



PDIRGN 2014-2023

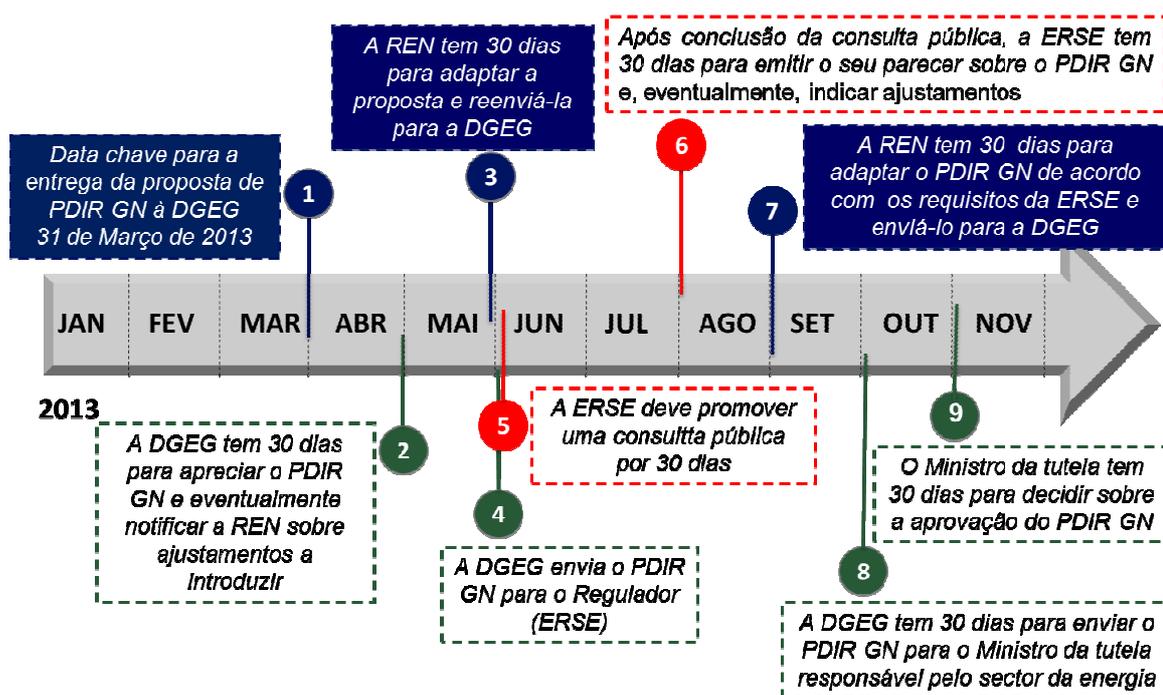
PLANO de DESENVOLVIMENTO e INVESTIMENTO da RNTIAT

MAIO 2013

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. 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 DL n.º 231/2012. De acordo com o artigo referido, compete à REN Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, a elaboração dum plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN) nos anos ímpares. De acordo com o Artigo 12.º-A Procedimento de elaboração do PDIRGN, e o Artigo 75.º Apresentação do PDIRGN e PDIRD, a primeira proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à DGEG até ao final do 1.º trimestre de 2013. A proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGGE, 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.



A primeira proposta de PDIRGN tem um horizonte temporal de dez anos, de 2014 a 2023, e tem em consideração os seguintes elementos:

- O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento de 2012 (RMSA 2012);
- 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.

Na ausência dos primeiros planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), foi solicitada a colaboração dos operadores da RNDGN na elaboração do primeiro PDIRGN nos termos e nos moldes efetuados na elaboração dos anteriores planos, PDIR 2008-2011 e PDIR 2011-2014, de modo a permitir a integração e a harmonização das suas propostas de desenvolvimento e investimento na RNDGN.

O presente PDIRGN encontra-se enquadrado por legislação e regulamentação a nível nacional e comunitário, que se encontra referenciada no presente documento, contém informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar (desenvolvimentos) no decénio 2014-2023, referencia os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2014 e 2016, e apresenta a calendarização da realização dos vários projetos de investimento.

Deve notar-se que os projetos mais significativos de expansão da RNTIAT propostos neste PDIRGN, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, encontram-se igualmente contemplados no TYNDP 2013-2022 - Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias elaborado pelo ENTSOG e publicado em 21 de Fevereiro de 2013, disponível para consulta em <http://www.entsog.eu> [European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) adopts the Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2013-2022].

2. Evolução da Procura de Gás Natural

Foi realizado o estudo da evolução da procura anual e das pontas diárias de consumo em Portugal para o período de 2013 a 2023, que consta no anexo “Cenários de evolução da procura de gás natural”. Procedeu-se à uma análise histórica do período de 2002 a 2012, bem como às respetivas previsões para o período de 2013 a 2023, tanto para o mercado convencional como para o mercado elétrico (aqui considerado como o segmento de mercado das centrais térmicas a gás natural que produzem energia elétrica em regime ordinário).

Relativamente ao período de 2002 a 2012, as taxas médias de crescimento anual da procura verificadas foram as seguintes:

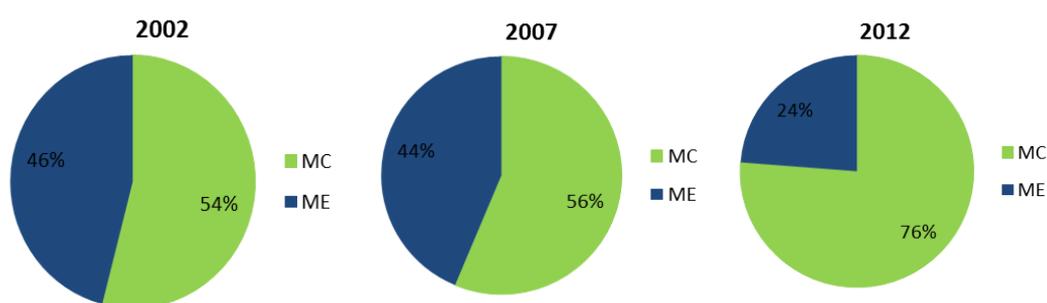
Períodos	M. Convencional	M. Elétrico	Procura Total
2002-2007	8,0%	6,0%	7,1%
2007-2012	6,8%	-11,0%	0,5%
2002-2012	7,4%	-2,9%	3,8%

A evolução da procura de gás natural do mercado convencional continua a evidenciar um comportamento característico de um mercado emergente. Verifica-se que apesar de a economia portuguesa ter apresentado crescimentos negativos nos anos 2011 e 2012, registaram-se variações positivas do consumo de gás do mercado convencional nos últimos dois anos, justificadas pela entrada de grandes clientes no mercado. No médio/longo prazo

a variação do mercado convencional tenderá para uma aproximação ao comportamento da atividade económica do País.

O regime hidrológico que se verificou em cada ano foi o principal responsável pelas variações de consumos verificadas no mercado elétrico até ao ano 2010, registando-se consumos mais elevados nos anos mais secos e consumos reduzidos nos anos de hidraulicidade elevada. Contudo, a redução significativa de procura de gás natural para produção elétrica verificada nos últimos anos, especialmente em 2012, deve justificar-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, a redução do preço do carvão para produção elétrica, a redução sustentada do preço das licenças de emissão de dióxido de carbono, e a diminuição da procura de eletricidade verificada em Portugal nos anos de 2011 e 2012.

Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura entre mercado convencional e mercado elétrico em 2002, 2007 e 2012.



Como se pode verificar, em 2012 verificou-se uma alteração no padrão de consumo nacional devido, essencialmente, à redução significativa da procura verificada no mercado elétrico.

A metodologia usada na previsão da procura de gás natural consistiu na construção de cenários de evolução resultantes da análise diferenciada das perspetivas de evolução do mercado convencional e do mercado elétrico. São apresentados dois cenários de previsão, cenário base e cenário de segurança do abastecimento, cuja designação decorre dos cenários desenvolvidos para o mercado convencional, sectores residencial, terciário e indústria, uma vez que para o mercado da eletricidade apenas se apresenta um cenário de evolução dos consumos de gás natural, enquadrado por uma banda de variação.

As previsões de procura de gás natural para o período 2013 a 2023, para o cenário base e para o cenário de segurança do abastecimento, encontram-se apresentadas na tabela seguinte.

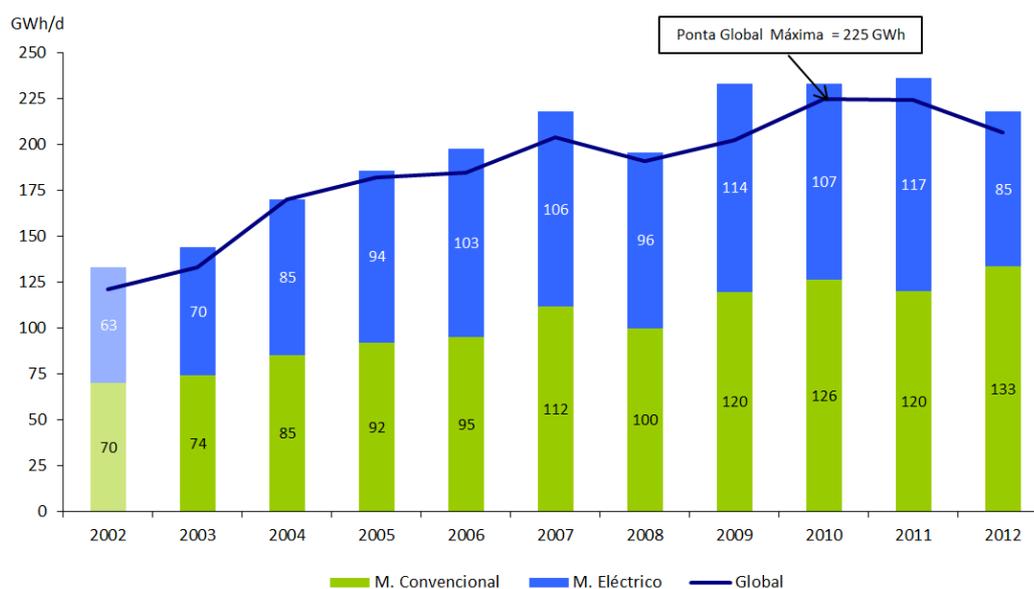
TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário Base											
Mercado Convencional	41,3	42,4	43,5	44,3	45,1	46,0	47,0	47,9	49,3	50,4	51,6
Mercado Electricidade	14,0	13,6	13,0	12,6	14,4	24,7	24,9	24,1	23,2	30,0	30,0
Consumo Total de GN	55,3	56,1	56,6	57,0	59,5	70,7	71,8	72,1	72,5	80,4	81,6
Cenário Segurança de Abastecimento											
Mercado Convencional	42,2	43,5	44,8	45,9	46,9	48,0	49,2	50,4	52,0	53,4	54,9
Mercado Electricidade	21,9	21,2	20,5	19,8	22,6	36,4	36,6	35,1	34,6	43,6	43,6
Consumo Total de GN	64,1	64,8	65,3	65,6	69,5	84,4	85,8	85,5	86,6	97,0	98,5

Para o cenário base, as taxas médias de crescimento anual do mercado total para os quinquénios 2013-2018 e 2018-2023 são de 5,0% e 2,9% respetivamente, e o valor da mesma taxa para a totalidade do período estudado é de 4,0%.

No cenário base o consumo de gás natural em Portugal deverá atingir 70,7 TWh em 2018 e 81,6 TWh em 2023. No cenário de segurança do abastecimento o consumo de gás natural em Portugal poderá atingir 84,4 TWh em 2018 e 98,5 TWh em 2023.

Esta previsão 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.

O gráfico seguinte apresenta a evolução das pontas de consumo diário no período entre 2002 e 2012.



Entre 2002 e 2012 ocorreu um crescimento da ponta de consumo diário global que em média se cifrou em 5,5%.

Para o período compreendido entre 2013 e 2023, o crescimento médio anual previsto das pontas de consumo diário do mercado convencional é de 2,1% no cenário base e 2,5% no cenário de segurança do abastecimento, em linha com o crescimento da procura anual.

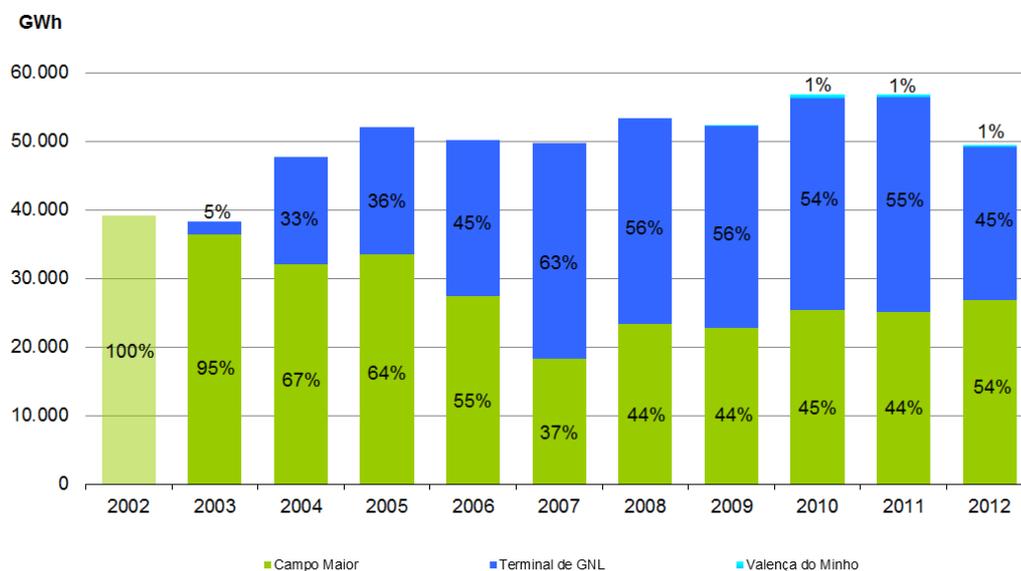
Relativamente ao mercado elétrico, estão previstos aumentos significativos das pontas de consumo diário em 2017 e 2018, devido à desclassificação da central de Sines a carvão assumido para o final de 2017, e em 2022 devido à desclassificação da central do Pego a carvão no final de 2021.

Em termos médios, o crescimento da ponta de consumo diário global cifrar-se-á em 3,6% e 3,1%, respetivamente para os cenários de ponta provável e de ponta extrema do cenário base de evolução dos consumos.

3. Evolução da Oferta de Gás Natural

A evolução da oferta de gás natural foi abordada em duas vertentes: a primeira correspondendo à capacidade nos pontos de entrada da RNTGN; e a segunda tendo em consideração a capacidade de armazenamento nas infraestruturas da RNTIAT.

A utilização da capacidade dos pontos de entrada na RNTGN encontra-se caracterizada no gráfico da figura seguinte.



Nota: Não se inclui a entrada na rede a partir do AS Carriço para evitar o efeito de dupla contabilização em conjunto com as restantes entradas da RNTGN. Na perspetiva do fornecimento de gás, esta infraestrutura apenas pode ser acedida a partir da RNTGN.

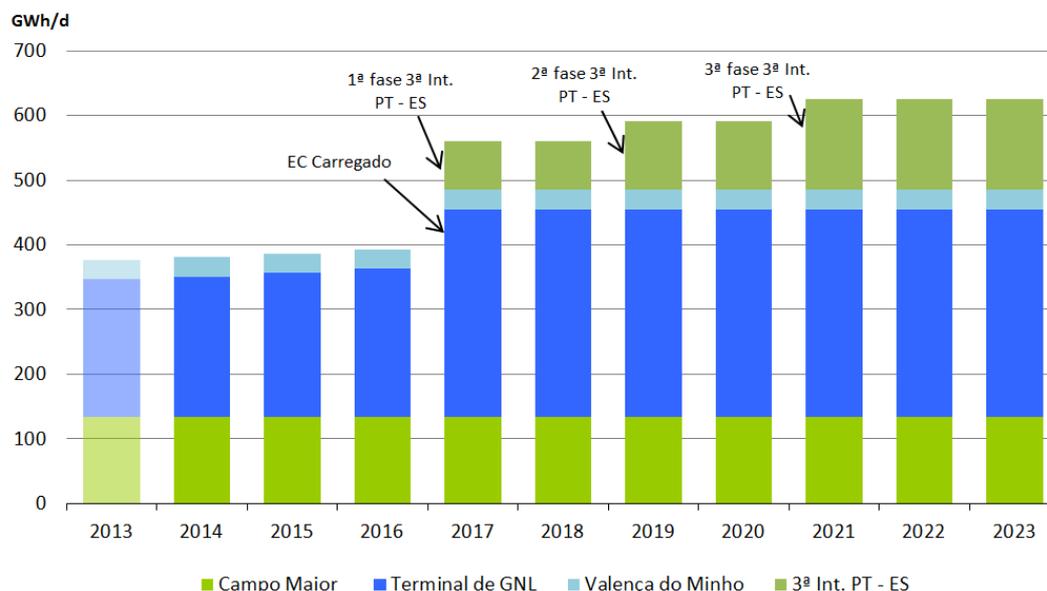
Quanto às instalações de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT, atualmente encontra-se disponível uma capacidade de 2 569 GWh no conjunto dos três reservatórios de GNL do terminal de Sines e uma capacidade de 2 115 GWh no complexo do armazenamento subterrâneo do Carriço, distribuída por quatro cavernas em operação.

Para o período de 2013 a 2023, a evolução da oferta de capacidade relativa às infraestruturas, tanto no que se refere à RNTGN como ao armazenamento na RNTIAT, decorre do plano de investimentos já em curso e do plano que agora se propõe para o presente PDIRGN 2014-2023, com destaque para os seguintes projetos de desenvolvimento estruturantes:

- Finalização da construção do Gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda em 2013 (projeto submetido no PDIR 2008/2011, objeto do apoio de fundos comunitários no âmbito do EEPR, tendo em vista a construção de uma futura interligação com Espanha);
- Otimização da estação de gás do armazenamento subterrâneo do Carriço em 2014 (projeto que substitui o projeto de aumento de capacidade da estação de gás submetido no PDIR 2011-2014);
- Aumento da capacidade de transporte do troço do gasoduto Sines - Leiria, através da instalação de uma estação de compressão no Carregado em 2016 (projeto submetido no PDIR 2008/2011, tendo sido garantido o seu financiamento pelo BEI em condições favoráveis para a REN);
- Construção da 3ª interligação Portugal - Espanha no âmbito do processo de desenvolvimento do MIBGAS. Este projeto possui três fases de desenvolvimento, escalonadas no tempo: o gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades (1ª fase) em 2016, a estação de compressão do Lote 6 (2ª fase) em 2018 e o gasoduto Cantanhede – Mangualde (3ª fase) em 2020. Este projeto já foi anteriormente incluído nas propostas de PDIR 2008-2011 e 2011-2014, ainda que com diferentes configurações. A versão atual é igual à submetida na proposta de PDIR 2011-2014, mantendo Mangualde como ponto de origem e o ponto transfronteiriço de ligação à rede espanhola na zona de Vale de Frades, em Trás-os-Montes;
- Construção do gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede em 2020;
- Desenvolvimento da capacidade de armazenamento na infraestrutura do AS do Carriço através da construção de novas cavidades (parcialmente submetido nas propostas de PDIR 2008-2011 e 2011-2014, encontrando-se atualmente em curso).

Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da capacidade de oferta nos pontos de entrada da RNTGN e da capacidade de armazenamento na RNTIAT (AS do Carriço e TGNL de Sines), tendo por base os projetos de desenvolvimento propostos no presente PDIRGN 2014-2023.

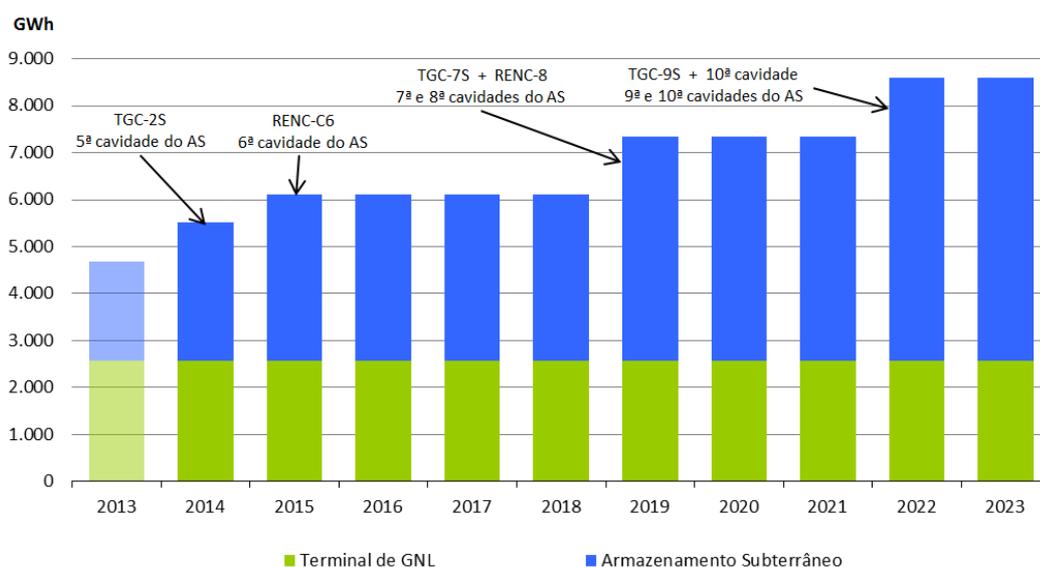
Capacidade de oferta nos pontos de entrada da RNTGN



Nota: Considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (indicado no gráfico).

Não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura 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 destina-se preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Capacidade de armazenamento da RNTIAT



Nota: Considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (indicado no gráfico).

4. Princípios e critérios de planeamento

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, o seu estabelecimento deve ser feito em estreita cooperação entre os operadores de rede respetivos.

A proposta de investimento nas infraestruturas apresentadas anteriormente resultou, fundamentalmente, da aplicação de princípios e critérios de planeamento, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma delas para o cumprimento de determinados objetivos. Os referidos princípios e critérios de planeamento são sistematizados de acordo com as seguintes três categorias:

- **Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência**

Os incentivos à liberalização do mercado, que têm como objetivo o aumento da concorrência no sector do gás natural, a integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa, o aumento da flexibilidade dos sistemas e o desenvolvimento de alternativas de transporte de gás, promovendo a adequada diversificação de rotas e de fontes de aprovisionamento, assumem um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

Para a avaliação do fator de integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, são utilizados três indicadores: a reserva de capacidade, o índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) e o índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc).

- **Segurança do abastecimento**

Segundo dois grandes vetores:

- Equilíbrio entre a oferta e a procura para a aplicação do critério N-1, de acordo com o artigo 6º do Regulamento nº 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.

- **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.

- **Outros princípios e critérios de planeamento**

Assumem especial relevância os critérios de qualidade de serviço, os critérios decorrentes das necessidades de intercâmbio, publicação e disponibilização de informação, e os critérios de otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, assim como os decorrentes da sua necessidade de remodelação/conservação.

