cenário Superior)												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	91,9	95,3	93,7	92,2	85,9	80,1	74,4	67,4	62,2	57,0
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		4	2	0	-6	-13	-19	-27	-32	-38
Sem investimento (Cenário Central)												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	120,3	125,5	129,3	129,7	115,0	114,0	113,1	112,2	99,8	87,4
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		4	8	8	-4	-5	-6	-7	-17	-27
Sem investimento (Cenário Inferior)												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	126,0	132,0	138,0	136,3	138,4	137,1	136,0	135,4	127,4	119,4
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		5	10	8	10	9	8	7	1	-5

FIGURA 6-7

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN



Em qualquer um dos cenários analisados, verifica-se que o valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, com mais significado nos cenários Central e Superior dado que os valores de procura são superiores.

Capacidade bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional de um projeto e mede a contribuição para os indutores de integração do mercado, segurança do abastecimento e concorrência. A existência de capacidade bidirecional nas interligações entre Portugal e Espanha permite que os agentes possam escolher livremente entre os diversos pontos de entrada de introdução de gás na Península Ibérica independentemente da localização do ponto de consumo. O potencial aumento de trocas comerciais decorrente dos aumentos de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentarão o aumento da concorrência entre os diversos agentes a operar na Península Ibérica. Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a existência de capacidade reversível aumenta o potencial de entreaajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevalecente considerada é no sentido Espanha (ES) – Portugal (PT), isto é, no sentido de importação. Neste caso concreto, como não há nenhum incremento na capacidade das interligações, o valor do atributo é sempre zero.

QUADRO 6-11

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Capacidade de entrada (ES -> PT)		144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Interligação Campo Maior/Badajoz Interligação de Valença do Minho/Tui	GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Capacidade de saída (PT -> ES)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Interligação Campo Maior/Badajoz Interligação de Valença do Minho/Tui	GWh/d	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Sem investimento											
Indicador de capacidade bidirecional		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir a maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTGN, e portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos agentes de mercado e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas existentes e a trajetória de rutura, que corresponde ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais no sistema.

QUADRO 6-12

Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Capacidade de oferta		372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5
Terminal GNL de Sines	GWh/d	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
Interligação Campo Maior/Badajoz		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Sem investimento											
Índice de HH s/ investimento		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, e destina-se preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma

quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

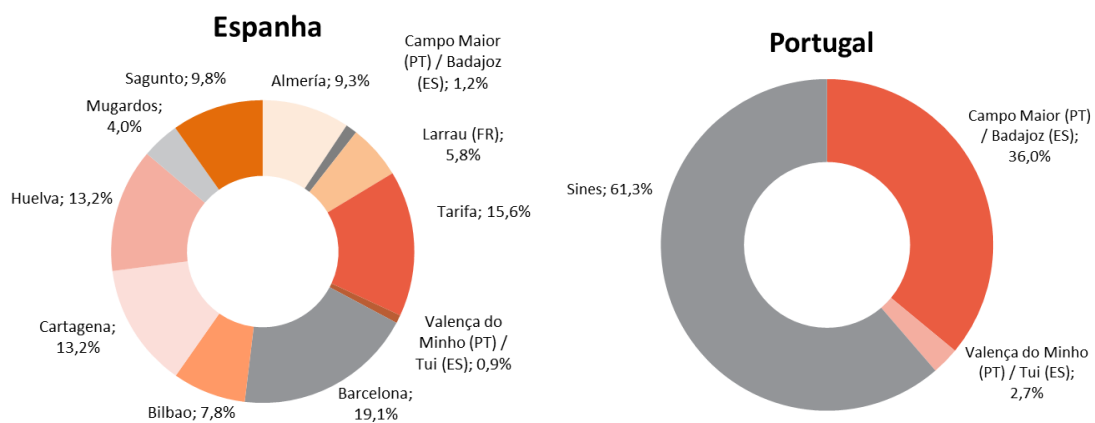
Da análise do quadro anterior verifica-se que com as atuais capacidades na RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se vai situar nos 0,506.

Nas figuras e nos quadros seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões – perspetiva para o horizonte de 2018.

2018

FIGURA 6-8

Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-13

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Espanha	Portugal
Total (Gasodutos + Terminais)	2 850	373	88,4%	11,6%
Gasodutos (GN)	935	144	32,8%	38,7%
Almería	266		9,3%	
Biriadou (FR) / Irun (ES)			0,0%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	35	134	1,2%	36,0%
Larrau (FR)	165		5,8%	
Tarifa	444		15,6%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,9%	2,7%
Terminais (GNL)	1 915	229	67,2%	61,3%
Barcelona	544		19,1%	
Bilbao	223		7,8%	
Cartagena	377		13,2%	
Huelva	377		13,2%	
Mugaridos	115		4,0%	
Musel				
Sagunto	279		9,8%	
Sines		229		61,3%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)			0,125	0,506

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2018, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: Enagas)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2018, de acordo com o PDIRGN 2017

Em 2018, o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,506 e o de Espanha será de 0,125. É evidente que a diferença de dimensão das redes em ambos os países, assim como a sua tipologia, radial em Espanha e unifilar em Portugal, justifica parte da diferença verificada nos respetivos IHHc. De qualquer modo, a concentração de capacidade dos pontos de entrada em Portugal não deixa de ser significativa, sendo recomendável um maior grau de integração da rede com o país vizinho, de modo a beneficiar do grau de diversificação verificado em Espanha.

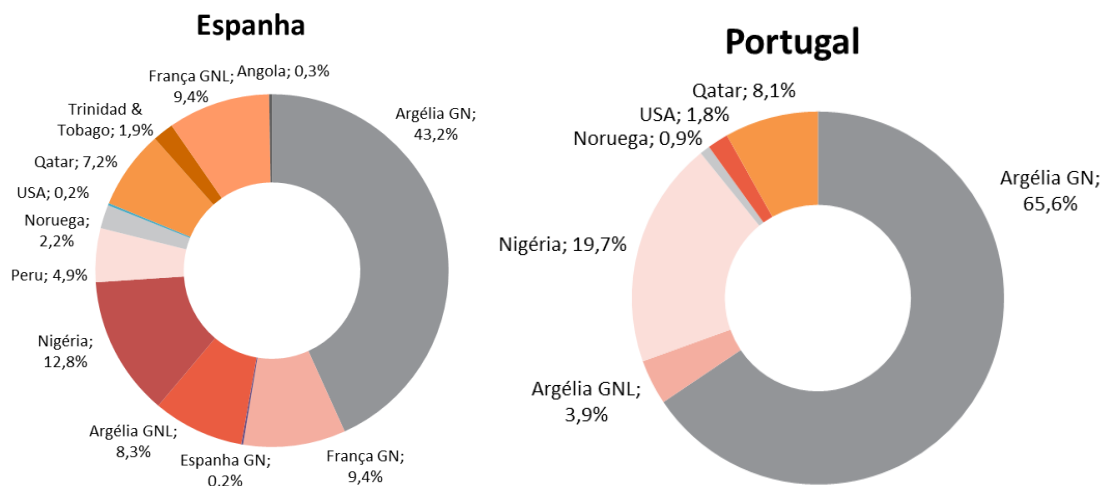
Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado. Quanto menor for o seu valor menor será o grau de concentração e, portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos ao aprovisionamento de Espanha, Portugal e na Península Ibérica, identificando o valor por origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 6-9

Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



QUADRO 6-14

Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)		Aprovisionamento (%)	
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Espanha	Portugal
Total (GN + GNL)	401 216	55 651	88,0%	12,2%
Gás Natural (GN)	211 808	36 500	52,8%	65,6%
Argélia GN	173 500	36 500	43,2%	65,6%
França GN	37 600		9,4%	
Portugal GN	8		0,0%	
Espanha GN	700		0,2%	
Gás Natural Liquefeito (GNL)	189 408	19 151	46,9%	34,4%
Argélia GNL	33 456	2 175	8,3%	3,9%
Bélgica				
Países Baixos				
Nigéria	51 426	10 944	12,8%	19,7%
Peru	19 797		4,9%	
Noruega	8 667	494	2,2%	0,9%
USA	846	1 012	0,2%	1,8%
Qatar	28 943	4 526	7,2%	8,1%
Trinidad & Tobago	7 660		1,9%	
Omán				
Espanha GNL				
França GNL	37 573		9,4%	
Angola	1 040		0,3%	
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)			0,236	0,477

Notas:

(1) Dados referentes a 2016 (fonte: Enagas). O valor correspondente às cargas efetuadas nos terminais de Espanha foi deduzido ao valor da descarga correspondente.

(2) Dados referentes a 2016. O valor correspondente às cargas efetuadas no TGNL de Sines foi deduzido ao valor da descarga correspondente.

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,477, considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNGN no ano de 2016. O IHHa em Espanha é de 0,236, considerando os dados mais recentes da Enagas relativamente ao ano de 2016.

Dependência dos fornecedores de GN

Ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois fornecedores de gás natural, a Argélia no caso do GN e a Nigéria no caso do GNL. No caso de Espanha, no ano de 2016, em termos de repartição de entradas temos 53% de GN e 47% de GNL. Desse GN 43% é proveniente da Argélia e no caso do GNL 27% provém da Nigéria. Para Portugal, as entradas repartem-se em 66% de GN e 34% de GNL. Todo o GN para Portugal é proveniente da Argélia e no caso do GNL 57% provém da Nigéria.

Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), para todos os cenários (Superior, Central e Inferior). No lado da oferta são consideradas as capacidades máximas diárias de cada componente, exceto a capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines).

Assim, foi calculado o atributo "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) Nº 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e nas figuras seguintes. Nesta situação, foi ainda determinado o atributo para duas situações de utilização do AS Carricho, nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

QUADRO 6-15

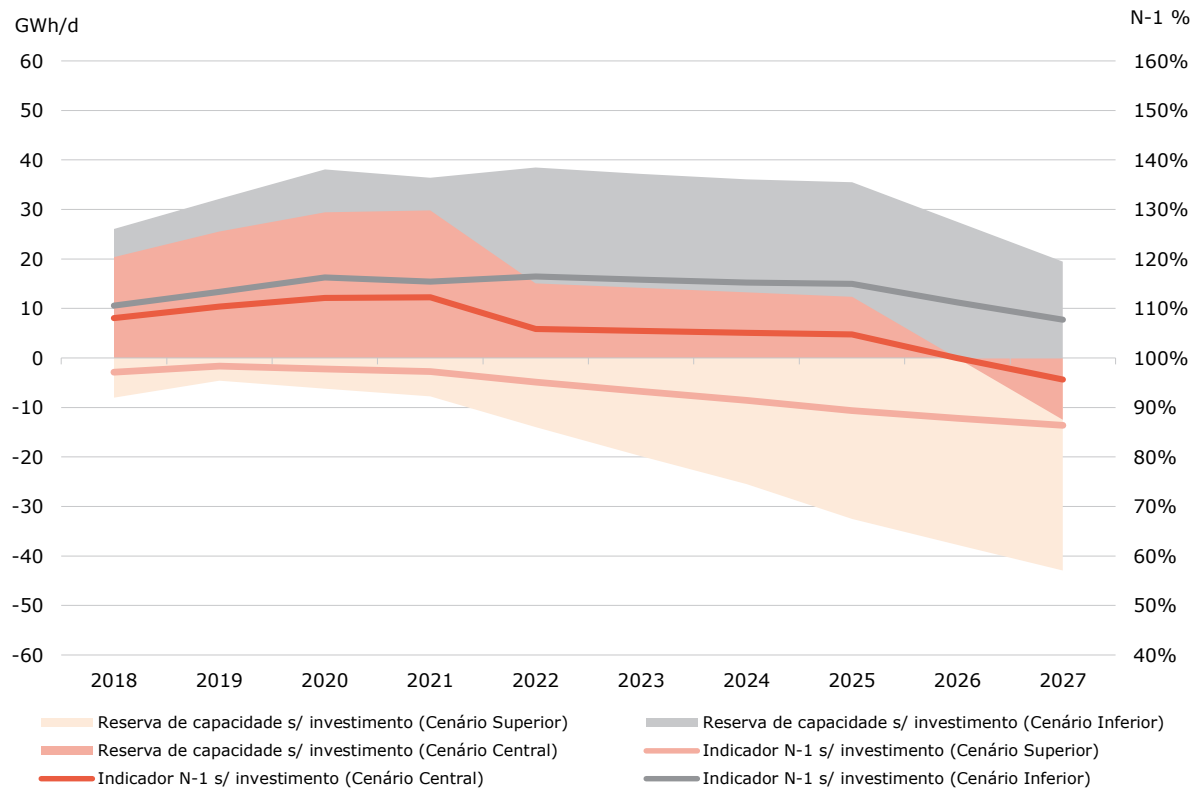
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)		280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	310,3	315,5
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d [A]	252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	272,7	285,1
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)		246,5	240,5	234,5	236,2	234,1	235,4	236,5	237,1	245,1	253,1
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)											
Capacidade de oferta	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6
Terminal GNL de Sines	GWh/d	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Sem investimento (Cenário Superior)											
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/d [C=B1-A]	-8,0	-4,6	-6,2	-7,7	-14,0	-19,8	-25,5	-32,5	-37,7	-42,9
Variação face a 2018	[C _N -C ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	-24,5	-29,7	-34,9
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	% [D=B1/A]	97	98	98	97	95	93	91	89	88	86
Variação face a 2018	[D _N -D ₂₀₁₈]		1	1	0	-2	-4	-6	-8	-9	-11
Sem investimento (Cenário Central)											
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/d [C=B1-A]	20,4	25,6	29,4	29,8	15,1	14,1	13,2	12,3	-0,1	-12,5
Variação face a 2018	[C _N -C ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	-8,0	-20,5	-32,9
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Central)	% [D=B1/A]	108	110	112	112	106	105	105	105	100	96
Variação face a 2018	[D _N -D ₂₀₁₈]		2	4	4	-2	-3	-3	-3	-8	-12
Sem investimento (Cenário Inferior)											
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/d [C=B1-A]	26,1	32,1	38,1	36,4	38,5	37,2	36,1	35,5	27,5	19,5
Variação face a 2018	[C _N -C ₂₀₁₈]		6,0	12,0	10,3	12,4	11,1	10,0	9,4	1,4	-6,6
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	% [D=B1/A]	111	113	116	115	116	116	115	115	111	108
Variação face a 2018	[D _N -D ₂₀₁₈]		3	6	5	6	5	5	4	1	-3

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-10

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d



Da análise do quadro e da figura apresentados poder-se-á referir, que em qualquer um dos cenários, o valor do atributo diminui.

- No caso do cenário Superior, o "critério N-1" nunca é cumprido ao longo do período analisado, variando o grau de incumprimento entre os 86% e os 98%. O valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, chegando o valor do déficit de capacidade a atingir 42,9 GWh/d em 2027;
- No caso do cenário Central, o "critério N-1" só não é cumprido no ano de 2027 com um valor de 96%;
- No cenário Inferior o valor do atributo varia entre os 108-116% ao longo do período analisado.

QUADRO 6-16

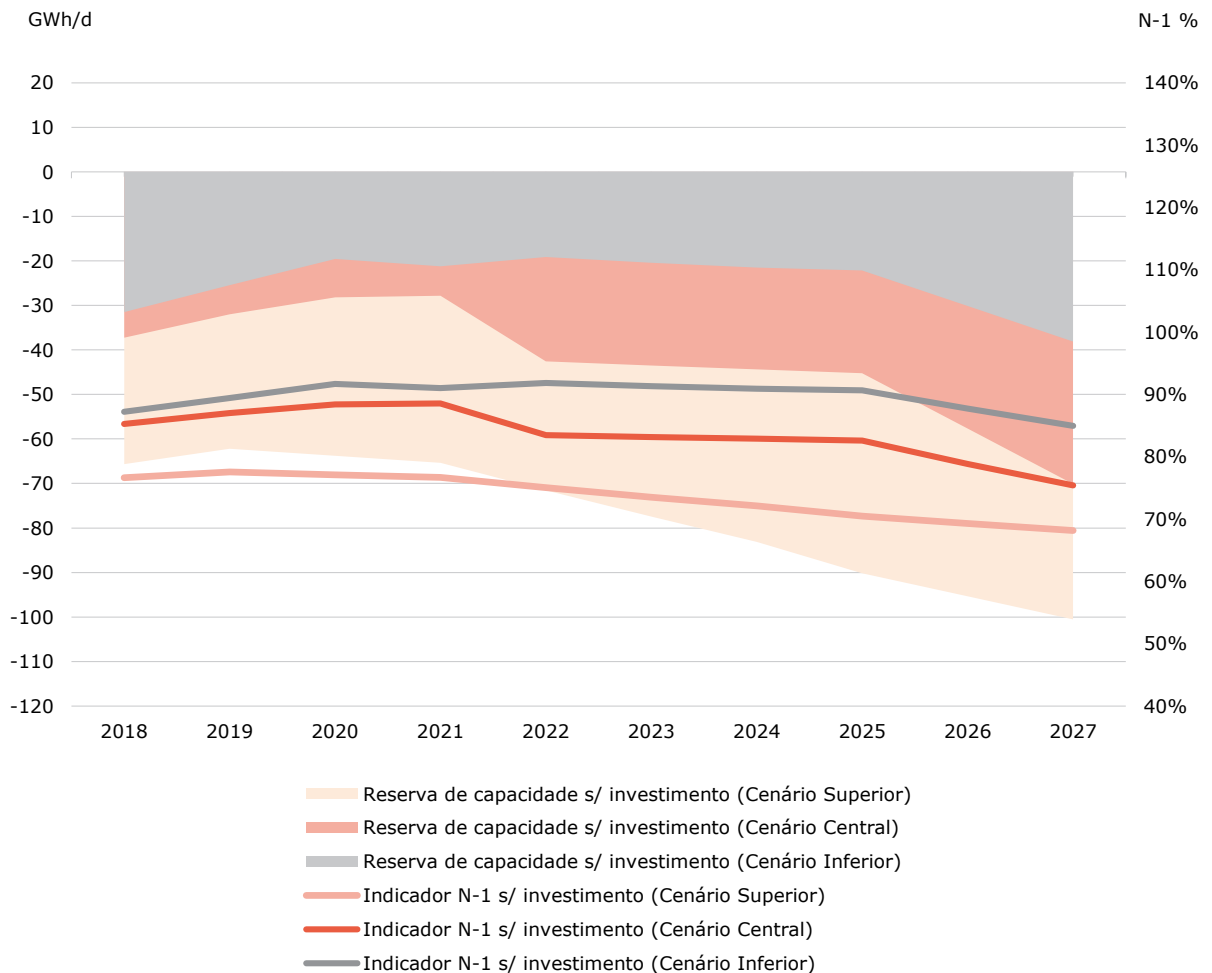
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d

			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	310,3	315,5		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]	252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	272,7	285,1		
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			246,5	240,5	234,5	236,2	234,1	235,4	236,5	237,1	245,1	253,1		
Armazenamento Subterrâneo do Carriço (2)														
Capacidade de oferta			[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Terminal GNL de Sines			GWh/d	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Interligação Campo Maior/Badajoz			GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0		
Interligação de Valença do Minho/Tui			GWh/d	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
Armazenamento Subterrâneo do Carriço			GWh/d	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0		
Sem investimento (Cenário Superior)														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)			GWh/d	[C=B2-A]	-65,6	-62,2	-63,8	-65,3	-71,6	-77,4	-83,1	-90,1	-95,3	-100,5
Variação face a 2018			[C _N -C ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	-24,5	-29,7	-34,9	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Superior)			%	[D=B2/A]	77	78	77	77	75	74	72	70	69	68
Variação face a 2018			[D _N -D ₂₀₁₈]		1	0	0	-2	-3	-4	-6	-7	-8	
Sem investimento (Cenário Central)														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)			GWh/d	[C=B2-A]	-37,2	-32,0	-28,2	-27,8	-42,5	-43,5	-44,4	-45,3	-57,7	-70,1
Variação face a 2018			[C _N -C ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	-8,0	-20,5	-32,9	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Central)			%	[D=B2/A]	85	87	88	89	83	83	83	83	79	75
Variação face a 2018			[D _N -D ₂₀₁₈]		2	3	3	-2	-2	-2	-3	-6	-10	
Sem investimento (Cenário Inferior)														
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)			GWh/d	[C=B2-A]	-31,5	-25,5	-19,5	-21,2	-19,1	-20,4	-21,5	-22,1	-30,1	-38,1
Variação face a 2018			[C _N -C ₂₀₁₈]		6,0	12,0	10,3	12,4	11,1	10,0	9,4	1,4	-6,6	
Critério N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)			%	[D=B2/A]	87	89	92	91	92	91	91	91	88	85
Variação face a 2018			[D _N -D ₂₀₁₈]		2	4	4	5	4	4	3	0	-2	

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço.

FIGURA 6-11

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário inferior) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d



Nesta situação, com uma capacidade de extração menor, em nenhum dos cenários apresentados o "critério N-1" é cumprido.

- No cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre os 68-78%, ao longo do período analisado, chegando o valor do déficit de capacidade a atingir 100,5 GWh/d em 2027;
- No cenário Central, os valores do "critério N-1" são significativamente baixos, situando-se entre 75% e 89%;
- No cenário Inferior, os valores do atributo são muito baixos, situando-se entre os 85% e os 92%, sendo que o valor de 85% se verifica em 2027.

Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNGN, já que permite, através das infraestruturas que lhe estão associadas:

- Realizar a constituição de reservas de segurança, salvaguardando os interesses económicos do Estado e a segurança dos consumidores;
- Otimizar a gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas à procura física efetiva;
- Fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

A capacidade de armazenamento nas instalações do AS do Carriço e nas instalações do TGNL de Sines deverá permitir o armazenamento do gás natural referente às reservas de segurança e disponibilizar capacidade destinada à otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas.

Após a expansão do TGNL de Sines concluída em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento da RNTIAT deverá ser efetuado através do desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, que deve ter em conta as melhores práticas doutros países europeus. Neste âmbito, Portugal tem atualmente um dos níveis mais reduzidos de autonomia da Europa no que se refere à capacidade de armazenamento de GN, para além de ser um país 100% dependente das importações de gás, com uma exposição geográfica desfavorável dado ser um país periférico e, simultaneamente, apresentar já hoje um peso significativo do gás natural no cabaz de importações de energia primária do País.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás natural referente às reservas de segurança, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, e criar condições para a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos.

Capacidade de armazenamento total da RNTIAT¹³

Para cada ano e para os três cenários Inferior, Central e Superior procedeu-se à quantificação dos valores:

- Necessidades totais de reservas de segurança a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

QUADRO 6-17

Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3700	3530	3616	3608	3972	3992	4078	4515	4634	4752
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1526	1542	1559	1575	1590	1604	1618	1632	1646	1659
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		2174	1987	2057	2033	2382	2388	2460	2883	2988	3093
Cenário Central											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2802	2659	2568	2535	3090	3078	3129	3174	3499	3823
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1492	1504	1517	1528	1538	1548	1557	1566	1575	1584
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		1310	1155	1051	1006	1552	1530	1572	1608	1923	2239
Cenário Inferior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2604	2532	2437	2422	2435	2462	2516	2513	2808	3103
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1419	1438	1459	1469	1478	1487	1494	1500	1507	1513
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		1185	1094	978	953	957	975	1022	1013	1301	1590
Capacidade de oferta de armazenamento											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
	(GWh)										
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

¹³ Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-18

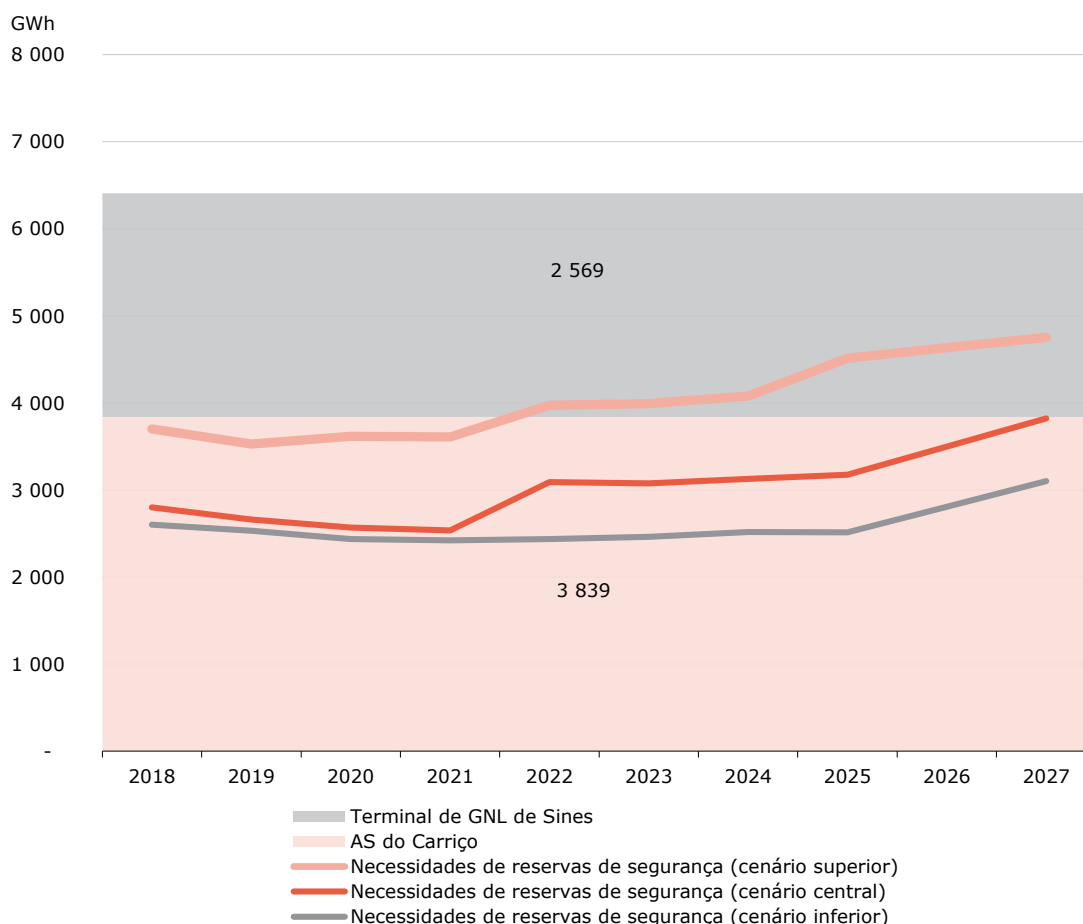
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2708	2878	2792	2800	2436	2416	2330	1893	1774	1656
Variação face a 2018	%	[CN/C2018]		6	3	3	-10	-11	-14	-30	-34	-39
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3700	3530	3616	3608	3839	3839	3839	3839	3839	3839
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	133	153	239	676	795	913
Cenário Central												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3606	3749	3840	3873	3318	3330	3279	3234	2909	2585
Variação face a 2018	%	[CN/C2018]		4	6	7	-8	-8	-9	-10	-19	-28
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2802	2659	2568	2535	3090	3078	3129	3174	3499	3823
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Inferior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3804	3876	3971	3986	3973	3946	3892	3895	3600	3305
Variação face a 2018	%	[CN/C2018]		2	4	5	4	4	2	2	-5	-13
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2604	2532	2437	2422	2435	2462	2516	2513	2808	3103
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

FIGURA 6-12

Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, poder-se-á referir que:

- No cenário Central, em todo o período analisado, o AS do Carricho possui capacidade suficiente para a constituição das reservas de segurança;
- No cenário Superior, o AS do Carricho não possui capacidade suficiente para a constituição das reservas de segurança, a partir do ano de 2022. No entanto, as quantidades armazenadas no TGNL de Sines não comprometem a operacionalidade desta infraestrutura;
- No caso do cenário Inferior, e para o período analisado, o AS do Carricho possui capacidade suficiente para satisfazer a necessidade de reservas de segurança, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines.

Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os cenários Central, Superior e Inferior.

QUADRO 6-19

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1808	1978	1892	1900	1536	1516	1430	993	874	756
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,0	2,2	2,1	2,1	1,7	1,7	1,6	1,1	1,0	0,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,6	2,9	2,7	2,8	2,2	2,2	2,1	1,4	1,3	1,1
Cenário Central												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2706	2849	2940	2973	2418	2430	2379	2334	2009	1685
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,0	3,2	3,3	3,3	2,7	2,7	2,6	2,6	2,2	1,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,9	4,1	4,3	4,3	3,5	3,5	3,4	3,4	2,9	2,4
Cenário Inferior												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2904	2976	3071	3086	3073	3046	2992	2995	2700	2405
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,0	2,7
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	4,2	4,3	4,5	4,5	4,5	4,4	4,3	4,3	3,9	3,5

Figura 6-13

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, poder-se-á referir que:

- No cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT diminui a partir do ano 2022 devido essencialmente à desclassificação da Central a carvão do Pego. No final do horizonte estudado o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT equivale a menos de dois navios metaneiros e a menos de três cavidades do AS do Carriço. Em consequência do aumento das necessidades de reservas de segurança, o valor do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT reduz-se para um valor próximo de 2 000 GWh a partir do ano de 2026.
- No cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT diminui ao longo do período analisado. Este saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT equivale a menos de dois navios metaneiros e a menos de três cavidades do AS do Carriço. Em consequência do aumento das necessidades de reservas de segurança, o valor do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT reduz-se para um valor inferior a 2 000 GWh a partir do ano de 2025. Nesse ano, este saldo equivale a pouco mais de uma caverna do AS do Carriço e não chega a atingir um navio metaneiro de GNL. Neste cenário, poderá ter de ser analisado o desenvolvimento do AS do carriço a partir do ano de 2027.

- No caso do cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT tem valores acima dos 3 000 GWh. O saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é superior a 3 navios metaneiros e a 4 cavidades do AS do Carrigo até ao ano de 2027. O saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT diminui ao longo do período analisado, apresentando uma redução de 13% (no ano de 2027) face ao ano de 2018.

Considerações Finais

Segurança do abastecimento

Relativamente à segurança do abastecimento existem duas questões fundamentais que importa clarificar:

1. Possibilidade de aplicação de medidas do lado da procura no âmbito do artigo 6º Norma das infraestruturas, do Regulamento Nº 994/2010 (metodologia prevista para o cumprimento do indicador "critério N-1");
2. Possibilidade de aplicação do artigo 6º Norma das infraestruturas, do Regulamento Nº 994/2010 (opção prevista para o cumprimento do indicador "critério N-1"), a nível regional, invocando o ponto 3 do mesmo artigo do Regulamento.

Aplicação de medidas do lado da procura – interruptibilidade dos consumos

Do ponto de vista legislativo, de acordo com o n.º 1 do artigo 6º Norma das infraestruturas, a obrigação de cumprimento do "critério N-1" não isenta a responsabilidade dos operadores de rede de procederem aos investimentos correspondentes para o cumprimento desta Norma. Apesar da possibilidade do cumprimento do "critério N-1" recorrendo à interruptibilidade dos consumos, esta deve ser assegurada por medidas baseadas no mercado, desde que o Plano Preventivo de Ação adotado pela Autoridade Competente (DGEG) assim o demonstre (n.º 2 do artigo 6º Norma das infraestruturas).

No Anexo III do Regulamento, encontra-se previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado apenas para a eventualidade de uma situação de emergência:

- a. Substituição obrigatória do combustível;
- b. Utilização obrigatória de contratos interruptíveis, sempre que não sejam integralmente utilizados como parte integrante das medidas de mercado;
- c. Redução obrigatória dos consumos contratados.

Do ponto de vista operacional, o cumprimento do "critério N-1" significa que a capacidade técnica das infraestruturas de gás deverá satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo, em caso de interrupção da maior infraestrutura individual de gás (o terminal de GNL de Sines no caso do SNGN) durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada (cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos).

Deste modo, no caso Português, este cenário configura uma situação na qual as restantes infraestruturas de aprovisionamento - interligação de Campo Maior, de Valença do Minho e do Armazenamento Subterrâneo (AS) do CARRIÇO - têm que ser utilizadas na sua capacidade máxima. Neste caso, importa ter em consideração os seguintes aspetos:

1. O AS do CARRIÇO poderá ter apenas armazenado gás natural correspondente à constituição de reservas de segurança, pelo que a sua mobilização será necessariamente de carácter obrigatório nos termos em que o Ministro da tutela a autorizar. No entanto, o cumprimento do "critério N-1" deve ser assegurado por medidas baseadas no mercado e não por medidas de carácter obrigatório destinadas a fazer face a uma situação de emergência nacional;
2. Assumindo que as restantes interligações tenham de ser utilizadas na sua capacidade máxima e que a procura a satisfazer pela RNTGN corresponde a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada, existe uma probabilidade elevada de os agentes/comercializadores que têm a possibilidade de introduzir gás na rede por essas interligações se encontrem, no mesmo momento, a abastecer os eventuais consumos interruptíveis, designadamente as Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural (CCCGN) com combustível alternativo, a C.T. da Tapada do Outeiro e a C.T. de Lares. Neste cenário, a não utilização da capacidade de saída da RNTGN correspondente à interrupção destes pontos de consumo teria como consequência uma redução de capacidade nos pontos de entrada da rede aproximadamente da mesma ordem de grandeza, traduzindo-se no incumprimento do "critério N-1" ou, dito de outro modo, na impossibilidade para satisfazer a procura total de gás no País. Para que tal não aconteça, é necessário que estejam à disposição dos agentes de mercado mecanismos de compra e venda de capacidade nos pontos de entrada da RNTGN suficientemente ágeis, eficazes e baseados no mercado;
3. A eventual indisponibilidade do terminal de GNL de Sines durante um intervalo de tempo prolongado nas condições de vigência do critério N-1 implicaria o recurso às medidas de interruptibilidade referidas acima por um período igualmente longo, o que seria insustentável perante o mercado e deixaria de constituir uma medida de gestão da procura para passar a ser um verdadeiro corte de fornecimento de gás devido a uma situação de emergência no sector.

Aplicação do critério N-1 a nível regional

Relativamente à opção de aplicação do artigo 6º Norma das infraestruturas (aplicação do critério N-1), a nível regional, é importante ter em consideração o que se encontra referido no ponto 5. Cálculo da fórmula N-1 a nível regional, do Anexo I do mesmo Regulamento:

"A zona de cálculo referida no ponto 3 deve ser alargada ao âmbito regional adequado nos casos em que for aplicável, de acordo com o que determinarem as autoridades competentes dos Estados-Membros em causa. Para o cálculo da fórmula N-1 a nível regional, utiliza-se a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum. A maior infraestrutura individual de gás de interesse comum para uma região é a maior infraestrutura de gás da região que, direta ou indiretamente, contribui para o aprovisionamento de gás dos Estados-Membros dessa região e que, como tal, é definida no plano preventivo de ação conjunto.

O cálculo da fórmula N-1 a nível regional só pode substituir o cálculo da fórmula N-1 a nível nacional nos casos em que a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum assuma uma importância superlativa para o aprovisionamento de gás de todos os Estados-Membros interessados, segundo a avaliação conjunta dos riscos."

No entanto, é importante que seja tido em consideração o seguinte:

1. Não existe, à data de hoje, qualquer acordo entre as Autoridades Competentes dos Estados-Membros de Portugal e Espanha relativamente a esta matéria;
2. O terminal de GNL de Barcelona não deve ser considerado a maior infraestrutura individual de gás de interesse comum, já que não contribui, direta ou indiretamente, para o aprovisionamento de gás de Portugal, e, portanto, não assume uma importância superlativa para o aprovisionamento do SNGN;
3. Apesar da cooperação regional entre os Estados-Membros de Portugal e Espanha em matéria de segurança de abastecimento de GN, não houve, até à data, uma avaliação conjunta dos riscos que afetam o aprovisionamento, nem a elaboração dum plano preventivo de ação conjunto;
4. Considera-se igualmente que deve ser ponderado qual o grau de dependência no Sistema de GN de Espanha que se considera adequado para o SNGN. Existem igualmente restrições à mobilização dos recursos que decorre dos fluxos de transporte de GN possíveis (com as atuais infraestruturas existentes) caso as fontes alternativas de abastecimento de GN se encontrem afastadas da área de consumo que são supostas servir. A título de exemplo, uma crise de abastecimento em Portugal coincidirá muito provavelmente com uma crise equivalente em Espanha, dado que grande parte do gás natural consumido em Portugal já atravessa Espanha.

Face ao exposto, e apesar dos passos dados pelas instâncias europeias no âmbito da revisão do Regulamento n. 994/2010, considera-se que não se encontram reunidas condições para a avaliação do cumprimento do indicador "critério N-1" a nível regional, não obstante os esforços e a boa cooperação entre os Estados Português e Espanhol, bem como entre os respetivos operadores de sistema e de rede, REN Gasodutos e Enagas, em matérias de segurança do abastecimento.

6.2.2. Projetos Complementares

Os Projetos Complementares apresentam-se como uma opção de desenvolvimento da RNTIAT, preparada de acordo com critérios de planeamento uniformizados e de acordo com 'Indutores' concretos de alto nível. As potenciais necessidades estão no presente documento agrupadas em clusters, numa lógica de objetivos semelhantes ou complementares, de acordo com os Indutores referidos.

Salienta-se que dada a dimensão sistémica de alguns projetos, um mesmo projeto pode contribuir para dar resposta a mais que um Indutor. É o que acontece com dois dos projetos do conjunto apresentado. No Quadro seguinte ilustram-se os projetos que fazem parte deste subconjunto, bem assim como a sua relação com os indutores considerados, evidenciando ainda a interdependência que existe também entre projetos.

Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT – resumo

Designação do projeto	Transf. p/ exploração a CDE [M€]	Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT				
		Integração de mercados e interoperabilidade	Concorrência	Novos polos de consumo	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
3ª interligação PT-ES	115,2	X	X		X	X
EC do Carregado	24,9	X	X		X	
Novos pontos de entrega	3,0			X		

Este conjunto de projetos – dos quais assumem especial relevância a estação de compressão do Carregado e a 1ª fase da 3ª interligação com Espanha – tem por objetivo a melhoria do funcionamento da RNTIAT como um todo, contribuindo para uma arquitetura equilibrada da RNTIAT com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

O desenvolvimento harmonizado das capacidades de interligação entre os sistemas gasistas de Portugal e Espanha permitirá à Península Ibérica constituir-se como uma potencial porta de entrada de gás para a Europa, tirando partido dos seus terminais de GNL e da sua proximidade a África (mediterrânica e ocidental) e aos países produtores de gás natural.

Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento

Tendo por base a evolução da procura de gás natural e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no capítulo 3.2 Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos referidos no capítulo 3.4 Critérios de Planeamento e no Anexo 3, neste capítulo procede-se à justificação dos projetos complementares do plano, através da apresentação da evolução dos atributos ao longo do período em análise e tendo por base o conjunto das infraestruturas que compõem a RNTIAT. Os atributos foram referidos no capítulo 3.4, designadamente:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento);
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;
- IV. Sustentabilidade - diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e Backup às fontes de energia renovável (FER).

Neste plano são considerados três cenários de evolução de procura de gás natural: Central, Superior e Inferior. Os pressupostos assumidos na construção de cada um dos cenários encontra-se descrito no Anexo 2.

Do ponto de vista das infraestruturas é efetuada uma análise incremental que permite apurar o contributo individual de cada infraestrutura assim como uma análise integrada da RNTIAT para o período de 2018 a 2027. Para esta análise será avaliada a evolução dos indicadores com a estação de compressão do Carregado e com a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES apenas (projetos condicionados à realização do STEP), já que as fases subsequentes deste projeto não se perspetivam no horizonte do plano. É de referir que os projetos analisados foram incluídos no ano de 2025, no entanto, essa data é meramente indicativa, serviu apenas para aferir o impacto dos mesmos.

Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTGN (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

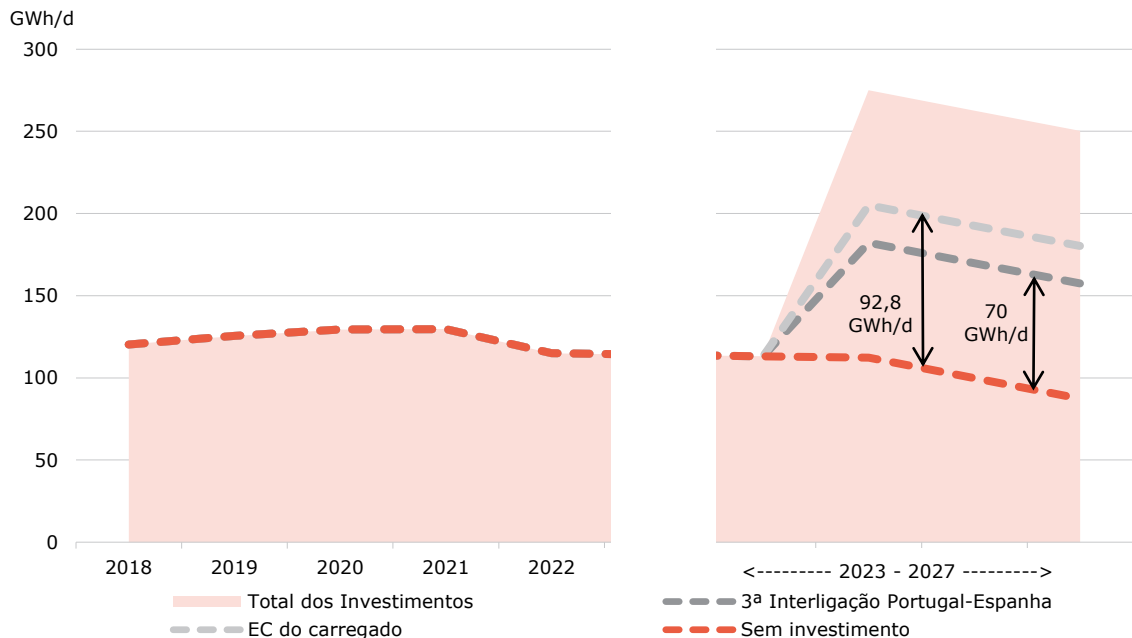
QUADRO 6-20

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário central)

			2018	2019	2020	2021	2022	←	2023 - 2027			→
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	272,7	285,1
Mercado Convencional			144,3	145,5	146,7	147,8	148,8	149,7	150,6	151,5	152,4	153,2
Mercado Eletricidade			107,9	101,5	96,4	95,0	108,8	108,8	108,8	108,8	120,3	131,9
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)		[i]								92,8	92,8	92,8
Interligação de Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		[j]								70,0	70,0	70,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	120,3	125,5	129,3	129,7	115,0	114,0	113,1	112,2	99,8	87,4
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		4	8	8	-4	-5	-6	-7	-17	-27
EC do carregado												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	120,3	125,5	129,3	129,7	115,0	114,0	113,1	205,0	192,6	180,2
Variação face a 2018	%	[D _N /D ₂₀₁₈]		4	8	8	-4	-5	-6	70	60	50
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade - 3ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	120,3	125,5	129,3	129,7	115,0	114,0	113,1	182,2	169,8	157,4
Variação face a 2018	%	[E _N /E ₂₀₁₈]		4	8	8	-4	-5	-6	52	41	31
Total dos Investimentos												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	120,3	125,5	129,3	129,7	115,0	114,0	113,1	275,0	262,6	250,2
Variação face a 2018	%	[F _N /F ₂₀₁₈]		4	8	8	-4	-5	-6	129	118	108

FIGURA 6-14

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário central)



No caso do cenário Central e tendo por base o quadro e a figura anteriores, verifica-se:

- Com a entrada em operação dos investimentos, existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada que, tal como foi referido no anteriormente, se deve à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e à 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha. Comparando com a reserva de capacidade verificada no ano de 2018, constata-se que as percentagens de variação passam de negativas a positivas com a entrada em operação dos dois investimentos referidos, diminuindo, no entanto, a partir dessa data devido ao aumento da ponta de consumos;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada irá diminuir significativamente ao longo do período analisado, registando-se uma diminuição de 27% em 2027 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2018.

Com os investimentos propostos no presente PDIRGN e para o cenário central da evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração "normal" o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto dos projetos complementares e o cenário Superior da evolução de consumos.

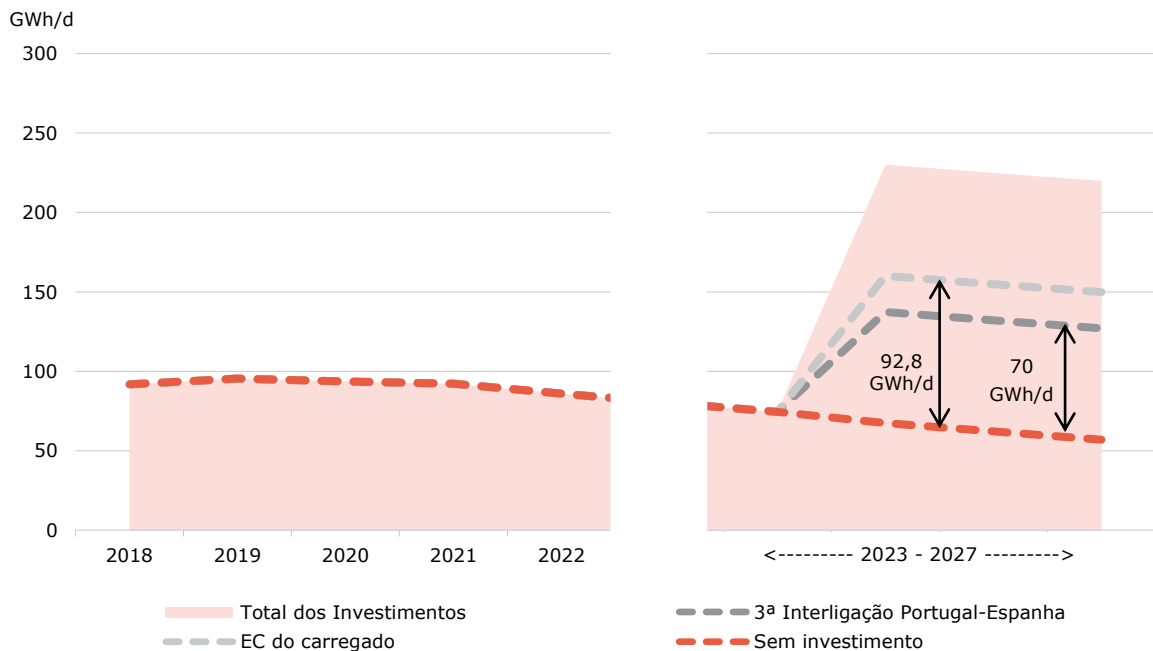
QUADRO 6-21

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário Superior)

			2018	2019	2020	2021	2022	←	2023 - 2027		→	
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	310,3	315,5
Mercado Convencional			147,6	149,2	150,8	152,4	153,8	155,1	156,5	157,9	159,2	160,5
Mercado Eletricidade			133,1	128,0	128,0	128,0	132,8	137,3	141,6	147,3	151,1	155,0
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)		[i]								92,8	92,8	92,8
Interligação de Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		[j]								70,0	70,0	70,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	91,9	95,3	93,7	92,2	85,9	80,1	74,4	67,4	62,2	57,0
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		4	2	0	-6	-13	-19	-27	-32	-38
EC do carregado												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	91,9	95,3	93,7	92,2	85,9	80,1	74,4	160,2	155,0	149,8
Variação face a 2018	%	[D _N /D ₂₀₁₈]		4	2	0	-6	-13	-19	74	69	63
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade - 3ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	91,9	95,3	93,7	92,2	85,9	80,1	74,4	137,4	132,2	127,0
Variação face a 2018	%	[E _N /E ₂₀₁₈]		4	2	0	-6	-13	-19	50	44	38
Total dos Investimentos												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	91,9	95,3	93,7	92,2	85,9	80,1	74,4	230,2	225,0	219,8
Variação face a 2018	%	[F _N /F ₂₀₁₈]		4	2	0	-6	-13	-19	151	145	139

FIGURA 6-15

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário Superior)



No caso do cenário superior e tendo por base o quadro e a figura anteriores, verifica-se:

- Tal como foi referido no anteriormente, com a entrada em operação dos projetos existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada que se deve à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e à 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha. Comparando com a reserva de capacidade verificada no ano de 2018, constata-se que as percentagens de variação passam de negativas a positivas com a entrada em operação dos dois investimentos referidos, diminuindo, no entanto, a partir dessa data devido ao aumento da ponta de consumos;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada irá diminuir ao longo do período analisado, registando-se uma diminuição de 38% em 2027 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2018.

Com os investimentos propostos no presente PDIRGN e para o cenário superior da evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração "normal" o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto dos projetos complementares e o cenário inferior da evolução da procura.

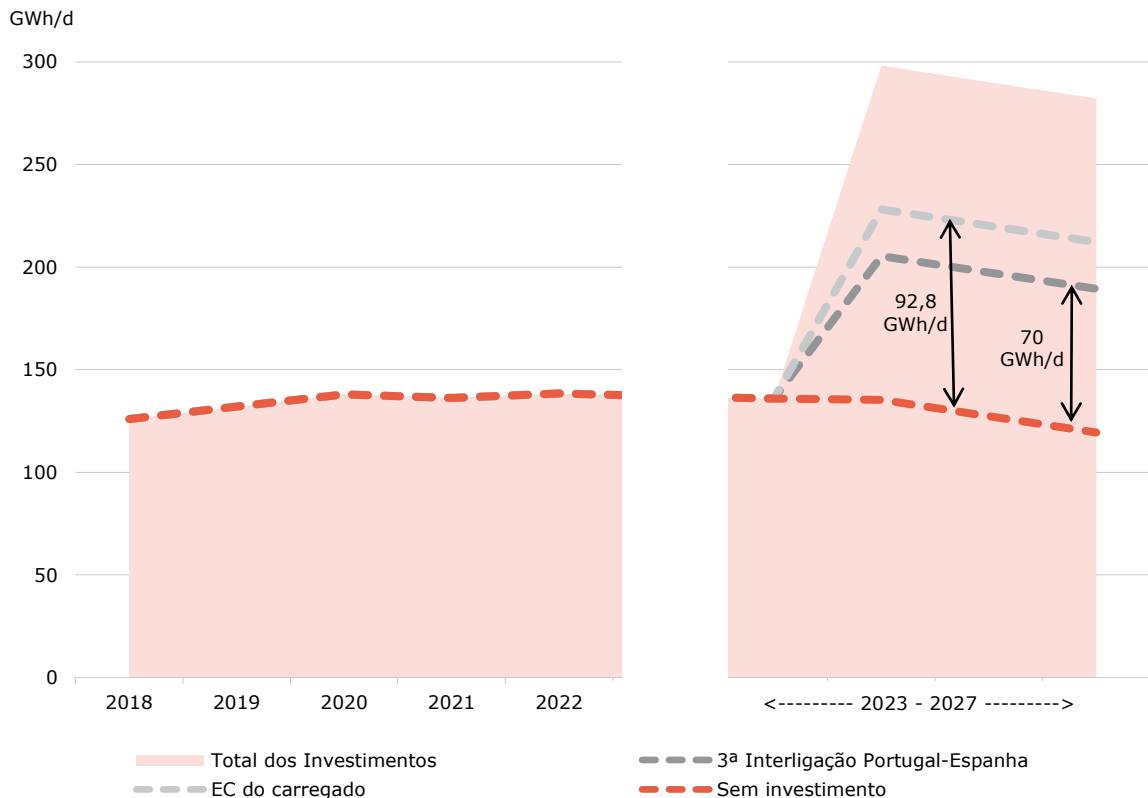
QUADRO 6-22

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário Inferior)

			2018	2019	2020	2021	2022	←	2023 - 2027			→
Ponta de consumos	GWh/d	[A]	246,5	240,5	234,5	236,2	234,1	235,4	236,5	237,1	245,1	253,1
Mercado Convencional			141,1	142,1	143,0	143,8	144,5	145,1	145,8	146,4	146,9	147,5
Mercado Eletricidade			105,4	98,4	91,5	92,4	89,6	90,3	90,8	90,8	98,2	105,6
Capacidade de oferta	GWh/d	[B]	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines			228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
EC do Carregado (Incremento pelo TGNL)		[i]								92,8	92,8	92,8
Interligação de Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		[j]								70,0	70,0	70,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A-j-i]	126,0	132,0	138,0	136,3	138,4	137,1	136,0	135,4	127,4	119,4
Variação face a 2018	%	[C _N /C ₂₀₁₈]		5	10	8	10	9	8	7	1	-5
EC do carregado												
Reserva de capacidade - EC Carregado	GWh/d	[D=B-A-j]	126,0	132,0	138,0	136,3	138,4	137,1	136,0	228,2	220,2	212,2
Variação face a 2018	%	[D _N /D ₂₀₁₈]		5	10	8	10	9	8	81	75	68
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade - 3ª IP	GWh/d	[E=B-A-i]	126,0	132,0	138,0	136,3	138,4	137,1	136,0	205,4	197,4	189,4
Variação face a 2018	%	[E _N /E ₂₀₁₈]		5	10	8	10	9	8	63	57	50
Total dos Investimentos												
Reserva de capacidade - Total	GWh/d	[F=B-A]	126,0	132,0	138,0	136,3	138,4	137,1	136,0	298,2	290,2	282,2
Variação face a 2018	%	[F _N /F ₂₀₁₈]		5	10	8	10	9	8	137	130	124

FIGURA 6-16

Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário Inferior)



Para o caso do cenário inferior de evolução dos consumos e da análise do quadro e da figura anteriormente indicadas, constata-se:

- No período de 2023-2027, existe um aumento significativo da reserva de capacidade disponibilizada. Este aumento é repartido entre a entrada pelo Terminal de GNL de Sines (aumento de 92,8 GWh/d na capacidade de oferta), que é devido à entrada em operação da estação de compressão do Carregado que permitirá o aumento da capacidade de transporte do gasoduto entre Sines e Leiria, e a 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha (aumento de 70,0 GWh/d na capacidade de oferta);
- A evolução deste indicador mostra que a contribuição da EC Carregado se situa nos entre os 68-81% do aumento do valor da reserva de capacidade face a 2018, valores significativos face ao valor do investimento associado;
- A 3ª interligação Portugal-Espanha também tem uma contribuição significativa para o aumento da reserva de capacidade, situando-se entre os 50-63%, dependendo do ano em que entrar em operação e comparativamente com o ano de 2018;
- Contudo, a partir do ano em que os investimentos ocorrerem e comparativamente com o ano de 2018, assiste-se a uma diminuição progressiva ao longo dos anos dos valores de reserva de capacidade devido ao aumento da ponta de consumos;

- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT, a reserva de capacidade disponibilizada vai diminuindo ao longo do período analisado, registando-se uma redução de 5% em 2027 face ao valor de reserva de capacidade verificada no ano de 2018.

Com os investimentos propostos no presente PDIRGN e para o cenário inferior de evolução da procura, verifica-se que em condições de exploração "normal" o sistema dispõe sempre de reserva de capacidade adequada que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

Capacidade bidirecional

Este indicador pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional de um projeto e mede a contribuição para os critérios de integração do mercado, segurança do abastecimento e concorrência. A existência de capacidade bidirecional nas interligações entre Portugal e Espanha permite que os agentes possam escolher livremente entre os diversos pontos de entrada de introdução de gás na Península Ibérica independentemente da localização do ponto de consumo. O potencial aumento de trocas comerciais decorrente dos aumentos de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentarão o aumento da concorrência entre os diversos agentes a operar na Península Ibérica. Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a existência de capacidade reversível aumenta o potencial de ajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevalecte considerada é no sentido de Espanha (ES) para Portugal (PT), isto é, no sentido de importação.

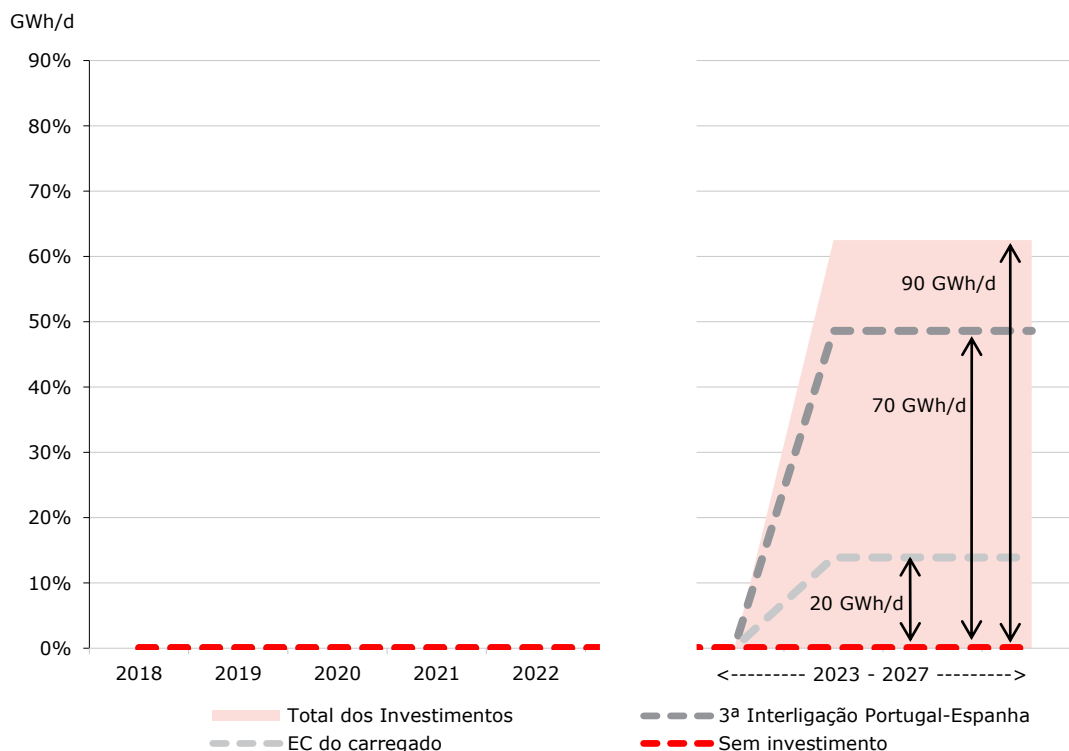
QUADRO 6-23

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)

			2018	2019	2020	2021	2022	← 2023 - 2027 →				
Capacidade de entrada (ES -> PT)	GWh/d	[A]	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	214,0	214,0	214,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
EC do Carregado (Incremento por CM)									0,0	0,0	0,0	
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha									70,0	70,0	70,0	
Capacidade de saída (PT -> ES)	GWh/d		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	150,0	150,0	150,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
EC do Carregado (Incremento por CM)									20,0	20,0	20,0	
Interligação de Valença do Minho/Tui			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
3ª Interligação Portugal-Espanha									70,0	70,0	70,0	
			42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	70%	70%	70%
Sem investimento												
Indicador de capacidade bidirecional	%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EC do carregado												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[i/A]	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[j/A]	0	0	0	0	0	0	0	49	49	49
Total dos Investimentos												
Indicador de capacidade bidirecional	%	[(i+j)/A]	0	0	0	0	0	0	0	63	63	63

FIGURA 6-17

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)



Verifica-se que a contribuição individual de cada um dos projetos em separado é de 14% e 49%, com a entrada em operação da EC do Carregado e da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES, respetivamente. Com a execução de ambos os projetos, haverá um acréscimo de 63% de capacidade no sentido de Portugal para Espanha (exportação), tendo como referencial a capacidade na direção prevalectente, de Espanha para Portugal

Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir a maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTGN e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos agentes de mercado e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no presente PDIRGN e a trajetória de rutura, que corresponde ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais no sistema.

QUADRO 6-24

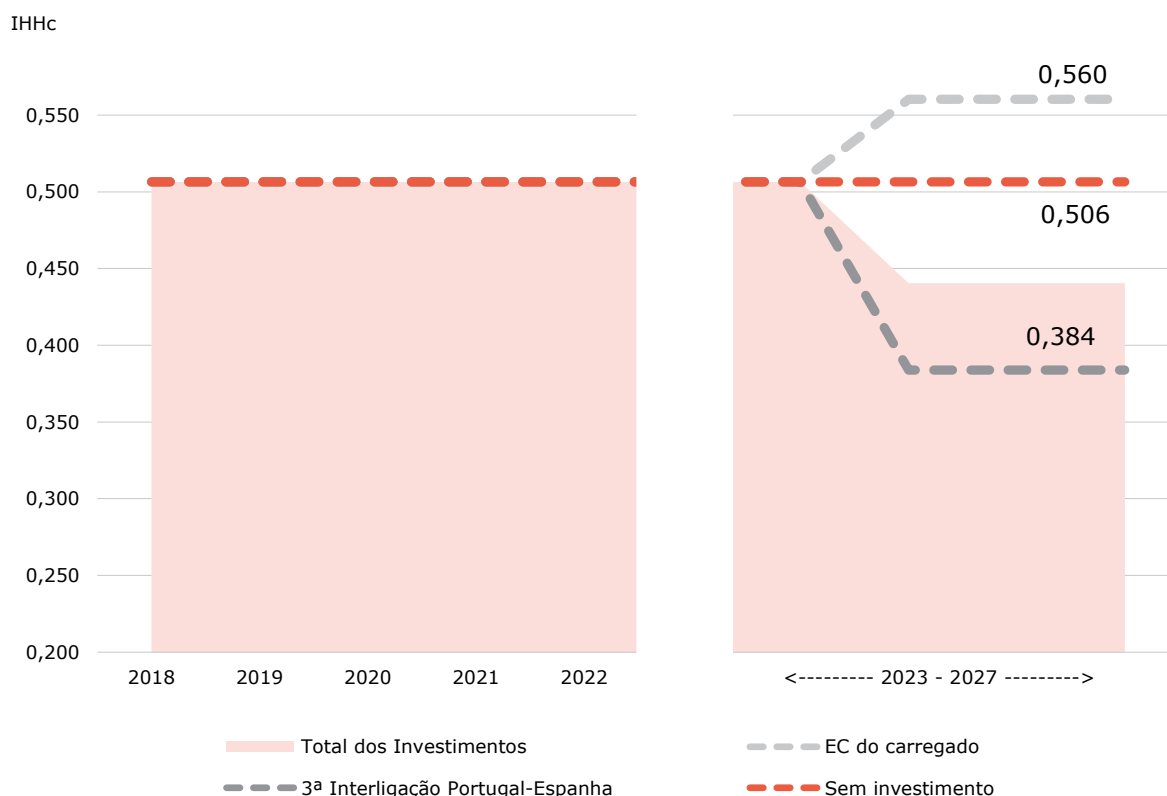
Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN

	2018	2019	2020	2021	2022	←	2023 - 2027			→
Capacidade de oferta	GWh/d	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	372,5	535,3	535,3	535,3
Terminal GNL de Sines		228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5	228,5
EC do Carregado (incremento pelo TGNL)								92,8	92,8	92,8
Interligação Campo Maior/Badajoz		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha								70,0	70,0	70,0
Sem investimento										
Índice de HH s/ investimento		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
EC do carregado										
Índice de HH - EC Carregado		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,560	0,560	0,560
Variação face ao ano anterior	%							11	11	11
3ª Interligação Portugal-Espanha										
Índice de HH - 3ª IP		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,384	0,384	0,384
Variação face ao ano anterior	%							-24	-24	-24
Total dos Investimentos										
Índice de HH - Total		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,440	0,440	0,440
Variação face ao ano anterior	%							-13	-13	-13

Para a determinação deste indicador, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar, preferencialmente, à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

FIGURA 6-18

Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN



Da análise do quadro e da figura anteriores verifica-se:

- Um decréscimo no valor do IHHc ao longo do período em análise na situação em que são considerados ambos os investimentos em conjunto;
- A redução do valor do IHHc é mais significativa com a entrada em operação apenas da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES. O valor da redução é de 24% face ao ano de 2018;
- Considerando apenas a entrada em operação da EC Carregado, a capacidade de emissão no TGNL aumenta, e conseqüentemente o valor de IHHc também, evidenciando uma maior concentração da capacidade de abastecimento do SNGN se não for colocada em operação a 3ª interligação Portugal-Espanha;
- O aumento do IHHc face ao ano de 2018 situa-se nos 11% a partir do momento de entrada em operação da EC Carregado, o que evidencia o significativo aumento do grau de diversificação dos pontos de oferta e, portanto, a menor concentração da respetiva capacidade e a menor dependência do abastecimento do SNGN a partir dos pontos de entrada da RNTGN já existentes;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT (cenário de rutura), o IHHc manterá um valor significativamente elevado, o que evidencia a baixa diversificação da capacidade dos pontos de oferta da RNTGN.

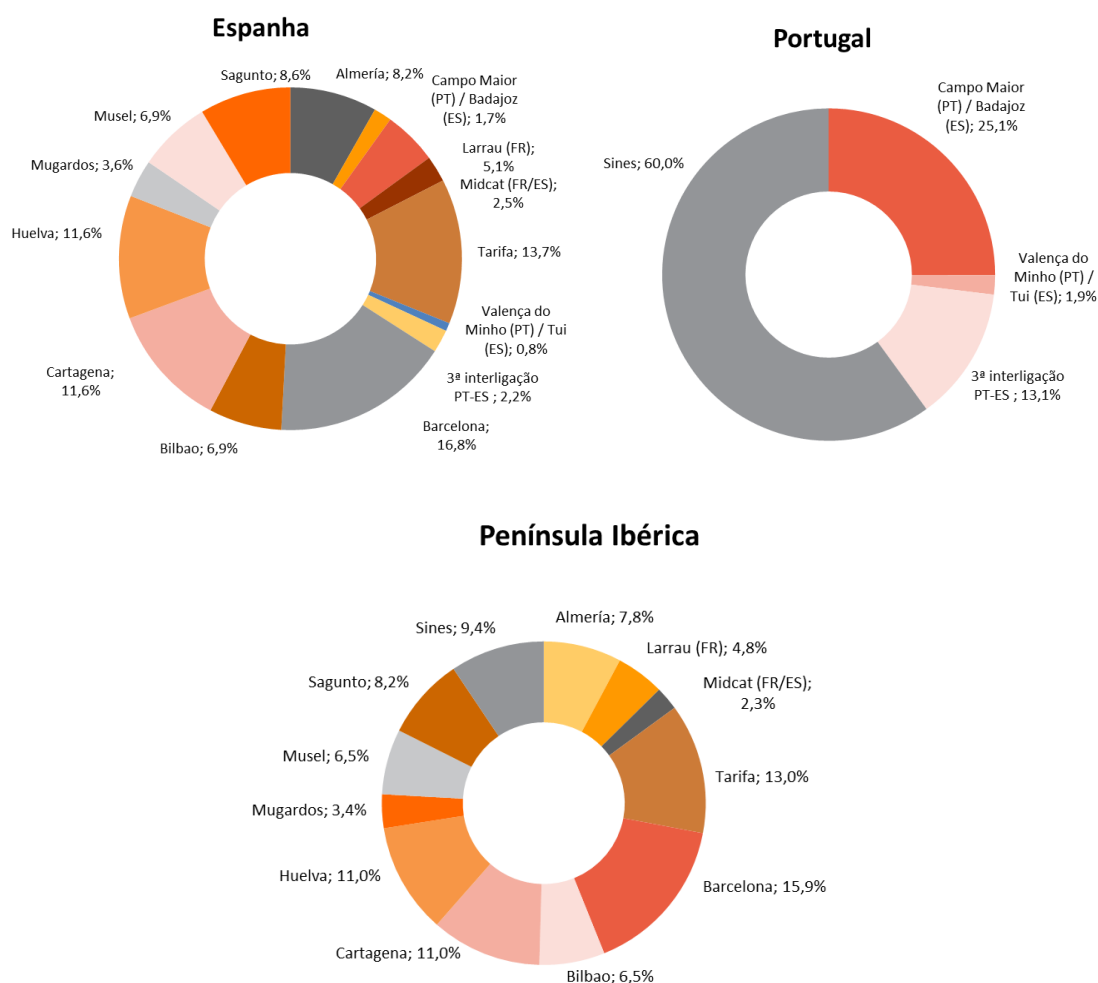
A evolução do IHHc ao longo do período em análise evidencia um claro aumento da diversificação das alternativas de transporte de gás, promovendo deste modo a diversificação das rotas e das fontes de aprovisionamento, contribuindo para a integração das redes de transporte de gás e para o aumento da concorrência e da segurança do abastecimento na Península Ibérica.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal e na Península Ibérica após integração no MIBGÁS, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões – perspetiva para o horizonte 2023-2027.

2023-2027

FIGURA 6-19

Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-25

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)			Capacidade de entrada (%)		
	Espanha (1)	Portugal (2)	Península Ibérica (3)	Espanha	Portugal	Península Ibérica
Total (Gasodutos + Terminais)	3 243	536	3 415	85,8%	14,2%	100,0%
Gasodutos (GN)	1 105	214	955	34,1%	40,0%	28,0%
Almería	266		266	8,2%		7,8%
Biriatou (FR) / Irun (ES)						
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	55	134		1,7%	25,1%	
Larrau (FR)	165		165	5,1%		4,8%
STEP (FR/ES)	80		80	2,5%		2,3%
Tarifa	444		444	13,7%		13,0%
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10		0,8%	1,9%	
3ª interligação PT-ES	70	70		2,2%	13,1%	
Terminais (GNL)	2 138	321	2 460	65,9%	60,0%	72,0%
Barcelona	544		544	16,8%		15,9%
Bilbao	223		223	6,9%		6,5%
Cartagena	377		377	11,6%		11,0%
Huelva	377		377	11,6%		11,0%
Mugar dos	115		115	3,6%		3,4%
Musel	223		223	6,9%		6,5%
Sagunto	279		279	8,6%		8,2%
Sines		321	321		60,0%	9,4%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)				0,103	0,440	0,101

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro do período de 2023-2027, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: Enagas)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro período de 2023-2027, de acordo com o PDIRGN 2017.

(3) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da Península Ibérica em 1 de janeiro período de 2023-2027. A capacidade dos pontos de interligação entre Portugal e Espanha não foi considerada, já que são ligações internas na ótica da Península Ibérica (MIBGÁS).

Analisando o período de 2023-2027, em que o projeto da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha e o projeto STEP na interligação entre Espanha-França já estarão em operação, o valor de IHHc para a globalidade da Península Ibérica é de 0,101, o valor para Portugal é de 0,440 e para Espanha é de 0,103. O aumento do grau de diversificação verificado contribuirá para uma integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha – MIBGAS ¹⁴.

¹⁴ Para tal assume-se que serão efetuados os reforços internos necessários na rede de gasodutos de Espanha

A 3ª interligação Portugal-Espanha, juntamente com as restantes infraestruturas que serão, entretanto, colocadas em operação em Espanha (com decisão final de investimento tomada), designadamente o terminal de GNL de Musel e o projeto PIC STEP/MIDCAT, permitirá que o TGNL de Sines assuma uma dimensão ibérica. Neste pressuposto, o potencial de aumento do grau de diversificação de rotas e de fontes associado à 3ª interligação Portugal-Espanha será ainda maior do que o que corresponde ao sistema português analisado isoladamente.

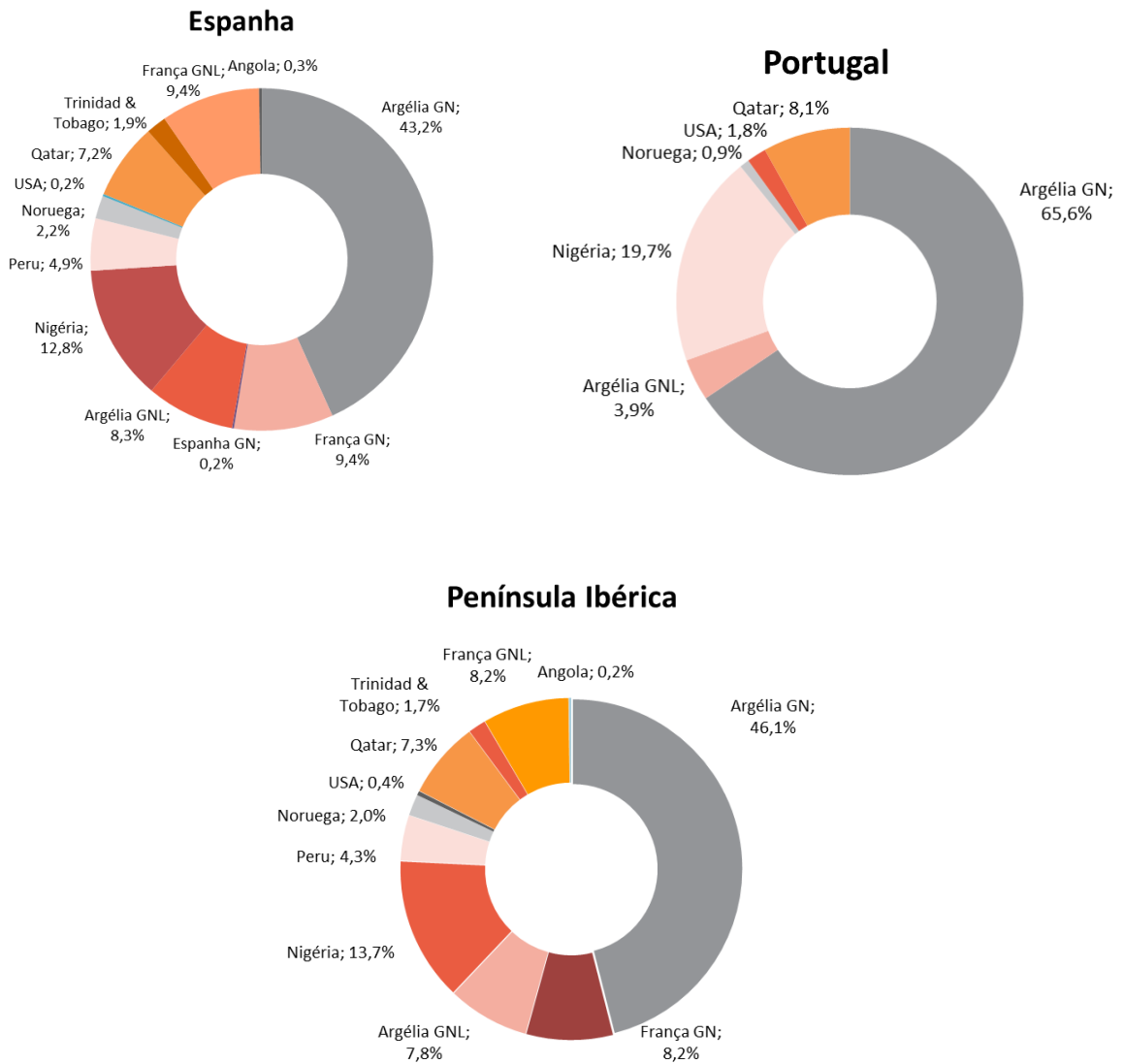
Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos ao aprovisionamento de Espanha, Portugal e na Península Ibérica, identificando o valor por origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 6-20

Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



QUADRO 6-26

Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)			Aprovisionamento (%)		
	Espanha (1)	Portugal (2)	Península Ibérica	Espanha	Portugal	Península Ibérica
Total (GN + GNL)	401 216	55 651	455 819	88,0%	12,2%	100,0%
Gás Natural (GN)	211 808	36 500	248 300	52,8%	65,6%	54,3%
Argélia GN	173 500	36 500	210 000	43,2%	65,6%	46,1%
França GN	37 600		37 600	9,4%		8,2%
Portugal GN	8			0,0%		
Espanha GN	700		700	0,2%		
Gás Natural Liquefeito (GNL)	189 408	19 151	207 519	46,9%	34,4%	45,5%
Argélia GNL	33 456	2 175	35 631	8,3%	3,9%	7,8%
Bélgica						
Países Baixos						
Nigéria	51 426	10 944	62 370	12,8%	19,7%	13,7%
Peru	19 797		19 797	4,9%		4,3%
Noruega	8 667	494	9 161	2,2%	0,9%	2,0%
USA	846	1 012	1 858	0,2%	1,8%	0,4%
Qatar	28 943	4 526	33 469	7,2%	8,1%	7,3%
Trinidad & Tobago	7 660		7 660	1,9%		1,7%
Omán						
Espanha GNL						
França GNL	37 573		37 573	9,4%		8,2%
Angola	1 040		1 040	0,3%		0,2%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)				0,236	0,477	0,259

Notas:

(1) Dados referentes a 2016 (fonte: Enagas). O valor correspondente às cargas efetuadas nos terminais de Espanha foi deduzido ao valor da descarga correspondente.

(2) Dados referentes a 2016. O valor correspondente às cargas efetuadas no TGNL de Sines foi deduzido ao valor da descarga correspondente.

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,477 considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNGN no ano de 2016. O IHHa em Espanha é de 0,236 considerando os dados mais recentes da Enagas relativamente ao ano de 2016.

A EC do Carregado encontra-se planeada numa ótica integrada da RNTIAT, designadamente em conjunto com a expansão já realizada no TGNL de Sines e a construção da 3ª interligação PT-ES. A capacidade incremental associada à EC do Carregado poderá representar um valor de aprovisionamento adicional pelo TGNL de Sines que, associado ao projeto da 3ª interligação PT-ES poderá contribuir para a diversificação das fontes de aprovisionamento na Península Ibérica associadas aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial.

Com a entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha poderá considerar-se que existe uma total integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha, e Portugal passará a ter acesso ao gás dos três terminais de GNL situados no norte da Península Ibérica, terminal da Reganosa, terminal de Musel e terminal de Mugaros. Para além do acesso a GNL proveniente de outras origens, permitirá também o acesso a gás do centro e

norte da Europa, quer através das ligações entre a Península Ibérica e o sul de França já existentes, quer através dos gasodutos do projeto STEP. Considerando que se atinge o nível de integração entre Portugal e Espanha adequado, o índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para a globalidade da Península Ibérica tenderá, no seu conjunto, a aproximar-se para um valor próximo de 0,259, se for considerada a atual proporção do mercado de gás natural em cada um dos países.

Assim, o potencial aumento do grau de diversificação das origens de aprovisionamento associado à 3ª interligação Portugal-Espanha será ainda maior no contexto do mercado ibérico integrado (MIBGÁS).

Dependência dos fornecedores de GN e GNL

Como já foi referido, ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois principais fornecedores de gás natural, a Argélia e a Nigéria. No caso de Espanha a dependência do seu principal fornecedor de gás, Argélia GN é de 43%, enquanto em Portugal esse valor aumenta para 66%. Quanto à dependência de GNL, em Espanha verifica-se que 27% do GNL provém da Nigéria e 18% da Argélia. Já em Portugal, 57% do GNL é proveniente da Nigéria e 11% tem origem na Argélia. Estes valores evidenciam a grande dependência da Península Ibérica destes fornecedores, segundo a análise dos dados relativos ao aprovisionamento verificado no ano de 2016.

A história recente tem-se revelado profícua em exemplos de perturbação do abastecimento regular de gás natural a um ou mais Estados Membros da União Europeia a partir dos fornecedores tradicionais pertencentes a países terceiros. Na realidade a própria génese do Regulamento Europeu nº 994/2010 relativo à segurança do aprovisionamento encontra as suas raízes em algumas dessas crises, nomeadamente as situações de carência geradas pelas interrupções de abastecimento à Europa registadas em janeiro de 2006 e janeiro de 2009 como consequência da disputa de preços do gás entre a Rússia e a Ucrânia.

No ano de 2014, as tensões entre a Ucrânia e a Rússia intensificaram-se devido ao preço do gás russo e a Rússia acabou mesmo por cortar o fornecimento de gás natural à Ucrânia, devido ao não pagamento de uma dívida. Essa interrupção no fornecimento acabou por ser de curta duração e o seu impacto foi mínimo. No entanto, o impacto podia ter-se revelado catastrófico, dado que a Rússia fornece um terço do gás consumido na Europa e grande parte deste tem de passar pela Ucrânia para chegar ao seu destino final.

São também conhecidos e divulgados ao nível da imprensa internacional a situação de instabilidade e os problemas que afetam as instalações de exploração de petróleo e gás na Nigéria, que neste último caso têm gerado alguns casos de força maior com perturbação do fornecimento normal aos clientes da Nigéria GNL.

Assim, face à relativa incerteza que hoje em dia afeta uma parte significativa dos países produtores de gás natural que abastecem a Europa, o reforço das medidas de segurança do aprovisionamento assume particular importância especialmente nos países em que a dependência desta forma de energia é elevada, como é o caso de Portugal, e em que numa

hipotética crise com corte do abastecimento veria afetada uma parte importante do seu tecido industrial com evidentes consequências para a economia.

As infraestruturas complementares propostas no PDIRGN 2017, juntamente com as restantes infraestruturas que se encontram planeadas em Espanha, designadamente o terminal de GNL de Musel e o projeto PIC STEP/MIDCAT, permitirão o acesso a GNL proveniente de outras origens, assim como o acesso a gás comercializado no centro e no norte da Europa, o que poderá diminuir a dependência de Portugal e Espanha dos atuais fornecedores de GN e GNL.

Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - 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 cenário central, no cenário Superior e no cenário Inferior¹⁵. No lado da oferta são consideradas as capacidades máximas diárias de cada componente, exceto a capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines).

Assim, foi calculado o "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) Nº 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e figuras seguintes. Nesta situação, foi ainda determinado o atributo para duas situações de utilização do Armazenamento Subterrâneo do Carrigo, nomeadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (para um volume operacional de GN nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenagem).

¹⁵ A ponta extrema de consumos, o cenário central, o cenário superior e o cenário inferior encontram-se caracterizados no Anexo 2 "Cenários de evolução da procura de gás natural".