5. Justificação dos Investimentos

Os investimentos propostos no presente PDIRGN são justificados numa perspetiva integrada da RNTIAT através da aplicação dos princípios e critérios de planeamento referidos no ponto anterior.

Estação de compressão do Carregado

Com a expansão do terminal de GNL de Sines e com o conseqüente aumento da sua capacidade de regaseificação e de emissão de GN para a rede de transporte em alta pressão, torna-se necessário reforçar a capacidade do troço do gasoduto principal entre Sines e Leiria, de modo a possibilitar o escoamento de caudais de gás mais elevados com origem naquela infraestrutura.

O aumento da capacidade de transporte pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes. Tendo em consideração as dificuldades de implantação e o custo de duplicação de um novo gasoduto, a solução mais adequada, do ponto de vista técnico-económico, é a construção de uma estação de compressão na zona do Carregado.

Do ponto de vista estratégico e de planeamento das infraestruturas, a EC do Carregado foi pensada numa ótica integrada da RNTIAT, designadamente em conjunto com o TGNL de Sines, com a construção da 3ª interligação Portugal-Espanha e com o desenvolvimento do AS do Carriço. As principais vantagens de carácter estratégico resultantes da instalação do EC do Carregado são as seguintes:

- Constitui uma das pré-condições necessárias para o funcionamento da futura 3ª interligação com Espanha;
- Permite que o TGNL de Sines após expansão assuma uma dimensão e um alcance ibéricos no seio do MIBGAS, passando a inserir-se num espaço de mercado que transcende a utilização desta infraestrutura para abastecimento exclusivo do SNGN;

- Viabiliza a exportação física de GN para Espanha por Campo Maior e por Valença do Minho, potenciando a reversibilidade destas interligações a nível regional;
- Potencia a interação entre o TGNL de Sines e o AS do Carriço em termos da logística de utilização da capacidade de armazenamento das duas infraestruturas, considerando a vocação de cada uma delas, com óbvias vantagens para o mercado.

Relativamente ao fator de integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, como resultado do aumento de capacidade de entrada de gás a partir do TGNL de Sines, a EC do Carregado contribui de forma muito significativa para o aumento da reserva de capacidade na RNTGN e potencia a diversificação das fontes de aprovisionamento associadas aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial.

Esta infraestrutura deverá ser colocada em operação até ao final do ano de 2016, fazendo coincidir esta data com a data da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, o que se traduzirá no seu impacto efetivo a partir do ano de 2017.

3ª interligação Portugal - Espanha

A 3ª Interligação Portugal-Espanha desenvolver-se-á em três fases com impacto entre o ano de 2017 (correspondente à 1ª fase) e o ano de 2021 (correspondente à 3ª fase). Pretende-se que este projeto, de configuração modular, se adeque às necessidades e à evolução dos consumos no SNGN, quer do ponto de vista da integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, quer do ponto de vista da segurança do abastecimento.

Neste contexto, está em curso a construção do gasoduto Mangualde-Celorico da Beira-Guarda (fecho do anel Lote 5/Lote 6), com entrada em operação prevista para o final de 2013, e que contempla um primeiro troço (Mangualde – Celorico da Beira) que integrará a futura 3ª interligação entre Mangualde, do lado português, e Zamora, do lado espanhol, com o traçado a desenvolver-se através de Trás-os-Montes até ao ponto transfronteiriço situado na zona de Vale de Frades de modo a contemplar o abastecimento futuro de gás natural ao Nordeste do País.

O desenvolvimento da 3ª interligação Portugal-Espanha está associado ao potencial estratégico do armazenamento subterrâneo do Carriço para a constituição e mobilização das reservas de segurança em situações de emergência, designadamente no caso de défice de abastecimento de GN nos dois países, bem como à promoção de um mercado concorrencial no SNGN e à criação do mercado Ibérico do gás (MIBGAS).

A 3ª Interligação Portugal-Espanha assume um papel primordial na integração dos mercados da Península Ibérica e no aumento da flexibilidade dos sistemas, contribuindo para a concretização dos objetivos de política energética nacional e europeia nomeadamente através das seguintes vias:

- Diversificação das alternativas de transporte de gás, promovendo o acesso a novas fontes de aprovisionamento;
- Promoção da adequada cobertura do território nacional com infraestruturas de gás natural;
- Contribuição para a integração das redes europeias, aproximando mais os estados a nível regional na Península Ibérica (Portugal e Espanha) por via da colaboração no desenvolvimento de redes energéticas, de acordo com o princípio da solidariedade regional, e criando melhores condições para acelerar o processo de reforço da capacidade de transporte de gás disponível entre a França e a Península Ibérica.

Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a 3ª interligação Portugal-Espanha é essencial para o cumprimento do critério N-1 previsto no Regulamento (CE) nº 994/2010 a partir do ano de 2017 (primeiro ano de impacto desta nova infraestrutura), considerando a falha total da infraestrutura mais importante para o abastecimento da rede - o Terminal de GNL de Sines - em simultâneo com a ocorrência de uma ponta extrema de consumos, conforme definido no próprio Regulamento.

Proposta de regulamento da Comissão Europeia para o desenvolvimento das infraestruturas das redes transeuropeias de energia e atribuição do estatuto de “Projeto de Interesse Comum”

No contexto do processo de definição da primeira lista europeia de Projetos de Interesse Comum dentro do âmbito do novo Regulamento Europeu para as Infraestruturas do sector da energia, cuja publicação ocorrerá em 2013, a REN Gasodutos (PT) e a Enagás (ES) subscreveram conjuntamente a candidatura do projeto da 3ª Interligação visando a obtenção do correspondente estatuto.

Aos projetos de interesse comum (PIC) será atribuído um "rótulo" prioritário a nível nacional de modo a assegurar um tratamento célere do respetivo processo de licenciamento (deverão ser considerados de interesse público pelas Autoridades Competentes). O novo regulamento estabelece também as regras para a repartição de custos e de incentivos associados aos riscos incorridos em projetos transfronteiriços, e determina as condições de elegibilidade dos projetos à atribuição de ajuda financeira por parte da União Europeia.

Após o trabalho de avaliação desenvolvido entre Julho de 2012 e Abril de 2013 ao nível do grupo regional que abrange a zona oeste do corredor europeu norte-sul (grupo ad-hoc conduzido pela DG ENER), o projeto da 3ª Interligação reúne boas condições para integrar a lista final.

Gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede

A construção do gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede insere-se numa estratégia de garantia da segurança do abastecimento do SNGN. Efetivamente, atendendo à importância assumida pelo armazenamento subterrâneo do Carriço, nomeadamente para fazer face a situações críticas de satisfação da procura, este gasoduto assegurará uma

segunda alternativa de acesso a esta infraestrutura. O gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede também dotará a RNTGN de uma segunda alternativa ao abastecimento numa região que terá duas centrais de ciclo combinado para fornecimento de energia elétrica ao SEN. Deste modo, os fatores referidos anteriormente estiveram na base da escolha do traçado para este novo gasoduto, procurando minimizar os riscos associados à rutura do gasoduto principal de transporte.

Para além do aumento das condições de segurança, o novo gasoduto flexibilizará a operação da RNTGN ao permitir formas alternativas de exploração da RNTGN e o aumento da sua capacidade de transporte, em conjugação com os restantes reforços internos do sistema.

A construção deste novo gasoduto é fundamental para garantir a interoperabilidade com a rede de gasodutos de Espanha através da futura 3ª interligação Portugal-Espanha, assumindo um papel determinante para a maximização da capacidade de exportação de gás natural a partir do AS do Carriço e do TGNL de Sines, de modo a que estas infraestruturas venham a assumir uma dimensão Ibérica.

Assim, esta infraestrutura deverá ser colocada em operação até ao final do ano de 2020, fazendo coincidir esta data com a data da 3ª fase (última) da 3ª interligação Portugal-Espanha, o que se traduzirá num impacto no ano de 2021.

Desenvolvimento do AS do Carriço

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

- Efetivar 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.

O desenvolvimento do AS do Carriço engloba a construção e colocação em operação de novas cavidades de armazenamento subterrâneo, assim como os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração resultantes da otimização da estação de gás, dando resposta às necessidades do mercado e permitindo a exploração das infraestruturas de forma eficiente e segura.

Novas cavidades

No horizonte do PDIRGN (2014 a 2023), propõe-se a construção de 4 cavidades adicionais (duas das quais promovidas pela concessionária Transgás Armazenagem, uma pela REN Armazenagem e outra que se propõe neste plano mas para a qual será necessária uma aprovação específica do Concedente), para além das duas cavidades atualmente em construção (uma por cada uma das duas concessionárias) perfazendo um total de 10 cavidades em operação no final de 2023.

Considerando a colocação em operação sucessiva de pares de cavidades, correspondentes à utilização de cada uma das duas linhas de lixiviação existentes (cada linha de lixiviação é necessária à construção de uma cavidade), respetivamente pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem, a análise dos respetivos impactes realizada do PDIR GN permite constatar o seguinte:

- Com a colocação em operação da 5ª cavidade (TGC-2S) e da 6ª cavidade (REN-C6) nos anos de 2013 e 2014 respetivamente, o AS do Carriço passará a dispor de uma capacidade suficiente para fazer face às obrigações de constituição de reservas de segurança entre 2014 e 2016. No ano de 2017, apesar da necessidade do recurso parcial à capacidade de armazenamento do terminal de Sines, a capacidade global de armazenamento na RNTIAT será suficiente para o cumprimento deste critério de planeamento.
- Em 2018, a capacidade de armazenamento disponível na RNTIAT será insuficiente para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas de segurança já que se tornaria necessária a utilização de uma fração elevada da capacidade disponível no TGNL de Sines para esse efeito; esta situação resulta do efeito conjugado dos atuais planeamentos de construção de cavidades das duas concessionárias do AS Carriço e deverá ser monitorizada em contínuo, podendo eventualmente aconselhar o recurso pontual naquele ano à manutenção de reservas em navios em trânsito tal como a atual legislação permite ou outras soluções alternativas a estudar.
- Com a colocação em operação da 7ª cavidade (TGC-7S) e da 8ª cavidade (REN-C8) até ao final do ano de 2018, a insuficiência de capacidade de armazenamento da RNTIAT identificada no ponto anterior ficará resolvida a partir de 2019 e até 2021;
- Com o desenvolvimento da totalidade das cavidades propostas no PDIRGN, isto é, com a 9ª cavidade (TGC-9S) e a 10ª cavidade (carecendo ainda de uma autorização específica do Concedente), nos anos de 2022 a 2023 a capacidade de armazenamento existente no AS do Carriço será praticamente suficiente para garantir a o cumprimento das necessidades de constituição das reservas de segurança.

Otimização da estação de gás

A otimização da estação de gás permitirá o aumento da capacidade máxima dos processos de injeção e de extração com investimentos limitados e criará condições para que seja efetuada uma revisão da política de redundâncias da estação. Esta primeira fase do projeto deverá estar concluída até ao final do ano de 2014 e produzirá efeitos a partir do ano de 2015. Posteriormente, serão efetuadas um conjunto de melhorias que visam aumentar a disponibilidade dos equipamentos e processos, assim como possibilitar a sua operação automática em modo remoto, a partir dos Centros de Despacho da REN Gasodutos.

Este projeto desempenhará um papel importante na redução do saldo deficitário de capacidade de entrada na RNTGN nos anos de 2015 e 2016, contribuindo de forma importante, juntamente com a 3ª interligação Portugal-Espanha, para o cumprimento do critério N-1 a partir do ano de 2017.

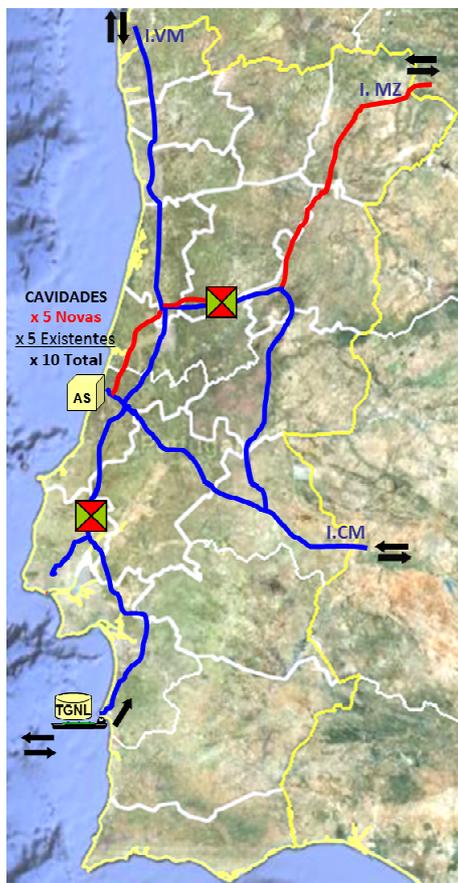
Os projetos de desenvolvimento da RNTIAT descritos nos parágrafos anteriores – estação de compressão do Carregado, 3ª interligação com Espanha, gasoduto Carriço (AS)/Cantanhede e desenvolvimento do AS do Carriço (estação de gás e cavidades) – contribuem no seu conjunto para uma arquitetura equilibrada do sistema de gás natural nacional com condições para viabilizar a concretização do objetivo de construção do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS). O desenvolvimento harmonizado das capacidades de armazenamento subterrâneo e de capacidade de interligação entre os sistemas gasistas dos dois países, 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.

Face à relativa incerteza que hoje em dia afeta uma parte significativa dos países produtores de gás natural que abastecem a Europa, de que são exemplos recentes o ataque ao campo de exploração argelino de In Amenas ou as situações de força maior que têm afetado a NLNG, o reforço das medidas de segurança do aprovisionamento assume particular importância especialmente nos países em que a dependência desta forma de energia já ultrapassa 20% do consumo total de energia primária como é o caso de Portugal.

É neste contexto que o presente PDIRGN adota a garantia do abastecimento como um dos critérios fundamentais de avaliação dos projetos de desenvolvimento da RNTIAT propostos. Com efeito, a partir dele evidencia-se o mérito do reforço das infraestruturas que permitem a diversificação de fontes e rotas de gás, as quais necessariamente promovem a integração com o sistema gasista do país vizinho e que por isso também são indutoras do desenvolvimento de um mercado Ibérico mais aberto e concorrencial.

De igual modo, as infraestruturas de armazenamento permitem reforçar a autonomia do país em caso de situações de quebra do aprovisionamento ao mesmo tempo que proporcionam ao sistema uma componente logística valorizada comercialmente pelas empresas que compram e vendem gás.

Mapa da RNTIAT de acordo com os desenvolvimentos propostos no PDIRGN



6. Valor dos Investimentos

O valor estimado a preços correntes dos investimentos na RNTIAT, sem considerar encargos financeiros e de estrutura cifra-se em 524,0 M€ para o período de dez anos abrangido pelo PDIRGN (de 2014 a 2023), dos quais 238,9 M€ estão previstos realizar no período de 2014 a 2016.

Nas tabelas seguintes apresenta-se a distribuição dos valores de investimento a realizar por cada uma das concessionárias e o total da RNTIAT.

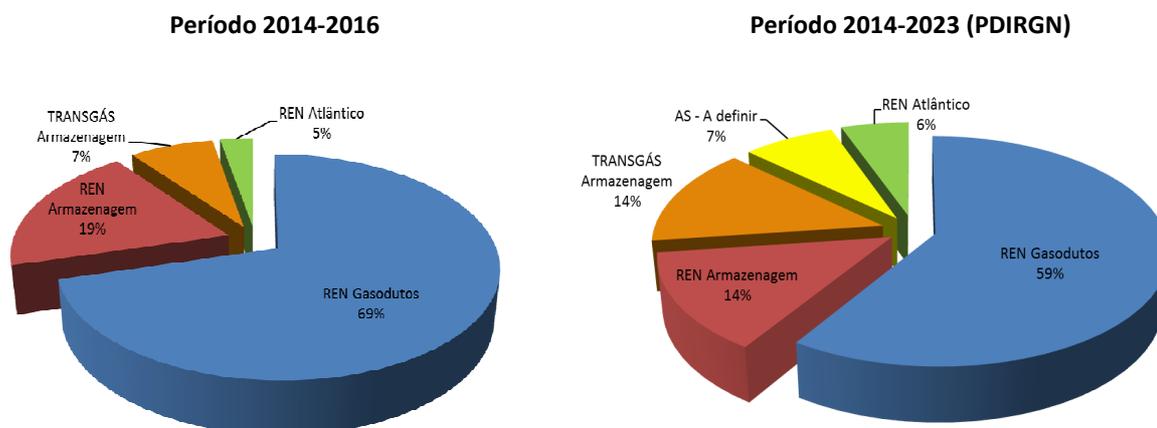
Período 2014-2016

Operador RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	168,892
REN Armazenagem	45,385
Transgás Armazenagem	17,737
AS - A definir	0,000
REN - Atlântico	6,920
TOTAL	238,933

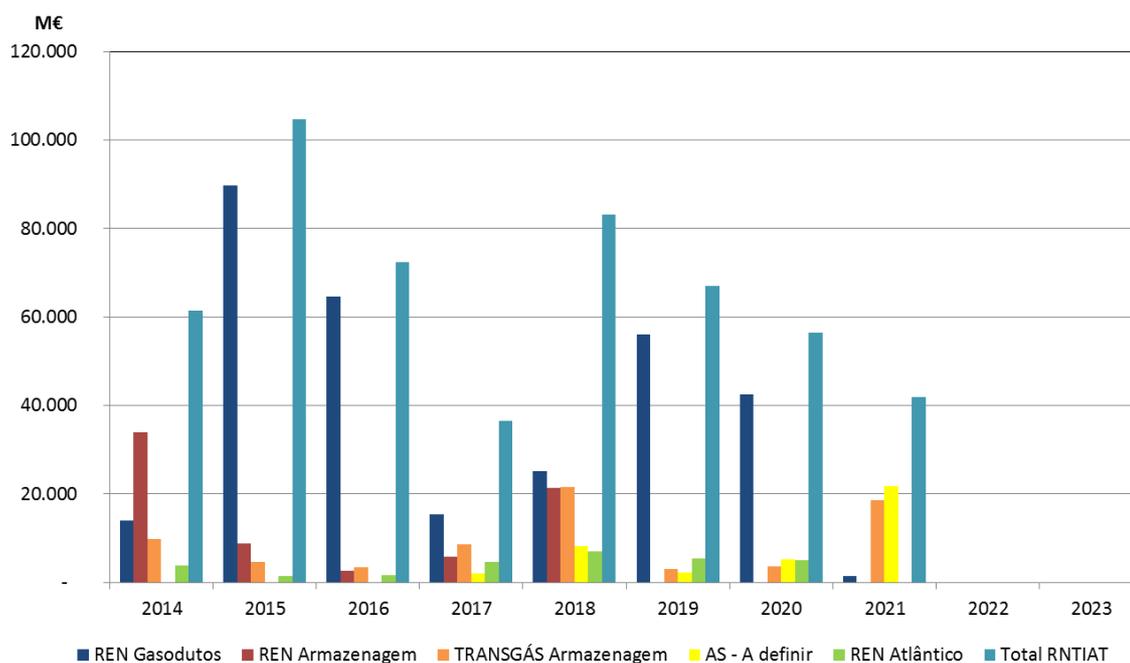
Período 2014-2023 (PDIRGN)

Operador RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	309,608
REN Armazenagem	72,473
Transgás Armazenagem	73,237
AS - A definir	39,534
REN - Atlântico	29,120
TOTAL	523,972

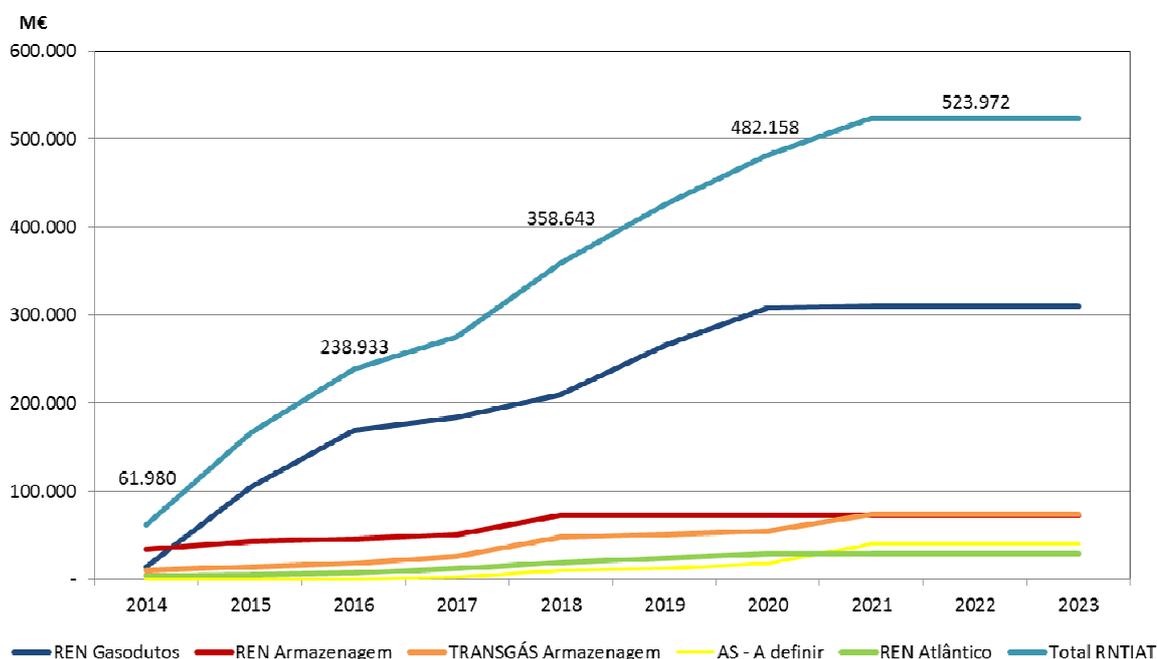
A repartição relativa destes valores tem a seguinte tradução gráfica:



Na figura seguinte apresentam-se os valores anuais de investimento a realizar por cada uma das concessionárias e o total da RNTIAT.



Na figura seguinte apresentam-se os valores acumulados de investimento a realizar por cada uma das concessionárias e o total da RNTIAT.



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, 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 – Quadro Financeiro Plurianual 2014-2020 (QFP 2014-2020)

O QFP 2014-2020 prevê a concessão de subsídios a estudos e ao investimento em projetos classificados de interesse comum ao abrigo do novo regulamento europeu para as infraestruturas (Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision N^o 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 714/2009 and 715/2009, com publicação prevista para meados de 2013).

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 (aguarda-se uma proposta de regulamento por parte da Comissão Europeia ainda durante o ano de 2013).