QUADRO 6-27

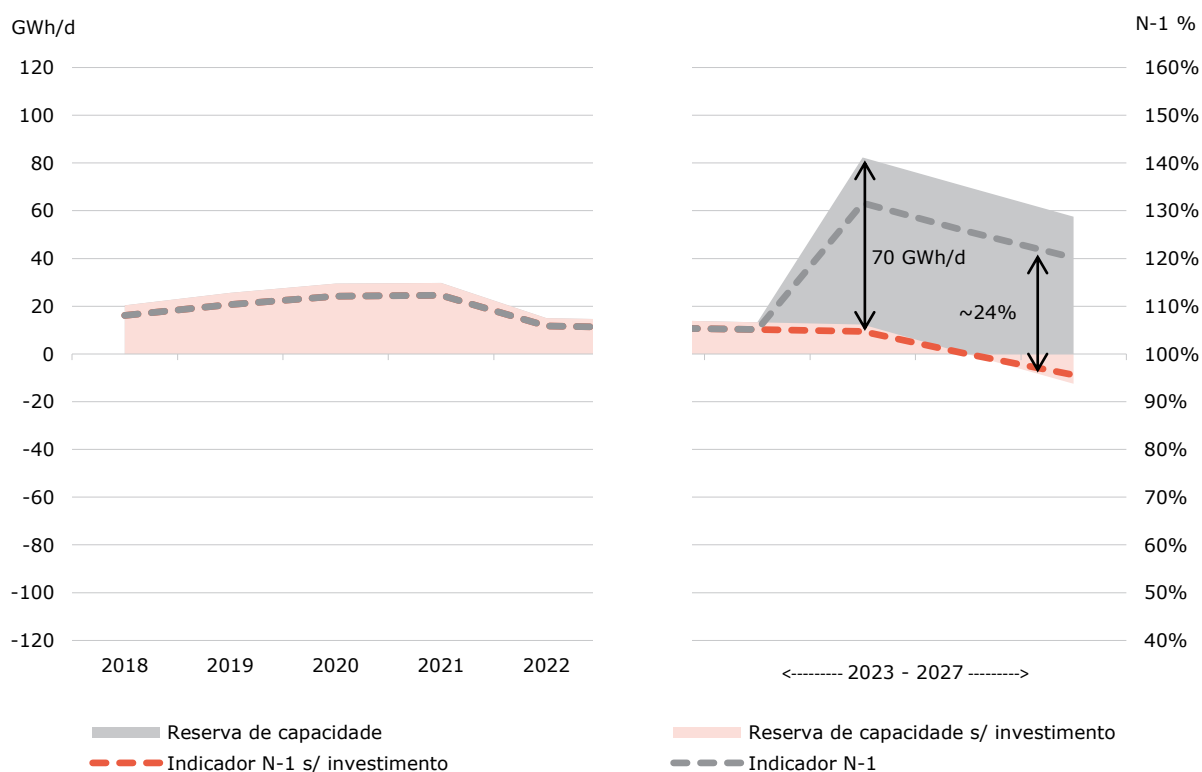
Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Central)

			2018	2019	2020	2021	2022	← 2023-2027 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	272,7	285,1
Mercado Convencional			144,3	145,5	146,7	147,8	148,8	149,7	150,6	151,5	152,4	153,2
Mercado Electricidade			107,9	101,5	96,4	95,0	108,8	108,8	108,8	108,8	120,3	131,9
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	20,4	25,6	29,4	29,8	15,1	14,1	13,2	12,3	-0,1	-12,5
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	-8,0	-20,5	-32,9
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B1-i)/A]	108	110	112	112	106	105	105	105	100	96
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		2	4	4	-2	-3	-3	-3	-8	-12
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	20,4	25,6	29,4	29,8	15,1	14,1	13,2	82,3	69,9	57,5
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	62,0	49,5	37,1
Critério N-1	%	[F=B1/A]	108	110	112	112	106	105	105	132	126	120
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		2	4	4	-2	-3	-3	24	18	12
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-37,2	-32,0	-28,2	-27,8	-42,5	-43,5	-44,4	-45,3	-57,7	-70,1
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	-8,0	-20,5	-32,9
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B2-i)/A]	85	87	88	89	83	83	83	83	79	75
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		2	3	3	-2	-2	-2	-3	-6	-10
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-37,2	-32,0	-28,2	-27,8	-42,5	-43,5	-44,4	24,7	12,3	-0,1
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		5,2	9,1	9,4	-5,3	-6,3	-7,2	62,0	49,5	37,1
Critério N-1	%	[F=B2/A]	85%	87	88	89	83	83	83	110	105	100
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		2	3	3	-2	-2	-2	24	19	15

- (1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.
- (2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-21

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Central) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d

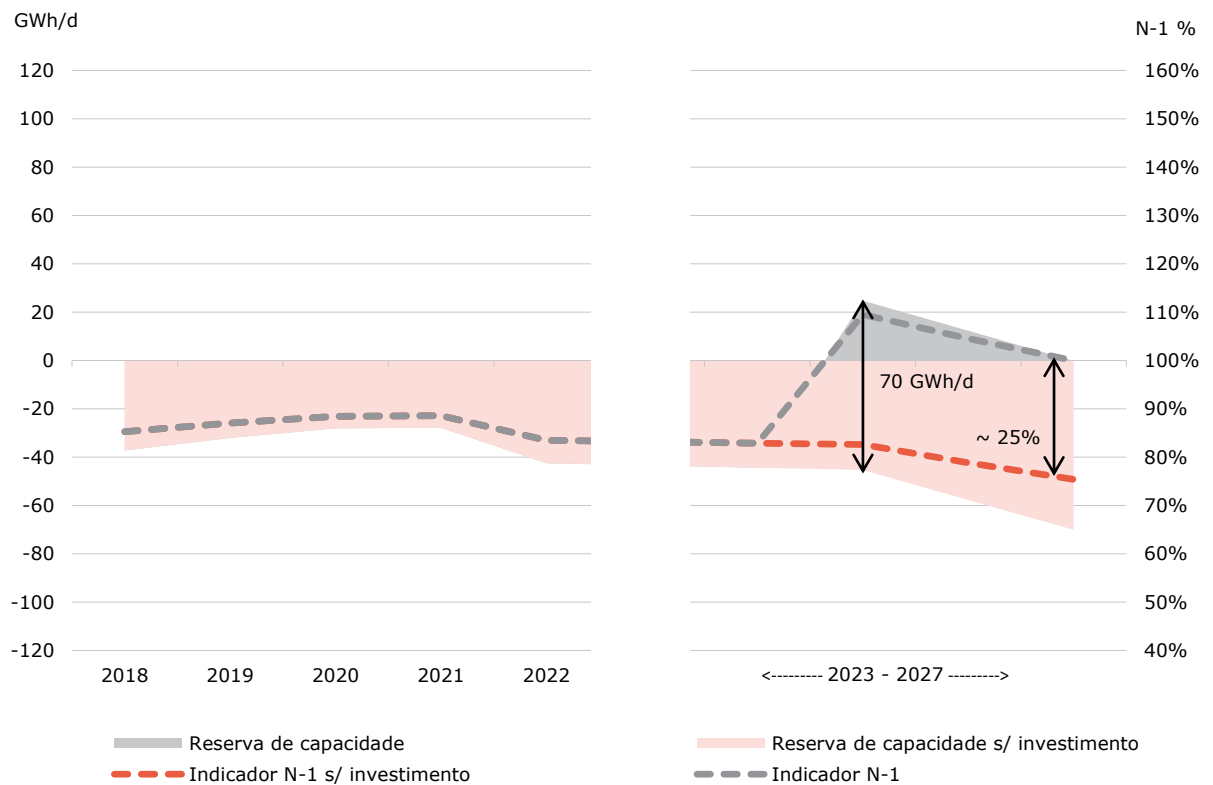


Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- No cenário central, exceto no ano de 2027, o indicador "critério N-1" é cumprido mesmo sem reforços de capacidade;
- A entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES permite assegurar a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento superior a 120% até ao ano de 2027;
- A 1ª fase da 3ª interligação PT-ES assegurará um incremento no grau de cumprimento do indicador N-1 de sensivelmente 24% face à trajetória de rutura;
- Face ao grau de cumprimento verificado no ano de 2018, início do período em análise, o "critério N-1" poderá evoluir negativamente (-12%) ou positivamente (+12%), dependendo esta evolução da construção da 1ª fase da 3ª interligação PT-ES.

FIGURA 6-22

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Central) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento). Os valores do "critério N-1" são significativamente baixos, situando-se entre 75% e 89%;
- Com a entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 100% e 110%. O incremento no grau de cumprimento é de 25%.

QUADRO 6-28

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Superior)

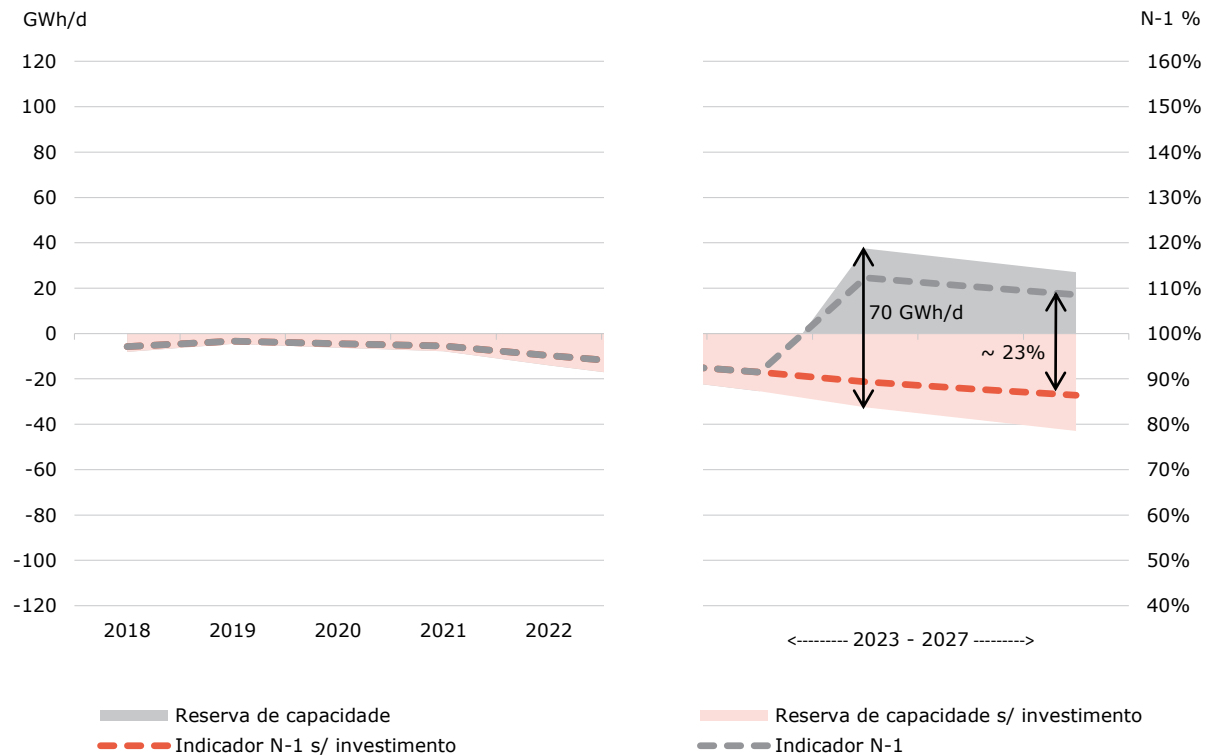
			2018	2019	2020	2021	2022	← 2023-2027 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	310,3	315,5
Mercado Convencional			147,6	149,2	150,8	152,4	153,8	155,1	156,5	157,9	159,2	160,5
Mercado Electricidade			133,1	128,0	128,0	128,0	132,8	137,3	141,6	147,3	151,1	155,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	-8,0	-4,6	-6,2	-7,7	-14,0	-19,8	-25,5	-32,5	-37,7	-42,9
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	-24,5	-29,7	-34,9
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B1-i)/A]	97	98	98	97	95	93	91	89	88	86
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		1	1	0	-2	-4	-6	-8	-9	-11
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	-8,0	-4,6	-6,2	-7,7	-14,0	-19,8	-25,5	37,5	32,3	27,1
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	45,5	40,3	35,1
Critério N-1	%	[F=B1/A]	97	98	98	97	95	93	91	112	110	109
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		1	1	0	-2	-4	-6	15	13	11
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-65,6	-62,2	-63,8	-65,3	-71,6	-77,4	-83,1	-90,1	-95,3	-100,5
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	-24,5	-29,7	-34,9
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B2-i)/A]	77	78	77	77	75	74	72	70	69	68
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		1	0	0	-2	-3	-4	-6	-7	-8
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-65,6	-62,2	-63,8	-65,3	-71,6	-77,4	-83,1	-20,1	-25,3	-30,5
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		3,5	1,8	0,3	-5,9	-11,8	-17,5	45,5	40,3	35,1
Critério N-1	%	[F=B2/A]	77	78	77	77	75	74	72	93	92	90
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		1	0	0	-2	-3	-4	17	15	14

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-23

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Superior) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d



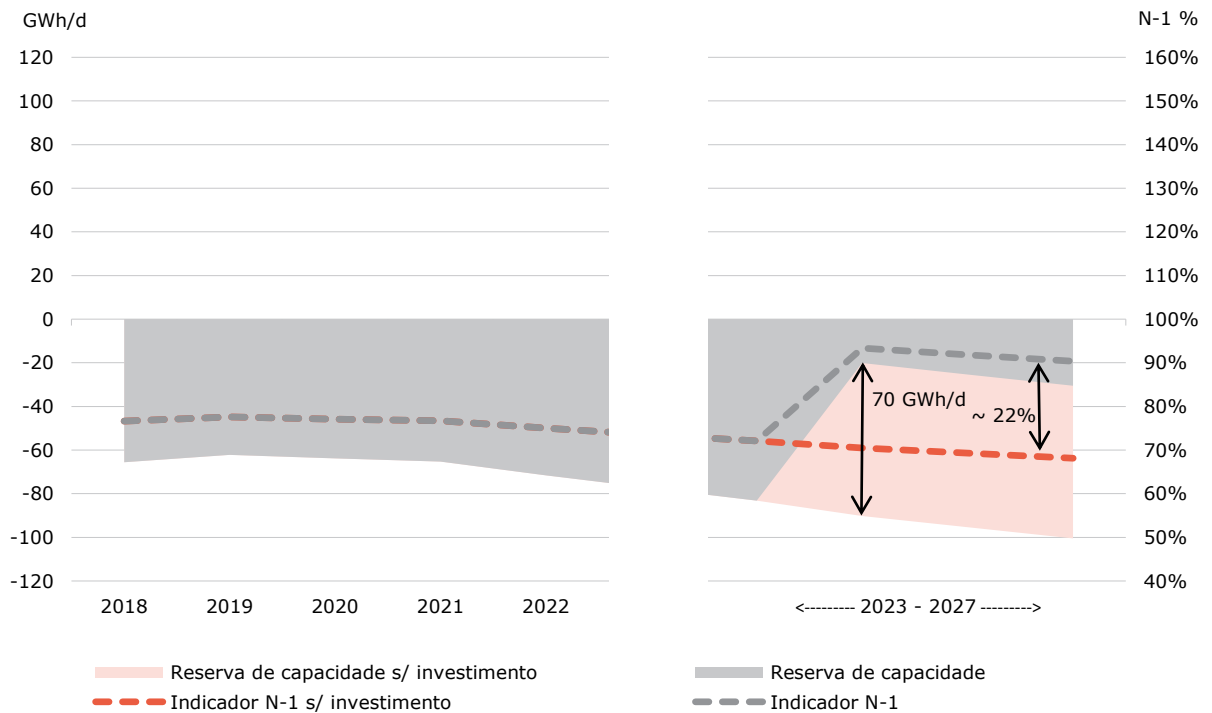
Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Sem o investimento nos projetos complementares, a capacidade de entrada existente na RNTGN é insuficiente para garantir o cumprimento do "critério N-1", decorrente da eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada. O incumprimento varia entre 86% e 98% e o valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, chegando o valor do défice de capacidade a atingir 42,9 GWh/d em 2027;
- Com a entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 109% e 112%;
- Face ao grau de cumprimento verificado no ano de 2018, início do período em análise, o "critério N-1" poderá evoluir positivamente (+11%) ou negativamente (-11%), dependendo da entrada em exploração 1ª fase da 3ª interligação PT-ES.

Concluindo, no cenário Superior, a 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha é fundamental para o cumprimento do "critério N-1", permitindo assegurar o abastecimento do SNGN no caso da falha da maior componente de oferta, o terminal de GNL de Sines, perante a ocorrência de uma ponta extrema de consumos.

FIGURA 6-24

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Superior) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 também não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento). Os valores do indicador "critério N-1" são muito baixos, situando-se entre 68% e 78%, chegando o valor do défice de capacidade a atingir 100,5 GWh/d em 2027;
- Mesmo com o investimento nos projetos complementares, a capacidade de entrada existente na RNTGN é insuficiente para garantir o cumprimento do indicador "critério N-1", decorrente da eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excepcionalmente elevada. O incumprimento varia entre 90 e 93% (período 2023-2027) e o valor da reserva de capacidade vai diminuindo ao longo do período analisado, chegando o valor do défice de capacidade a atingir 30,5 GWh/d em 2027. O incremento no grau de cumprimento é de 22%.

QUADRO 6-29

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Inferior)

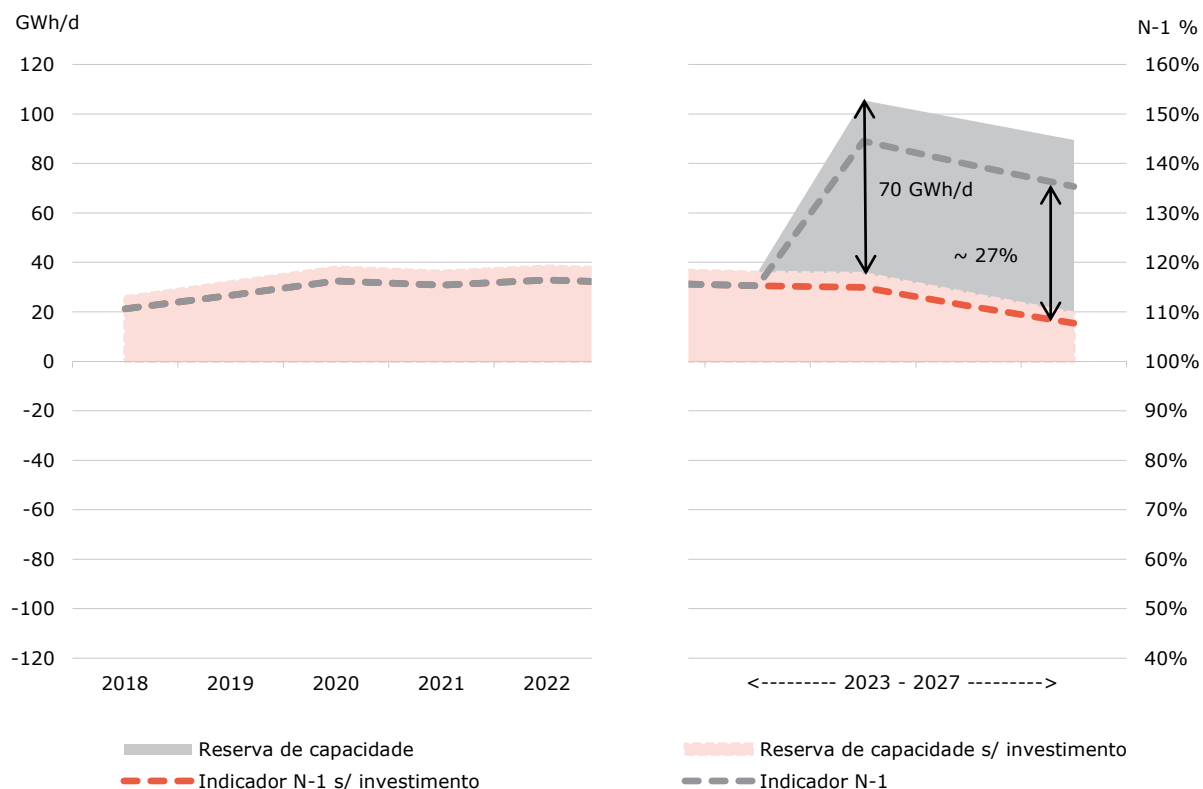
			2018	2019	2020	2021	2022	← 2023-2027 →				
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	GWh/d	[A]	246,5	240,5	234,5	236,2	234,1	235,4	236,5	237,1	245,1	253,1
Mercado Convencional			141,1	142,1	143,0	143,8	144,5	145,1	145,8	146,4	146,9	147,5
Mercado Electricidade			105,4	98,4	91,5	92,4	89,6	90,3	90,8	90,8	98,2	105,6
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	342,6	342,6	342,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B1-A-i]	26,1	32,1	38,1	36,4	38,5	37,2	36,1	35,5	27,5	19,5
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		0,2	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,1	-0,3
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B1-i)/A]	111	113	116	115	116	116	115	115	111	108
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		3	6	5	6	5	5	4	1	-3
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B1-A]	26,1	32,1	38,1	36,4	38,5	37,2	36,1	105,5	97,5	89,5
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		0,2	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	3,0	2,7	2,4
Critério N-1	%	[F=B1/A]	111	113	116	115	116	116	115	144	140	135
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		3	6	5	6	5	5	34	29	25
Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)												
Capacidade de oferta	GWh/d	[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	285,0	285,0	285,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i								70,0	70,0	70,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Sem investimento												
Reserva de capacidade s/ investimento		[C=B2-A-i]	-31,5	-25,5	-19,5	-21,2	-19,1	-20,4	-21,5	-22,1	-30,1	-38,1
Variação face a 2018		[C _N -C ₂₀₁₈]		-0,2	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	0,0	0,2
Critério N-1 s/ investimento	%	[D=(B2-i)/A]	87	89	92	91	92	91	91	91	88	85
Variação face a 2018	%	[D _N -D ₂₀₁₈]		2	4	4	5	4	4	3	0	-2
3ª Interligação Portugal-Espanha												
Reserva de capacidade		[E=B2-A]	-31,5	-25,5	-19,5	-21,2	-19,1	-20,4	-21,5	47,9	39,9	31,9
Variação face a 2018		[E _N -E ₂₀₁₈]		-0,2	-0,4	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-2,5	-2,3	-2,0
Critério N-1	%	[F=B2/A]	87	89	92	91	92	91	91	120	116	113
Variação face a 2018	%	[F _N -F ₂₀₁₈]		2	4	4	5	4	4	33	29	25

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de GN nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 6-25

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" (cenário Inferior) e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d

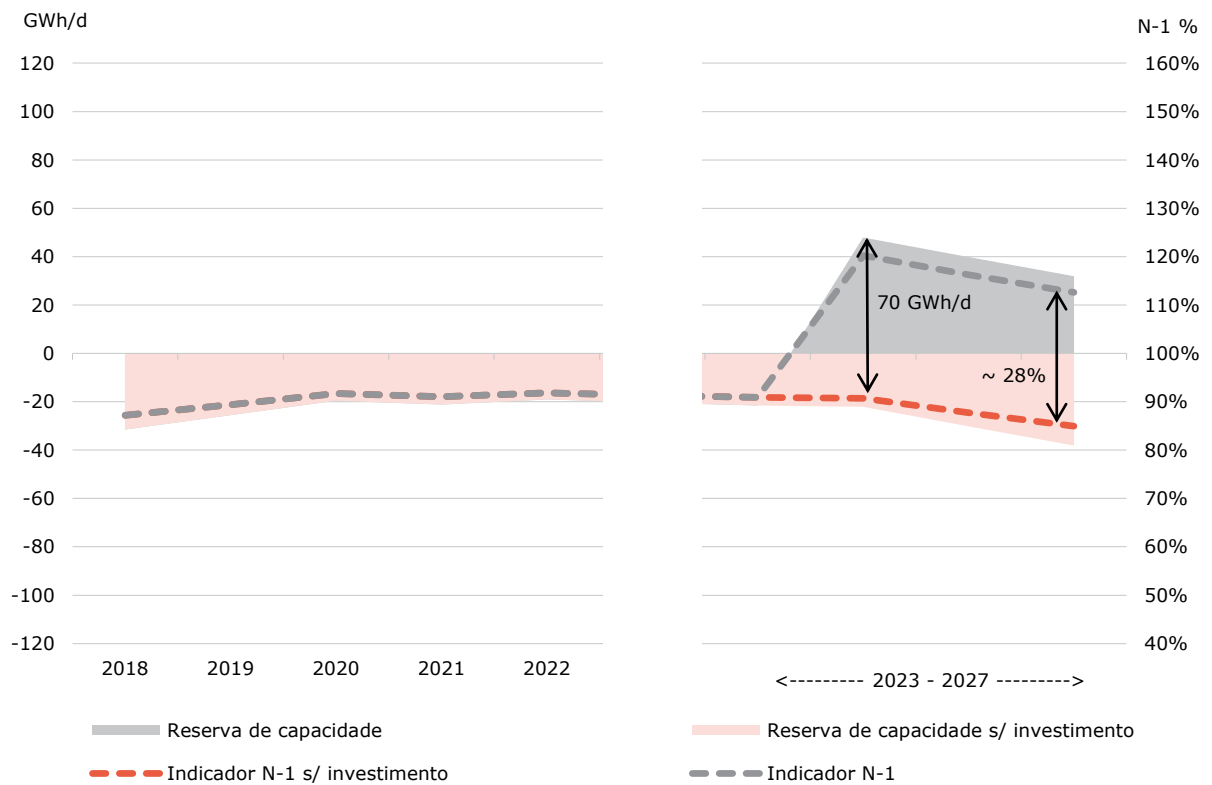


Da análise do quadro e da figura apresentadas poder-se-á referir:

- Sem o investimento na 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, a capacidade de entrada existente na RNTGN é suficiente para garantir o cumprimento do indicador "critério N-1", mesmo em caso de eventual falha do Terminal de GNL de Sines em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada. Contudo essa reserva vai diminuindo ao longo dos anos, chegando ao valor de -3% quando comparada com o ano de 2018;
- Com a entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento do critério N-1 entre 135% e 144%.

FIGURA 6-26

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do indicador N-1 (cenário inferior) e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d



Da análise do quadro e da figura anteriores poder-se-á referir:

- Nesta situação, verifica-se que sem investimento na 3ª Interligação PT-ES e perante uma situação de falha do TGNL de Sines, o critério N-1 não é cumprido para os casos em que é utilizada uma capacidade de extração de 71,0 GWh/dia (sempre que o volume operacional seja inferior a 60% da capacidade de armazenamento). Os valores do indicador "critério N-1" são baixos, situando-se entre 85% e 92%;
- Com a entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, é assegurada a existência de maior capacidade para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, com um grau de cumprimento entre 113% e 120%. O incremento no grau de cumprimento é de 28%.

Diminuição de emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO₂) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN¹⁶. Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO₂, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO₂ e o preço médio em euros por tonelada de CO₂ emitido (€/ton CO₂).

Ao nível do Mercado de Electricidade, o prolongamento do funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego até 2025, tal como assumido no cenário Inferior de evolução dos consumos de gás natural, contribui para o aumento significativo das emissões de CO₂ do parque termoelétrico em Regime Ordinário, especialmente quando comparado com a trajetória (subjacente ao cenário Superior) em que se verifica a desclassificação em 2017 e 2021 daquelas centrais, respetivamente.

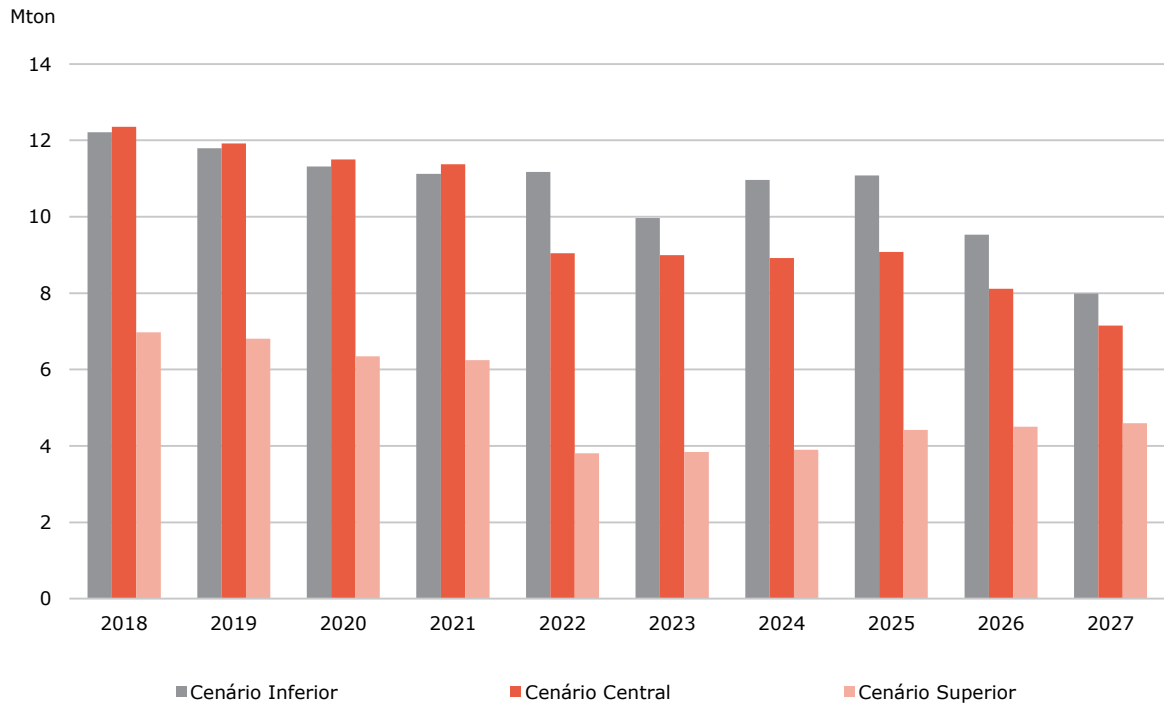
Com efeito, não obstante o maior consumo de electricidade subjacente ao cenário Superior, a desclassificação da Central de Sines conduz a uma redução (entre 2018 e 2021) das emissões de gases com efeito de estufa superior a 40%. Entre 2022 e 2025, a desclassificação da Central do Pego permite aumentar essa redução para um valor médio de 63%.

Como é possível observar na figura seguinte, no cenário Inferior, o total de emissões de CO₂ ascende a 11 Mton em 2025, das quais 89% tem origem da queima do carvão. No caso do Cenário Central, nesse horizonte (ainda com a central a carvão de Sines em funcionamento, mas sem a central do Pego), as emissões de CO₂ são de 9 Mton (76% das quais emitidas por Sines). No caso do cenário Superior, o total emitido (integralmente pelas CCGT) é de 4,5 Mton. Tomando como referência o cenário inferior, verifica-se que no cenário central há uma poupança de 2 Mton nas emissões de CO₂ e no cenário superior uma poupança de 6,5 Mton.

¹⁶ As emissões de CO₂ pelas centrais termoelétricas do Sistema Elétrico Nacional identificadas para o cenário Central e cenário Superior do PDIRGN têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para DGEG no âmbito do RMSA-E 2016. No caso do cenário Inferior, foi realizada uma análise de sensibilidade assumindo a hipótese de, a par da central de Sines, prolongar o funcionamento da central do Pego a carvão até 2025, bem como da central da Turbogás até 2030, para além de um crescimento da procura de electricidade menos exigente (de acordo com o cenário Inferior). Para 2026 e 2027, os valores resultam de estimativas (baseadas nos resultados de 2025 e 2030), em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2016.

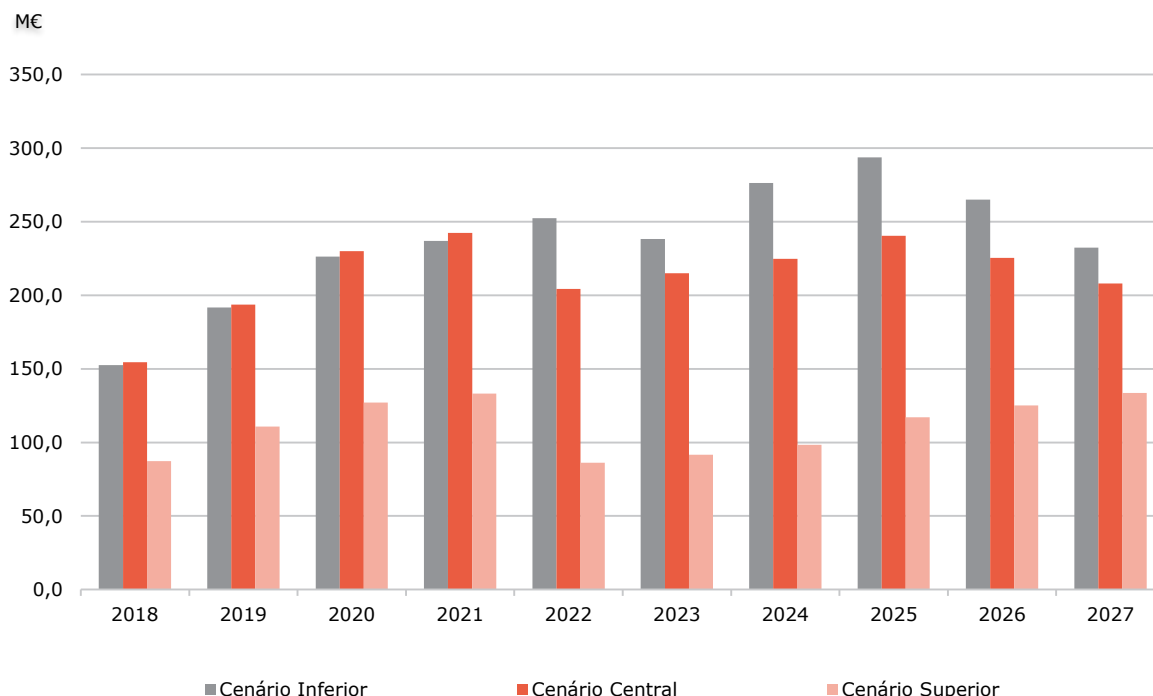
FIGURA 6-27

Emissões de CO₂ pelas centrais PRO termoeletricas



Se for tida em consideração a perspectiva crescente de evolução do preço dos direitos de emissão de CO₂ assumida no RMSA-E 2016 (de 12,5 €/ton, em 2018, até 26,5 €/ton, em 2025), os custos anuais para o sistema apresentados na figura seguinte poderão superar os 293 M€ em 2025 no Cenário Inferior, valor correspondente a 250% do Cenário Superior (117 M€).

FIGURA 6-28

Custos das emissões de CO₂ pelas centrais PRO termoelétricas

Face aos resultados apresentados na figura anterior, pode concluir-se que existe um custo ambiental significativo, com um valor de 5,9 Mton de emissões anuais médias de CO₂ no período 2018-2025, decorrente da continuação em funcionamento das centrais a carvão de Sines e do Pego (por comparação entre os cenários Inferior e Superior). A valorização económica deste custo ambiental é em média de 127 M€ anuais.

Os projetos complementares incluídos no PDIRGN 2017 são fundamentais para que estejam reunidas condições de integração de mercado, concorrência e segurança do abastecimento, permitindo que seja tomada a opção de desclassificação das centrais a carvão até 2025 e a opção pelo reforço de capacidade térmica a gás natural¹⁷. Dos projetos complementares destacam-se a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES e a estação de compressão do Carregado numa primeira fase.

O reduzido valor dos investimentos quando comparados com a valorização do custo ambiental anual, permite concluir sobre a "bondade" e o interesse económico, da vertente ambiental, que o desenvolvimento do setor do gás natural poderá ter para garantir a sustentabilidade, a minimização do impacto no ambiente das opções de produção de energia e o cumprimento de metas de emissões de gases com efeito de estufa.

¹⁷ No âmbito dos estudos realizados para o RMSA-E 2016, na trajetória a que corresponde o cenário Central de evolução da procura de gás natural, foi identificada a necessidade de reforçar a capacidade do sistema a partir do final de 2025, para o que foi considerada a hipótese de incorporação de novas centrais a gás natural. No caso do cenário Superior, a necessidade de reforço surgiu a partir do final de 2024.

Backup às fontes de energia renovável (FER)

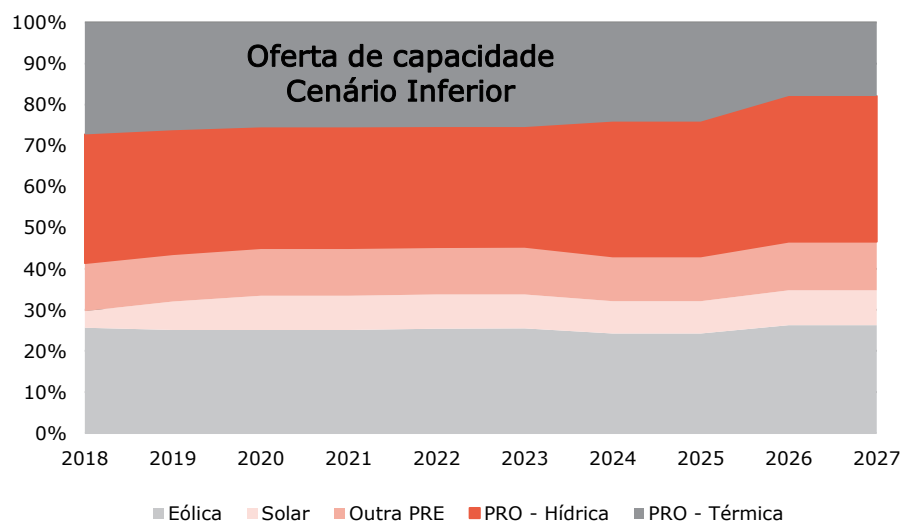
A utilização do gás natural na produção de eletricidade através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção termoelétrica como as centrais a carvão.

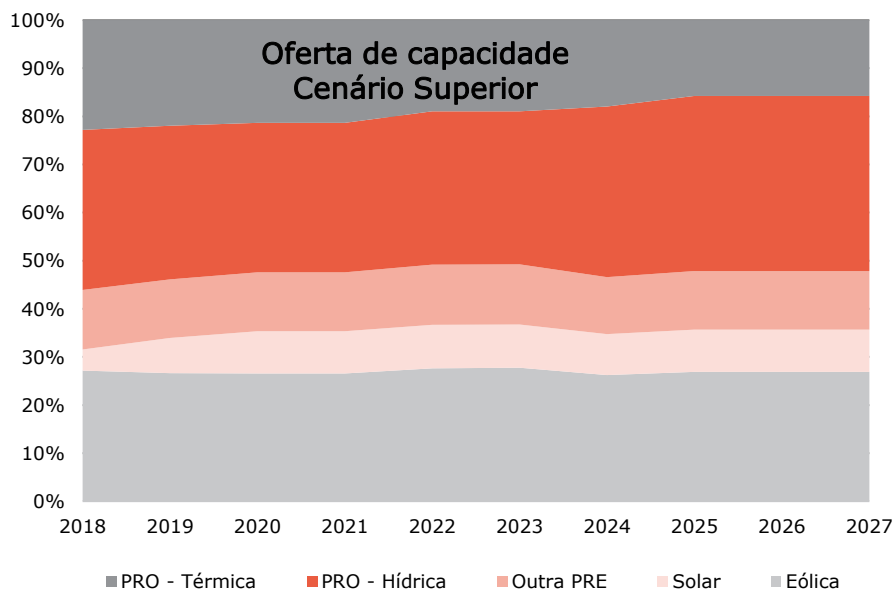
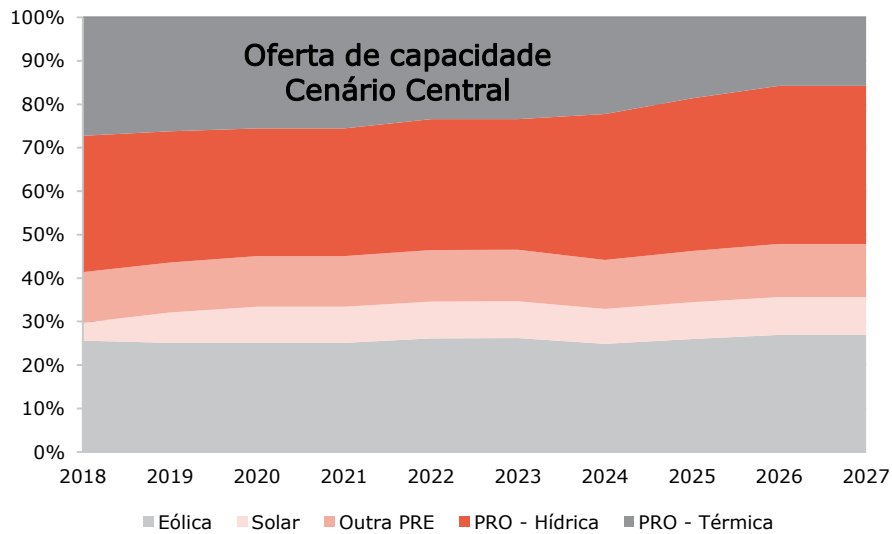
De forma a avaliar a importância da componente de produção térmica no sistema eletroprodutor nacional é efetuada uma análise ao dia de maior procura de eletricidade em cada mês (no estágio 2022), apurando as necessidades de backup térmico.

Com efeito, a evolução crescente perspectivada para a capacidade instalada no Sistema Electroprodutor Nacional baseada em FER, apresentada na figura seguinte, determina que, no longo prazo, entre 82% e 84% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e a PRE. Nestas condições, o peso relativo da componente termoelétrica desce progressivamente, prevendo-se que não exceda 18% do total no cenário Inferior (16% nos cenários Central e Superior) no horizonte 2027.

FIGURA 6-29

Evolução das componentes de oferta do Sistema Electroprodutor Nacional



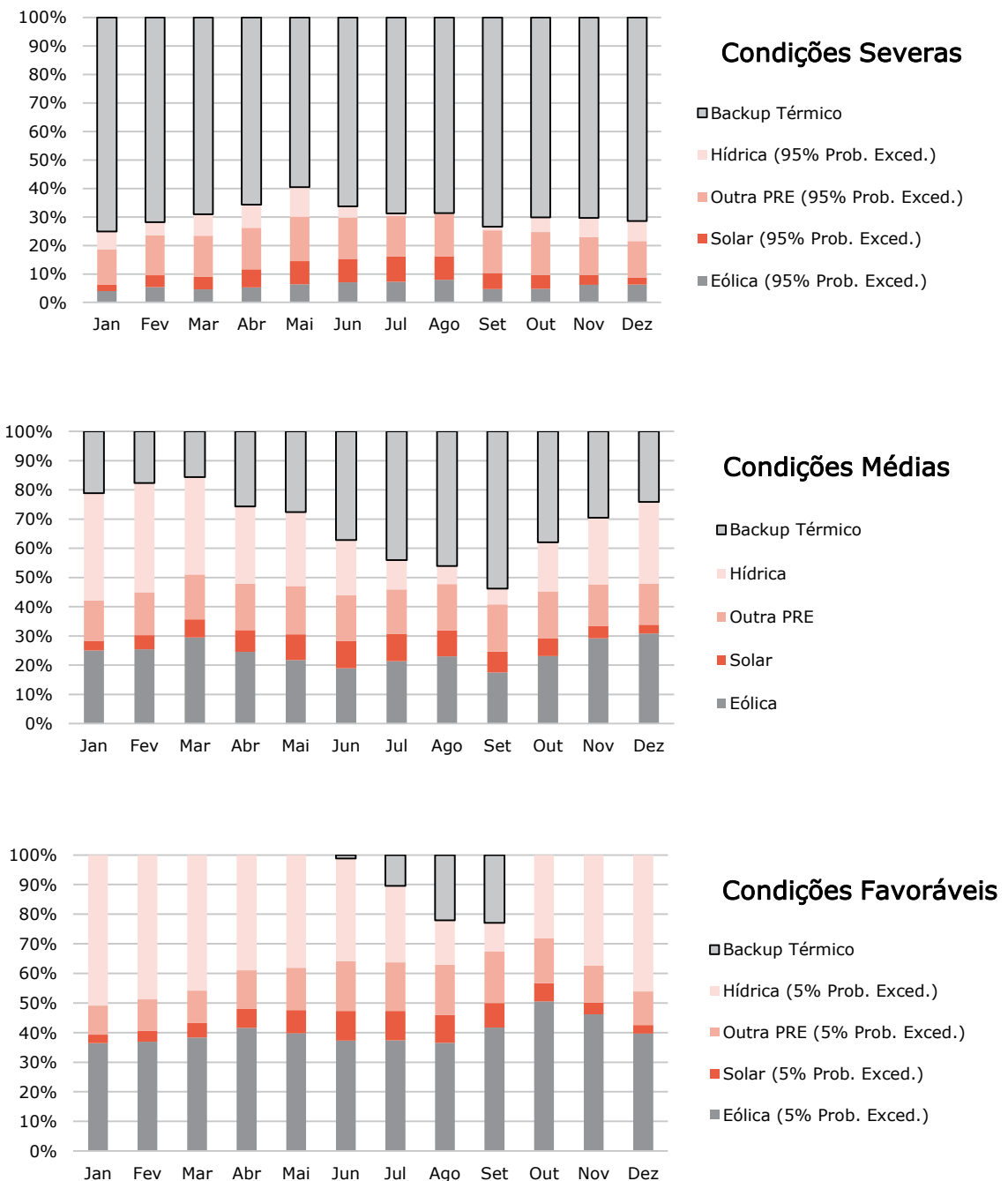


Não obstante, analisadas as situações de procura máxima diária de electricidade para o estádio 2022, constata-se que o contributo da componente termoelétrica vai muito para além da correspondente parcela de capacidade instalada.

No dia de maior consumo em cada mês, se observadas condições extremas do ponto de vista da contribuição das componentes Hídrica, Eólica, Solar e Outra PRE, correspondentes a uma probabilidade (individual) de excedência de 95%, a proporção da energia diária consumida abastecida pelo backup termoelétrico varia entre 60% e 75%. Esse valor poderá limitar-se a 54% em condições médias, e 23%, no caso de ocorrência de condições favoráveis (com uma probabilidade de excedência de 5%).

FIGURA 6-30

Abastecimento no dia de maior consumo de electricidade em cada mês



Fica assim patente a necessidade de garantir o aprovisionamento diário dos combustíveis para assegurar que o sistema electroprodutor esteja dotado de backup térmico capaz de colmatar a variabilidade característica das fontes de energia renováveis. Neste âmbito, é de realçar as vantagens ambientais das tecnologias de produção a gás natural (nomeadamente dos grupos de ciclo combinado), quer pelo seu rendimento, quer pelo baixo factor de emissão de CO₂, quando comparadas com centrais de carvão pulverizado.

Os projetos complementares no PDIRGN 2017 são fundamentais para que estejam reunidas condições de integração de mercado, concorrência e segurança do abastecimento, permitindo que seja tomada a opção de backup térmico a gás natural. Dos desenvolvimentos propostos destacam-se a 1ª fase da 3ª interligação PT-ES e a estação de compressão do Carregado.

CRIAÇÃO DE EMPREGO EXTERNO

Para além dos benefícios supra, é possível estimar o atributo relativo à manutenção ou criação de emprego externo, para os projetos de investimento complementares (3ª interligação, EC Carregado e Pontos de entrega), o qual totaliza 1 960 FTEs (*full time equivalent*) para o período do presente plano.

QUADRO 6-30

Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2018-2027

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
3ª Interligação a Espanha, EC Carregado e Pontos de entrega	141 M€	1960



7

ANEXOS

ANEXO 1

Cenários e Pressupostos Gerais do RMSA-GN
2016 (DGEG)

REN 

RMSA-GN 2016 CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS (DGEG)

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2017 – 2030, com detalhe anual para o período 2017-2025 e para período de 2025-2030 é quinquenal, pelo que são apresentados apenas os anos de 2025 e de 2030.

2. Cenário Macroeconómico

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura são os seguintes:

	Taxa de variação do PIB						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2030
Cenário Inferior	1,5%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Cenário Central	1,5%	1,3%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Cenário Superior	1,5%	1,7%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%

Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em contas as mais recentes previsões macroeconómicas, não só as previsões fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas também as várias previsões provenientes do Banco de Portugal, Comissão Europeia, Fundo Monetário Internacional, nomeadamente:

	Taxa de variação do PIB					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INE	1,5%	-	-	-	-	-
Programa Nacional de Reformas e Programa de Estabilidade e Crescimento (abr. 2016)	1,5%	1,8%	1,8%	1,9%	2,0%	2,1%
Banco de Portugal ¹⁸ (jun. 2016)	1,5%	1,3%	1,6%	1,5%	-	-
Banco Central Europeu ¹⁹ (jun. 2016)	1,5%	1,3%	1,6%	1,5%	-	-
Comissão Europeia ²⁰ (mai. 2016)	1,5%	1,5%	1,7%	-	-	-
OCDE ²¹ (jun. 2016)	1,5%	1,2%	1,3%	-	-	-
FMI ²² (mar. 2016)	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%

3. Cenários de evolução da Oferta (RNTIAT)

O cenário de evolução da capacidade de oferta da RNTIAT a 1 de janeiro de cada estágio a analisar, é o seguinte.

¹⁸ Projeções para a economia portuguesa: 2016-2018

¹⁹ Projeções macroeconómicas de junho de 2016 para a área do euro elaboradas por especialistas do Eurosistema

²⁰ *European Economic Forecast, Spring 2016*

²¹ *OECD Economic Outlook, June 2016*

²² *Portugal Third Post-Program Monitoring Discussions – Press release and staff report. March 2016*

Evolução da capacidade de Oferta da RNTIAT de acordo com a Trajetória Base

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Capacidade de Oferta (GWh/d)	373	373	373	373	373	373	535	535	535	535	535
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	229	321	321	321	321	321
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3ª interligação PT-ES	0	0	0	0	0	0	70	70	70	70	70
Capacidade de Armazenamento (GWh)	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408
Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839
<i>Novas cavidades</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
Capacidade de Extração do CARRIÇO (GWh/d)	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6

NOTAS:

- 1) Os valores da capacidade de oferta para o ano de 2030 serão determinados em função das necessidades de evolução do sistema, designadamente as que decorrem do cumprimento dos critérios de Segurança do Abastecimento.
- 2) A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Trading Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d até setembro de 2017, correspondentes a 134,2 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Espera-se que este valor seja mantido por mais um ano, até setembro de 2018, decisão que deverá ser tomada antes do próximo leilão de capacidade anual no VIP que ocorrerá no 1º trimestre de 2017.

Face à evolução apresentada na tabela anterior é de salientar:

- A capacidade prevista relativa à 3ª interligação Portugal-Espanha corresponde apenas à 1ª fase, sendo que na totalidade este projeto compreende 3 fases, sendo também de realçar que a sua concretização está dependente da realização do projeto MIDCAT (interligação ES-FR);

Para efeito do “Teste de Stress” considera-se a atual oferta proporcionada pela RNTIAT acrescida unicamente de nova capacidade em construção ou cuja construção se inicie até antes do final de 2016, resultando na seguinte evolução da capacidade de oferta a 1 de janeiro de cada estágio a analisar:

Evolução da capacidade de Oferta da RNTIAT de acordo com o Teste de Stress

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Capacidade de Oferta (GWh/d)	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Terminal de GNL de Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3ª interligação PT-ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacidade de Armazenamento (GWh)	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408
Armazenamento Subterrâneo do Carricho	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839
<i>Novas cavidades</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminal de GNL de Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
Capacidade de Extração do Carricho (GWh/d)	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6

NOTA:

- 1) A capacidade técnica máxima de interligação entre Portugal e Espanha é de 164,2 GWh/d. No entanto, a capacidade anunciada no *Virtual Trading Point* (VIP) entre os dois sistemas é de 144,0 GWh/d até Setembro de 2017, correspondentes a 134,2 GWh/d em Campo Maior mais 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Espera-se que este valor seja mantido por mais um ano, até setembro de 2018, decisão que deverá ser tomada antes do próximo leilão de capacidade anual no VIP que ocorrerá no 1º trimestre de 2017.

4. Cenários de evolução da Procura

Os cenários de evolução da procura de Gás Natural (GN) são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de GN nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de GN nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

- Para o Mercado Convencional são considerados 2 cenários de evolução dos consumos de GN: Cenário Central e Cenário Superior.
- No caso do Mercado de Eletricidade, são considerados 2 cenários que correspondem aos consumos de GN resultantes das análises prospetivas das Trajetórias A²³ e B²⁴ de evolução do sistema electroprodutor desenvolvidas no âmbito do RMSA-E 2016, na hipótese de um cenário central de procura de eletricidade. Num terceiro cenário, de análise de sensibilidade à procura de GN, considera-se o consumo associado à evolução do parque electroprodutor da Trajetória B, na ocorrência do cenário superior de consumos de eletricidade.

Na definição dos cenários de procura considerou-se ainda:

²³ A Trajetória A considera a desclassificação das centrais térmicas de Pego e Tapada do Outeiro nas datas do fim dos CMEC e CAE, em 2021 e 2024 respetivamente, e a continuidade da central de Sines até 2025. Em 2030, altura em que se identificou no RMSA-E 2016 a necessidade de reforçar a capacidade do sistema, considera-se a hipótese de incorporação de novas centrais a gás natural

²⁴ A Trajetória B considera a desclassificação das centrais térmicas de Sines, Pego e Tapada do Outeiro nas datas do fim dos CMEC e CAE, em 2017, 2021 e 2024 respetivamente. A partir de 2025, altura em que se identificou no RMSA-E 2016 a necessidade de reforçar a capacidade do sistema, considera-se a hipótese de incorporação de novas centrais a gás natural

- **Unidades Autónomas de Gás (UAG)**²⁵: face às 33 UAGs de rede existentes em Portugal Continental no final de 2015, pertencentes aos Operadores das Redes de Distribuição, estão previstas 20²⁶ novas UAGs no período 2016-2021, perfazendo um total de 53 UAGs em 2021.
 - Relativamente às 20 **novas UAGs** referidas no ponto anterior, 19 UAGs dizem respeito às novas licenças de distribuição local de gás natural. Os novos polos de consumo são 18 associados às novas licenças de distribuição local de gás natural atribuídas à Sonorgás, previstos abastecer através de UAG (19, um dos polos terá 2 UAGs), e para as quais o operador estima que o consumo de GN registre uma tcma de 134%²⁷ no período 2017-2021.
 - Acresce às 33 UAGs de rede, um total de 40 **UAGs privadas**, das quais uma (1) encontra-se em construção e uma (1) em processo de licenciamento.

As estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição (PIDRD) apresentadas pelos operadores, apontam para uma taxa de crescimento média anual (tcma) de 1,1% no período 2017-2021. Esta estimativa enquadra-se na previsão do consumo de GN no Mercado Convencional que aponta para uma tcma no período 2017-2021 de 1,0% no cenário central e 1,2% no cenário superior.

Quanto ao consumo total de GN para o período 2017-2030, as estimativas apontam para uma tcma entre 2,1% no cenário central e 2,6% no cenário superior.

A tabela seguinte apresenta a evolução da procura de GN para o período 2015-2030 para os diferentes cenários.