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Enquadramento legislativo e regulamentar	2
2. DESCRIÇÃO TÉCNICA DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT	4
2.1. Rede nacional de transporte de gás natural	6
2.2. Terminal de gás natural liquefeito	8
2.3. Armazenamento subterrâneo	9
3. EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GN	11
3.1. Procura anual	11
3.1.1. Análise histórica	11
3.1.3. Previsão 2014-2023	14
3.2. Pontas de consumo diário	16
3.2.1. Análise histórica	16
3.2.2. Taxas de utilização	17
3.2.3. Previsão 2014-2023	18
4. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE GN	21
4.1. Evolução histórica do abastecimento	22
4.2. Capacidade nos pontos de interligação da RNTGN	22
4.2.1. Capacidade de oferta histórica da RNTGN	22
4.2.2. Taxas de utilização	24
4.2.3. Desenvolvimentos futuros	25
4.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT	27
4.3.1. Análise histórica	27
4.3.2. Taxas de utilização	29
4.3.3. Desenvolvimentos futuros	30
5. PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO	33
5.1. Infraestruturas com entrada em operação em 2013	33

5.1.1. Gasoduto Mangualde-Celorico da Beira-Guarda	33
5.1.2. Quinta cavidade do AS do Carriço	33
5.2. Rede Nacional de Transporte de Gás Natural	33
5.2.1. Estação de compressão do Carregado	34
5.2.2. 3ª Interligação Portugal - Espanha	34
5.2.3. Gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede	35
5.2.4. Pontos de entrega	36
5.3. Armazenamento Subterrâneo do Carriço	38
5.3.1. Otimização da estação de gás	38
5.3.2. Novas Cavidades	39
5.4. Terminal de GNL	39
5.4.1. Variadores de frequência	39
5.4.2. Adaptação do <i>Jetty</i> para navios com capacidade inferior a 40 000 m ³	40
5.5. Outros projetos da RNTIAT	40
5.6. Síntese dos investimentos da RNTIAT	41
5.7. Mapas de desenvolvimento das infraestruturas da RNTIAT	45
6. PRINCIPIOS E CRITERIOS DE PLANEAMENTO	49
6.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência	49
6.2. Segurança do abastecimento	51
6.3. Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas	54
6.4. Outros princípios e critérios de planeamento	56
7. JUSTIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PERSPETIVA INTEGRADA DA RNTIAT)	58
7.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência	58
7.1.1. Reserva de capacidade	59
7.1.2. Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento	61
7.1.3. Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade	62
7.2. Segurança do abastecimento	65
7.2.1. Capacidade de oferta	66
7.2.2. Capacidade de armazenamento	68
7.2.3. Perturbações no abastecimento associadas aos fornecedores de GN	72
8. JUSTIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (CONTRIBUIÇÃO INDIVIDUAL)	74
8.1. Capacidade de oferta	74



8.1.1. Otimização da estação de gás do AS do Carriço	74
8.1.2. Estação de compressão do Carregado	77
8.1.3. 3ª Interligação Portugal-Espanha	83
8.1.4. Gasoduto Carriço - Cantanhede	92
8.2. Capacidade de armazenamento	93
9. SIGLAS e ABREVIATURAS	99
10. ÍNDICE DE TABELAS	101
11. ÍNDICE DE FIGURAS	103
12. ANEXOS	105

1. INTRODUÇÃO

1.1. 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 DL n.º 231/2012. De acordo com o artigo referido, compete à REN Gasodutos, enquanto concessionária da RNTGN, a elaboração dum plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN) nos anos ímpares. De acordo com o Artigo 12.º-A Procedimento de elaboração do PDIRGN, e o Artigo 75.º Apresentação do PDIRGN e PDIRD, a primeira proposta de PDIRGN deve ser apresentada pelo operador da RNTGN à DGEG até ao final do 1.º trimestre de 2013. A proposta final do PDIRGN deverá ser submetida à DGGE, 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.

A primeira proposta de PDIRGN tem um horizonte temporal de dez anos, de 2014 a 2023, e tem em consideração os seguintes elementos:

- a) O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento de 2012 (RMSA 2012);
- b) 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;

Na ausência dos primeiros planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), foi solicitada a colaboração dos operadores da RNDGN na elaboração do primeiro PDIRGN nos termos e nos moldes efetuados na elaboração dos anteriores planos, PDIR 2008-2011 e PDIR 2011-2014, de modo a permitir a integração e a harmonização das suas propostas de desenvolvimento e investimento na RNDGN.

O PDIRGN contém informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar (desenvolvimentos) no decénio 2014-2023, referencia os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2014 e 2016, e apresenta a calendarização da realização dos vários projetos de investimento.

O PDIRGN deve observar 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. Deve também observar 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 propostos neste PDIRGN, com relevância para a criação do Mercado Europeu de Energia, encontram-se contemplados no TYNDP 2013-2022 - Plano Decenal de Desenvolvimento das Redes Europeias elaborado pelo ENTSOG e publicado em 21 de Fevereiro de 2013, disponível para consulta em <http://www.entsog.eu> [European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) adopts the Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2013-2022].

1.2. Enquadramento legislativo e regulamentar

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 n.º 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;

Legislação Comunitária

- O Regulamento (CE) 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 (CE) 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 (CE) 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 (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 e (CE) n.º 715/2009.

2. DESCRIÇÃO TÉCNICA DAS INFRAESTRUTURAS 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).

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 terminal de gás natural liquefeito (TGNL);
- O armazenamento subterrâneo do Carriço (AS).

O mapa da Figura 1 mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTGN, TGNL e AS) em Portugal Continental.

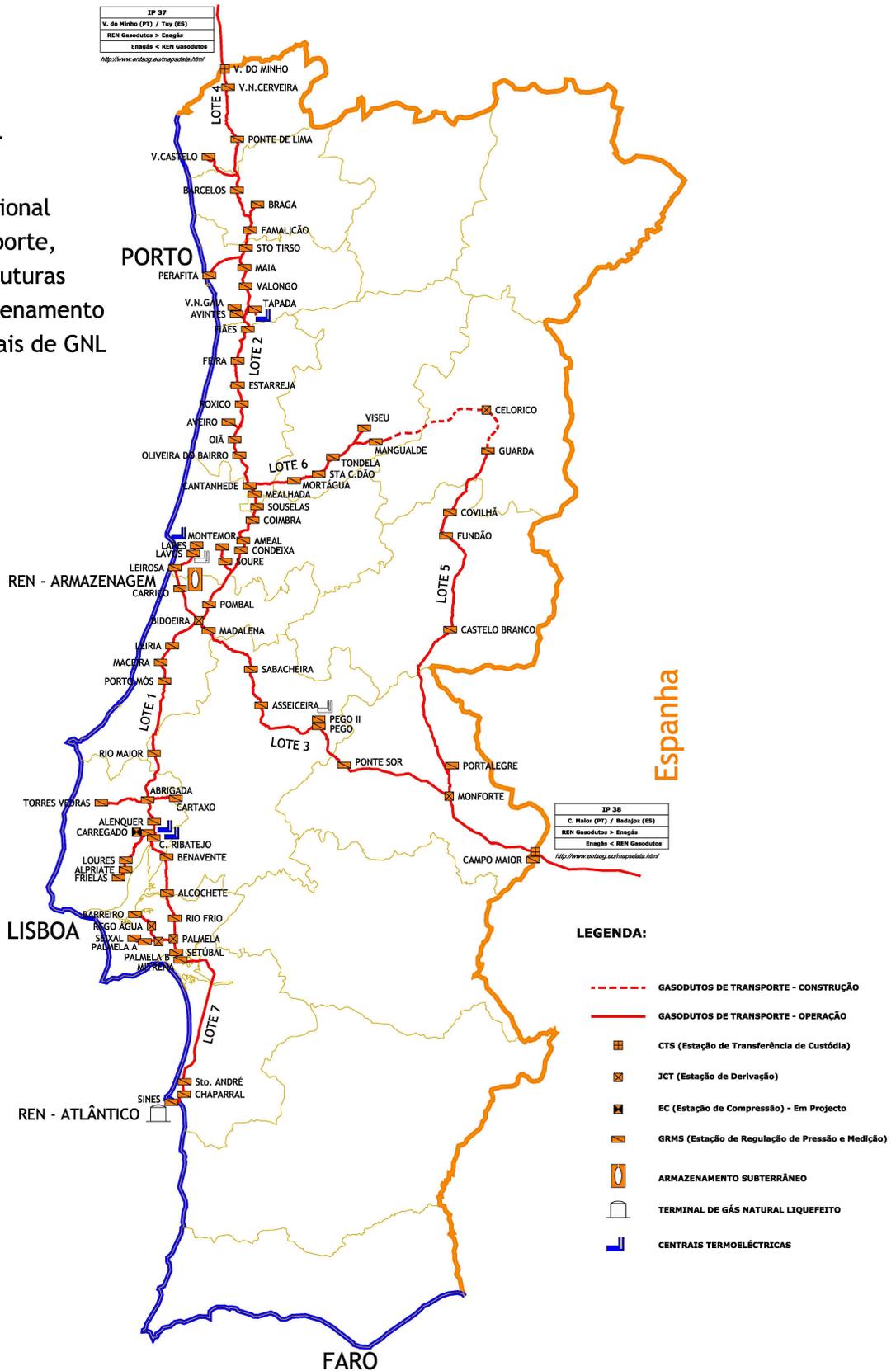
Figura 1 - Mapa da RNTIAT

RNTIAT

Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

Dezembro de 2012

Oceano Atlântico



2.1. Rede nacional de transporte de gás natural

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

- 1298 Km de gasoduto principal e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás natural;
- 84 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);
- 62 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;
- 43 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;
- Duas estações de transferência de custódia (CTS – *Custody transfer station*), destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

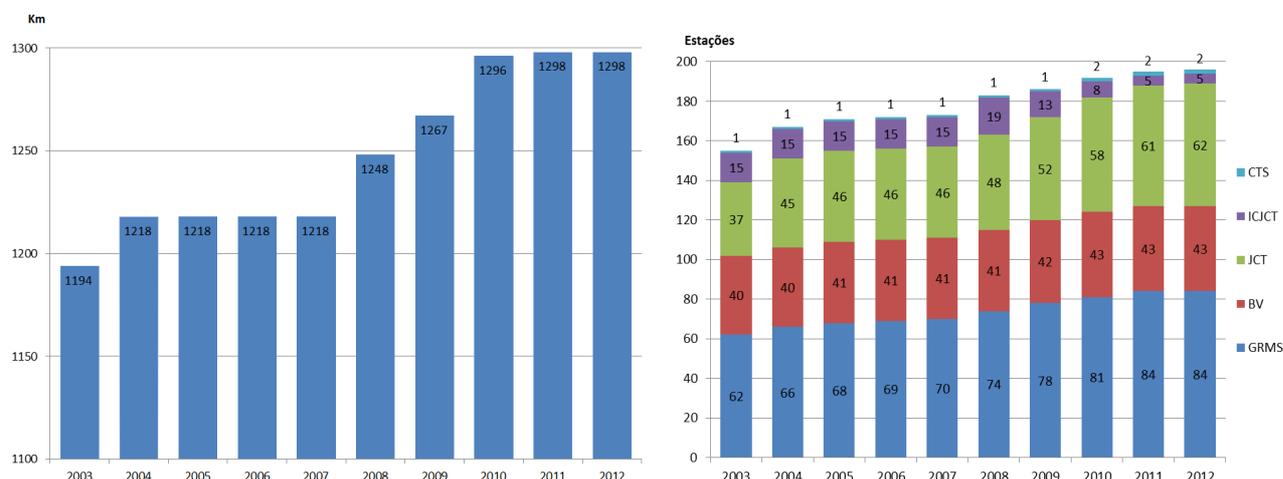
Na Tabela 1 apresentam-se as principais características da RNTGN, verificadas no final de 2012.

Tabela 1 - Características técnicas da RNTGN em 2012

Lote	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (Km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
RNTGN	-	150 a 800	1298	84	62	43	5	2
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	174	24	16	11	3	
Lote 2	Leiria – Gondomar	700	164	32	27	6	2	
	Gondomar – Braga	500	50					
	Bidoeira – Carriço	700	19					
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220	7	4	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	2	6		
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87	6	8	0		
Ramais de alta pressão		150 a 700	258					

Na Figura 2 apresenta-se a evolução da extensão total da rede de transporte de alta pressão e a evolução do número de estações em operação para o período de 2003 a 2012.

Figura 2 - Extensão do gasoduto (Km) e Número de estações



Na Tabela 2 apresentam-se as capacidades associadas aos pontos relevantes da RNTGN.

Tabela 2 - Capacidades dos pontos relevantes da RNTGN

Pontos relevantes	Capacidade diária
TGNL de Sines	Capacidade de entrada: 213,0 GWh/dia, equivalente a 745 000 m ³ (n)/h
AS do Carriço	Capacidade saída (injeção no AS): 23,8 GWh/dia, equivalentes a 83 350 m ³ (n)/h Capacidade entrada (extração do AS): 85,7 GWh/dia, equivalentes a 300 000 m ³ (n)/h
Campo Maior	Capacidade entrada: 134,0 GWh/dia, equivalente a 470 000 m ³ (n)/h Capacidade saída: 35,0 GWh/dia, equivalente a 122 500 m ³ (n)/h nos meses de Inverno (Novembro a Abril do ano seguinte) Capacidade saída: 70,0 GWh/dia, equivalente a 245 000 m ³ (n)/h nos meses de Verão (Maio a Outubro)
Valença do Minho	Capacidade entrada: 30,0 GWh/dia, equivalente a 105 000 m ³ (n)/h nos meses de Inverno (Novembro a Abril do ano seguinte) Capacidade entrada: 40,0 GWh/dia, equivalente a 140 000 m ³ (n)/h nos meses de Verão (Maio a Outubro) Capacidade saída: 25,0 GWh/dia, equivalente a 87 500 m ³ (n)/h
Total dos pontos de entrega (GRMS)	Capacidade saída: 708,6 GWh/dia, equivalente a 2 481 000 m ³ (n)/h

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

2.2. Terminal de gás natural liquefeito

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. Neste capítulo descrevem-se as atividades referidas anteriormente e quantifica-se a capacidade associada a cada uma delas, designadamente após a expansão do TGNL de Sines que terminou em 2012:

- Recepção 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 e a capacidade de receção é de 82 navios metaneiros por ano 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 64,3 GWh/dia (equivalente a 225 000 m³(n)/h). A capacidade de emissão nominal é de 321,3 GWh/dia (equivalente a 1 125 000 m³(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m³(n)/h.
- Carregamento de camiões cisterna
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 175 m³/h de GNL, correspondentes ao abastecimento de 8 470 camiões cisterna por ano.
- Carregamento de navios metaneiros
A infraestrutura do TGNL possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, sendo para tal utilizada a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga de navios.

Tabela 3 - Capacidades do TGNL

Atividade	Capacidade
Recepção e descarga de navios	Capacidade de descarga: 10 000 m ³ /h de GNL Capacidade de recepção anual, 82 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 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: 321,3 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)
Carregamento de camiões cisterna	Capacidade horária: 175 m ³ /h de GNL (3 baías) Capacidade anual: 8 470 camiões cisterna por ano
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m ³ /h de GNL

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

2.3. Armazenamento subterrâneo

Nas instalações de armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço (Concelho de Pombal), 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 três cavidades da REN Armazenagem e uma cavidade da Transgás 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 2012, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço que integravam as concessões da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem, apresentavam as seguintes características:

- Total de quatro cavidades em operação, com uma capacidade total de armazenamento de 2 115 GWh (177,7 Mm³);

- Capacidade de injeção de 23,8 GWh/dia (equivalente a 83 350 m³(n)/h) e de extração de 85,7 GWh/dia (equivalente a 300 000 m³(n)/h);

Tabela 4 - Capacidades do AS do Carriço

Cavidade	Armazenamento	Injeção	Extração
TGC-1S	474 GWh	Capacidade diária: 23,8 GWh/dia (equivalentes a 83 350 m ³ (n)/h)	Capacidade diária: 85,7 GWh/dia (equivalentes a 300 000 m ³ (n)/h)
RENC-3	1 641 GWh		
RENC-4			
RENC-5			

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

3. EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GN

No presente capítulo é efetuada uma análise sumária à evolução da procura de gás natural em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo. As análises efetuadas incluem o mercado convencional e o mercado elétrico, tendo em conta o histórico de procura para o período de 2002 a 2012, a taxa de utilização das infraestruturas nos últimos 2 anos e a previsão da procura para o período de 2013 a 2023. O mercado convencional é constituído pelos sectores residencial, terciário e industrial, incluindo cogeração, e o mercado elétrico é constituído pelas centrais elétricas de ciclo combinado a gás natural.

No Anexo I - Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural, Período 2013-2023, são apresentadas com maior detalhe a metodologia e os respetivos resultados em que se baseia a presente proposta de PDIRGN.

3.1. Procura anual

3.1.1. Análise histórica

Mercado Convencional

A evolução da procura de gás natural do mercado convencional continua a evidenciar um comportamento característico de um mercado emergente. Após um período de taxas médias de crescimento anual elevadas e constantes, verificado entre os anos de 2002 e 2007 (TMCA de 8,0%), seguiu-se o período de 2007 a 2012, em que se observa uma pequena redução das taxas de crescimento (TMCA de 6,8%). Verifica-se que apesar de a economia portuguesa ter apresentado crescimentos negativos nos anos 2011 e 2012, registaram-se variações positivas do consumo de gás do mercado convencional nos últimos dois anos, justificadas pela entrada de grandes clientes no mercado. No médio/longo prazo a variação do mercado convencional tenderá para uma aproximação ao comportamento da atividade económica do País.

A Figura 3 mostra a evolução do mercado convencional de 2002 a 2012, onde são indicadas as taxas médias de crescimento anual para os períodos de 2002 a 2007, de 2007 a 2012 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2002 a 2012.

Figura 3 - Procura Histórica do Mercado Convencional



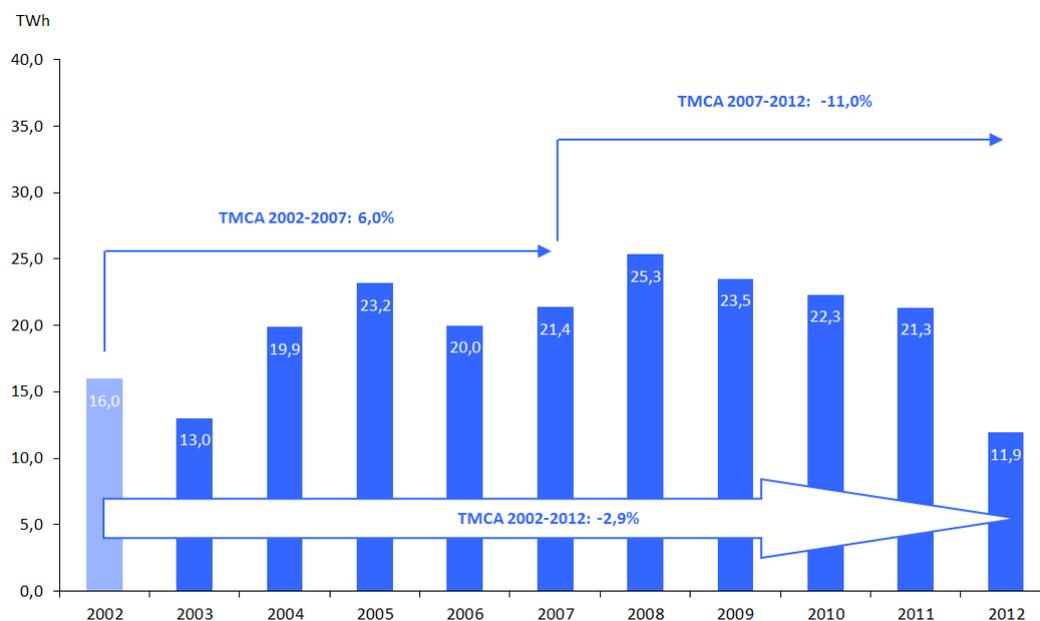
Mercado Elétrico

O mercado elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás natural em 4 centrais de ciclo combinado: a CT da Tapada do Outeiro, a Termelétrica do Ribatejo (TER), a CT de Lares e a CT do Pego.

Até ao final de 2003, altura em que TER entrou em funcionamento, os consumos do mercado elétrico foram essencialmente garantidos pela C.T. da Tapada do Outeiro, que tinha iniciado os consumos em 1998. 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 últimos anos, especialmente no ano 2012, deve justificar-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, a redução sustentada do preço das licenças de emissão de dióxido de carbono, a redução do preço do carvão para produção elétrica e a diminuição da procura de eletricidade verificada em Portugal nos anos de 2011 e 2012.

O gráfico da Figura 4 mostra a evolução do mercado elétrico de 2002 a 2012, onde são indicadas as taxas médias de crescimento anual para os períodos de 2002 a 2007, de 2007 a 2012 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2002 a 2012.

Figura 4 - Procura Histórica do Mercado Elétrico



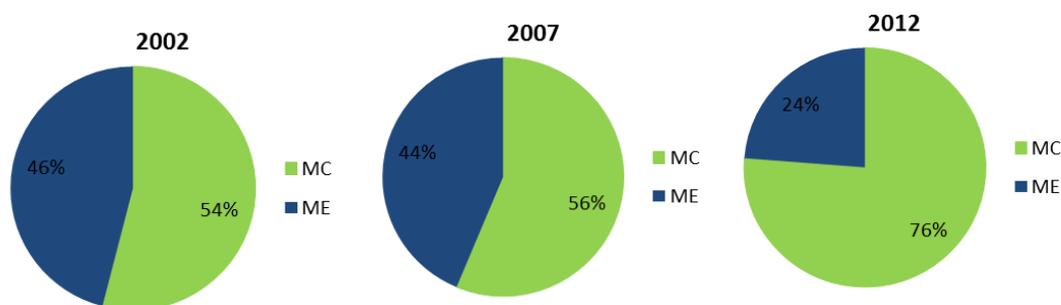
Procura total de Gás Natural (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2002 a 2012, verificou-se uma taxa média de crescimento anual de 3,8%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2002-2007, que apresentou uma TMCA de 7,1% e o período mais recente, 2007-2012, com uma TMCA de 0,5%. No período de 2007 a 2012, o crescimento do mercado convencional foi anulado quase na totalidade pelo decréscimo do mercado elétrico.

Figura 5 - Procura Histórica do Mercado Convencional e Elétrico



Figura 6 - Repartição da Procura do Mercado Convencional e Elétrico em 2002, 2007 e 2012



A repartição de procura entre os mercados convencional e elétrico foi de aproximadamente 55%/45%, nos anos 2002 e 2007. Esta proporção alterou-se significativamente no ano 2012 para uma repartição de 76%/24%, sendo justificada pela redução significativa da procura verificada no Mercado Elétrico.

3.1.3. Previsão 2014-2023

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. As metodologias referidas estão detalhadas no Anexo 1 - Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural Período 2013-2023, pelo que neste ponto do

relatório se apresenta apenas o resultado das previsões da procura de gás natural para o horizonte temporal do PDIRGN.