²⁵ Não inclui UAGs privadas

²⁶ Fonte: Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição para o período 2017-2021

²⁷ Fonte: Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição da Sonorgás para o período 2017-2021

Cenários de evolução da procura de GN

Cenário	Setor	Unid.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	
Cenário Central + Trajetória A	Mercado Convencional	TWh	41,1	40,0	40,6	41,2	41,6	41,9	42,2	42,5	42,8	43,0	43,3	44,5	
	Residencial	TWh	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	
	Terciário	TWh	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,6
	Indústria	TWh	18,8	18,0	18,2	18,4	18,6	18,8	19,0	19,2	19,4	19,6	19,7	20,6	
	Cogeração	TWh	16,0	15,6	15,9	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	
	Mercado de Eletricidade	TWh	11,1	12,5	11,1	9,7	8,8	7,0	6,6	10,7	10,7	10,9	11,8	23,3	
	Consumo Total de GN	TWh	52,3	52,5	51,7	51,0	50,4	48,9	48,8	53,2	53,5	53,9	55,1	67,8	
Cenário Central + Trajetória B	Mercado Convencional	TWh		40,0	40,6	41,2	41,6	41,9	42,2	42,5	42,8	43,0	43,3	44,5	
	Residencial	TWh		3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	
	Terciário	TWh		3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,6	
	Indústria	TWh		18,0	18,2	18,4	18,6	18,8	19,0	19,2	19,4	19,6	19,7	20,6	
	Cogeração	TWh		15,6	15,9	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	
	Mercado de Eletricidade	TWh		12,5	11,1	18,3	17,3	14,8	14,2	19,7	19,6	19,7	22,2	23,3	
	Consumo Total de GN	TWh		52,5	51,7	59,6	58,9	56,7	56,4	62,2	62,4	62,8	65,5	67,8	
Cenário Superior + Trajetória B	Mercado Convencional	TWh		40,7	41,4	42,2	42,6	43,1	43,5	43,9	44,3	44,7	45,1	47,0	
	Residencial	TWh		3,4	3,5	3,5	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,3	
	Terciário	TWh		3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,9	
	Indústria	TWh		18,0	18,3	18,5	18,8	19,1	19,4	19,6	19,9	20,1	20,4	21,7	
	Cogeração	TWh		16,4	16,6	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
	Mercado de Eletricidade	TWh		12,5	11,3	18,7	18,0	15,5	15,1	20,9	21,0	21,4	24,2	26,6	
	Consumo Total de GN	TWh		53,2	52,7	60,8	60,6	58,6	58,7	64,8	65,4	66,1	69,3	73,6	

De seguida apresentam-se os cenários de evolução da ponta anual de consumo para os diferentes cenários.

Cenários de consumo máximo diário²⁸ – ponta anual

Cenário	Setor	Unid.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Cenário Central + Trajetória A	Ponta Provável	GWh/d	211,4	215,8	227,9	226,7	220,9	214,2	212,3	234,4	235,6	237,3	240,7	293,5
	Mercado Convencional	GWh/d	146,6	135,0	133,1	134,8	135,6	136,0	137,1	137,9	138,6	139,0	140,1	143,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	89,8	103,6	94,8	91,9	85,3	78,1	75,2	96,6	97,0	98,3	100,7	150,1
	Ponta Extrema	GWh/d	211,4	220,2	248,2	252,2	247,0	243,2	242,8	257,5	258,5	259,4	260,3	322,2
	Mercado Convencional	GWh/d	146,6	139,9	142,0	144,3	145,5	146,7	147,8	148,8	149,7	150,6	151,5	155,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d	89,8	103,6	106,1	107,9	101,5	96,4	95,0	108,8	108,8	108,8	108,8	166,6
Cenário Central + Trajetória B	Ponta Provável	GWh/d		215,8	227,9	251,5	250,0	246,9	246,0	259,4	259,9	261,6	275,5	293,5
	Mercado Convencional	GWh/d		135,0	133,1	134,8	135,6	136,0	137,1	137,9	138,6	139,0	140,1	143,3
	Mercado de Eletricidade	GWh/d		103,6	94,8	116,7	114,5	110,9	108,9	121,5	121,3	122,6	135,4	150,1
	Ponta Extrema	GWh/d		220,2	248,2	272,5	273,5	274,7	275,8	281,9	280,8	284,8	298,8	322,2
	Mercado Convencional	GWh/d		139,9	142,0	144,3	145,5	146,7	147,8	148,8	149,7	150,6	151,5	155,6
	Mercado de Eletricidade	GWh/d		103,6	106,1	128,2	128,0	128,0	128,0	133,1	131,1	134,2	147,3	166,6
Cenário Superior + Trajetória B	Ponta Provável	GWh/d		215,8	231,0	254,7	253,8	252,8	253,3	264,5	265,7	268,4	283,8	306,2
	Mercado Convencional	GWh/d		135,0	135,3	137,3	138,4	139,2	140,7	141,8	142,9	143,7	145,1	150,2
	Mercado de Eletricidade	GWh/d		103,6	95,7	117,4	115,4	113,5	112,6	122,7	122,7	124,7	138,7	156,0
	Ponta Extrema	GWh/d		222,6	251,7	280,6	277,2	278,8	280,3	286,6	292,4	298,1	305,1	331,0
	Mercado Convencional	GWh/d		142,5	144,9	147,6	149,2	150,8	152,4	153,8	155,1	156,5	157,9	164,4
	Mercado de Eletricidade	GWh/d		103,6	106,8	133,1	128,0	128,0	128,0	132,8	137,3	141,6	147,3	166,6

5. Indicadores na análise da garantia de abastecimento

A análise da garantia de abastecimento deverá ser feita sob a perspetiva da capacidade de Oferta e da capacidade de Armazenamento, quer em condições de procura normal (Cenário Central) quer em condições de procura elevada (Cenário Superior). Adicionalmente deverá ser feita uma análise para determinar os limites da adequação do sistema de abastecimento (Teste de Stress).

- Ao nível da capacidade de Oferta deverão ser tidos em conta os critérios previstos no Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho²⁹.
- Ao nível da capacidade de Armazenamento, a avaliação da adequada capacidade de armazenamento para fazer face a situações críticas prolongadas no tempo é feita à luz do Regulamento (UE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho³⁰, tendo em vista a

²⁸ Factor de simultaneidade das pontas de ambos os mercados igual a 1, excepto no ano de 2016. Neste ano a ponta provável refere-se a valores verificados até à data. A ponta extrema corresponde à soma das pontas estimadas de ambos os mercados afectada do factor de simultaneidade verificado até à data.

²⁹ Estipula que devem ser tomadas medidas necessárias para que, em caso de interrupção da maior infraestrutura de gás (princípio N-1), as restantes infraestruturas tenham capacidade para garantir o abastecimento da procura total de GN durante um dia de procura excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

³⁰ Estabelece que deve ser salvaguardo o aprovisionamento de GN aos "Clientes Protegidos" que abrange todos os clientes domésticos e as PME e serviços essenciais de carácter social até um máximo de 20% do consumo final de GN, nas seguintes condições: Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de

utilização das reservas de segurança prevista no art.º 52º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro (abordagem utilizada no PDIRGN 2015).

6. Análises a realizar

As análises/trajetórias a realizar estão descritas no seguinte quadro resumo:

OFERTA RNTIAT	PROCURA		
	Central		Superior
	ME: Trajetória B ^{d)}	ME: Trajetória A ^{c)}	ME: Trajetória B (Sens. Superior) ^{d)}
Evolução expectável ^{a)}	TRAJETÓRIA B	TRAJETÓRIA A	SENSIBILIDADE
Sistema existente ^{b)}	--	--	TESTE DE STRESS

a) Tem em consideração a evolução da capacidade de oferta da RNTIAT na Trajetória Base.

b) Incluindo unicamente os desenvolvimentos cujo início da construção está previsto até ao final de 2016.

c) A Trajetória A considera a desclassificação das centrais térmicas de Pego e Tapada do Outeiro nas datas do fim dos CMEC e CAE, em 2021 e 2024 respetivamente, e a continuidade da central de Sines até 2025. Em 2030, altura em que se identificou no RMSA-E 2016 a necessidade de reforçar a capacidade do sistema, considera-se a hipótese de incorporação de novas centrais a gás natural

d) A Trajetória B considera a desclassificação das centrais térmicas de Sines, Pego e Tapada do Outeiro nas datas do fim dos CMEC e CAE, em 2017, 2021 e 2024 respetivamente. A partir de 2025, altura em que se identificou no RMSA-E 2016 a necessidade de reforçar a capacidade do sistema, considera-se a hipótese de incorporação de novas centrais a gás natural

No contexto do relatório deverão também ser analisadas: (i) as necessidades de evolução da capacidade de armazenamento na RNTIAT e (ii) o cumprimento do critério N-1 de acordo com o art.º 6º do Regulamento (UE) n.º 994/2010.

aprovisionamento de gás em condições inverniais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias; Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos; Procura excepcionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.



7

ANEXOS

ANEXO 2

Metodologia de previsão da procura de gás
natural no Período 2017-2030

REN 

1. Metodologia de previsão utilizada na construção dos cenários de evolução da procura anual de gás natural

1.1 Mercado Convencional

O mercado convencional é constituído pelos sectores de consumo: Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Foram desenvolvidos três cenários de evolução da procura de gás natural associados a diferentes tendências de crescimento económico:

- Cenário Central – associado a um cenário de crescimento económico moderado
- Cenário Superior – associado a hipóteses de mais elevado crescimento económico
- Cenário Inferior – associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista

Para a previsão do consumo de gás natural em Portugal Continental nos sectores da Indústria (excepto cogeração), Residencial e Terciário foram utilizados modelos do tipo estrutural causal. Estes modelos partem do pressuposto de que determinada variável pode ser explicada por factores endógenos e exógenos à própria série. Como factores exógenos, entende-se o efeito de causalidade ou correlação entre a variável que se pretende prever e outras variáveis. Como factores endógenos entende-se toda a informação contida no histórico da série a prever capaz de acrescentar capacidade preditiva adicional à trazida pelas variáveis exógenas, nomeadamente, caracterização da natureza estocástica das componentes nível, tendência, sazonalidade e ciclo da série estimada.

Os modelos estruturais para séries temporais consistem na estimação das principais componentes das séries cronológicas: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. A série pode ser especificada de modo analítico como:

$$y_t = \mu_t + \gamma_t + \psi_t + \varepsilon_t \quad ,$$

em que y_t representa o valor da série no momento t , μ_t representa a tendência da série, γ_t representa a componente sazonal da série, ψ_t representa a componente ciclo e ε_t a parcela residual. Para efeitos do presente estudo apenas interessa desenvolver a definição da tendência da série. Esta é descrita como:

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta_{t-1} + \eta_t, \quad \eta_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\eta^2)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t, \quad \xi_t \sim \mathbf{N}(0, \sigma_\xi^2)$$

em que β_t representa o declive da tendência μ_t . Consoante a presença ou não de β_t na especificação do modelo e das características dos desvios padrão das componentes aleatórias, é possível definir diferentes tipos de séries cronológicas.

A estimação deste tipo de modelos é feita recorrendo ao filtro de Kalman, método de estimação recursivo que se encontra implementado no software STAMP. Este método tem a vantagem de ser completamente flexível no que respeita à estimação dos parâmetros. As previsões são realizadas com base nas últimas estimativas, ou seja, com base na informação mais recente possível de ser retirada da série. Este método é muito conveniente em séries que demonstrem algum dinamismo e em que o comportamento da série em períodos mais recentes seja mais representativo do comportamento futuro do que as observações mais antigas, o que se adequa ao consumo de gás natural do Mercado Convencional.

É possível acrescentar a esta especificação, variáveis explicativas exógenas que se entendam necessárias e se provem relevantes. O processo de estimação dos modelos estruturais (filtro de Kalman) permite que os coeficientes associados a cada uma das variáveis sejam do tipo variável (aleatório) ou fixo sendo essa escolha dependente da trajectória observada e da qualidade das previsões obtidas. Esta nuance permite evitar a restrição de linearidade dos parâmetros a que a regressão clássica obriga e não força à imposição de especificações não lineares a priori como acontece nos mínimos quadrados não lineares.

As previsões para o sector da Cogeração foram elaboradas com base em cenários de evolução da potência instalada e da produção total de electricidade, assumindo algumas hipóteses descritas adiante.

Indústria

Na modelação da evolução da procura de gás natural no sector da Indústria, exploraram-se várias combinações de variáveis. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados para este sector foi o modelo de análise estrutural causal cujas variáveis explicativas são o VAB da Indústria e o número de quilómetros da rede de transporte de gás natural em funcionamento em Portugal Continental. A evolução desta última variável ajuda a explicar taxas de crescimento da procura que são, independentemente da evolução do VAB, muito altas nos primeiros anos e progressivamente mais baixas em anos mais recentes. A longo prazo, o peso da extensão da rede será menor dando lugar a uma maior influência da variável VAB à medida que o mercado vai amadurecendo e estabilizando e que resulta na estabilização da elasticidade procura-VAB. Os resultados deste modelo permitiram obter previsões de consumo de gás para este sector associadas a diferentes cenários de evolução do VAB da Indústria. Em termos previsionais assumiu-se uma ligeira descida do coeficiente associado ao VAB por força do amadurecimento deste segmento.

Cogeração

Por questões de coerência com os estudos prospectivos efectuados para o Sector Eléctrico no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional - Período 2017-2030" (RMSA-E 2017-2030), as previsões do consumo de gás natural no sector da Cogeração têm por base o cenário de evolução previsional da potência instalada para produção conjunta de calor e electricidade.

O que diferencia os três cenários de consumos de gás natural nas cogerações é o factor de utilização adoptado em cada um deles, assumindo-se para o cenário Central um factor de utilização referente à média dos últimos 4 anos (5400 hpc) e para o cenário Inferior e cenário Superior uma variação nas horas de utilização à plena carga igual à diferença entre o valor máximo e o valor médio dos últimos 4 anos, igual a 300 hpc (correspondendo desta forma a 5100 hpc e 5700 hpc, respectivamente).

Para todos os cenários de consumos de gás natural assumiram-se ainda o seguinte conjunto de hipóteses adicionais:

- ✓ As instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo e gasóleo) serão desclassificadas no final de 2016 e não se considerou a possibilidade de serem convertidas em centrais a gás natural;
- ✓ Todas as novas instalações de cogeração utilizarão gás natural ou subprodutos dos processos produtivos em que se encontram inseridas (na sua maioria de origem renovável);
- ✓ A produção das cogerações que utilizam subprodutos de origem renovável é baseada nos cenários apresentados no estudo de monitorização acima referido, assumindo-se um factor de utilização de acordo com a média dos últimos 4 anos (4800 hpc);
- ✓ Utilização de um consumo específico médio de 0,27 m³N/kWhe (média dos últimos 4 anos) para todas as instalações de cogeração a gás natural;
- ✓ No que refere ao cenário de autoconsumo das grandes instalações (e.g. cogeração), assumiu-se um valor constante para o período 2016-2030 igual ao valor verificado em 2015 (1030 Gwh). Esta informação decorre dos pressupostos da DGGE no âmbito do RMSA-E 2017-2030.

Residencial

Para o sector residencial foram exploradas múltiplas hipóteses no que se refere a variáveis explicativas e especificações matemáticas. Dos modelos estimados, o que produziu melhores resultados foi o modelo de análise estrutural que relaciona o consumo de gás natural do sector com o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). O modelo obedece a uma especificação com uma componente de nível do tipo estocástico. À semelhança do ocorrido com o modelo para a Indústria, esta especificação preconiza a estabilização da elasticidade entre a procura e o seu indutor à medida que o tempo avança, ou melhor, à medida que o mercado de gás natural vai amadurecendo.

Terciário

Para o sector terciário, e após a exploração de diversas variáveis e especificações matemáticas optou-se por um modelo estrutural causal que relaciona a procura de gás natural no sector com VAB sectorial. Este obedece a uma especificação que tem uma componente de nível do tipo determinístico e um coeficiente associado à variável explicativa do tipo estocástica. O modelo

apresenta um bom ajustamento e preconiza uma redução da elasticidade consumo-VAB no horizonte de previsão.

1.2 Mercado de Electricidade

Os cenários de evolução do consumo de gás natural no Mercado de Electricidade (correspondente à produção em regime ordinário do sector Eléctrico) têm por base os estudos desenvolvidos pela REN para a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) no contexto da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional, Período 2017-2030" e da "Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural, Período 2017-2030":

- O Cenário Central de evolução dos consumos de GN do Mercado de Electricidade resulta da trajetória "A", com o objectivo de estudar a evolução do sistema electroprodutor nacional num cenário de cumprimento das metas e dos objectivos da política energética definidos pelo Governo, admitindo o prolongamento do funcionamento da central a carvão de Sines em condições de mercado favoráveis até 2025 e a evolução dos consumos de electricidade de acordo com o definido no Cenário Central;
- O Cenário Superior foi determinado a partir de uma análise de sensibilidade à trajetória "B", que admite as datas de descomissionamento das centrais térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia, na eventualidade de um crescimento da procura mais elevado (consumos de electricidade de acordo com o Cenário Superior).

Adicionalmente, para a construção do Cenário Inferior utilizado no PDIRGN 2017, foi realizada uma análise de sensibilidade à trajetória "A" assumindo a hipótese de, a par da central de Sines, prolongar o funcionamento da central do Pego a carvão até 2025, bem como da central da Turbogás até 2030; por outro lado, admite-se um crescimento da procura menos exigente (consumos de electricidade de acordo com o Cenário Inferior).

2. Metodologia utilizada na construção dos cenários de previsão das pontas de consumo diário de gás natural

As pontas de consumo de gás natural correspondem ao consumo diário máximo que poderá ocorrer num determinado ano.

2.1 Mercado Convencional

De forma muito sucinta faz-se a descrição da metodologia utilizada na estimativa das pontas diárias de consumo de gás natural previstas para o mercado convencional.

1.1.1.1 Ponta Provável

As previsões da Ponta Provável baseiam-se num método de extrapolação do padrão de consumo diário de gás natural ao longo do ano. Cada um dos dias do histórico diário de consumo de gás natural é classificado segundo a sua ordem de ocorrência (ex: Segunda-feira1, Terça-feira1, Quarta-feira1, Quinta-feira1, Sexta-feira1, Sábado1, Domingo1, Segunda-feira2, Terça-feira2, Quarta-feira2, etc...) para que, em cada ano, cada dia tenha uma classificação única. Em seguida calculam-se, para cada dia, os desvios do consumo de gás natural em relação ao consumo médio desse mesmo ano. Por fim, para cada dia, calcula-se o desvio médio ponderado de forma a atribuir um maior peso aos anos mais recentes. Os factores assim obtidos são depois normalizados para que o seu somatório seja nulo, um pouco à semelhança do que é usual nos coeficientes de sazonalidade.

Com base nos cenários de procura anual de gás natural de longo prazo, é feita a repartição de consumo diário aplicando os factores estimados. Assim, obtém-se uma série de procura diária cuja soma corresponde ao consumo previsto em cada ano.

1.1.1.2 Ponta Extrema

A Ponta Extrema é calculada de acordo com a Norma das Infra-estruturas (nº1 do artigo 6º) do Regulamento (UE) nº 994/2010, correspondendo, em cada ano, a um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

Para se calcular o peso a atribuir a um dia de procura de gás natural excepcionalmente elevada, determinou-se o peso da procura resultante de um período de 7 dias de frio, numa lógica de *worst case scenario*. Para este efeito, em vez de se considerar o peso do conjunto dos 7 dias simulados em datas críticas ao nível da procura, identificaram-se, para cada ano, os períodos de 7 dias mais frios. Dentro desses períodos de 7 dias, simularam-se as condições extremas de temperatura, ou seja, considerou-se a ocorrência de uma temperatura média de 4,03°C. Daí resultou, para cada ano, uma série de 7 dias de consumos em condições de frio extremo. Para cada uma dessas séries de 7 dias, calculou-se o rácio entre o consumo estimado mais elevado e o consumo estimado em condições

normais. Em cada ano calculou-se o peso no consumo anual associado ao dia em que se previu um consumo extremo associado a condições severas.

2.2 Mercado de Electricidade

Relativamente ao Mercado de Electricidade, para determinação da Ponta Extrema através das simulações do sistema eléctrico, considerou-se o consumo de gás natural máximo horário resultante em cada estágio analisado, com probabilidade de ser excedido em 5%, combinado com um factor de carga de consumo de gás natural das CCGT representativo dos dias de ponta anual históricos verificados (85%). Não obstante, face à evolução do sistema eléctrico nacional, aplicou-se um factor de carga de 100% sempre que os consumos de gás pelas CCGT nas respetivas pontas prováveis apontou, desde logo, para valores superiores a 85%. Tal verificou-se nos cenários Central e Inferior, em 2030, e no cenário Superior, a partir de 2018.



7

ANEXOS

ANEXO 3

Metodologia de análise Multicritério / Custo-
Benefício

REN

ENQUADRAMENTO

1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão³¹. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas de redes e infra-estruturas de transporte de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema, de desenvolvimento das redes de transporte, da capacidade do armazenamento estratégico, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de indutores. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois indutores; pelo menos um agente de decisão^{32, 33}.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud³⁴, Clímaco³⁵, e Matos³⁶, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições³⁷.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

³¹ Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications, 1996

³² Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

³³ Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

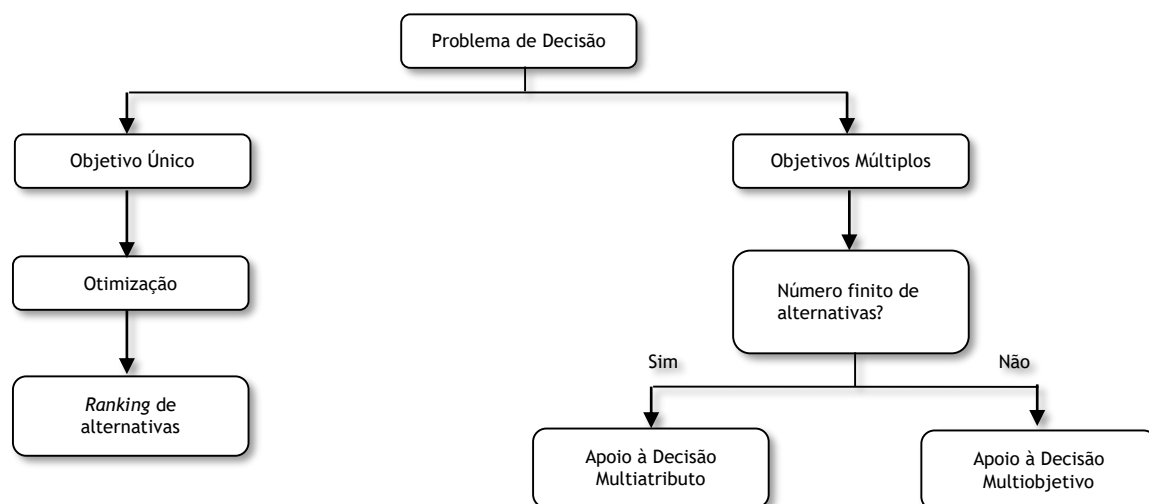
³⁴ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

³⁵ Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

³⁶ Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

³⁷ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue^{38,39,40}:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um indutor/atributo, e que não seja pior nos restantes indutores/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

2. Análise custo-benefício

A metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para abordagem aos projectos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás natural (CE e ENTSO-G).

Importa referir o Regulamento Nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013 que serviu de base à metodologia concebida pelo ENTSO-G ('Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology') que, em fevereiro de 2015, foi aprovada pela Comissão Europeia.

Esta metodologia tem como principal objectivo apoiar a selecção de projectos de interesse comum (PIC) e é impulsionada pelas seguintes considerações:

- ✓ Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a reflectir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;

³⁸ Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

³⁹ Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

⁴⁰ Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

- ✓ Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar o impacto dos benefícios directos e indirectos de um projecto integrado na rede europeia no bem-estar social;
- ✓ Uma abordagem pragmática que considere o prazo de implementação do projecto e a disponibilidade de dados de análise.

Não obstante a metodologia da ENTSO-G se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) consiste num modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único indutor, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*⁴¹. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas, particularmente quando se torna complexa e sujeita a subjectividade, por exemplo, a monetização de diversos atributos.

METODOLOGIA DE APOIO À DECISÃO PARA O PDIRGN

1. Contexto do problema de decisão

O PDIRGN materializa um exercício de planeamento da RNTIAT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNTIAT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais para a segurança interna da RNTIAT, quer por via dos compromissos já acordados com os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) relativamente a novos pontos de ligação ou à ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um carácter crítico para que o Operador da Rede de Transporte, o Operador do Terminal de GNL e o Operador do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural possam continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT. Nesta proposta de PDIRGN, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

O PDIRGN agrupa ainda um conjunto de projetos complementares, cujos objetivos se encontram condicionados a factores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SNGN em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Após a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a final a decisão por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

2. Arquitetura da metodologia multicritério/custo-benefício

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRGN.

⁴¹ European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

Esta abordagem visa, por um lado, integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar projetos de investimento.

Embora não exista um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNTIAT.

Uma alternativa é qualificada como potencial, quando a sua implementação é considerada exequível⁴². Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNTIAT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRGN, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

A presente metodologia multicritério/custo-benefício (MCB) apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNTIAT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento nas infraestruturas. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRGN não oferecem, ao Operador da Rede de Transporte, do Terminal de GNL ou do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa "zero" (que corresponde a "não fazer") o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

3. Blocos de Investimento e Atributos

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos projetos base, quer ao nível dos projetos complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um deste grupo de projetos contempla vários atributos. No caso dos projetos complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta

⁴² Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto⁴³.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

Matriz Multicritério/Custo-Benefício

Blocos de Projetos (BP)	Blocos de investimento					
	Base			Complementares		
	Remodelação e modernização de ativos			Integ. de mercados e interoperabilidade Concorrência Novos pólos de consumo Segurança do Abastecimento Sustentabilidade		
	Atributos			Atributos		
BP A	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
...	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
BP N	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
 - $a_{1,1}$ – Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
 - $a_{1,2}$ – Indicador de Criticidade;
 - $a_{1,3}$ – Capacidade em Risco de Interrupção;
 - $a_{1,4}$ – Redução da Probabilidade de Falha;
 - $a_{1,5}$ – Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
 - $a_{1,6}$ – Redução de Impactos Ambientais;
 - $a_{1,7}$ – Redução do Incremento de Custos para o SNGN;
 - $a_{1,8}$ – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

Projetos Complementares:

- Integ. de mercados e interoperabilidade; Concorrência; Novos pólos de consumo; Segurança do Abastecimento
 - $a_{2,1}$ – Reserva de Capacidade;
 - $a_{2,2}$ – Capacidade Bidireccional;
 - $a_{2,3}$ – Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade;
 - $a_{2,4}$ – Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento;
 - $a_{2,5}$ – Dependência dos Fornecedores;
 - $a_{2,6}$ – Critério N-1;
 - $a_{2,7}$ – Capacidade de Armazenamento;
 - $a_{2,8}$ – Diminuição das Emissões (GEE)
 - $a_{2,9}$ – Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)
 - $a_{2,10}$ – Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas
 - $a_{2,11}$ – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

⁴³ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Em seguida, procede-se à descrição de cada um dos indicadores da análise multicritério, quer os aplicáveis aos projetos base, quer os aplicáveis aos projetos de desenvolvimento / complementares, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados.

ATRIBUTOS APLICÁVEIS AOS PROJETOS BASE

1. Melhoria do Indicador do Estado do Ativo

Este atributo quantifica a melhoria no Indicador de Estado do Ativo induzida pelo projecto em análise, i.e., a diferença entre o valor do Indicador de Estado antes e depois da intervenção em determinado Ativo ou sistema de Ativos.