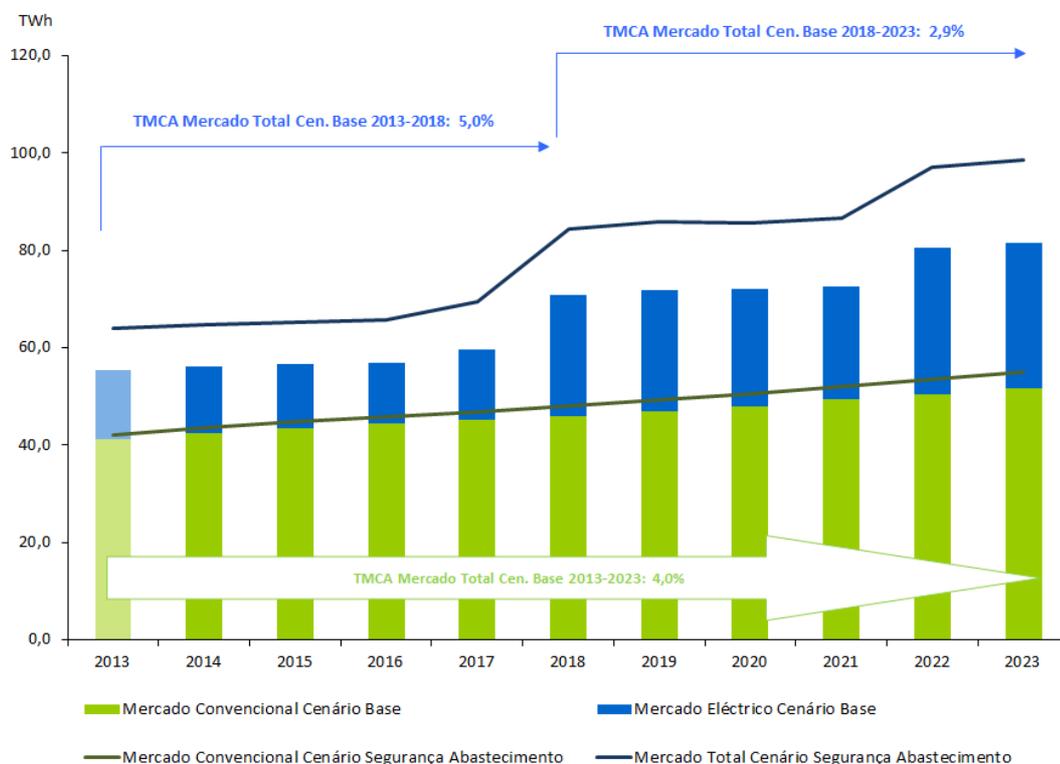
Os cenários de previsão de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Previsão de Procura de Gás Natural para o período 2013 a 2023

TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cenário Base											
Mercado Convencional	41,3	42,4	43,5	44,3	45,1	46,0	47,0	47,9	49,3	50,4	51,6
Mercado Electricidade	14,0	13,6	13,0	12,6	14,4	24,7	24,9	24,1	23,2	30,0	30,0
Consumo Total de GN	55,3	56,1	56,6	57,0	59,5	70,7	71,8	72,1	72,5	80,4	81,6
Cenário Segurança de Abastecimento											
Mercado Convencional	42,2	43,5	44,8	45,9	46,9	48,0	49,2	50,4	52,0	53,4	54,9
Mercado Electricidade	21,9	21,2	20,5	19,8	22,6	36,4	36,6	35,1	34,6	43,6	43,6
Consumo Total de GN	64,1	64,8	65,3	65,6	69,5	84,4	85,8	85,5	86,6	97,0	98,5

No gráfico da Figura 7 apresenta-se o detalhe da evolução da procura de gás natural para o cenário base do mercado convencional e do mercado elétrico, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual do total do mercado para os quinquénios 2013-2018 e 2018-2023, que são de 5,0% e 2,9% respetivamente. A taxa média de crescimento anual (TMCA) do mercado total de GN para o período 2013-2023 é de 4,0%. Estão também representadas no gráfico as linhas de procura dos cenários de segurança de abastecimento do mercado convencional e do mercado total.

Figura 7 - Previsão de Procura de Gás Natural e taxas médias de crescimento anual



3.2. 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.

3.2.1. Análise histórica

Identificaram-se as pontas de procura verificadas nos mercados convencional, eléctrico e total, no período compreendido entre 2002 e 2012.

Na tabela 6 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 eléctrico;
- 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.

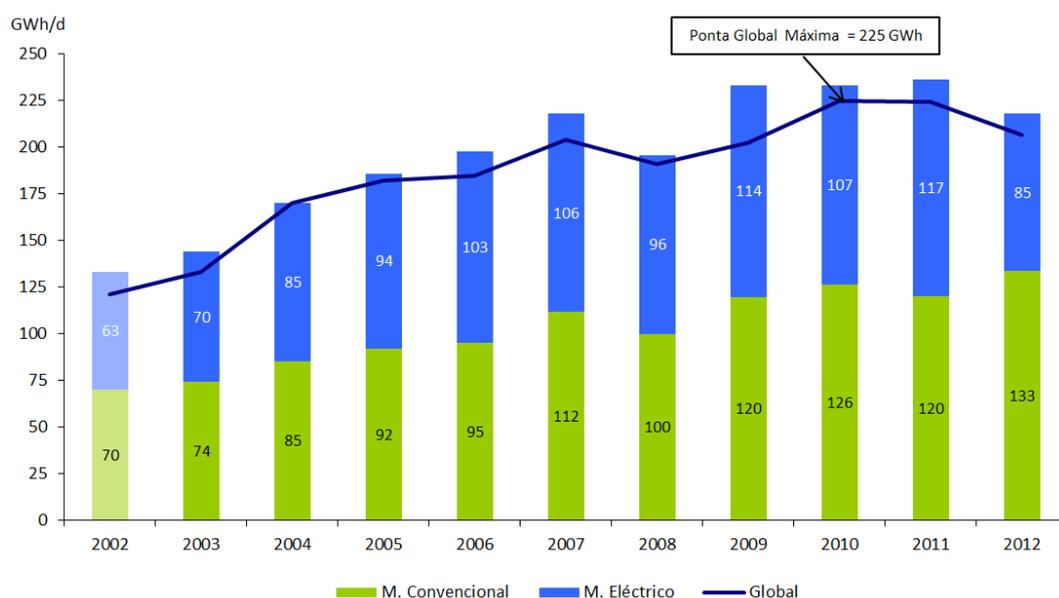
Tabela 6 - Pontas de consumo diário

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
M. Convencional	70	74	85	92	95	112	100	120	126	120	133
M. Eléctrico	63	70	85	94	103	106	96	114	107	117	85
Global	121	133	170	182	185	204	191	203	225	224	207
Varição (%)		9,9%	27,8%	7,1%	1,6%	10,3%	-6,3%	6,1%	10,9%	-0,2%	-7,8%
Factor de simultaneidade	0,91	0,92	1	0,98	0,93	0,94	0,98	0,87	0,96	0,95	0,95

GWh/dia

Da análise da Tabela 6 e da Figura 8 constata-se que entre 2002 e 2012 ocorreu um crescimento da ponta diária de consumo global que em média se cifrou em 5,5%. No entanto, no ano 2012 verifica-se uma redução significativa (-7,8%) da ponta global, em consequência da redução da ponta do mercado elétrico, apesar do registo positivo da ponta do mercado convencional. É importante salientar que nos onze anos apresentados, o fator de simultaneidade foi superior ou igual a 0,95 em seis anos, três deles ocorridos nos três últimos anos.

Figura 8 - Pontas de consumo diário



3.2.2. 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.

Na tabela seguinte apresenta-se a taxa de utilização da totalidade das estações de entrega (GRMS) verificada nos anos de 2011 e 2012, 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 ⁽¹⁾.

Tabela 7 - Taxa de utilização das GRMS

	2011	2012
TU do mercado AP	58%	54%
TU do mercado ORD	36%	36%
TU Global	48%	45%

Verifica-se que a taxa de utilização das GRMS do mercado de distribuição foi constante nos últimos dois anos, no valor de 36% da capacidade instalada. A taxa de utilização do mercado AP reduziu de 58% em 2011 para 54% em 2012, e a TU Global reduziu de 48% em 2011 para 45% em 2012. A redução significativa da taxa de utilização dos pontos de entrega de alta pressão deve-se essencialmente à redução de procura verificada nas centrais de ciclo combinado no ano de 2012.

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

1. O critério de dimensionamento destas estações ter por base a previsão de consumo horário máximo 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. Existe 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 *upgrades*. O fato da RNTGN ser uma rede de transporte recente e do mercado nacional de gás natural possuir ainda características de um mercado emergente acaba por se refletir no valor da taxa de utilização das GRMS.

3.2.3. Previsão 2014-2023

Atendendo às características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas para o mercado convencional e para o mercado elétrico, que se encontram detalhadas no Anexo I - Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural Período 2013-2023.

(1) Para a determinação das taxas de utilização não foram consideradas as capacidades das estações de entrega (GRMS) sem consumos registados no ano.

Foram determinadas as pontas diárias prováveis e extremas de consumo para o mercado convencional e para o mercado elétrico, tendo por base dois cenários de evolução da procura no mercado convencional (cenário base e cenário segurança de abastecimento) e um cenário para o mercado elétrico, previstos para o período de 2014 a 2023.

Na tabela e gráfico 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;
- 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);
- A taxa de crescimento da ponta de consumo global face ao ano anterior;

Os dados obtidos correspondem ao cenário base e ao cenário segurança de abastecimento de consumos e, para cada um deles, à condição de ponta provável e de ponta extrema.

Tabela 8 - Pontas de consumo diário para o período 2013-2023

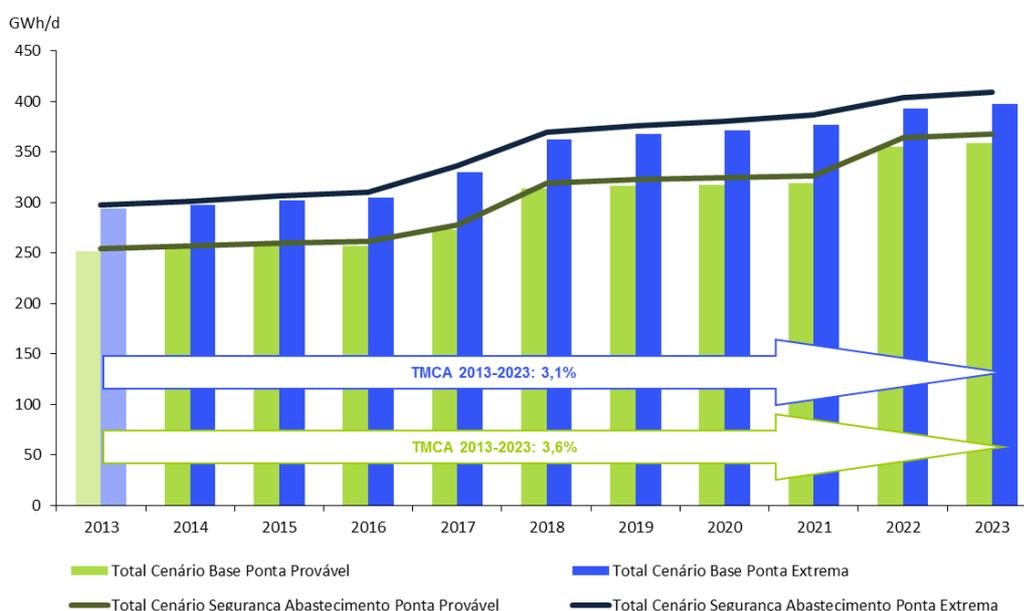
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Ponta Provável	M. Convencional	C. Base	135	139	142	143	146	148	151	153	157	160	164
		C. Seg. Abast.	138	142	145	148	151	154	157	160	165	169	173
	M. Eléctrico	116	116	115	114	127	166	166	164	162	195	195	
Ponta Extrema	M. Convencional	C. Base	147	151	155	157	160	163	167	170	175	179	183
		C. Seg. Abast.	150	155	159	163	166	170	175	179	185	190	195
	M. Eléctrico	148	147	148	148	170	199	201	201	201	214	214	
Total C. Base	Ponta Provável	252	254	257	257	273	314	317	317	319	355	359	
	Ponta Extrema	294	298	302	305	330	362	368	371	376	393	398	
Total C. Seg. Abast.	Ponta Provável	254	257	260	261	278	319	323	324	327	364	368	
	Ponta Extrema	297	301	307	310	336	369	376	380	386	404	409	
Variação (%) - Total C. Base	Ponta Provável		1,1%	0,9%	0,2%	6,2%	15,0%	1,0%	0,2%	0,6%	11,4%	0,9%	
	Ponta Extrema		1,2%	1,6%	0,9%	8,2%	9,7%	1,5%	0,9%	1,4%	4,5%	1,1%	
Variação (%) - Total C. Seg. Abast.	Ponta Provável		1,3%	1,1%	0,4%	6,4%	14,9%	1,2%	0,4%	0,8%	11,3%	1,1%	
	Ponta Extrema		1,4%	1,8%	1,2%	8,3%	9,8%	1,8%	1,2%	1,6%	4,6%	1,3%	

GWWh/dia

Da análise da tabela anterior verifica-se que para o período de 2013 a 2023 o crescimento médio anual previsto das pontas provável e extrema de consumo diário do mercado convencional é de 2,1% no Cenário Base e 2,5% no Cenário Segurança de Abastecimento, em linha com o crescimento da procura anual do mercado referido.

O aumento expectável da ponta de consumo anual do mercado elétrico a partir de 2018 é justificado pela desclassificação da central de Sines a carvão assumida para o final de 2017. Da mesma forma, a desclassificação da central do Pego a carvão no final de 2021 conduz ao aumento da ponta de consumos de gás a partir de 2022.

Figura 9 - Pontas de consumo para o período 2013-2023



Em termos médios verificar-se-á um crescimento da ponta de consumo diária global que acompanhará o crescimento da procura e que, em média (TMCA), se cifrará em 3,6% e 3,1% respetivamente para os cenários de ponta provável e de ponta extrema do cenário base.

A diferença entre a evolução das pontas do Cenário Base e do Cenário de Segurança do Abastecimento no final de cada quinquénio, 2018 e 2023, situa-se entre 1,7% (para a ponta provável) e 2,0% (para a ponta extrema) em 2018, e entre 2,5% (para a ponta provável) e 2,9% (para a ponta extrema) em 2023. Esta reduzida diferença, principalmente se se tiver em consideração que se tratam de projeções de longo prazo, e considerando as taxas de crescimento previstas para os próximos dez anos, poderá representar sensivelmente um ano de dilatação relativamente à data de referência de 2018 e sensivelmente dois anos de dilatação relativamente à data de referência de 2023.

Tabela 9 - Diferença entre o Cenário Base e o Cenário de Segurança do Abastecimento

	2018	2023
Global - P. Provável	1,7%	2,5%
Global - P. Extrema	2,0%	2,9%

4. EVOLUÇÃO DA OFERTA DE GN

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

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

Pontos de interligação da RNTGN

- Campo Maior/Badajoz
- Valença do Minho/Tuy
- Regaseificação no TGNL de Sines ⁽¹⁾
- Extração do AS do Carriço ⁽²⁾

Infraestruturas de armazenamento de gás natural

- Cavidades do AS do Carriço
- Tanques de GNL do Terminal de Sines
- Existências (*linepack*) da RNTGN ⁽³⁾

⁽¹⁾ A capacidade diária de regaseificação do TGNL encontra-se limitada à capacidade de transporte do Lote 7 (RNTGN).

⁽²⁾ A extração do AS do Carriço deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carriço 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).

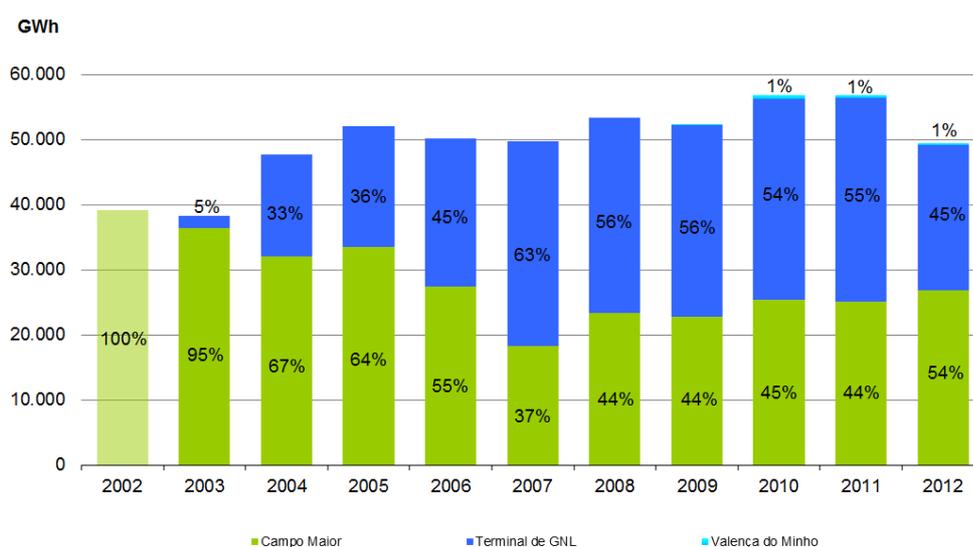
⁽³⁾ As existências na RNTGN consistem no gás natural necessário à operação da infraestrutura e à folga proporcionada pelo diferencial de existências máxima e mínima da RNTGN. Este último valor é reduzido e encontra-se associado ao perfil intra-diário / semanal que caracteriza a procura na rede. Assim, a existência na RNTGN não deve ser considerada para efeitos de armazenamento de gás natural.

4.1. Evolução histórica do abastecimento

Neste capítulo efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás natural por ponto de oferta, ocorrida nos últimos 10 anos.

As entradas de Gás Natural na RNTGN efetuaram-se exclusivamente por Campo Maior até ao ano 2002. Como se pode verificar na Figura 10, a partir de 2003, o Terminal de Sines aumentou progressivamente o abastecimento ao SNGN, tendo registado um máximo de 63% do total de entradas 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. Em 2012, a repartição de entradas foi de 54% por Campo Maior e 45% por Sines. O ponto de entrada de Valença do Minho registou 1% do total de oferta, nos anos 2010, 2011 e 2012.

Figura 10 - Oferta histórica anual



4.2. Capacidade nos pontos de interligação da RNTGN

No presente subcapítulo é efetuada uma breve análise à evolução da capacidade de oferta de gás natural nos pontos de interligação da RNTGN. As análises efetuadas incluem o histórico de capacidade de oferta para o período de 2003 a 2012, a taxa de utilização das infraestruturas nos últimos 2 anos e os desenvolvimentos futuros para o período de 2013 a 2023, que serão objeto de análise e justificação nos capítulos 7 e 8 do presente documento.

4.2.1. Capacidade de oferta histórica da RNTGN

O histórico de capacidade de oferta nos pontos de interligação da RNTGN no período compreendido entre os anos 2003 e 2012 apresenta a seguinte cronologia:

Em 2003

A capacidade total disponível da entrada por Campo Maior era de 114,7 GWh/d, da qual 11,8 GWh/d encontrava-se contratada pela Enagas, resultante do contrato da Sociedade de Transporte Campo Maior Leiria – Braga e do Acordo de Princípios entre a Enagas e a Transgás assinado em 1998. Deste modo, era considerada apenas a capacidade de 102,9 GWh/d, dedicada ao abastecimento do SNGN.

Entrada em serviço do Terminal de GNL de Sines, proporcionando ao SNGN uma capacidade adicional de 192,8 GWh/d.

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 *Sendout*, 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 213,0 GWh/d.

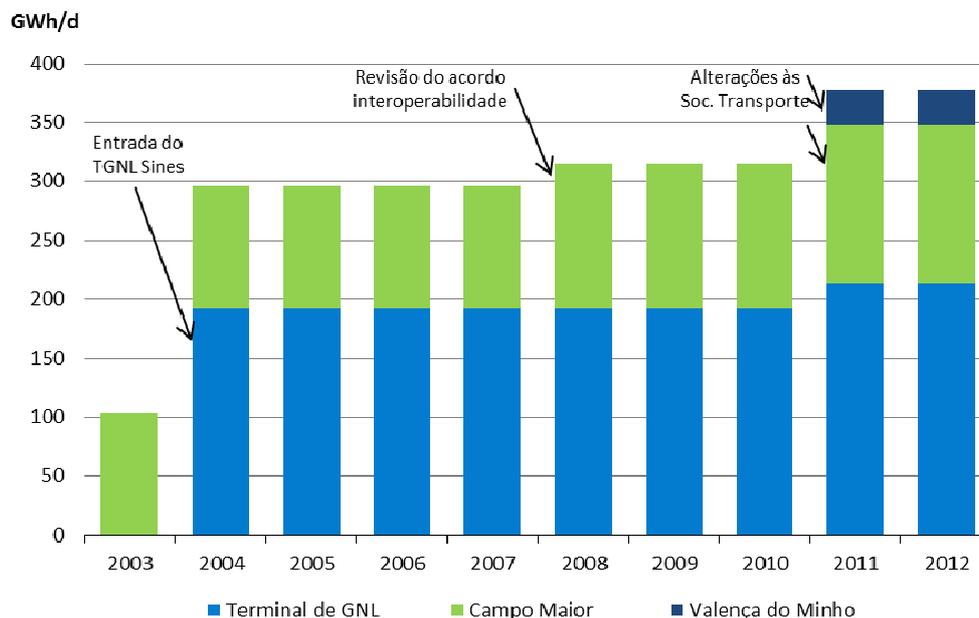
Na Tabela 10 e na Figura 11 mostra-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás natural no SNGN, de 2003 a 2012. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

Tabela 10- Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Campo Maior	103	103	103	103	103	122	122	122	134	134
TGNL Sines	0	193	193	193	193	193	193	193	213	213
Valença do Minho	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30
Total	103	296	296	296	296	315	315	315	377	377

GWh/dia

Figura 11 - Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT



4.2.2. Taxas de utilização

Na tabela 11 apresentam-se as capacidades e as taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTGN, verificadas nos últimos dois 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.

Tabela 11 - Taxa de Utilização dos pontos de oferta da RNTGN

	Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média		TU Máxima	
		2011	2012	2011	2012
Campo Maior	134	51%	55%	97%	89%
Sines - TGNL	213	40%	29%	80%	76%
AS - Extração	86	4%	3%	97%	96%
Valença do Minho	30	5%	2%	86%	100%

Para os anos apresentados, apesar das taxas de utilização média dos dois principais pontos de oferta, Campo Maior e TGNL de Sines, terem sido relativamente reduzidas, entre 29% (TGNL de Sines) e 55% (Campo Maior), as taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores significativos, entre 80% (TGNL de Sines) e 97% (Campo Maior).