Não obstante existirem diferentes possíveis metodologias para determinar o Indicador de Estado (IE), o objetivo é o de classificar o estado dos Ativos da infra-estrutura e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IE representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

- A. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão):
 - a) Idade;
 - b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
 - c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
 - d) Know-how interno e externo;
 - e) Disponibilidade de peças de reserva;
 - f) Desempenho.
- B. Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.
- C. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Deste modo a REN propõe-se a substituir apenas os Ativos cujo Índice de Estado seja inferior a 5.

2. Indicador de Criticidade

O Indicador de Criticidade (IC) pretende avaliar as consequências de uma falha em cada um dos Ativos da infra-estrutura, e ordená-los em função das repercussões causadas por essa falha sobre a qualidade e fiabilidade do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IC avalia o impacto da falha de um determinado equipamento ou sistema, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da severidade de um incidente cuja causa seja a falha de um determinado Ativo.

O IC é calculado através da avaliação de dois factores principais (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a classificação com menor severidade e "10" é a classificação com maior severidade):

A. Consequências da Falha ao Nível do Sistema:

- a) Interrupção do fornecimento de GN;
- b) Afecção da recepção de Navios Metaneiros;
- c) Condicionamento de serviços;
- d) Inibição de redundâncias.

B. Consequências da Falha ao Nível da Segurança de Pessoas e Bens:

- a) Existência de feridos ou fatalidades;
- b) Libertação de GN e/ou possibilidade de ignição da massa libertada;
- c) Impactos ambientais.

Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IC elevado) e são objecto de uma priorização delineada tanto nos planos de manutenção e inspecção como na lista de prioridades de investimento.

3. Capacidade em Risco de Interrupção

Este atributo identifica a capacidade total de transporte ou envio de Gás Natural associada ao ativo ou conjunto de ativos em análise. Pretende-se com este atributo quantificar a perda de disponibilidade resultante de uma falha do Ativo ou conjunto de Ativos. A quantificação deste atributo é efectuada em MW.

Quando o projecto em análise abranje mais do que um Ativo e estes são equivalentes (como por exemplo os projectos de beneficiação nos vaporizadores ou nas bombas do Terminal de GNL) apenas se considera a capacidade associada a um único Ativo.

Por outro lado, existem projetos associados a famílias de Ativos (como por exemplo sistemas de instrumentação ou auxiliares) que não sendo menos críticos não permitem que lhes seja directamente associada uma capacidade em risco de interrupção. A associação de capacidade em risco de interrupção também não é aplicável a determinados projectos de remodelação que são comuns à totalidade da Rede de Transporte de Gás Natural ou que respondem a determinadas necessidades operacionais ou de segurança.

4. Atributos Qualitativos dos Projectos de Remodelação e Modernização

A análise dos investimentos de remodelação e modernização envolve benefícios tais como a segurança de pessoas e bens, o balizamento de condições de operação, a adopção de regimes de funcionamento mais favoráveis, a criação de redundâncias, a mitigação de factores externos de desgaste, o retardamento da deterioração, entre outros.

De facto, a quantificação dos atributos que compõem este tipo de análise, seja em termos monetários ou não, implica a aceitação empírica de um conjunto de valores para uma série de variáveis sejam elas de ordem técnica como, por exemplo, a taxa de corrosão antes e depois da intervenção ou da ordem da gestão do sistema tal como a taxa de utilização futura de determinado equipamento ou sistema. Nestes casos, a adopção de uma valorização qualitativa baseada na experiência, *know-how* e desenvolvimento tecnológico do setor permite uma ponderação mais eficaz dos benefícios associados a cada projeto.

a) Redução da Probabilidade de Falha;

- Atributo que expressa a proficiência do investimento proposto na redução da probabilidade de falha de determinado equipamento ou sistema. Este atributo pretende avaliar a capacidade de cada projeto em contribuir para a redução do risco de situações de interrupção ou paragem intempestiva, seja através da criação de redundâncias, da melhoria dos meios de monitorização, comunicação e atuação, da proteção de equipamentos ou da capacidade para interromper o chamado "Efeito Dominó" (propagação de falha). A qualificação deste atributo é obtida estimando a probabilidade de falha resultante de cada um dos possíveis cenários após a realização do investimento comparativamente à probabilidade de falha actual (i.e. a opção de não realização do investimento).
- Valorização: +++/++/+

b) Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;

- Formulação: Atributo que expressa o impacto do investimento efectuado na melhoria da segurança de pessoas e bens. A valorização deste atributo é calculada de acordo com cada tipo de investimento, esteja este relacionado com a implementação de sistemas de protecção ativa, protecção passiva ou de segurança de processo.
- Valorização: +++/++/+

c) Redução de Impactos Ambientais;

- Formulação: Atributo que qualifica a importância do investimento a realizar na redução de impactos ambientais, seja através da redução de emissões, da diminuição do consumo de energia ou da prevenção e mitigação de acidentes ambientais.
- Valorização: +++/++/+

d) Redução do Incremento de Custos para o SNGN;

- Formulação: atributo que qualifica o impacto do investimento realizado na atenuação da curva de aumento de custos de operação inerente ao envelhecimento da infraestrutura. A valorização deste atributo resulta da avaliação dos benefícios causados pela intervenção/investimento a efectuar na optimização do processo de operação ou na capacidade deste de evitar gastos futuros quer pela prevenção de situações de colapso ou de intervenções mais onerosas.
- Valorização: +++/++/+

5. Manutenção ou Criação de Emprego Externo

Este atributo pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRGN e que consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de “full-time equivalent” associado ao investimento e sua tipologia.

Dada a dispersão de projectos o cálculo deste atributo não foi efectuado discriminadamente para cada projecto, mas sim para o conjunto de todos os projectos de remodelação e modernização de Ativos.

Para além dos atributos enunciados anteriormente, existem outros princípios e indutores de planeamento que, embora parecendo mais genéricos, quer quantitativa quer qualitativa, não são menos importantes e essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas em respeito pela legislação e pela regulamentação em vigor.

Os critérios seguintes assumem uma especial relevância:

- Indutores de qualidade de serviço que são determinantes na definição e na decisão das opções de investimento a realizar para a obtenção de melhorias operacionais dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, designadamente os que estão relacionados com a segurança de pessoas, de bens e do ambiente;
- Indutores decorrentes das necessidades de troca, publicação e disponibilização de informação às partes interessadas no processo de acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT a nível nacional e da União Europeia, incluindo a ligação a plataformas europeias de atribuição de capacidade e a plataformas de operadores de mercado ou de prestação de serviços de balanceamento, designadamente os que decorrem da implementação dos Códigos de Rede europeus. Especial relevância assume a necessidade de interligação dos diversos sistemas de monitorização das infraestruturas que compõem a RNTIAT, de modo a possibilitarem a execução da atividade de gestão técnica global do SNGN por parte do operador da RNTGN e o cumprimento dos requisitos de transparência referidos no regulamento (CE) N.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, garantindo o acesso dos utilizadores de forma transparente e não discriminatória às infraestruturas da RNTIAT.

ATRIBUTOS APLICÁVEIS AOS PROJECTOS COMPLEMENTARES

6. Reserva de capacidade

O balanço de capacidade (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta dos pontos de entrada da RNTGN e a ponta de consumos verificada em cada ano e para cada cenário de evolução da procura de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do indicador:

$$RC = \sum_i EP_i - \sum_i PC_i$$

Onde:

EP_i – Capacidade técnica de cada ponto de entrada (interface com TGNL e interligações)

PC_i – Ponta de consumos de cada tipo de mercado (convencional e eléctrico)

Reserva de capacidade



Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade excedentária ao mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a flexibilidade do sistema, e por conseguinte, para a integração do mercado e para a segurança do abastecimento.

A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento do mercado liberalizado em Portugal e para a integração dos mercados da Península Ibérica.

7. Capacidade bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional associada aos projetos do plano, medindo o incremento de capacidade de exportação de gás associado. Para o caso das interligações com dupla direccionalidade, como é o caso das interligações entre Portugal e Espanha, a fórmula a aplicar é a seguinte:

$$\text{Min} \left(1; \frac{\text{Capacidade adicional na zona de de int erligação}}{\text{Soma das capacidade s existentes na direcção prevalecente da zona de int erligação}} \right)$$

Onde:

Capacidade adicional de interligação - Capacidade adicional de interligação no sentido contrário ao sentido prevalecente, isto é, no sentido de Portugal para Espanha (exportação);

Soma das capacidades de interligação existentes na direção prevalecente – capacidade atualmente existente na direção prevalecente, isto é, no sentido de Espanha para Portugal (importação).

8. Índice de Herfindahl Hirschman de capacidade

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir o grau de diversificação dos pontos de oferta, disponíveis para o abastecimento dos consumos do SNGN. Este índice resulta do somatório das frações da capacidade de cada dos pontos de oferta elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$\text{IHHc} = \sum_i \left[\left(\frac{\text{EPi}}{\text{Cap. total}} \right)^2 + \left(\frac{\text{LNGi}}{\text{Cap. total}} \right)^2 \right]$$

Onde:

EPi - Capacidade técnica de cada ponto de entrada das interligações

LNGi - Capacidade técnica de entrada na RNTGN a partir do TGNL de Sines

Cap. Total - Total da capacidade técnica de entrada na RNTGN

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma

quantidade de gás natural finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

9. Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração, e portanto, o seu grau de diversificação. Este índice resulta do somatório das frações de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor menor será o grau de concentração, e portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHa = \sum_i \left(\frac{AP_i}{AP_{total}} \right)^2$$

Onde:

AP_i - Quantidade aprovisionada com origem no fornecedor i

AP total - Quantidade total aprovisionada

10. Dependência dos fornecedores

A dependência dos fornecedores é determinada pelo peso do maior fornecedor de gás natural aprovisionado para abastecimento do SNGN. Atendendo ao atual portfólio de aprovisionamento à Península Ibérica é determinado, adicionalmente, o peso dos dois principais fornecedores de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$DF = \frac{C_{MFA}}{\sum_i CFA_i} \times 100$$

Onde:

C_{MFA} - Capacidade do maior fornecedor de gás natural

CFA_i - Capacidade do fornecedor de gás natural A_i

11. Critério N-1

Este atributo resulta da aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 6º do Regulamento (UE) Nº 994/2010 (critério N-1). De acordo com o Regulamento, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines), a capacidade das restantes

infraestruturas deverá satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás exceccionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos. A expressão apresentada em baixo traduz a aplicação do indicador "critério N-1":

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

Onde:

D_{\max} - Procura diária total durante um dia de procura de gás exceccionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

EP_m - Soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiros;

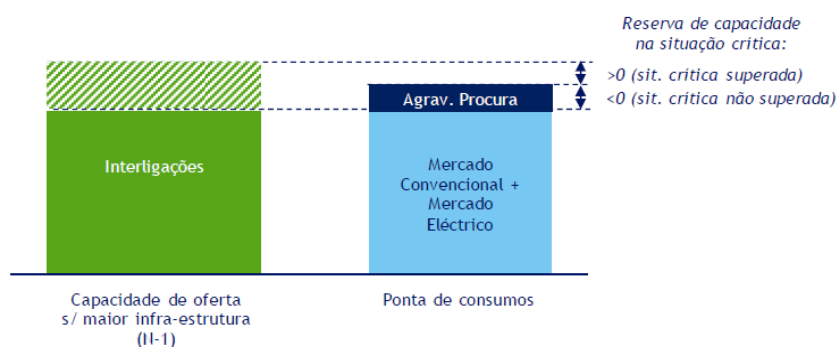
P_m - Soma da capacidade técnica de produção diária máxima de todas as instalações de produção de gás;

S_m - Capacidade técnica de extração diária máxima de todas as instalações de armazenamento;

LNG_m - Capacidade técnica de expedição para a rede;

I_m - Capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás, isto é, o TGNL de Sines.

Reserva de capacidade na situação crítica (falha da maior infraestrutura de oferta e ocorrência da ponta extrema)



12. Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento da RNTIAT é necessária para assegurar a constituição de volumes de gás natural suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de armazenamento subterrâneo no Carrigo é, pela sua

natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTGN, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Face ao exposto, a capacidade de armazenamento da RNTIAT será avaliada em duas etapas:

- i. Avaliação da existência de capacidade para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança;
- ii. Determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

13. Reservas de Segurança

Este atributo avalia a existência de capacidade para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carriço e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines. A contabilização prevista em navios metaneiros que se encontrem em trânsito devidamente assegurado para um terminal de GNL existente em território nacional, a uma distância máxima de três dias de trajeto, de acordo com a alínea c) do ponto 1 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do Decreto-Lei Nº 231/2012, de 26 de outubro, só deverá ser aplicável até à entrada em serviço de capacidade adicional de armazenamento em instalações do armazenamento subterrâneo e em instalações de armazenamento de terminais de GNL, de acordo com o ponto 2 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do mesmo decreto-lei.

De acordo com o artigo 50.º-A Clientes protegidos e obrigações adicionais, do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, o gás natural destinado às reservas de segurança deverá garantir os consumos:

- i. De todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição de gás e das pequenas e médias empresas, desde que estejam ligadas a uma rede de distribuição de gás, e dos serviços essenciais de carácter social, desde que estejam ligados a uma rede de distribuição ou de transmissão de gás e desde que todos esses clientes adicionais não representem mais de 20 % da utilização final do gás;
- ii. De todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

A quantidade de gás natural para efeitos de reservas de segurança deverá satisfazer uma procura excepcionalmente elevada de gás natural durante um período de, pelo menos 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (situação mais gravosa prevista no artigo 52º Utilização das reservas de segurança, do mesmo Decreto-lei).

14. Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT representa a capacidade comercial adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado que conduzirá a

preços finais de energia mais competitivos. Por outro lado, a existência desta capacidade, desde que acompanhada da existência de capacidade de interligação bidirecional entre as redes de Portugal e Espanha, é também um fator importante que fomentará a integração dos mercados de gás natural na Península Ibérica.

Atendendo à necessidade de existência permanente de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determina-se:

- i. O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor equivalente a um navio metaneiro (900 GWh) ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- ii. O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro);
- iii. O valor equivalente em cavidades do AS do Carrigo do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade de média dimensão).

15. Diminuição das emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO₂) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN.

Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO₂, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO₂ e o preço médio em euros por tonelada de CO₂ emitido (€/ton CO₂).

16. Backup às fontes de energia renovável (FER)

A importância do gás natural na produção térmica através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção térmica como a centrais a carvão.

Duas abordagens são efetuadas para avaliar a importância e o peso relativo da produção térmica no cabaz de produção de energia elétrica:

- i. Uma análise anual para o horizonte do PDIRGN, período de análise de 2018 a 2027, para cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRGN;
- ii. Uma análise ao dia de maior consumo em cada mês do ano de 2022, apurando as necessidades de produção térmica respetivas.

17. Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas

Neste ponto serão identificados os indutores de dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT de acordo com os níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

TGNL – Terminal de gás natural liquefeito

O TGNL deverá permitir a receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL para a RNTGN, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna ou navios metaneiros. Para o dimensionamento da capacidade do TGNL de Sines é considerada a existência de três capacidades distintas, mas que devem estar corretamente dimensionadas entre si:

- A capacidade de acostagem e de receção de navios metaneiros;
- A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL;
- A capacidade de regaseificação para a RNTGN.

Estas três capacidades devem estar dimensionadas de modo a garantir que cada uma delas contribui para o funcionamento correto da infraestrutura, isto é, nenhuma delas deverá limitar individualmente a capacidade da infraestrutura no seu conjunto.

Este dimensionamento é efetuado de acordo com o documento “Metodologia de determinação da capacidade no TGNL de Sines”. A capacidade de regaseificação do TGNL para a RNTGN deverá garantir a capacidade média de descarga de navios metaneiros da infraestrutura (número de slots anuais). A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL deverá garantir o armazenamento necessário aos processos de descarga e regaseificação, respetivamente a montante e a jusante, e deverá permitir a operação integrada e eficiente do TGNL de Sines.

RNTGN – Rede nacional de transporte de gás natural

A RNTGN deverá permitir a receção, o transporte e a entrega de gás natural, assim como os serviços de sistema decorrentes da atividade de gestão técnica global do SNGN.

Os gasodutos de primeiro escalão que compõem a RNTGN (alta pressão, acima de 20 barg) devem ser dimensionados para possibilitarem o transporte dos caudais previstos a pressões médias da ordem dos 70 barg, de modo a minimizar o efeito de perda de carga (perda de energia no transporte de fluidos devida ao atrito em gasodutos), e garantir as condições de abastecimento/ligação (pressão e caudal) a todos os pontos de entrega, designadamente a todas as estações de regulação e medida que abastecem as redes de distribuição regionais e ainda aos pontos de interligação com as redes internacionais e com as restantes infraestruturas da RNTIAT. A pressão máxima de operação é de 84barg.

O aumento da capacidade de transporte de um gasoduto pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes, devendo a solução escolhida ser a mais adequada do ponto de vista técnico-económico.

Os critérios enunciados são também aplicados nas estações de entrega de gás da RNTGN aos clientes diretos (clientes AP) e da RNTGN à RNDGN, que deverão respeitar a legislação e a regulamentação específica em vigor. Estas infraestruturas podem resultar da necessidade de:

- Ligação de novos pontos de entrega à RNDGN;
- Adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes;
- Ligação e reforço de novos projetos industriais e de novas centrais de ciclo combinado (clientes AP);
- Garantia da capacidade de receção na RNTGN, resultante das ligações ao AS do Carriço e ao TGNL de Sines.

AS – Armazenamento subterrâneo

O AS deverá permitir a receção, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás natural à RNTGN. A capacidade de armazenamento subterrâneo deve ser dimensionada de modo a:

- Garantir a capacidade necessária ao armazenamento das reservas de segurança;
- Garantir a disponibilidade de capacidade de armazenamento comercial requerida pelo mercado;
- Permitir o livre acesso de terceiros e a exploração comercial das infraestruturas;
- Permitir a constituição de reservas operacionais destinadas à atividade de gestão técnica global do SNGN.

Os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração da estação de gás devem estar alinhados com o desenvolvimento do parque de cavidades do AS do Carriço, de modo a permitirem uma operação eficiente, fiável e segura na interligação do AS com a RNTGN.

18. Manutenção ou Criação de Emprego Externo

Este atributo pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRGN e que consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de “full-time equivalent” associado ao investimento e sua tipologia.

O cálculo deste atributo para os projectos complementares teve como base os projectos da terceira interligação a Espanha, da EC do Carregado e dos pontos de entrega.



7

ANEXOS

ANEXO 4

Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades
(1ª fase da 3ª Interligação Portugal – Espanha)

REN

Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades (1ª fase da 3ª Interligação Portugal - Espanha)

1. Descrição

A 3ª interligação Portugal-Espanha ligará Celorico da Beira a Zamora (gasoduto Celorico/Vale de Frades) através de um gasoduto DN700 (28") com aproximadamente 247 km, dos quais cerca de 162 km em Portugal e cerca de 85 km em Espanha.

Esta fase da 3ª interligação Portugal-Espanha será constituída por um gasoduto que terá início na estação de junção JCT 14000-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para Norte, em direção ao Rio Douro, percorrendo os concelhos de Celorico da Beira, Trancoso, Meda e Vila Nova de Foz Côa. Em Trás-os-Montes, no Distrito de Bragança, percorre os concelhos de Torre de Moncorvo, Vila Flor, Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Bragança e, finalmente, Vimioso, antes de entrar em território espanhol, na província de Zamora.

Ao longo do gasoduto, estão identificadas 6 estações intermédias e uma CTS de fronteira em Vale de Frades (além da JCT 14000-Celorico da Beira) – ver PFD (diagrama geral de processo) e mapa do traçado do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades nas páginas seguintes.

O gasoduto desenvolver-se-á de forma a evitar o atravessamento de um conjunto de áreas integradas na Rede Natura 2000. O projeto foi submetido a uma avaliação de impacto ambiental (AIA), obrigatória sob a lei Portuguesa, encontrando-se o processo na Agência Portuguesa do Ambiente (APA) desde janeiro de 2016. O licenciamento por parte das autoridades portuguesas (para construção e operação) será obtido mediante Declaração de Utilidade Pública (DUP) sob responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). O Estudo de Impacte Ambiental (EIA) permite identificar possíveis restrições à localização do gasoduto em relação aos impactos sobre a flora e fauna, paisagem, solo, águas subterrâneas e dos recursos hídricos superficiais, sítios do património cultural e interrupção temporária de atividades agrícolas.

Esta infraestrutura disponibilizará uma capacidade de 70 GWh/dia no sentido de Espanha – Portugal e uma capacidade de 70 GWh/dia no sentido de Portugal – Espanha.

2. Investimento

Os custos de investimento da 3ª interligação entre Portugal e Espanha, foram revistos em baixa de modo a refletir as atuais condições de mercado, nomeadamente a redução de preços que se verifica após a recente crise económica e financeira. Nesta reavaliação foram tidos em consideração os valores das adjudicações e da realização final dos últimos gasodutos colocados em operação, o gasoduto Sines-Setúbal, o ramal da Leirosa e o gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda, assim como um conjunto de outros projetos de menor dimensão que foram realizados no passado recente.

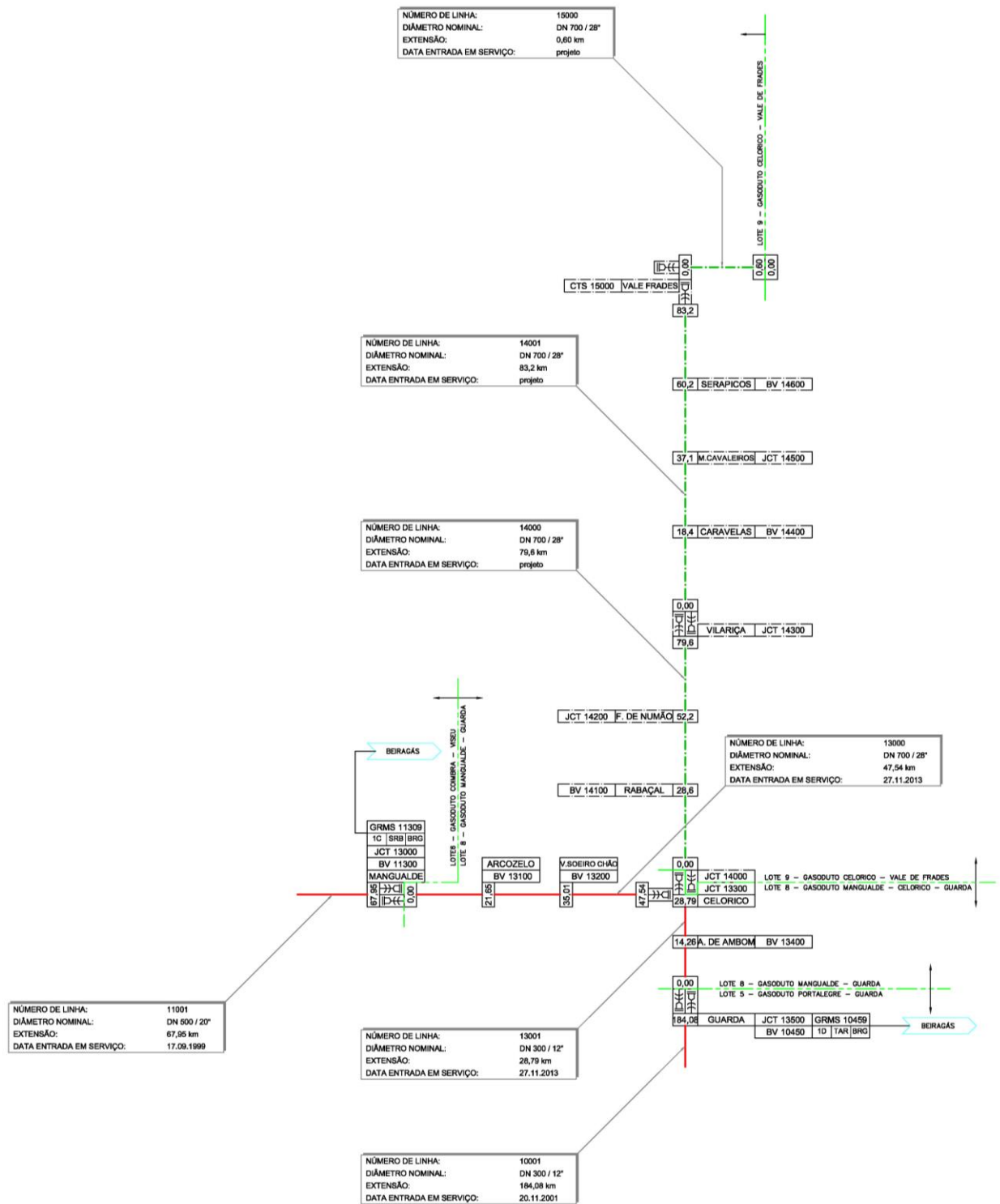
O valor do investimento previsto para o gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades em território Português, para o período de 2018 a 2027, cifra-se em 115,0 M€ e resulta do somatório do investimento estimado das rúbricas de estudos e projetos, materiais e equipamentos, construção e outros (servidões/expropriações, fiscalização/supervisão, certificação da qualidade, etc.), de acordo com a seguinte repartição.

Estudos e Projetos	2 353
Materiais e equipamentos	52 843
Construção	55 816
Outros	4 024
TOTAL	115 037

Valores em milhares de euros (x1000 €)

Atendendo ao facto deste gasoduto se encontrar em fase de planeamento e, portanto, não possuir ainda um estudo de engenharia e de cartografia de detalhe, os valores apresentados possuem um carácter de estimativa preliminar, potencialmente afetada de uma incerteza de $\pm 15\%$ associada à orçamentação efetuada.