O ponto de oferta de Valença do Minho apresentou uma utilização média de 5% em 2011 e 2% em 2012, verificando-se uma utilização máxima diária de 86% em 2011 e 100% em 2012. A diferença entre a taxa de utilização média e máxima é justificada pelo facto de a interligação de Valença do Minho ter uma solicitação comercial reduzida, optando o gestor do sistema por efetuar uma utilização (física) pontual da interligação, sendo que, quando é utilizada, são usados caudais próximo do limite de capacidade da interligação. O AS do Carriço, usado maioritariamente para a manutenção das Reservas de Segurança, apresentou na capacidade de extração uma utilização média de 4% em 2011 e 3% em 2012 e uma utilização máxima de 97% em 2011 e 96% em 2012.

Na Tabela 12 indicam-se as taxas de utilização anual do processo de descarga de navios metaneiros (calculada a partir do número de *slots* anunciados – 82 *slots*), e do enchimento de camiões cisterna (calculada a partir da capacidade anunciada das baías de enchimento).

Tabela 12 - Taxas de utilização de *slots* de navios e das baías de enchimento de camião cisterna do TGNL de Sines

	2011	2012
TU de slots de navios	45%	31%
TU da capacidade de enchimento de camiões cisterna	33%	24%

Verifica-se que a taxa de utilização da janela temporal de descarga de GNL (designada por *slot*) reduziu de 45% em 2011 para 31% em 2012. Esta redução deve-se ao facto de o TGNL ter recebido menos 10 descargas em 2012 (num total de 27 descargas), por comparação com 2011 que apresenta um registo total de 37 descargas.

A taxa de utilização das baías de enchimento de cisternas rodoviárias reduziu de 33% em 2011 para 24% em 2012. Esta evolução da taxa de utilização justifica-se com a redução da quantidade de energia carregada em cisterna (de 799 GWh em 2011 para 783 GWh em 2012) e com o aumento de capacidade de oferta das baías ocorrido no ano de 2012.

4.2.3. Desenvolvimentos futuros

De seguida apresentam-se os desenvolvimentos futuros que se preveem realizar na RNTIAT:

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 contribuirá para o aumento da segurança de abastecimento de ambos os lotes em questão e constituirá uma redundância parcial ao abastecimento dos consumos no norte do País.

Ano 2014

Otimização da instalação de superfície do AS do Carriço, aumentando a capacidade de extração de 85,7 GWh/d para 128,6 GWh/d (adicional de 50%).

Ano 2016

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 321,3 GWh/d.

No final do ano, entrada em serviço da 1ª fase da 3ª interligação Portugal - Espanha, ligando Celorico da Beira a Zamora, através de um gasoduto DN700 bidirecional, com uma capacidade de importação de 75,0 GWh/d e uma capacidade de exportação de 50,0 GWh/d.

Ano 2018

Entrada em serviço da segunda fase da 3ª interligação com Espanha, correspondente à instalação de uma estação de compressão no Lote 6, aumentando a capacidade de importação de 75,0 GWh/d para 107,0 GWh/d ⁽¹⁾, e a capacidade de exportação de 50,0 GWh/d para 97,0 GWh/d.

Ano 2020

Entrada em serviço da terceira fase da nova interligação com Espanha através da duplicação do Lote 6 - gasoduto Cantanhede/Mangualde, aumentando a capacidade da 3ª interligação de 107,0 GWh/d para 141,4 GWh/d no sentido da importação e de 97,0 GWh/d para 141,4 GWh/d no sentido da exportação.

Entrada em serviço do gasoduto Carriço/Cantanhede, formando um anel capaz de assegurar a redundância de ligação ao gasoduto principal da instalação de Armazenamento Subterrâneo do Carriço e das centrais de ciclo combinado situadas naquela zona, permitindo ainda descongestionar os fluxos de gás na secção central da RNTGN.

A Tabela 13 e a Figura 12 evidenciam a evolução da capacidade de oferta das infraestruturas no período de 2014 a 2023. Para efeitos de determinação da capacidade de oferta das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

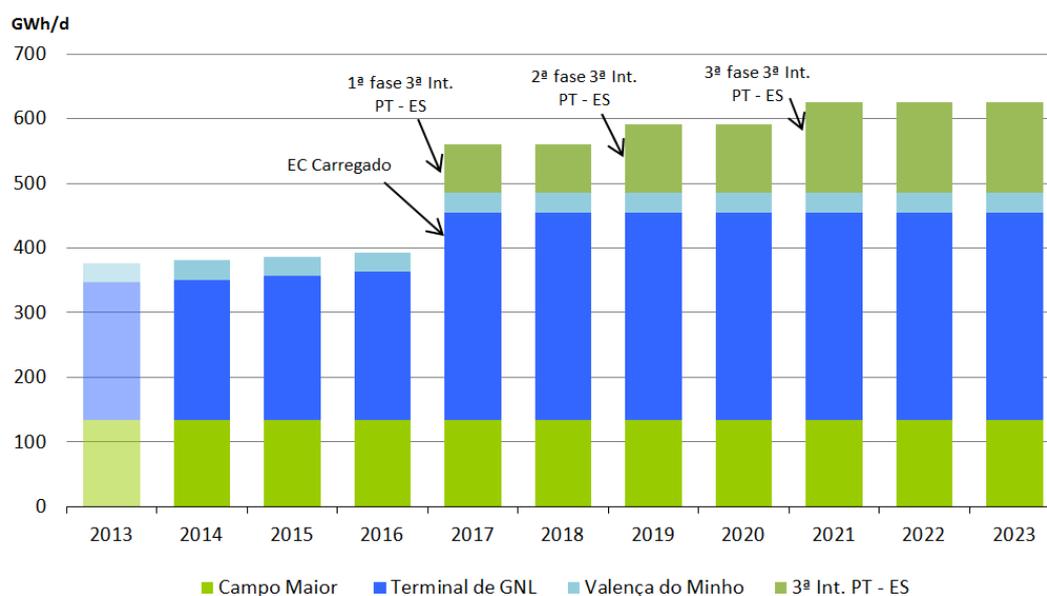
⁽¹⁾ Apesar do aumento de capacidade decorrente da instalação de uma EC no Lote 6 corresponder a uma capacidade de 117,0 GWh/d na RNTGN, o valor de capacidade de 107,0 GWh/d correspondente à 1ª fase no Sistema Espanhol, dita que apenas se deva considerar o menor dos dois valores ("Lesser Rule" nos pontos de interligação de infraestruturas), isto é, o valor de capacidade de 107,0 GWh/d.

Tabela 13 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	213	217	223	229	321	321	321	321	321	321	321
Valença do Minho	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3ª Int. PT - ES	0	0	0	0	75	75	107	107	141	141	141
Total	377	381	387	393	560	560	592	592	626	626	626

GWh/dia

Figura 12 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT



Nota: No gráfico acima considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (indicado no gráfico).

4.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT

Neste subcapítulo é efetuada uma análise à evolução da capacidade de armazenamento de gás natural na RNTIAT. As análises efetuadas incluem o histórico de capacidade de armazenamento para o período de 2002 a 2012, a taxa de utilização das infraestruturas nos últimos 2 anos e os desenvolvimentos futuros para o período de 2013 a 2023, que serão objeto de análise e justificação nos capítulos 7 e 8 do presente documento.

4.3.1. Análise histórica

O histórico de capacidade de armazenamento no SNGN no período compreendido entre os anos 2003 e 2012 apresenta a seguinte cronologia:

Ano 2003

O armazenamento de gás na RNTIAT tornou-se possível no final do ano 2003 com a entrada em funcionamento do Terminal GNL de Sines. Os dois tanques possibilitavam o armazenamento de 1626 GWh de gás natural liquefeito.

Ano 2005

Entrada em operação da primeira cavidade do armazenamento subterrâneo do Carriço, com uma capacidade de 458 GWh, atualmente parte integrante da concessão atribuída à REN Armazenagem (REN C5), após a separação legal de atividades realizada em Setembro de 2006.

Ano 2006

Em Janeiro entrou em operação a segunda cavidade do armazenamento subterrâneo do Carriço (RENC-3, atualmente integrando a concessão da REN Armazenagem), com uma capacidade de 527 GWh. No último trimestre do ano foi concluída a terceira cavidade (TGC-1S, atualmente integrando a concessão da Transgás Armazenagem), com uma capacidade de 456 GWh, pelo que no final de 2006 a capacidade total de armazenamento do Carriço era de 1 441 GWh.

Ano 2009

Entrada em operação da quarta cavidade do Carriço (RENC-4), com uma capacidade de 634 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 2 075 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.

A Tabela 14 e a Figura 13 apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período de 2003 a 2012. Para efeitos de determinação da disponibilidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

Tabela 14 - Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

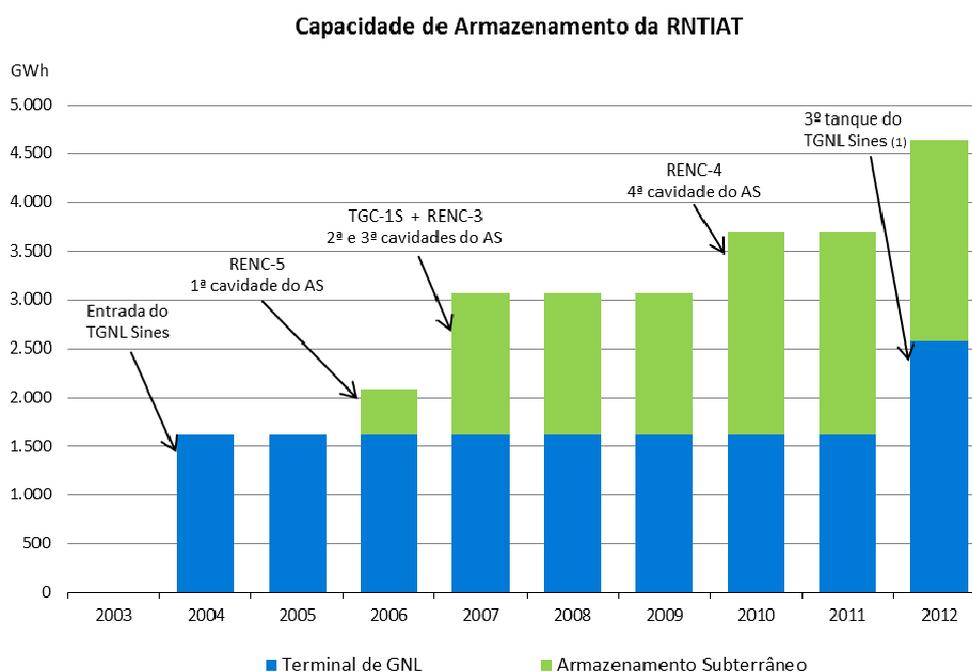
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
RNTIAT		1626	1626	2084	3067	3067	3067	3701	3701	4644
TGNL Sines		1626	1626	1626	1626	1626	1626	1626	1626	2569 ⁽¹⁾
AS				458	527			634		
REN										
TRG					456					
Total				458	1441	1441	1441	2075	2075	2115 ⁽²⁾

GWh

Notas: ⁽¹⁾ O 3º tanque do TGNL de Sines ficou disponível em Maio de 2012.

⁽²⁾ Atualização da capacidade de armazenamento do AS do Carriço.

Figura 13 - Evolução da Capacidade de Armazenamento da RNTIAT



Notas: ⁽¹⁾ O 3º tanque do TGNL de Sines ficou disponível em Maio de 2012.

No gráfico acima considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (indicado no gráfico).

4.3.2. Taxas de utilização

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, determinaram-se as respetivas 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.

Tabela 15 - Taxas de utilização (TU) da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	Capacidade Máxima (GWh)		TU Média		TU Máxima	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
TGNL de Sines	1626	2569	60%	53%	100%	97%
AS Carriço	2115	2115	84%	87%	95%	95%

A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines diminuiu de 60% em 2011, para 53% em 2012. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 100% em 2011 e a 97% no ano 2012, sendo que no último ano, a utilização de 97% da capacidade de armazenamento verificou-se tendo em conta a utilização de três tanques de gás liquefeito.

O Armazenamento Subterrâneo do Carriço é usado, maioritariamente, para a manutenção das Reservas de Segurança, apresentando uma menor amplitude entre as TU média e máxima, na medida em que se encontra grande parte do tempo com existências elevadas, próximo do limite máximo de capacidade de armazenamento. O AS do Carriço registou uma taxa de utilização média de 84% em 2011 e de 87% em 2012, e uma taxa de utilização máxima de 95% em 2011 e 2012.

4.3.3. Desenvolvimentos futuros

Seguidamente apresentam-se os desenvolvimentos futuros associados à capacidade de armazenamento da RNTIAT. Para as cavidades futuras da REN Armazenagem assumiu-se uma capacidade operacional de 595 GWh, correspondente a uma cavidade de 500 000 m³, um volume operacional de 50 Mm³(n), e um PCS de 11,9 KWh/m³(n). Para as cavidades futuras da Transgás Armazenagem (TGC-7S e TGC-9S) assumiu-se uma capacidade de 645 GWh, de acordo com a informação disponibilizada por esta concessionária.

Ano 2013

Entrada em serviço da TGC-2S, quinta cavidade do Carriço e a segunda pertencente à concessão da Transgás Armazenagem, aumentando a capacidade de armazenamento subterrâneo de 2 115 GWh para 2 948 GWh.

Ano 2014

Entrada em serviço da RENC-6, sexta cavidade do Carriço, e quarta pertencente à concessão da REN Armazenagem, aumentando a capacidade de armazenamento subterrâneo de 2 948 GWh para 3 543 GWh.

Ano 2018

Entrada em serviço da TGC-7S, sétima cavidade do Carriço e terceira pertencente à concessão da Transgás Armazenagem.

Entrada em serviço da RENC-8, oitava cavidade do Carriço e quinta pertencente à concessão da REN Armazenagem.

No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo passará de 3 543 GWh para 4 783 GWh.

Ano 2021

Entrada em serviço da TGC-9S, nona cavidade do Carriço e quarta pertencente à concessão da Transgás Armazenagem.

Entrada em serviço da décima cavidade do Carriço. A construção desta cavidade é uma proposta do presente relatório e está dependente de autorização do Concedente.

No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo passará de 4 783 GWh para 6 023 GWh.

A Tabela 16 e a Figura 14 indicam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período de 2014 a 2023. Para efeitos da disponibilidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em operação.

Tabela 16 - Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

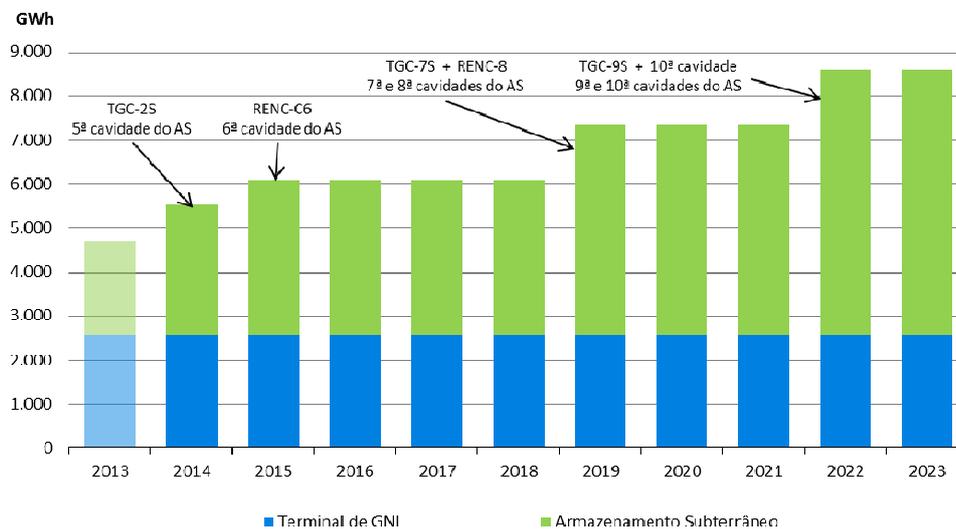
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
RNTIAT	4684	5517	6112	6112	6112	6112	7352	7352	7352	8592	8592
TGNL Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS	REN	1641		595			595				
	TRG	474	833				645			645	
	Outro									595	
	Total	2115	2948	3543	3543	3543	3543	4783	4783	4783	6023

GWh

Notas: Para as cavidades futuras da REN Armazenagem (RENC-6 e RENC-8) e para a 10ª cavidade (sob proposta e dependente da autorização do Concedente) assumiu-se uma capacidade operacional de 595 GWh, correspondente a uma cavidade de 500 000 m³, um volume operacional de 50 Mm³(n), e um PCS de 11,9 kWh/m³(n).

Para as cavidades futuras da Transgás Armazenagem (TGC-7S e TGC-9S), assumiu-se uma capacidade de 645 GWh, de acordo com a informação disponibilizada por esta concessionária.

Figura 14 - Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Nota: No gráfico acima considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (indicado no gráfico).

5. PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO

Este capítulo apresenta uma breve descrição dos desenvolvimentos a realizar na RNTIAT para o período de 2014 a 2023, a data para a decisão final de investimento (DFI), a data de entrada em operação e o valor do investimento, desagregados pelas infraestruturas da RNTGN, do AS do Carriço e do TGNL de Sines.

5.1. Infraestruturas com entrada em operação em 2013

Atendendo ao fato da referência às infraestruturas atualmente em operação ser a data de 31 de Dezembro de 2012 e o PDIRGN abranger o horizonte de 2014 a 2023, apresenta-se neste ponto do documento as infraestruturas que decorrem do plano de investimento já em curso, que ainda possuem verbas de investimento no ano de 2014 mas que entrarão em operação no ano de 2013.

5.1.1. Gasoduto Mangualde-Celorico da Beira-Guarda

A construção do gasoduto Mangualde-Celorico da Beira-Guarda (fecho do anel de ligação dos Lotes 5 e 6) iniciou-se em 2012 e será concluída em 2013, entrando em operação no final desse ano. Este gasoduto liga as estações BV11300-Mangualde e BV10450-Guarda, num comprimento total de 75,6 Km, sendo que o troço de 47,6 Km de Mangualde a Celorico da Beira possui um DN700 e a restante extensão, de 28 Km, entre Guarda a Celorico da Beira tem um DN300. Este projeto compreende também a construção de três novas estações do tipo BV, a alteração da atual BV 1130-Mangualde para JCT 13000-Mangualde e uma nova estação do tipo JCT em Celorico da Beira, a partir da qual será construído posteriormente o novo gasoduto de interligação com Espanha.

5.1.2. Quinta cavidade do AS do Carriço

A quinta cavidade do AS do Carriço (TGC-2S), propriedade da Transgás Armazenagem, entrará em operação comercial até ao final do ano 2013 e proporcionará um aumento de capacidade total de armazenamento subterrâneo disponível de 2 115 GWh para 2 948 GWh.

5.2. Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

Os investimentos previstos na RNTGN para o período compreendido entre 2014 e 2023 encontram-se descritos neste subcapítulo.

5.2.1. Estação de compressão do Carregado

Com a expansão do terminal de GNL de Sines e com o conseqüente aumento da sua capacidade de regaseificação para a RNTGN, torna-se necessário 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 passa pela instalação de uma estação de compressão na zona do Carregado, a jusante (considerando o sentido Sul -> Norte) do ponto de saída da CCGT 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 até ao final do ano 2013, com a entrada em operação a ocorrer até ao final do ano 2016. O investimento estimado para a Estação de Compressão do Carregado é de 24,6 M€, encontrando-se o seu financiamento garantido através de um empréstimo do BEI concedido em condições favoráveis para a REN.

5.2.2. 3ª Interligação Portugal - Espanha

A 3ª interligação Portugal-Espanha ligará Celorico da Beira a Zamora através de um gasoduto DN700 (28") com aproximadamente 242/247 km com traçado através de Trás-os-Montes, dos quais cerca de 162 km em Portugal e cerca de 80/85 km em Espanha.

1ª Fase da 3ª Interligação Portugal-Espanha

A primeira fase da 3ª interligação será constituída por um gasoduto que terá 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 V – Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades.

A primeira fase da 3ª interligação disponibilizará bidirecionalidade de fluxo de gás, com uma capacidade de importação de 75,0 GWh/dia e uma capacidade de exportação de 50,0 GWh/dia. Esta infraestrutura entrará em operação até ao final do ano de 2016, devendo a decisão final de investimento ser tomada até ao final do ano de 2013. O investimento da 1ª fase da interligação em território Português encontra-se estimado em 137,2 M€.

2ª Fase da 3ª Interligação Portugal-Espanha

A segunda fase da 3ª interligação Portugal-Espanha compreenderá a instalação de uma estação de compressão no Lote 6, com uma potência de 10 a 12 MWh para caudais de 500 000 a 550 000 m³(n)/h e uma impulsão de 35 bar, proporcionando aumentos de capacidade de importação de 75,0 GWh/d para 107,0 GWh/d ⁽¹⁾ e de capacidade de exportação de 50,0 GWh/d para 97,0 GWh/d.

Este equipamento entrará em operação até ao final do ano de 2018 e a decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano de 2016. O investimento estimado para a estação de compressão do Lote 6 é de 30,0 M€.

3ª Fase da 3ª Interligação Portugal-Espanha

A terceira fase da 3ª interligação Portugal-Espanha consistirá na duplicação do Lote 6, ou seja, a construção de um segundo gasoduto com aproximadamente 67 Km de extensão, com DN700 e paralelo ao gasoduto existente, entre as estações JCT 11000-Cantanhede e BV 11300-Mangualde.

A duplicação do troço referido aumentará a capacidade de importação da interligação de 107,0 GWh/d para 141,4 GWh/d e a capacidade de exportação de 97,0 GWh/d para 141,4 GWh/d. Esta infraestrutura entrará em operação até ao final do ano de 2020 e a decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano de 2017. O investimento estimado para a 3ª fase da interligação Portugal-Espanha é de 58,3 M€.

5.2.3. Gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede

A construção de um gasoduto de ligação entre o armazenamento subterrâneo do Carriço e Cantanhede, em anel com o gasoduto principal, aumentará a segurança de abastecimento de gás às centrais térmicas de ciclo combinado da região centro, dotará a RNTGN de uma segunda alternativa de acesso ao AS do carriço, e permitirá assegurar uma capacidade de exportação de 141,4 GWh/d na 3ª fase da nova interligação Portugal-Espanha. Este gasoduto apresenta uma extensão de 60 Km com DN700, e a escolha do seu traçado procura minimizar os riscos associados à rutura do gasoduto principal de transporte.

A entrada em operação desde gasoduto está prevista até ao final do ano de 2020 e a decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano de 2017. O investimento estimado para este troço de gasoduto é de 45,1 M€.

⁽¹⁾ Apesar do aumento de capacidade decorrente da instalação de uma EC no Lote 6 proporcionar uma capacidade de importação de 117,0 GWh/d na RNTGN, o valor de capacidade de 107,0 GWh/d correspondente à 1ª fase no Sistema Espanhol dita que apenas se deva considerar o menor dos dois valores (“*Lesser Rule*”) nos pontos de interligação de infraestruturas, isto é, o valor de capacidade de 107,0 GWh/d.

5.2.4. Pontos de entrega

5.2.4.1. GRMS 12709 – C.C.C. Sines e respetivo ramal

Este projeto inclui o ramal de alta pressão que se destina ao abastecimento da central de ciclo combinado de Sines, que terá um comprimento de 3,25 Km e DN400 com início na atual estação JCT12700 - Vale Marim, e inclui também o respetivo ponto de entrega, a GRMS 12709 – C.C.C. Sines.

A entrada em operação deste ramal e respetivo ponto de entrega encontra-se previsto ocorrer até ao final do ano de 2016, devendo a decisão final de investimento ser tomada até ao final do ano 2014. O investimento estimado para este projeto é de 3,9 M€.

5.2.4.2. GRMS 1229 - Loures

O novo ponto de ligação destina-se a reforçar a fiabilidade da rede de distribuição da Lisboagás e a abastecer os clientes industriais na zona do Sobralinho/Alhandra. Para o abastecimento do gasoduto de 2º escalão, a Lisboagás solicitou uma localização do ponto de entrega entre o Calhandriz e A-dos-Melros, e um caudal máximo de fornecimento de 10 000 m³(n)/h de gás natural odorizado a uma pressão entre 6 e 20 barg.

Foram analisadas as opções de ligação à RNTGN para o fornecimento de gás nas condições que satisfaçam, com reserva de fornecimento, os caudais máximos requeridos à pressão normal de operação para a alimentação à RNDGN. A solução proposta consiste no “*up-grade*” da atual GRMS 1229 - Loures, co-localizada com a estação BV 01203 (Loures-Bucelas), que passa pela substituição da atual GRMS tipo contentor (GRMS 01229 tipo 1A) por uma GRMS tipo edifício tipo 1E+R (reserva não instalada), com uma capacidade de 11 000 m³(n)/h. A distribuidora Regional Lisboagás será responsável por executar a construção adicional do gasoduto de 2º escalão, com um comprimento aproximado de 4 Km, cujo traçado se desenvolverá parcialmente em paralelo ao gasoduto de alta pressão (ramal de Lisboa).

A entrada em operação da GRMS deverá verificar-se durante o ano de 2014 e a decisão final de investimento terá que ser tomada até ao final do ano 2013. O investimento estimado para esta GRMS é de 0,6 M€.

5.2.4.3. GRMS 8209 - Santa Margarida da Coutada

O novo ponto de ligação destina-se a abastecer o cliente industrial Caima - Indústria de celulose, S.A., do Grupo Altri, localizado em Constância Sul, mais concretamente uma central de cogeração no interior das instalações do cliente, sendo necessário o fornecimento de um caudal de 2 000 m³(n)/h de gás natural a uma pressão média de 8 barg.

Foram analisadas as opções de ligação à RNTGN para o fornecimento de gás nas condições que satisfaçam, com reserva de fornecimento, os caudais máximos requeridos à pressão normal de operação para a alimentação à RNDGN. A solução proposta traduz-se na instalação de uma GRMS do tipo 1C+R (reserva não instalada), com uma capacidade de 4 200 m³(n)/h, co-localizada com a atual BV 08200 - S^a Margarida da Coutada. A distribuidora regional Tagusgás será responsável por executar a construção adicional do gasoduto de 2^o escalão, com um comprimento aproximado de 4 Km até ao cliente.

A entrada em operação desta GRMS deverá verificar-se durante o ano de 2014 e a decisão final de investimento terá que ser tomada até ao final do ano 2013. O investimento estimado para esta GRMS é de 0,7 M€.

5.2.4.4. GRMS 12619B - Chaparral

O novo ponto de ligação destina-se a abastecer os clientes industriais instalados na ZILS – Zona Industrial de Sines, designadamente a Euroresinas e a Enerfuel. Complementarmente a Dianagás pretende efetuar a interligação à rede de distribuição de Sines, atualmente já alimentada a partir da GRMS 12809 – Sines. De acordo com a requisição de ligação, o caudal máximo horário necessário para garantir o abastecimento dos clientes industriais é de 1 500 m³(n)/h com uma pressão de entrega entre os 16 e os 20 barg. O caudal médio diário previsto é de 11 000 m³(n)/dia.

Apesar destas condições se enquadrarem no perfil de uma estação GRMS do tipo 1A, a solução proposta é de uma estação do tipo 1C com uma capacidade nominal de emissão de 4 200 m³(n)/h, de modo a considerar a possibilidade do novo ponto de ligação se interligar à rede de abastecimento urbano da cidade de Sines, atualmente alimentada a partir da GRMS 12809 Sines, como forma de garantir a segurança operacional do abastecimento. A estação será co-localizada com o atual DP 12618C (ponto de entrega) à Evonik/Carbogal (linha nº 12602, alimentada pela GRMS 12619), e considera a possibilidade de reutilização duma GRMS descomissionada. A distribuidora Regional Dianagás será responsável por executar o gasoduto de 2^o escalão até à Euroresinas (± 1,18 Km) e à Enerfuel (± 2,05 Km).

A entrada em operação da GRMS deverá verificar-se até ao final do ano 2014 e a decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano 2013. O investimento estimado para esta GRMS é de 0,35 M€.

5.2.4.5. Outros pontos de entrega

Este ponto do plano de investimento e desenvolvimento da RNTGN tem por objetivo incluir uma verba adicional para projetos de ligação de novos pontos de entrega à RNDGN, de adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDGN já existentes (*up-grades* ou *down-sizings*), de ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes, e de ligação de novas centrais de ciclo combinado a gás natural. O montante adicional 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.

Para este efeito foi afeto um montante adicional de 1,5 M€ para os anos de 2015 e 2016, num total de 3,0 M€, já que para o ano de 2014 já se encontram previstos os três novos pontos de ligação referidos em 5.2.4.2, 5.2.4.3 e 5.2.4.4, e os anos de 2017 a 2023 serão objeto de análise no âmbito da próxima revisão do PDIRGN, a efetuar em 2015.

No anexo VI são apresentadas as fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN, que contêm detalhe técnico adicional relativamente a cada um dos pontos de entrega assim como a desagregação do investimento estimado pelas rúbricas: estudos e projetos; materiais e equipamentos; construção; e outros (serviços/expropriações, fiscalização/supervisão, certificação da qualidade, etc.).

5.3. Armazenamento Subterrâneo do Carriço

No horizonte do PDIRGN (2014 a 2023), propõe-se a construção de 4 cavidades adicionais (duas das quais promovidas pela concessionária Transgás Armazenagem, uma pela REN Armazenagem e outra que se propõe neste plano mas para a qual será necessária uma aprovação específica do Concedente), para além das duas cavidades atualmente em construção (uma por cada uma das duas concessionárias) perfazendo um total de 10 cavidades em operação no final de 2023.

5.3.1. Otimização da estação de gás

A otimização da estação de gás do AS Carriço consiste na eliminação dos atuais constrangimentos (*De-bottlenecking*) de capacidade dos processos de injeção e extração, no *upgrade* dos sistemas de compressão e controlo, e na implementação do modo automático local e remoto de operação das principais secções processuais.

O investimento será efetuado em duas fases, com datas de entrada em exploração e decisão final de investimento distintas:

- Fase 1 - *De-bottlenecking* da estação de gás, com entrada em operação em 2014 e decisão final de investimento em 2013. Esta fase apresenta um custo de 2,68 M€.
- Fase 2 - Sistema de automação, monitorização e operação remota, com entrada em operação em 2015 e decisão final de investimento em 2014. Esta fase apresenta um custo de 4,95 M€.

A otimização da estação de gás do AS do Carriço proporcionará um aumento da capacidade de extração de 85,7 GWh/d para 128,6 GWh/d, e da capacidade de injeção de 23,8 GWh/dia para 48,8 GWh/dia. A estimativa de investimento para as duas fases é de 7,63 M€.

5.3.2. Novas Cavidades

A REN-C6, sexta cavidade do Carriço, e quarta a integrar a concessão da REN Armazenagem, aumentará a capacidade de armazenamento subterrâneo do complexo de 2 948 GWh para 3 543 GWh. Esta infraestrutura entrará em operação até ao final do ano de 2014 e tem um valor de investimento estimado em 44,3 M€.

A TGC-7S, sétima cavidade do Carriço, e terceira a integrar a concessão da Transgás Armazenagem, aumentará a capacidade de armazenamento subterrâneo do complexo de 3 543 GWh para 4 188 GWh. A entrada em operação desta cavidade está prevista para o final do ano 2018 e a respetiva decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano 2013. Esta infraestrutura apresenta um investimento de 36,6€, correspondente ao valor estimado pela Transgás Armazenagem.

A REN-C8, oitava cavidade do Carriço, e quinta a integrar a concessão da REN Armazenagem, aumentará a capacidade de armazenamento subterrâneo do complexo de 4 188 GWh para 4 783 GWh. A entrada em operação desta cavidade encontra-se prevista para o final do ano 2018 e a respetiva decisão final de investimento deverá ser tomada até ao final do ano 2013. Esta infraestrutura apresenta um valor de investimento estimado em 39,2 M€.

A TGC-9S, nona cavidade do Carriço, e quarta a integrar a concessão da Transgás Armazenagem, aumentará a capacidade de armazenamento subterrâneo do complexo de 4 783 GWh para 5 428 GWh. Esta infraestrutura entrará em operação até ao final do ano de 2021, com a respetiva decisão final de investimento a tomar até ao final do ano 2016. O investimento previsto associado a esta cavidade é de 36,6 M€, correspondente ao valor estimado pela Transgás Armazenagem.

A décima cavidade do Carriço, aumentando a capacidade de armazenamento subterrâneo do complexo de 5 428 GWh para 6 023 GWh, é uma proposta do presente relatório e está dependente de autorização do Concedente. Esta infraestrutura entrará em operação até ao final do ano de 2021, com uma decisão final de investimento até ao final do ano 2016. O investimento estimado para esta cavidade é de 39,5 M€.

5.4. Terminal de GNL

Para o período em análise, encontram-se previstos os dois projetos principais de desenvolvimento do TGNL de Sines que se descrevem nos pontos seguintes.

5.4.1. Variadores de frequência

Atualmente o Terminal de GNL opera as suas bombas criogénicas em condições nominais e efetua o controlo do caudal através de válvulas. Esta metodologia embora eficaz do ponto de vista operacional não é eficiente do ponto de

vista energético. O objetivo deste projeto é instalar variadores de frequência em algumas das bombas criogénicas de modo a permitir alterar a forma de controlo do caudal emitido, passando este a ser controlado através de variação de frequência no motor da bomba.

Este tipo de equipamento tem sido instalado em diversos Terminais de GNL, tendo a prática confirmado a viabilidade técnico-económica desta solução. Propõe-se a colocação em operação deste equipamento em 2019, devendo a decisão final de investimento ser tomada até ao final de 2016. Este equipamento apresenta um investimento estimado de 6,0 M€.

5.4.2. Adaptação do *Jetty* para navios com capacidade inferior a 40 000 m³

Pretende-se adaptar a *Jetty* do TGNL de Sines a médio prazo para a receção de navios de menor dimensão, de modo a permitir a carga de bancas de GNL, em linha com a estratégia de combustíveis alternativos que tem vindo a ser anunciada pela Comissão Europeia.

Propõe-se a colocação em operação deste equipamento em 2020, devendo a decisão final de investimento ser tomada até ao final de 2016. O valor estimado para este investimento é de 15,0 M€.

5.5. Outros projetos da RNTIAT

Nos subcapítulos anteriores apresentaram-se os principais projetos de desenvolvimento propostos para cada uma das infraestruturas da RNTIAT. Para além dos projetos identificados, existe um conjunto de outros projetos que, quer pelo seu impacto nas infraestruturas, quer pelo valor do investimento associado, não são apresentados individualmente mas de uma forma agregada para cada infraestrutura da RNTIAT.

O agrupamento efetuado inclui os projetos de segurança e melhoria operacional, de adequação regulamentar, de remodelação e conservação, e de sistemas de informação. São projetos que têm por principal objetivo dar cumprimento aos princípios e critérios descritos no subcapítulo 6.4 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 à redução 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, beneficiando dos incentivos ao prolongamento da vida útil dos ativos em exploração.

O detalhe da agregação efetuada encontra-se detalhado nas fichas de projeto apresentadas no anexo VI, e para cada uma das infraestruturas da RNTIAT o agrupamento efetuado contempla os projetos:

- De melhoria operacional;
- De segurança operacional;
- De adequação regulamentar;
- De remodelação e substituição de equipamento em fim de vida útil.

5.6. Síntese dos investimentos da RNTIAT

O valor estimado para os investimentos na RNTIAT, sem considerar encargos financeiros nem custos de estrutura, é de 524,0 M€ para a totalidade do período do PDIRGN (2014 a 2023), dos quais 238,9 M€ estão previstos realizar no período de 2014 a 2016.

Tabela 17 - Valores de investimento de cada uma das concessionárias

Período 2014-2016		Período 2014-2023 (PDIRGN)	
Operador RNTIAT	Investimento (M€)	Operador RNTIAT	Investimento (M€)
REN Gasodutos	168,892	REN Gasodutos	309,608
REN Armazenagem	45,385	REN Armazenagem	72,473
Transgás Armazenagem	17,737	Transgás Armazenagem	73,237
AS - A definir	0,000	AS - A definir	39,534
REN - Atlântico	6,920	REN - Atlântico	29,120
TOTAL	238,933	TOTAL	523,972

Figura 15 - Percentagem dos valores de investimento de cada uma das concessionárias relativamente à totalidade dos investimentos da RNTIAT

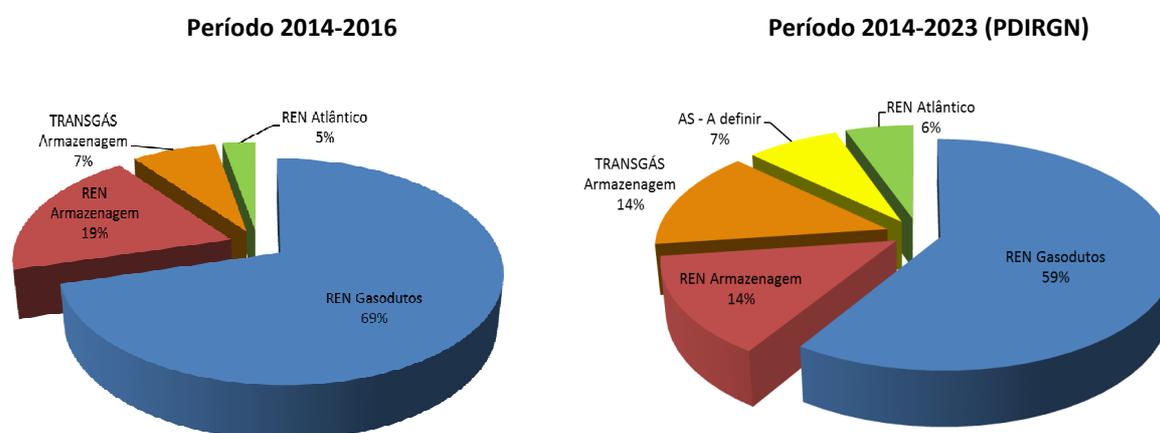


Figura 16 - Valores anuais de investimento de cada uma das concessionárias e total da RNTIAT

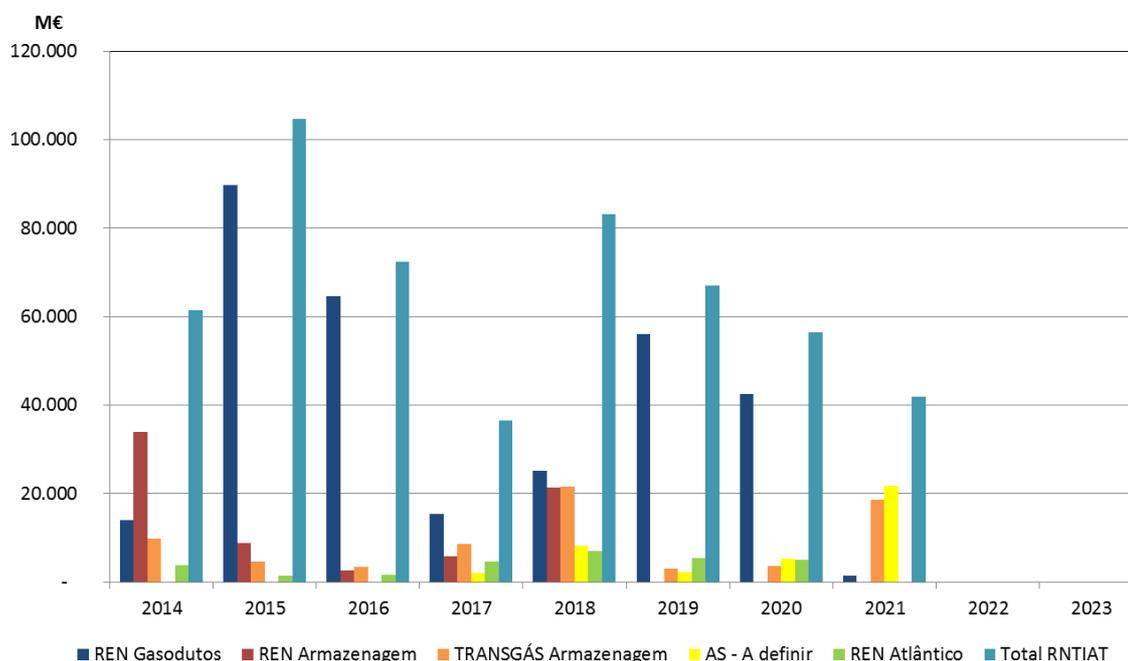
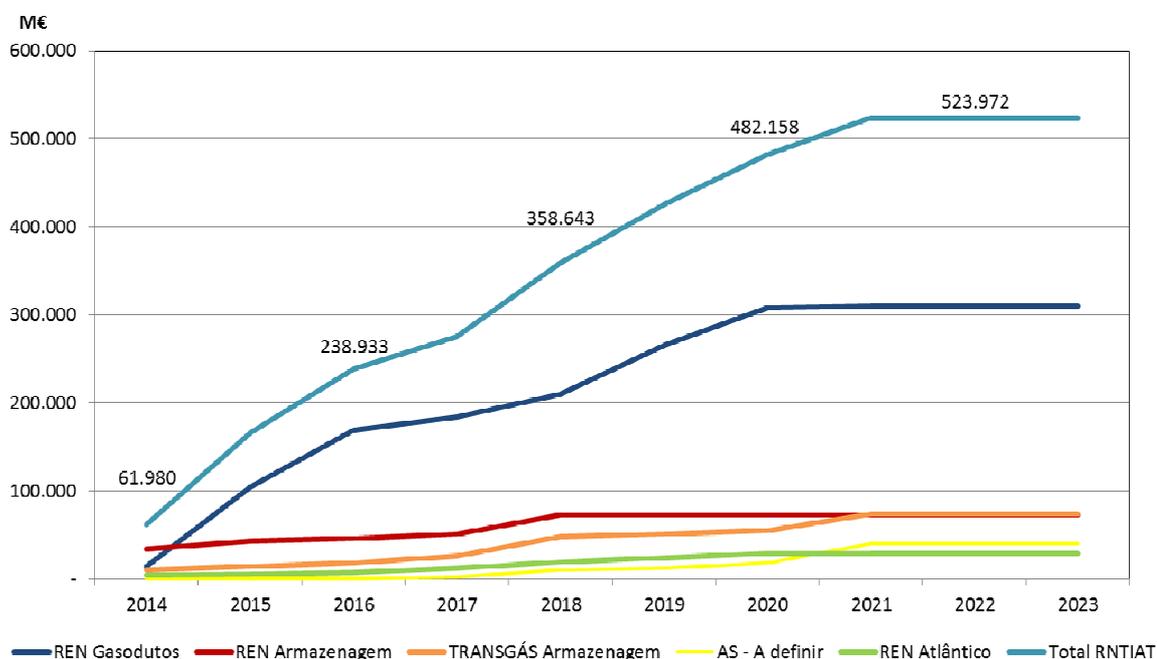


Figura 17 - Valores acumulados de investimento de cada uma das concessionárias e total da RNTIAT



Atendendo 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, 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 – Quadro Financeiro Plurianual 2014-2020 (QFP 2014-2020)

O QFP 2014-2020 prevê a concessão de subsídios a estudos e ao investimento em projetos classificados de interesse comum ao abrigo do novo regulamento europeu para as infraestruturas (Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 714/2009 and 715/2009, com publicação prevista para meados de 2013).

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 (aguarda-se uma proposta de regulamento por parte da Comissão Europeia ainda durante o ano de 2013).

Na Tabela 18 apresenta-se uma síntese dos investimentos estimados para a RNTIAT para o horizonte de 2014 a 2023. Nesta tabela é indicada a data da decisão final de investimento (DFI), a data de entrada em operação da infraestruturas, o total do investimento correspondente ao projeto, o investimento para o período 2014 a 2016, o investimento para o período do PDIRGN (2014 a 2023), e o cronograma do investimento para os anos de 2014 a 2023.

Notas relativas à Tabela 18:

- (1) Os montantes de investimento apresentados nesta coluna para cada projeto resultam do somatório do investimento acumulado até 31 de Dezembro de 2012 com o investimento previsto para o ano de 2013;
- (2) Apesar do gasoduto Mangualde – Celorico da Beira – Guarda entrar em operação até ao final do ano de 2013, ainda existirão montantes gastos no ano de 2014;
- (3) Apesar do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades entrar em operação até ao final do ano de 2016, ainda existirão montantes gastos no ano de 2017;
- (4) Apesar da decisão final de investimento (DFI) para a EC do Carregado poder ser tomada até 2013, já houve montantes gastos com este projeto;
- (5) Apesar do gasoduto Carriço - Cantanhede entrar em operação até ao final do ano de 2020, ainda existirão montantes gastos no ano de 2021;
- (6) Apesar da decisão final de investimento (DFI) para a GRMS 12709 – C.C.C. Sines e respetivo ramal poder ser tomada até 2014, já houve montantes gastos com este projeto;
- (7) Apesar da cavidade RENC-6 entrar em operação até ao final do ano de 2014, ainda existirão montantes gastos no ano de 2015.