3. PFD (diagrama geral de processo)





7

ANEXOS

ANEXO 5

PFD da RNTGN - Diagrama geral de processo

REN



7

ANEXOS

ANEXO 6

PFD da TGNL de Sines - Diagrama geral de processo

REN 



7

ANEXOS

ANEXO 7

PFD do AS Carriço – Diagrama geral de
processo

REN 



7

ANEXOS

ANEXO 8
FICHAS DE CONSULTA DOS PROJETOS DE
REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

REN

MELHORIA OPERACIONAL

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ENQUADRAMENTO:

Projectos cuja implementação indica vantagens operacionais sejam ao nível da redução do incremento de custos de operação e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações da RNTGN em serviço e têm por base a conformidade com análises multicritério bem como a avaliação realizada sobre o estado dos activos em serviço e as condições de operação e segurança da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>	Capacidade em risco de interrupção (MW)	Redução de probabilidade de falha	Melhoria para a segurança de pessoas e bens	Redução de impactos ambientais	Redução do incremento de custos para o	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Sistema anti-intrusão (<i>security</i>)	N/A	++	+++	.	+++	1 543
Limitadores de caudal GRMS	2 219	+++	+	.	++	800
Uniformização RTU vs CD	N/A	+++	++	.	++	750
Monitorização das cadeias de medida	N/A	+++	.	.	+++	515
Equipamentos de análise e medição	N/A	++	+	.	+++	475
Filtragem e permutadores de calor	1 746	+++	.	.	+	400
Ferramentas / RCM II	N/A	+++	+	.	+++	350
Upgrade controlo de temperatura	N/A	+++	.	.	++	300
Isolamento regulação	N/A	++	.	.	+++	300
By-pass das BA100 e BA911	10 401	+++	+	.	+	200
Painéis fotovoltaicos	N/A	.	.	+++	+++	200
Equipamento de emergência	N/A	.	+++	+++	.	100
EMMs do Laboratório Móvel	N/A	++	.	.	+++	100

DESCRIÇÃO:

Os projectos apresentados dizem respeito a diversas instalações da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e a sua descrição pormenorizada poderá ser consultado no capítulo 4.3 do corpo do documento.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Melhoria Operacional	2 807	1 392	920	545	370	6 033

ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ENQUADRAMENTO:

Projectos cujo objectivo é dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação do sector, nomeadamente os seguintes:

- Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril (Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural).
- Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados aprovado pela ERSE

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Adequação Regulamentar</i>		CAPEX 2018-2022 [k€]
Monitorização em linha (PIGs)	Plano de Gestão de Integridade da RNTGN	900
Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	Equipamentos de Medição e Leitura	715
Caracterização e reparação de defeitos/ reparação do revestimento	Plano de Gestão de Integridade da RNTGN	475
Estudo do estado do revestimento	Plano de Gestão de Integridade da RNTGN	150

DESCRIÇÃO:

Para além das calibrações das unidades de medida (contadores de gás) este bloco de projectos garante o cumprimento do Plano de Gestão de Integridade da RNTGN. Este plano segue as melhores práticas internacionais e dá cumprimento ao disposto no art. 66º da Portaria n.º 142/2011, incluindo a monitorização em linha (detecção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção), métodos de avaliação directa também com capacidade de detecção de possível corrosão, da sua aglomeração e do estado do revestimento da tubagem bem como a caracterização e priorização das indicações no terreno.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018-2022 [k€]
Adequação Regulamentar	370	480	305	730	355	2 240

GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ENQUADRAMENTO:

A maior parte da infra-estrutura da RNTGN foi colocada em serviço durante o ano de 1997. Assim, no final do ano de 2016, a idade média dos gasodutos era de 17 anos e cerca de 50% da infra-estrutura de transporte apresentava perto de 20 anos de operação contínua.

Embora o gasoduto tenha um período de vida útil razoavelmente alto, o mesmo não acontece com os equipamentos das estações e dos pontos de entrega, nomeadamente equipamento eléctrico, sistemas de aquecimento, de odorização, etc.

Torna-se necessário prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos</i>	DECISÃO	Redução de probabilidade de falha	Melhoria do Indicador do Estado do Activo	Indicador de criticidade	Redução do incremento de custos para o SNTGN	CAPEX 2018-2022 [k€]
Equipamentos e sistemas auxiliares	Beneficiar Substituir	+++	4	N/A	++	3 000
Cromatógrafos e computadores de caudal	Substituir	+++	5	10	+	2 420
UPS e baterias	Substituir	+++	5	10	+	1 200
Medição - Turbinas	Substituir	+++	5	10	+	1 075
Caldeiras e Bombas do Circuito de Água	Substituir	+++	5	8	+	950
Instrumentação de campo	Substituir	+++	5	N/A	+	675
SCADA - RTU (remote terminal unit)	Substituir	+++	5	10	+	615
Tratamento anti-corrosivo	Beneficiar	+++	2	10	+++	500
Bombas de Odorante	Substituir	+++	5	10	+	375
Equipamento Eléctrico	Substituir	+++	5	N/A	+	325
Estações Temporárias	Beneficiar	+++	3	5	+++	210

DESCRIÇÃO:

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento actual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projectos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos. Contudo, no caso dos equipamentos periféricos da RNTGN (sistemas eléctricos e electrónicos) o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que diversos equipamentos terão de ser substituídos de modo a garantir a continuidade da segurança e operacionalidade das instalações da RNTGN

Os projectos apresentados dizem respeito a diversas instalações da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e a sua descrição pormenorizada poderá ser consultado no capítulo 4.3 do corpo do documento.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018-2022 [k€]
Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	1 960	2 370	2 565	2 240	2 210	11 345

MELHORIA OPERACIONAL

TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

ENQUADRAMENTO:

Projectos cuja implementação indica vantagens operacionais sejam ao nível da redução do incremento de custos e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações do Terminal de GNL e têm por base a conformidade com análises multicritério bem como a avaliação realizada sobre o estado dos activos em serviço e as condições de operação e segurança das atividades de recepção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>	Redução de capacidade em risco de interrupção	Redução de probabilidade de falha	Melhoria para a segurança de pessoas e bens	Redução de impactos ambientais	Redução do incremento de custos para o	CAPEX 2018-2022 [k€]
Upgrade sistema ENS	16 065	++	++	.	+	250
Barreira de contenção da poluição	N/A	.	+++	+++	.	100

DESCRIÇÃO:

Os projectos apresentados são a modernização do sistema de supervisão e controlo da rede eléctrica que visa a sua actualização e a possibilidade de controlo remoto das entradas de 60 kV bem como a aquisição de uma barreira de contenção de poluição que terá como objectivo de dotar a infra-estrutura de capacidade de mitigação de eventuais derrames que possam ocorrer ao longo do cais de acostagem.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018-2022 [k€]
Melhoria Operacional	350	0	0	0	0	350

ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

ENQUADRAMENTO:

Projectos cujo objectivo é dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação do sector, nomeadamente os seguintes:

- Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados aprovado pela ERSE

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>		CAPEX 2018- 2022 [k€]
Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	Equipamentos de Medição e Leitura	200

DESCRIÇÃO:

Calibração e validação das unidades de medida (contadores de gás) da Estação de Medida.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Adequação Regulamentar	200	0	0	0	0	200

GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

ENQUADRAMENTO:

O Terminal de GNL entrou em serviço em 2004 tendo sofrido obras para expansão da sua capacidade de emissão e armazenamento. O Terminal não foi até agora alvo de uma intervenção de renovação dos Ativos em final de sua vida útil. O facto de o Terminal estar inserido numa zona marítima e industrial cria condições permanentes de elevada corrosividade atmosférica sendo que esta situação causa desgaste acelerado nas estruturas e equipamentos dependendo essencialmente do tempo de exposição ao qual acresce o desgaste associado à utilização dos Ativos.

Verificando-se a absoluta necessidade de intervir na instalação para manter os níveis de segurança e disponibilidade, foram realizadas análises multicritério às diferentes soluções que, face ao conhecimento actual, identificaram os projetos abaixo descritos como a opção mais eficiente, em comparação com a remodelação da quase totalidade dos equipamentos/sistemas existentes.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos</i>	DECISÃO	Redução de probabilidade de falha	Melhoria do Indicador do Estado do Activo	Indicador de criticidade	Redução do incremento de custos para o GNL	CAPEX 2018-2022 [k€]
Equipamentos e sistemas auxiliares	Substituir Beneficiar	+++	4	N/A	++	2 500
Bombas de Água do Mar	Beneficiar	+++	2	8	+++	1 500
Tratamento e Filtragem de Água do Mar	Substituir	+++	5	8	+	1 400
Vaporizadores de GNL	Beneficiar	+++	2	8	+++	1 000
Sistema de controlo	Beneficiar	+++	3	10	+++	1 000
Tratamento anti-corrosivo	Beneficiar	+++	2	10	+++	1 000
Bombas de GNL a alta pressão e Recondensador	Beneficiar	+++	2	8	+++	750
Cromatógrafos e computadores de caudal	Substituir	+++	5	10	+	600
UPS e baterias	Substituir	+++	5	10	+	400
Tanques de GNL	Beneficiar	+++	3	10	+++	400
Tubagem - Isolamentos Termicos	Beneficiar	+++	3	8	+++	400
Instrumentação de campo	Substituir	+++	5	N/A	+	350

Sistemas de Segurança	Substituir	+++	5	10	+	300
Edifícios, abrigos e estruturas de suporte	Beneficiar	+++	3	4	+++	300

DESCRIÇÃO:

Os equipamentos rotativos têm uma em média uma vida útil de aproximadamente 10 anos, são equipamentos com um custo muito elevado e que, embora já contabilisticamente amortizados, importa preservar, de modo a prolongar a sua vida útil e o seu bom estado de desempenho. Assim, estão previstas operações de acondicionamento nos sistemas de bombagem criogénica, de vaporização em alta pressão e de recondensação bem como uma intervenção profunda no sistema de filtragem, bombagem de água do mar e unidade de eletrocloração.

Existe a necessidade de substituição/modernização do sistema de controlo distribuído (DCS + CC300) por descontinuação do mesmo. Estão também previstas acções de beneficiação nos tanques (pintura) e tubagens de GNL (tratamento anti-corrosivo e isolamentos térmicos). Serão obrigatoriamente substituídos componentes dos sistemas de extinção de incêndios, baterias e analisadores.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018-2022 [k€]
Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	4 450	3 800	1 250	1 200	1 200	11 900

MELHORIA OPERACIONAL

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

ENQUADRAMENTO:

Projectos cuja implementação indica vantagens operacionais sejam ao nível da redução do incremento de custos e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural e têm por base a conformidade com uma análise multicritério bem como a avaliação realizada sobre o estado dos Ativos pertencentes à instalação.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>	Redução de capacidade em risco de interrupção	Redução de probabilidade de falha	Melhoria para a segurança de pessoas e bens	Redução de impactos ambientais	Redução do incremento de custos para o	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Separadores de recolha de H2S	N/A	+++	+++	++	+++	3 000
Edifício unidade de fuel gás	1 369	+++	++	.	++	200
Circuitos de TEG da desidratação	3 570	++	.	+	+	125
Ferramentas / RCM II	N/A	+++	+	.	+++	125
Cilindros dos compressores	1 369	++	.	.	+	100
Válvulas inter-lock para as PSVs	N/A	+	+++	+++	+++	100
Adequação RIA	N/A	.	+++	.	.	100
Monitorização da Qualidade de EE	N/A	+	.	.	++	15

DESCRIÇÃO:

Dos projectos apresentados destaca-se o projecto para separadores de recolha de H2S que surge na sequência da detecção de valores de Sulfeto de Hidrogénio (H2S) anormalmente elevados no gás extraído das cavidades. Tratando-se de um gás tóxico para as pessoas e corrosivo para as instalações, torna-se indispensável a instalação de separadores de recolha deste componente nas cabeças de poço das cavidades impedindo a sua entrada no circuito de extração da Estação de Gás onde poderá causar danos a tubagens e equipamentos.

Os restantes projectos são descritos em maior detalhe no capítulo 4.5 do corpo do documento

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Melhoria Operacional	1 920	1 620	35	170	20	3 765

ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

ENQUADRAMENTO:

Projectos cujo objectivo é dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação do sector, nomeadamente os seguintes:

- Portaria n.º 181/2012 142/2011, de 8 de junho (Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural).
- Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados aprovado pela ERSE

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Blocos de Projetos Incluídos na Melhoria Operacional</i>		CAPEX 2018- 2022 [k€]
Sonares às cavidades	Gestão de Integridade das Cavidades	375
Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	Equipamentos de Medição e Leitura	120

DESCRIÇÃO:

Para além das calibrações das unidades de medida (contadores de gás) este bloco de projecto inclui a monitorização das cavidades. De acordo com o Artigo 64.º do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, as cavidades em serviço devem ser inspecionadas a intervalos de seis anos. Esta inspeção consiste na realização de sonares ao seu interior medindo e registando a geometria e o volume. Por comparação com o último sonar, analisa-se a evolução destas infraestruturas ao longo do tempo bem como a sua respectiva integridade estrutural.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Adequação Regulamentar	0	0	0	450	45	495

GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

ENQUADRAMENTO:

As instalações do Armazenamento Subterrâneo entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há 12 anos, com a entrada em exploração da Estação de Gás e da cavidade RENC-5. A partir daí, mais cinco cavidades entraram em operação, a última das quais, a RENC-6, em dezembro de 2014. Actualmente a infra-estrutura é constituída por 6 cavidades.

O Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural situa-se nas proximidades de uma instalação de processamento de sal o que implica a sua exposição a uma atmosfera altamente agressiva e que causa um desgaste acelerado nos Ativos de superfície. Torna-se necessário prevenir que a obsolescência e degradação destes equipamentos impeçam a sua operação com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

<i>Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos</i>	DECISÃO	Redução de probabilidade de falha	Melhoria do Indicador do Estado do Activo	Indicador de criticidade	Redução do incremento de custos para o CAPEX	CAPEX 2018-2022 [k€]
Equipamentos e sistemas auxiliares	Substituir Beneficiar	+++	4	N/A	++	500
Sistemas de Segurança	Substituir	+++	5	10	+	365
Instrumentação de campo	Substituir	+++	5	N/A	+	255
Grupos Motor-Compressores e Auxiliares	Beneficiar	+++	2	10	+++	220
Cromatógrafos e computadores de caudal	Substituir	+++	5	10	+	200
Edifícios, abrigos e estruturas de suporte	Beneficiar	+++	3	4	+++	160
Tratamento anti-corrosivo	Beneficiar	+++	2	10	+++	125

DESCRIÇÃO:

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento actual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projectos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos nomeadamente através de acções de beneficiação como será o caso das intervenções no grupos moto-compressores, edifícios e em diversos sistemas auxiliares. A substituição do Ativo torna-se indispensável sob ponto de vista técnico no caso dos analisadores, sistemas de segurança e alguns equipamentos auxiliares.

<i>Repartição do Investimento</i>	2018	2019	2020	2021	2022	CAPEX 2018- 2022 [k€]
Melhoria Operacional	345	125	485	210	660	1 825



7

ANEXOS

ANEXO 9

Nota Técnica justificativa da não realização de
AAE do PDIRGN 2018-2027

REN 



7

ANEXOS

ANEXO 10

Pareceres de entidades externas relativos à
proposta de PDIRGN

REN



IMPACTO ECONÓMICO DO PDIRGN 2018-2027

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este sumário executivo foi escrito com o objectivo de propiciar que com a sua simples leitura se possam reter os principais objectivos, resultados e conclusões do trabalho que suporta este documento.

- A) Este é um breve documento relativo ao trabalho desenvolvido para determinar o Impacto Económico dos investimentos propostos no PDIRGN 2018-2027, que não substitui mas complementa uma análise custo-benefício realizada no documento elaborado pela REN..
- B) Este documento é composto por várias secções: Introdução, Objectivos, Dados, Metodologia, Resultados e Discussão, e Nota Final.
- C) A leitura das secções Dados e Metodologia só é indispensável para quem estiver interessado em perceber os pressupostos e fundamentos da análise.
- D) O objectivo do trabalho reportado neste documento foi o de apurar os Impactos Económicos no nosso país resultantes dos investimentos propostos no PDIRGN 2018-2027.
- E) Os dados têm duas âncoras: as Matrizes Input-Output da economia portuguesa, disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Estatística (INE), e os valores dos investimentos constantes no PDIRGN 2018-2027.
- F) Os valores das Matrizes Input-Output foram aplicados aos montantes, ano a ano, dos investimentos constantes no PDIRGN 2018-2027, para se determinar o seu impacto económico na economia portuguesa.
- G) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Base relativos ao decénio 2018-2027 ascende, portanto, a 96,65M€.
- H) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 258,75M€.
- I) Na sua globalidade o incremento acumulado no PIB dos Projectos do PDIRGN representa 0,19% do PIB anual.



FB

1. INTRODUÇÃO

O Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa foi contratado pela REN – Redes Energéticas Nacionais para proceder à realização de um conjunto de estudos que meçam os Impactos na Economia Portuguesa dos Planos do PDIRT e do PDIRGN para o decénio 2018-2027. Este é um breve documento relativo ao trabalho desenvolvido para determinar o Impacto Económico do PDIRGN 2018-2027. Nesta mesma data ele será acompanhado por documento análogo relativo ao Impacto Económico do PDIRT 2018-2027.

Posteriores documentos serão complementarmente desenvolvidos para outros estudos. Já contratualizado, iniciado e em fase de desenvolvimento, mas ainda não concluído na presente data, estão documentos semelhantes para os Impactos do PDIRT e do PDIRGN 2018-2027 no Emprego.

Este documento é composto por várias secções. Na secção 2 é descrito e explicado o objectivo do trabalho que deu origem a este documento. Na secção 3 são descritos e explicados os dados utilizados para o desenvolvimento deste trabalho. A metodologia aplicada a esses dados é explicada na secção 4. A leitura das secções 3 e 4 só é indispensável para quem estiver interessado em perceber os pressupostos e fundamentos da análise realizada. A secção 5 apresenta os resultados do trabalho realizado. Depois da leitura desta Introdução, quem apenas quiser conhecer com algum detalhe os impactos determinados no trabalho que aqui se reporta pode seguir directamente para essa secção. Não são apresentados neste documento quaisquer anexos com dados auxiliares, e que estão apenas recolhidos num conjunto de ficheiros.

2. OBJECTIVO

O objectivo do trabalho sinteticamente reportado neste documento foi o de apurar os Impactos Económicos do PDIRGN 2018-2027 no nosso país. De um modo global o impacto último foi captado pelos efeitos que a concretização dos projectos do PDIRGN terão no incremento do PIB ao longo desses anos. Porém, para uma identificação mais detalhada, e porque esses incrementos não são proporcionalmente distribuídos por todos os sectores e *inputs* utilizados, a metodologia seguida contempla a decomposição desses efeitos, segundo duas ópticas. Por um lado, decompondo os



FB

incrementos nos referidos sectores e *inputs* utilizados. Por outro lado, decompondo os incrementos nos efeitos entre dois tipos de projectos: os Projectos Base e os Projectos Complementares.

3. DADOS

Para a determinação do Impacto Económico do PDIRGN 2018-2027 em Projectos Base e em Projectos Complementares seguiu-se uma metodologia comum. Nessa metodologia há duas âncoras. Por um lado, as Matrizes Input-Output da economia portuguesa, disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Estatística (INE). Por outro lado, os valores, ano a ano, dos investimentos constantes no PDIRGN 2018-2027.

As Matrizes Input-Output da economia portuguesa são um conjunto de ficheiros excel acessíveis no *site* do INE. Nelas os dados da economia portuguesa estão divididos por 64 sectores de actividade, a que acrescem no lado dos consumos 11 empregos finais, e do lado das origens 7 outros inputs. Para a realização deste trabalho foram utilizadas a matriz da produção nacional, a matriz das importações, a matriz de multiplicadores da produção e a matriz de multiplicadores totais de *inputs* primários.

A matriz de produção nacional apresenta (quando lida em linha) os valores das vendas de cada sector de actividade a outros sectores de actividade e empregos finais, e (quando lida em coluna) os valores das compras de cada sector de actividade a outros sectores de actividade e de *inputs* primários.

A matriz das importações apresenta os valores das importações de produtos e de empregos finais de cada um dos tipos de produto disponibilizado por cada sector.

A matriz de multiplicadores de produção é uma matriz que tem papel muito importante para este trabalho. Ela apresenta as necessidades de aumento da produção de cada um dos sectores existentes para corresponder ao aumento da procura de um sector específico. Por exemplo, o primeiro sector da matriz corresponde a “*Produtos da agricultura, da produção animal, da caça e dos serviços relacionados*”. Considere-se o exercício de haver procura por mais 1€ deste sector. Para assegurar essa produção este sector necessita de gerar essa unidade adicional. Mas, para a produzir terá que adquirir produtos de outros sectores, que utilizará como *inputs*. Portanto, cada um dos outros sectores terá de gerar produção adicional. Para isso cada um dos outros sectores por sua vez induzirá um incremento de procura dirigida a todos os outros sectores, e assim sucessivamente. No limite este processo converge para níveis de produção de cada sector. A matriz resultante destes efeitos para aumentos de procura de cada um dos



FB

sectores é a que se designa por Matriz de Multiplicadores da Produção. É sempre uma matriz quadrada, cujos valores da diagonal principal são sempre superiores a 1 (correspondendo ao aumento inicial da procura acrescida das procuras induzidas), e os valores fora da diagonal são sempre positivos (eventualmente nulos se o produto em causa não é necessário, nem indirectamente, para o outro produto); aliás estes valores fora da diagonal principal são em geral muito reduzidos.

Os restantes dados foram essencialmente proporcionados pela REN.

4. METODOLOGIA

A metodologia seguida passa a ser explicada. Os valores das Matrizes Input-Output foram aplicados, ano a ano, aos valores de incorporação nacional dos investimentos constantes no PDIRGN 2018-2027 para se determinar o impacto económico que se espera que os investimentos do PDIRGN 2018-2027 tenham na economia portuguesa.

Os investimentos constantes do PDIRGN 2018-2027 são apresentados nos quadros que se seguem.

Primeiro para os Projectos Base do PDIRGN 2018-2027:

<i>PDIRGN Projectos Base Incorporação Nacional (M€)</i>				
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
7,89	6,29	3,16	3,53	2,79

e em seguida para os Projectos Complementares do PDIRGN 2018-2027:

<i>PDIRGN Projectos Complementares Incorporação Nacional (M€)</i>									
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	10,73	25,68	21,37	0,00	0,00

Por fim, as matrizes foram então aplicadas a estes dados para determinar os impactos económicos do PDIRGN 2018-2027.

Para isso, utilizaram-se os dados dos investimentos, disponibilizados pela REN, para cada tipo de projecto, em cada ano, por cada sector. Somando os valores anuais de todos os projectos, para cada ano dispusemos assim de uma coluna com 64 linhas, uma por cada sector. A multiplicação da matriz input-output por cada uma dessas colunas gerou o valor económico gerado em cada sector de actividade.



FB

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apurados para os impactos económicos do PDIRGN 2018-2027 são agora apresentados. Estes impactos económicos foram decompostos em impactos ao nível dos sectores de actividade e em impactos ao nível dos *inputs* primários. Nesta apresentação separamos os resultados dos Projectos Base e os resultados dos Projectos Complementares.

5.1. RESULTADOS PARA OS PROJECTOS BASE DO PDIRGN

O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para o impacto no valor económico criado pelos Projectos Base do PDIRGN 2018-2027 para os 64 sectores de actividade. Como explicado no final da secção anterior, os valores aqui reportados foram determinados multiplicando os coeficientes da matriz input-output dos sectores de actividade pelos níveis de investimento em cada sector pelos Projectos Base. Neste Quadro apresenta-se apenas o valor económico total criado para cada um dos anos:

<i>PDIRGN Projectos Base</i>				
<i>Valor Económico Criado nos Sectores de Actividade (M€)</i>				
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
13,76	10,91	5,38	6,05	4,72

totalizando 40,82M€.

Usando uma relação de proporcionalidade entre o Valor Acrescentado Bruto de cada sector de actividade e os níveis de procura desse sector pelos produtos de todos os sectores, e somando para todos os sectores de actividade apurou-se o impacto dos projectos base do PDIRGN no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa apresentado no Quadro que se segue:

<i>PDIRGN Projectos Base Valor Acrescentado Bruto (M€)</i>				
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
18,81	14,92	7,36	8,28	6,46

totalizando 55,83M€.



FB

Somando os valores criados nos sectores de actividade aos do VAB tem-se o efeito final na economia portuguesa:

<i>PDIRGN Projectos Base acréscimo no PIB (M€)</i>				
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>
32,57	25,83	12,74	14,33	11,18

O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende portanto a 96,65M€.

5.2. RESULTADOS PARA OS PROJECTOS COMPLEMENTARES DO PDIRGN

O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para o impacto no valor económico criado pelos Projectos Complementares do PDIRGN 2018-2027 para os 64 sectores de actividade. Como explicado no final da secção anterior, os valores aqui reportados foram determinados multiplicando os coeficientes da matriz input-output dos sectores de actividade pelos níveis de investimento em cada sector pelos Projectos Complementares. Neste Quadro apresenta-se apenas o valor económico total criado para cada um dos anos:

<i>PDIRGN Projectos Complementares Valor Económico Criado nos Sectores de Actividade (M€)</i>									
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
0,38	0,00	0,38	0,00	0,38	18,79	48,70	40,66	0,00	0,00

Totalizando 109,29M€.

Usando uma relação de proporcionalidade entre o Valor Acrescentado Bruto de cada sector de actividade e os níveis de procura desse sector pelos produtos de todos os sectores, e somando para todos os sectores de actividade apurou-se o impacto dos Projectos Complementares do PDIRGN no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa apresentado no Quadro que se segue:

<i>PDIRGN Projectos Complementares Valor Acrescentado Bruto (M€)</i>									
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
0,52	0,00	0,52	0,00	0,52	25,70	66,61	55,60	0,00	0,00

Totalizando 149,46M€.



FB

Somando os valores criados nos sectores de actividade aos do VAB tem-se o efeito final na economia portuguesa:

<i>PDIRGN Projectos Complementares acréscimo no PIB (M€)</i>									
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
0,90	0,00	0,90	0,00	0,90	44,49	115,31	96,26	0,00	0,00

O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 258,75M€.

5.3. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS PARA OS PROJECTOS DO PDIRGN 2018-2027

Globalmente o impacto económico estimado do PDIRGN 2018-2027 na economia portuguesa é de 355,40M€.

Estes impactos repartir-se-ão do seguinte modo ao longo dos anos:

<i>PDIRGN Impacto Global da Totalidade dos Projectos (M€)</i>									
<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>	<i>2021</i>	<i>2022</i>	<i>2023</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>
33,47	25,83	13,63	14,33	12,08	44,49	115,31	96,26	0,00	0,00

Na sua globalidade eles representam um impacto acumulado de 0,19% do PIB anual.

Naturalmente os resultados apurados dependem de pressupostos e hipóteses colocadas. Gostaríamos de relevar duas dessas hipóteses.

Em primeiro lugar, e porventura a mais importante, as limitações decorrentes da utilização das matrizes input-output. As matrizes descrevem a realidade das relações económicas num certo ano. É seguro que ao longo dos dez anos considerados para este trabalho as matrizes input-output da economia portuguesa irão evoluir fruto de decisões, inovação, especialização, etc. Por isso, um trabalho que em 2028 venha a olhar para os resultados que a economia portuguesa terá tido entre 2018 e 2027 vai seguramente determinar valores muito distintos dos que agora projectamos. Esta é uma limitação muito relevante mas intrínseca a esta metodologia.

Em segundo lugar, a forma como foram utilizados os coeficientes input-output para cada um dos sectores. Conceptualmente, num estudo desta natureza, faria sentido entrar no detalhe de cada projecto e das respectivas aquisições para tratar de forma diferente aquilo que fosse diferente. Por exemplo, no



âmbito de “*Equipamento eléctrico*” as matrizes input-output consideram um “equipamento médio” quando um estudo mais detalhado deveria considerar a especificidade do equipamento. Esta é uma limitação que pode ser ultrapassada com algum trabalho adicional quanto à especificidade de cada projecto. Este aspecto, por exemplo, deverá ser central no estudo de determinação de impactos no emprego.

Em terceiro lugar, refere-se que, no âmbito de uma economia com recursos limitados e escassos, normalmente a realização de certo projecto tem por contrapartida a não realização de outros projectos. Isso pode ser uma limitação muito relevante quando se tratam de projectos com impactos muito significativos nos recursos do país. A utilização da metodologia seguida neste estudo não é recomendável para os efeitos económicos desses projectos. Contudo a dimensão dos projectos aqui analisados e o seu reduzido valor percentual no PIB sugere que esta não é uma limitação relevante para este estudo.

6. NOTA FINAL

Ainda que realizada em estreita ligação com a REN, e beneficiando dessa colaboração, este trabalho e as suas conclusões são da exclusiva responsabilidade do Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa, aqui representado pelo Professor Doutor Fernando Branco, que assinou esta página e rubricou cada uma das anteriores.

CENTRO DE ESTUDOS APLICADOS, 9 DE JUNHO DE 2017

CONTACTOS

REN – Rede Energéticas Nacionais, S.A.

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa - Portugal
Telefone: (+351) 210 013 500

www.ren.pt