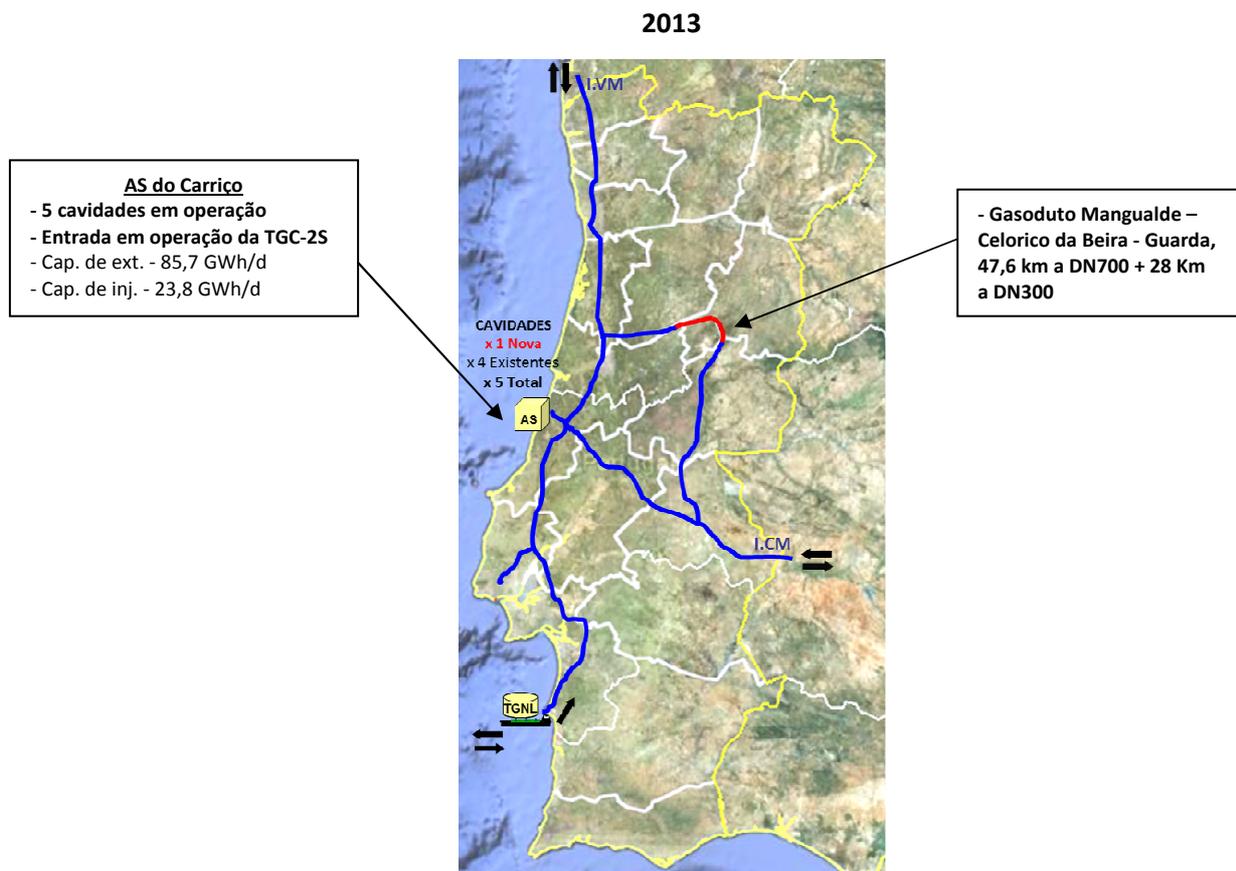
Tabela 18 - Tabela de investimentos da RNTIAT (cronograma de 2014 a 2023)

Projeto	Data		Investimento parcelar (x1000 €)			Cronograma do investimento (x1000 €)											
	DFI	Entrada em Operação	TOTAL PROJETO	Período 2014 - 2016	PDIRGN 2014 - 2023	Financiado pelo BEI/CE	... 2013 ⁽¹⁾	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total RNTIAT			586.353	238.933	523.972	10.700	62.381	61.980	104.574	72.380	36.531	83.179	67.006	56.508	41.814	-	-
Total REN			473.582	221.197	411.201	10.700	62.381	52.256	99.959	68.981	25.884	53.531	61.612	47.573	1.404	-	-
RNTGN - REN Gasodutos			351.228	168.892	309.608	10.700	41.620	14.436	89.802	64.655	15.429	25.197	56.112	42.573	1.404	-	-
3ª Interligação Portugal - Espanha			265.667	131.773	226.859	10.700	38.809	5.330	69.440	57.003	14.267	23.749	24.834	32.236	-	-	-
Gasoduto Mangualde - Celorico da Beira - Guarda	-	2013 ⁽²⁾	40.176	2.214	2.214	10.700	37.963	2.214	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1ª fase - Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades	2013	2016 ⁽³⁾	137.168	129.019	136.322	-	846	3.116	69.440	56.463	7.303	-	-	-	-	-	-
2ª fase - EC do Lote 6	2015	2018	30.000	540	30.000	-	-	-	540	6.700	22.760	-	-	-	-	-	-
3ª fase - Gasoduto Cantanhede - Mangualde	2016	2020	58.323	-	58.323	-	-	-	-	264	989	24.834	32.236	-	-	-	-
Outros Projetos relevantes			78.326	31.316	76.426	-	1.900	6.650	18.274	6.392	728	1.363	31.277	10.338	1.404	-	-
EC do Carregado	2013 ⁽⁴⁾	2016	24.578	23.668	23.668	-	910	5.000	16.000	2.668	-	-	-	-	-	-	-
Gasoduto Carriço - Cantanhede	2016	2020 ⁽⁵⁾	45.110	-	45.110	-	-	-	-	-	728	1.363	31.277	10.338	1.404	-	-
Pontos de Entrega																	
GRMS 12709 - C.C.C. Sines e respectivo ramal	2014 ⁽⁶⁾	2016	3.988	2.998	2.998	-	990	-	774	2.224	-	-	-	-	-	-	-
GRMS 1229 - Loures - Upgrade (Lisboagás)	2013	2014	600	600	600	-	-	600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GRMS 8209 - Santa Margarida da Coutada (Tagusgás)	2013	2014	700	700	700	-	-	700	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GRMS 12619B - Sines (Dianagás)	2013	2014	350	350	350	-	-	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros pontos de entrega	2013	2014	3.000	3.000	3.000	-	-	-	1.500	1.500	-	-	-	-	-	-	-
Outros Projetos (Seg. e melhoria operacional, adeq. regulamentar, remodelação / substituição...)			7.235	5.804	6.323	-	912	2.456	2.088	1.260	435	85	-	-	-	-	-
AS - REN Armazenagem			93.235	45.385	72.473	-	20.761	34.001	8.757	2.626	5.755	21.334	-	-	-	-	-
Cavidades			83.523	36.641	63.729	-	19.794	27.662	6.633	2.346	5.755	21.334	-	-	-	-	-
Cavidade RENC-6	-	2014 ⁽⁷⁾	44.295	25.353	25.353	-	18.942	22.380	2.973	-	-	-	-	-	-	-	-
Cavidade RENC-8	2013	2018	39.229	11.288	38.376	-	852	5.282	3.660	2.346	5.755	21.334	-	-	-	-	-
Estação de Gás			7.633	7.063	7.063	-	570	5.309	1.754	-	-	-	-	-	-	-	-
Fase 1 - Optimização / Eliminação de limitações nos processos de inj./ext.	2013	2014	2.680	2.110	2.110	-	570	2.110	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fase 2 - Up-grade do sistema de compressão e do sistema de controlo	2014	2015	4.953	4.953	4.953	-	-	3.199	1.754	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros Projetos (Seg. e melhoria operacional, adeq. regulamentar, remodelação / substituição...)			2.078	1.681	1.681	-	397	1.030	370	280	-	-	-	-	-	-	-
AS - TRANSGÁS Armazenagem			73.237	17.737	73.237	-	-	9.723	4.615	3.399	8.589	21.522	3.079	3.720	18.592	-	-
Cavidades			73.237	17.737	73.237	-	-	9.723	4.615	3.399	8.589	21.522	3.079	3.720	18.592	-	-
Cavidade TGC-2S	-	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cavidade TGC-7S	2013	2018	36.619	-	36.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cavidade TGC-9S	2016	2021	36.619	-	36.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS - A definir			39.534	-	39.534	-	-	-	-	2.059	8.126	2.316	5.215	21.818	-	-	-
10ª cavidade (dependente de autorização do concedente)	2016	2021	39.534	-	39.534	-	-	-	-	2.059	8.126	2.316	5.215	21.818	-	-	-
TGNL - REN Atlântico			29.120	6.920	29.120	-	-	3.820	1.400	1.700	4.700	7.000	5.500	5.000	-	-	-
Variadores de frequência nas bombas criogénicas	2016	2019	6.000	-	6.000	-	-	-	-	1.500	3.000	1.500	-	-	-	-	-
Adaptação de jetty para recepção de navios com capacidade até 40.000 m ³	2016	2020	15.000	-	15.000	-	-	-	-	2.000	4.000	4.000	5.000	-	-	-	-
Outros Projetos (Seg. e melhoria operacional, adeq. regulamentar, remodelação / substituição...)			8.120	6.920	8.120	-	-	3.820	1.400	1.700	1.200	-	-	-	-	-	-

5.7. Mapas de desenvolvimento das infraestruturas da RNTIAT

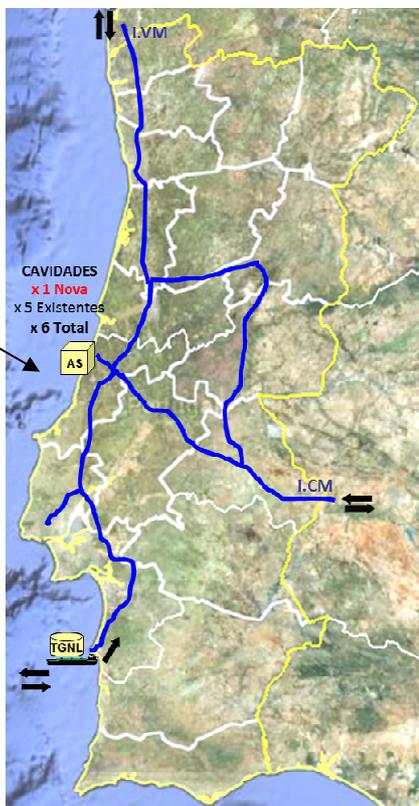
Os mapas da Figura 18 apresentam os estágios de desenvolvimento das infraestruturas da RNTIAT no ano de 2013 e nos anos em que ocorre a entrada em operação de uma Infraestrutura no horizonte temporal do PDIRGN. Em cada caso, o ano indicado corresponde ao ano de colocação em operação das novas infraestruturas consideradas.

Figura 18 - Mapas da RNTIAT de acordo com os desenvolvimentos propostos no PDIRGN



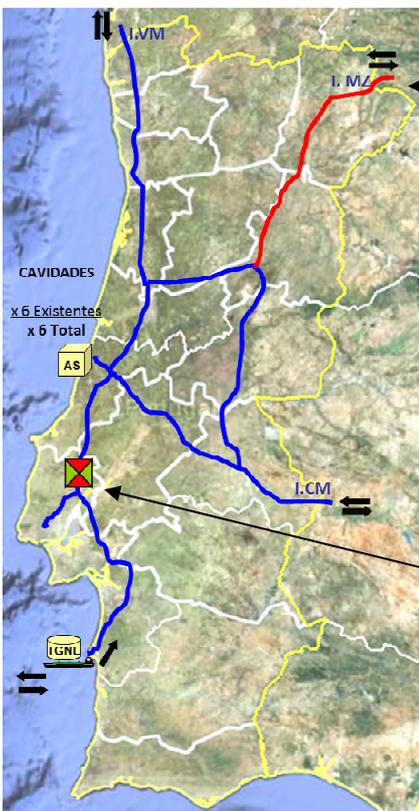
2014

AS do Carrico
 - 6 cavidades em operação
 - Entrada em operação da RENC-6
 Aumento das capacidades:
 - Extração para 128,6 GWh/d
 - Injeção para 48,8 GWh/d



2016

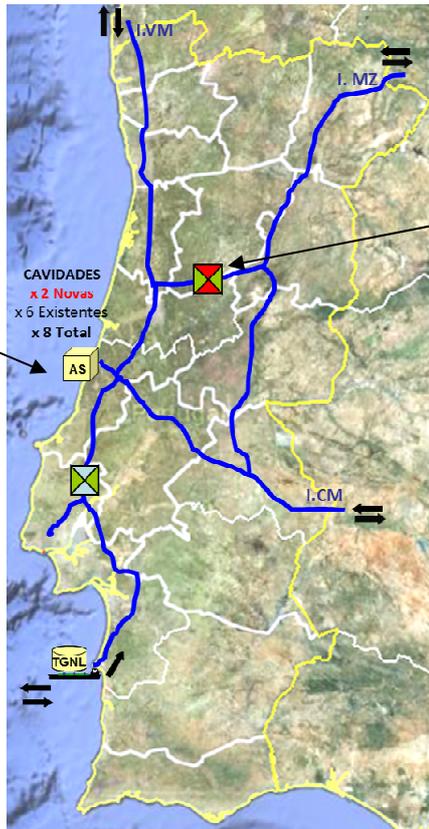
3ª Interligação Portugal-Espanha
 - Gasoduto Celorico da Beira - Vale de Frades com 158 km em DN700
 - Cap. Imp. de 75,0 GWh/d
 - Cap. Exp. de 50,0 GWh/d



EC do Carregado
 - Potência de 14 MW
 - Caudal de 650 000 m³(n)/h
 - Impulsão de 35/40 bar

2018

AS do Carrico
 - 8 cavidades em operação
 - Entrada em operação da TGC-7 e da RENC-8
 - Cap. de ext. - 128,6 GWh/d
 - Cap. de inj. - 48,8 GWh/d



3ª Interligação Portugal-Espanha
 - EC do Lote 6, com uma potência de 10 a 12 MW
 - Cap. Imp. de 107,0 GWh/d
 - Cap. Exp. de 97,0 GWh/d

2020

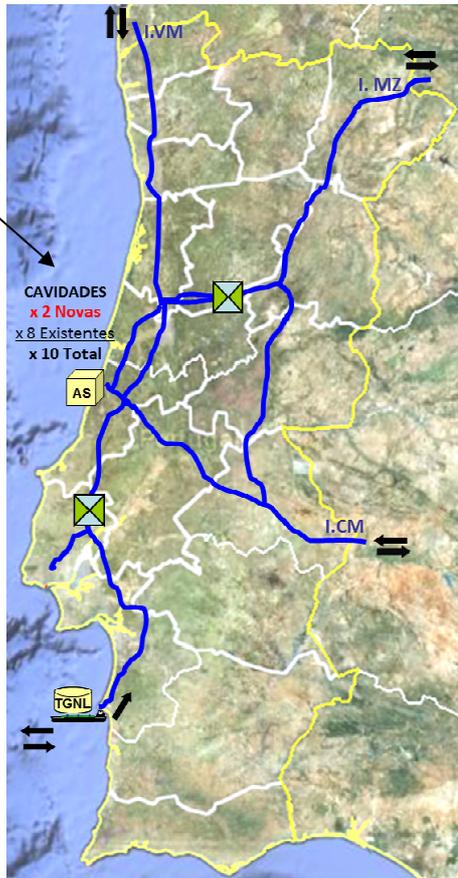
Gasoduto Carrico (AS) – Cantanhede
 - Gasoduto Carrico – Cantanhede com 60 km a DN700
 - Assegura uma capacidade de exportação de 141,4 GWh/d à 3ª interligação Portugal-Espanha.



3ª Interligação Portugal-Espanha
 - Duplicação do Lote 6, com 67 km a DN700
 - Cap. Imp. de 141,4 GWh/d
 - Cap. Exp. de 141,4 GWh/d

2021

AS do Carrico
 - 10 cavidades em operação
 - Entrada em serviço da TGC-9S e da 10ª cavidade do AS do Carrico
 - Cap. de ext. - 128,6 GWh/d
 - Cap. de inj. - 48,8 GWh/d



6. PRINCIPIOS E 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.

De modo a sistematizar e enquadrar os princípios e os critérios utilizados no planeamento, considera-se a sua subdivisão em quatro grupos:

- Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência;
- Segurança do abastecimento;
- Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas;
- Outros princípios e critérios de planeamento.

6.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência

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 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.

Destacam-se algumas das orientações estratégicas apontadas na legislação e que estão na base do planeamento efetuado:

- Desenvolvimento de alternativas de transporte de gás de modo a promover a adequada diversificação de rotas e de fontes de aprovisionamento;
- Contribuição para a integração das redes europeias, promovendo a solidariedade regional na Península Ibérica (Portugal e Espanha) e França, identificando e, se necessário, desenvolvendo ou modernizando interligações de gás natural;
- Promoção da adequada cobertura do território nacional com infraestruturas de gás natural;

Para a avaliação do fator de integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, são utilizados de três indicadores:

1. **Reserva de capacidade** – O balanço de capacidade (oferta vs procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta provável do cenário base de evolução de consumos.

Figura 19 - Reserva de capacidade em condições normais de operação



2. **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 indicador:

$$\sum_i \left(\frac{AP_i}{AP_{total}} \right)^2$$

Onde:

AP_i – Quantidade aprovisionada com origem no fornecedor i

AP total – Quantidade total aprovisionada

3. **Índice de Herfindahl Hirschman da 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 indicador:

$$\sum_i \left[\left(\frac{EP_i}{Cap. total} \right)^2 + \left(\frac{LNG_i}{Cap. total} \right)^2 \right]$$

Onde:

EP_i – Capacidade técnica de cada ponto de entrada fronteiriço

LNG_i – 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 de qualquer um destes três indicadores, não é considerada a capacidade do AS do Carriço já que esta infraestrutura 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 destina-se preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

6.2. Segurança do abastecimento

No capítulo 1.2 Enquadramento Legislativo e Regulamentar são várias as referências às obrigações das concessionárias REN Gasodutos, REN Armazenagem, Transgás 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, e o Regulamento (EU) Nº 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de Outubro de 2010, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros.

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 e da existência de capacidade adequada de armazenamento, que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança, e a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos. Atendendo ao facto da diversificação das fontes de aprovisionamento já ter sido referida no subcapítulo anterior, a análise da segurança do abastecimento é efetuada sob duas perspetivas:

1. **Capacidade de oferta** – O indicador resulta da aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 6º do Regulamento (EU) N.º994/2010 (critério N-1). Deste modo, o mais tardar em 3 de Dezembro de 2014, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines), a capacidade das infraestruturas restantes, determinada segundo a fórmula N-1 (apresentada de seguida), deverá satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

Onde:

D_{\max} – Procura diária total durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

EP_m – Soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiriços;

P_m – Soma da capacidade técnica de produção diária máxima de todas as instalações de produção de gás;

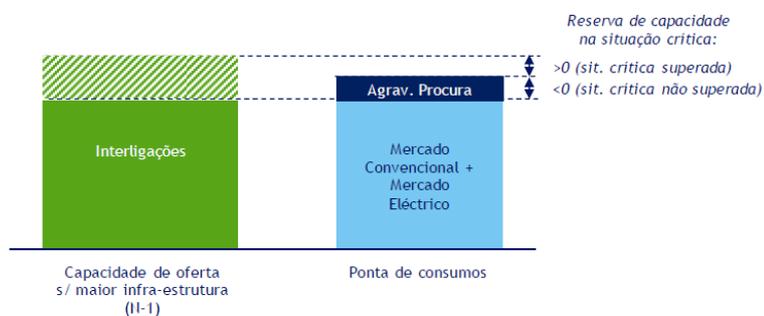
S_m – Capacidade técnica de extração diária máxima de todas as instalações de armazenamento;

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.

Para a determinação de D_{\max} ⁽¹⁾ é utilizado o cenário de segurança do abastecimento por se considerar que representa a trajetória que deve ser utilizada de modo a garantir a segurança do abastecimento no longo prazo.

Figura 20 - Reserva de capacidade na situação crítica (falha da maior infraestrutura de oferta e ocorrência da ponta extrema)



⁽¹⁾ A legislação portuguesa atual não prevê a operacionalização de situações de gestão de consumos do lado da procura. Assim, não é aplicada a correspondente redução de consumos (D_{eff}) prevista no Regulamento (EU) nº 994/2010 de 20 de Outubro.

1. **Capacidade de armazenamento** - Na perspetiva da capacidade de armazenamento da RNTIAT, é necessário 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 Carriço é, pela sua natureza, a que 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.

Os indicadores utilizados resultam:

- a. **Reservas de Segurança** - Da avaliação de existência de capacidade, nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carriço e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines, para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança. Efetivamente, 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 DL n.º231/2012, 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 DL n.º231/2012, 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 52.º Utilização das reservas de segurança, do mesmo decreto-lei).

- b. **Saldo efetivo de armazenamento** ⁽¹⁾ - Da determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT. Este valor representa a capacidade adicional – reserva comercial - 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 e conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

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 Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 595 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

6.3. Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas

Neste ponto serão identificados os critérios 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.

⁽¹⁾ A determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT, que representa a reserva de capacidade comercial existente em cada ano, é de facto um indicador do fator de Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, aplicado à capacidade de armazenamento, e não um indicador do fator Segurança do abastecimento. A opção deste indicador ser apresentado neste ponto do relatório decorre da necessidade de quantificar previamente as quantidades relativas às reservas de segurança, para, posteriormente e em sequência se poder determinar o valor respeitante ao saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

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” ⁽¹⁾, em que, 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.

⁽¹⁾ O documento “Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade no TGNL de Sines” faz parte da sub-regulamentação ERSE em vigor e encontra-se disponível em www.erse.pt e em www.ign.ren.pt

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.

6.4. Outros princípios e critérios de planeamento

Para além dos princípios e critérios de planeamento enunciados anteriormente existem outros que, embora parecendo mais genéricos e de mais difícil justificação, quer quantitativa quer qualitativa, não são menos importante e essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas em respeito pela legislação e pela regulamentação em vigor.

Especial relevância assumem os seguintes critérios:

- Critérios de qualidade de serviço que são determinantes na definição e 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.
- Critérios 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. 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;

- Critérios de otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT fundamentais à redução dos custos de operação e exploração segura das infraestruturas, e critérios decorrentes da necessidade de remodelação/conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente, beneficiando dos incentivos ao prolongamento da vida útil dos ativos em exploração.

7. JUSTIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PERSPETIVA INTEGRADA DA RNTIAT)

Tendo por base a evolução da procura de gás natural e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentados no capítulo 3. Evolução da Procura de Gás Natural, e como resultado da aplicação dos princípios e critérios de planeamento referidos no capítulo 6. Princípios e Critérios de Planeamento, nos capítulos 7 e 8 procede-se à justificação do conjunto dos investimentos propostos no presente PDIRGN numa perspetiva integrada da RNTIAT da seguinte forma:

A metodologia adotada para justificação dos investimentos é apresentada em dois passos:

- i) Capítulo 7 – perspetiva integrada da RNTIAT: apresentação da evolução dos indicadores referidos no capítulo 6. Princípios e Critérios de Planeamento, ao longo do período em análise, tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no PDIRGN, designadamente os indicadores referentes à integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência (reserva de capacidade, IHH do aprovisionamento e IHH da capacidade), e os indicadores referentes à segurança do abastecimento [capacidade de oferta (critério N-1) e capacidade de armazenamento];
- ii) Capítulo 8 – contribuição individual de cada projeto: identificação da importância e contribuição individual de cada uma das infraestruturas propostas no cumprimento dos critérios de planeamento descritos no capítulo anterior.

As análises relevantes são efetuadas para o período de 2014 a 2023 de modo a demonstrar-se a importância e a contribuição dos investimentos que são propostos no presente PDIRGN.

7.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência

Para a avaliação da integração de mercados, flexibilidade e aumento da concorrência proporcionada pelas infraestruturas que compõem a RNTIAT, apresenta-se de seguida a evolução dos indicadores reserva de capacidade, índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento (IHHa) e índice de Herfindahl Hirschman da capacidade de entrada na RNTGN (IHHc).

Para a determinação de qualquer um destes três indicadores, não é considerada a capacidade do AS do Carriço pelas razões já apontadas em 6.1.

7.1.1. Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTGN em base diária é um indicador 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 dum 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 provável do cenário base de evolução dos consumos ⁽¹⁾.

Na Tabela 19 e na Figura 21 apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no presente PDIRGN e a trajetória de rutura, correspondente ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais.

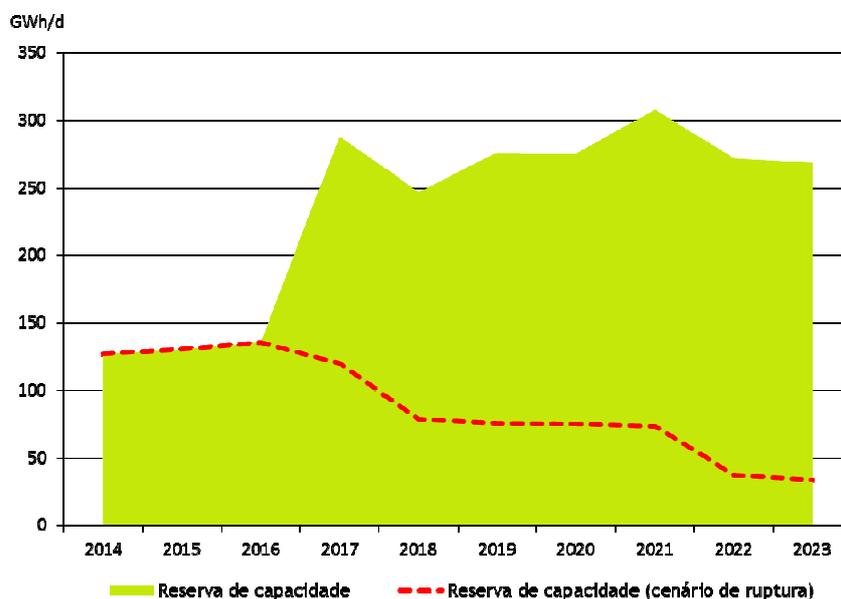
Tabela 19 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário base de evolução dos consumos)

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponta de consumos (ponta provável)	[A]		254,2	256,5	257,0	273,0	313,9	316,9	317,4	319,2	355,4	358,7
Mercado Convencional	(GWh/d)		138,6	141,6	143,5	145,9	148,2	151,0	153,2	157,3	160,4	163,7
Mercado Electricidade			115,6	114,9	113,5	127,1	165,6	165,9	164,2	161,8	195,0	195,0
Capacidade de oferta	[B]		381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines			217,1	222,8	228,5	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3
Interligação de Campo Maior/Badajoz	(GWh/d)		134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação de Portugal-Espanha			0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
Reserva de capacidade	(GWh/d)	[C=B-A]	127,1	130,5	135,7	287,5	246,6	275,6	275,1	307,7	271,5	268,2
Reserva de capacidade (cenário de rutura)			127,1	130,5	135,7	119,7	78,8	75,8	75,3	73,5	37,3	34,0

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

(1) A ponta provável e o cenário base de evolução dos consumos encontram-se caracterizados no anexo XX “Cenários de evolução da procura de gás natural”.

Figura 21 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário base de evolução dos consumos)



Da análise da tabela e da figura anteriores constata-se:

- No ano de 2017 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 75,0 GWh/d na capacidade de oferta);
- Os aumentos da reserva de capacidade verificados nos anos de 2019 e 2021 correspondem à 2ª e 3ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, aos quais correspondem incrementos na capacidade de oferta de 32 GWh/d e 34,4 GWh/d, respetivamente. A colocação em operação da 2ª e 3ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha permitirá que a reserva de capacidade acompanhe a evolução das necessidades do sistema;
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT (cenário de ruptura), a reserva de capacidade disponibilizada irá diminuir significativamente ao longo do período analisado. Especial relevância assumem os anos de 2018 e 2022, resultado do aumento significativo da ponta de consumos do mercado de eletricidade.

Com os investimentos propostos no presente PDIRGN, verifica-se que em condições de exploração normal o sistema dispõe sempre de reserva adequada de capacidade que permite aos agentes otimizar a logística dos seus portfólios de gás.

7.1.2. 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.

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,415, considerando os dados relativos ao aprovisionamento da RNTIAT no ano de 2012. O IHHa em Espanha é de 0,160, considerando os dados mais recentes relativos ao ano de 2012, publicados pela Enagas.

Com a entrada em operação 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 Mugardos, e portanto a gás proveniente de outras origens, assim como ao gás do centro e norte da Europa, através das ligações entre a Península Ibérica e a França de Irun/Biriatu e Larau. Deste modo, 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 0,176, 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 (MIBGAS).

Na Figura 22 e Tabela 20 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 22 - Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica

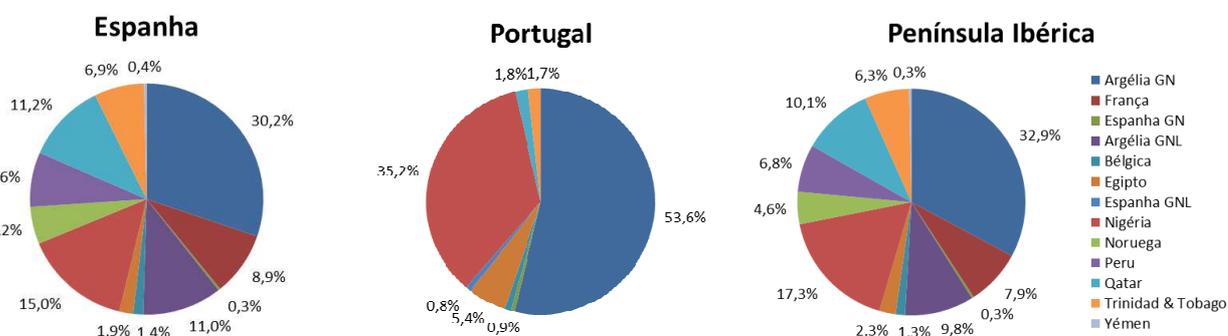


Tabela 20 - Aprovisionamento e cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)			Aprovisionamento (%)		
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Península Ibérica ⁽³⁾	Espanha	Portugal	Península Ibérica
Total (GN + GNL)	392.599	50.023	442.622	88,7%	11,3%	100,0%
Gás Natural (GN)	154.859	27.101	181.960	39,4%	54,2%	41,1%
Argélia GN	118.684	26.835	145.519	30,2%	53,6%	32,9%
França	35.071		35.071	8,9%		7,9%
Espanha GN	1.104	266	1.370	0,3%	0,5%	0,3%
Gás Natural Liquefeito (GNL)	237.740	22.922	260.662	60,6%	45,8%	58,9%
Argélia GNL	43.257		43.257	11,0%		9,8%
Bélgica	5.471	437	5.908	1,4%	0,9%	1,3%
Egipto	7.521	2.720	10.241	1,9%	5,4%	2,3%
Espanha GNL		407			0,8%	
Nigéria	58.697	17.588	76.692	15,0%	35,2%	17,3%
Noruega	20.444		20.444	5,2%		4,6%
Peru	29.951		29.951	7,6%		6,8%
Qatar	43.876	906	44.782	11,2%	1,8%	10,1%
Trinidad & Tobago	27.092	863	27.955	6,9%	1,7%	6,3%
Yémen	1.431		1.431	0,4%		0,3%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHH)				0,160	0,415	0,176

Notas:

(1) Dados do boletim estatístico de gás do mês de Dezembro de 2012 (fonte: Enagas).

(2) O valor correspondente às cargas efetuadas no TGNL de Sines foi deduzido ao valor de aprovisionamento pela Nigéria (GNL).

(3) O valor correspondente ao aprovisionamento de Espanha GNL para Portugal foi adicionado ao aprovisionamento pela Nigéria (GNL), por ser a maior componente de aprovisionamento de GNL da Península Ibérica.

7.1.3. 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 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.

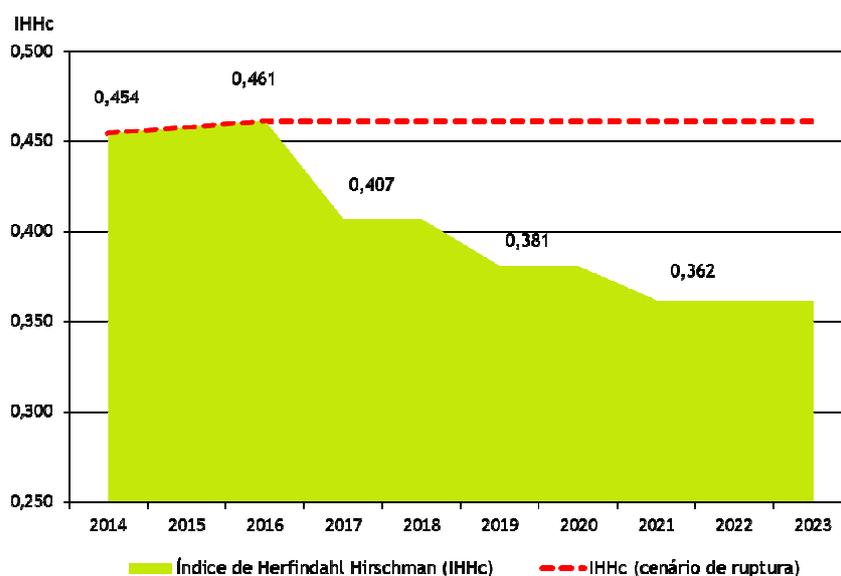
Na Tabela 21 e na Figura 23 seguintes apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no presente PDIRGN, e a trajetória de rutura, correspondente ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais.

Tabela 21 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Capacidade de oferta	381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines	217,1	222,8	228,5	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3
Interligação de Campo Maior/Badajoz (GWh/d)	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha	0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)	0,454	0,458	0,461	0,407	0,407	0,381	0,381	0,362	0,362	0,362
Redução do IHHc face ao ano de 2013	1%	1%	2%	-10%	-10%	-16%	-16%	-20%	-20%	-20%
IHHc (cenário de ruptura)	0,454	0,458	0,461	0,461	0,461	0,461	0,461	0,461	0,461	0,461

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 23 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN



Da análise da tabela e da figura anteriores verifica-se:

- Um decréscimo significativo no valor do IHHc ao longo do período em análise;
- A redução do valor do IHHc assume especial relevância nos anos de 2017, 2019 e 2021, coincidentes com a entrada em operação de cada uma das fases da 3ª interligação Portugal-Espanha;
- A redução do IHHc face à situação atual (ano de 2013) situa-se entre 10% e 20% a partir do ano de 2017, o que evidência 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 nos pontos de entrada da RNTGN existentes;

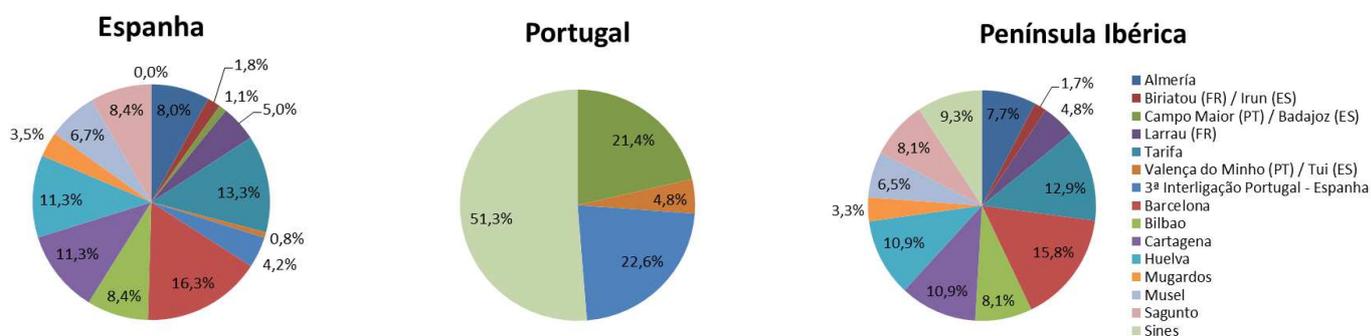
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT (cenário de rutura), o IHHc manterá um valor significativamente elevado, o que evidência a baixa diversificação de capacidade dos pontos de oferta da RNTGN.

A evolução do IHHc ao longo do período em análise evidência um claro aumento da diversificação das alternativas de transporte de gás, promovendo deste modo a diversificação das rotas e fontes de aprovisionamento e contribuindo para a integração das redes de transporte de gás na Península Ibérica.

Atualmente, o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal é de 0,454 (valor igual ao IHHc do ano de 2014) e o de Espanha é de 0,129. No final do período do PDIRGN (em 2023), com a entrada em operação da 3ª interligação Portugal-Espanha, que confere ao TGNL de Sines um papel ibérico, e das restantes infraestruturas que serão entretanto colocadas em operação (com decisão final de investimento tomada), designadamente o terminal de GNL de Musel, o aumento de capacidade da interligação FR-ES de Irun/Biriato e o reforço da interligação FR-ES de Larrau, poderá considerar-se que existe uma total integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha (MIBGAS) ⁽¹⁾. Com este pressuposto, o IHHc para a globalidade da Península Ibérica assumirá um valor de 0,101, verificando-se que 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.

Na Figura 24 e na Tabela 22 apresentam-se os dados relativos à capacidade instalada nos pontos de entrada de Espanha, de Portugal e da Península Ibérica após integração no MIBGAS, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade para cada uma das regiões – perspetiva para o horizonte de 2023.

Figura 24 - Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



(1) Para tal assume-se que serão efetuados os reforços internos necessários na rede de gasodutos de Espanha.

Tabela 22 - Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na Península Ibérica em 2023

	Capacidade de entrada (GWh/d)			Capacidade de entrada (%)		
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Península Ibérica ⁽³⁾	Espanha	Portugal	Península Ibérica
Total (GN + GNL)	3.331	627	3.451	84,2%	15,8%	100,0%
Gasodutos (GN)	1.136	305	935	34,1%	48,7%	27,1%
Almería	266		266	8,0%		7,7%
Biriatou (FR) / Irun (ES)	60		60	1,8%		1,7%
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	35	134		1,1%	21,4%	
Larrau (FR)	165		165	5,0%		4,8%
Tarifa	444		444	13,3%		12,9%
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	30		0,8%	4,8%	
3ª Interligação Portugal - Espanha	141	141		4,2%	22,6%	
Terminais (GNL)	2.194	321	2.516	65,9%	51,3%	72,9%
Barcelona	544		544	16,3%		15,8%
Bilbao	279		279	8,4%		8,1%
Cartagena	377		377	11,3%		10,9%
Huelva	377		377	11,3%		10,9%
Mugardos	115		115	3,5%		3,3%
Musel	223		223	6,7%		6,5%
Sagunto	279		279	8,4%		8,1%
Sines		321	321		51,3%	9,3%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHH)				0,101	0,362	0,101

Notas:

- (1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada em Dezembro de 2012, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: Enagas) – Perspetiva 2023.
- (2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada de acordo com o PDIRGN – Perspetiva 2023.
- (3) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da Península Ibérica (MIBGAS) – Perspetiva 2023. A capacidade instalada nos pontos de interligação entre Portugal e Espanha foi eliminada nesta ótica.

7.2. Segurança do abastecimento

A segurança do abastecimento de gás natural ao SNGN é garantida através da oferta de capacidade nos pontos de entrada do sistema e da existência de capacidade adequada de armazenamento, designadamente para a constituição e manutenção das reservas de segurança. Por outro lado, a diversificação das fontes e rotas de aprovisionamento também se revela um fator extremamente importante neste domínio, tendo sido objeto de análise no subcapítulo anterior com recurso aos indicadores reserva de capacidade, índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento e índice de Herfindahl Hirschman da capacidade. Neste contexto, a análise da segurança do abastecimento será efetuada sob duas perspetivas (ver Capítulo 6):

1. **Capacidade de oferta** – Aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 6º do Regulamento (EU) N.º994/2010 (critério N-1);

2. **Capacidade de armazenamento** - Avaliação de existência de capacidade na RNTIAT, nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carriço e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines, para armazenar o gás natural referente às reservas de segurança; e determinação do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT.

7.2.1. Capacidade de oferta

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 de segurança do abastecimento ⁽¹⁾. 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 aplicado o critério N-1 de acordo com o Regulamento (EU) N.º994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de Outubro de 2010, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados na Tabela 23 e na Figura 25. Foi considerada a trajetória correspondente aos desenvolvimentos propostos neste PDIRGN e a trajetória de rutura, correspondente ao cenário em que não são efetuados quaisquer desenvolvimentos adicionais.

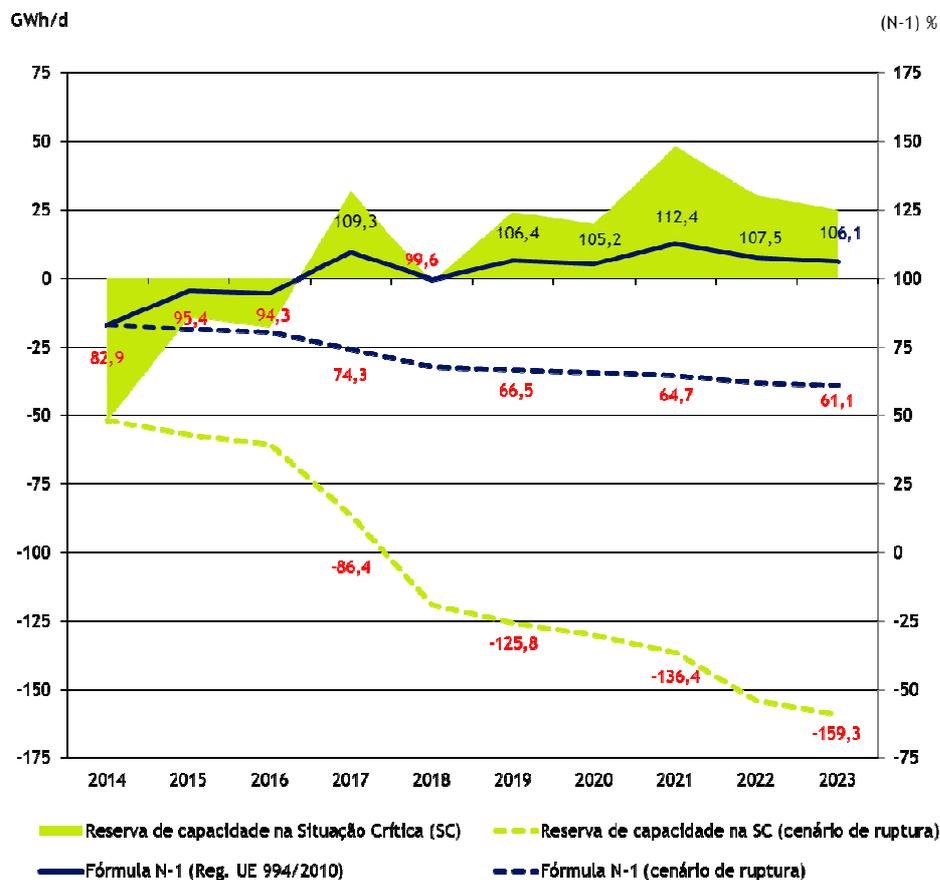
Tabela 23 - Evolução do critério N-1 [interrupção do fornecimento pelo TGNL de Sines e ocorrência da ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)]

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	[D]		301,5	306,8	310,4	336,3	369,2	375,7	380,0	386,3	404,0	409,2
Mercado Convencional	(GWh/d)		154,7	159,3	162,9	166,5	170,3	174,7	179,1	184,8	189,8	195,0
Mercado Electricidade			146,8	147,6	147,6	169,9	198,9	201,0	201,0	201,4	214,2	214,2
Capacidade de oferta	[E]		249,9	292,8	292,8	367,8	367,8	399,8	399,8	434,2	434,2	434,2
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 de Campo Maior/Badajoz	(GWh/d)		134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha			0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
Armazenamento Subterrâneo (Carriço)*			85,7	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Reserva de capacidade na Situação Crítica (SC)	(GWh/d)	[F=E-D]	-51,6	-14,1	-17,7	31,4	-1,5	24,0	19,7	47,9	30,1	24,9
Fórmula N-1 (Reg. UE 994/2010)	(%)	[G=E/D]	82,9	95,4	94,3	109,3	99,6	106,4	105,2	112,4	107,5	106,1
Reserva de capacidade na SC (cenário de ruptura)	(GWh/d)		-51,6	-56,9	-60,5	-86,4	-119,3	-125,8	-130,1	-136,4	-154,1	-159,3
Fórmula N-1 (cenário de ruptura)	(%)		82,9	81,4	80,5	74,3	67,7	66,5	65,8	64,7	61,9	61,1

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

(1) A ponta extrema de consumos e o cenário de segurança do abastecimento encontram-se caracterizados no anexo XX "Cenários de evolução da procura de gás natural".

Figura 25 - Evolução da reserva de capacidade e do critério N-1 [interrupção do fornecimento pelo TGNL de Sines e ocorrência da ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)]



Da análise da tabela e da figura apresentadas poder-se-á referir:

- Sem os reforços previstos de nova capacidade, designadamente o reforço correspondente à otimização da estação de gás do AS do Carriço e à 3ª interligação Portugal-Espanha, a atual capacidade existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1, decorrente da eventual falha do Terminal GNL em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada;
- A otimização da estação de gás do AS do Carriço permite reduzir significativamente o grau de incumprimento deste critério nos anos de 2015 e 2016, até à entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, com impacto em 2017;
- A partir de 2017 e até 2023 (último ano do PDIRGN), as três fases da 3ª interligação Portugal-Espanha permitem assegurar a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, exceto no ano de 2018 que apresenta, no entanto, um grau de cumprimento (99,6%) muito próximo do valor objetivo de 100%.
- Se não forem efetuados investimentos na RNTIAT (cenário de ruptura), a reserva de capacidade disponibilizada na situação crítica e o valor do critério N-1 irão diminuir significativamente ao longo do período analisado.

Especial relevância assumem os anos de 2018 e 2022, resultado do aumento significativo da ponta de consumos do mercado de eletricidade.

Os próximos anos – 2014 a 2016 - são aqueles em que o saldo deficitário de capacidade para fazer face à falha do TGNL de Sines é maior. Neste período, perante a ocorrência da situação crítica em análise, será necessário atuar do lado da procura ⁽¹⁾, forçando a interrupção de consumos das centrais de ciclo combinado que têm possibilidade de utilizar combustível alternativo e, no caso de 2014, atuando também sobre o mercado convencional. Os acordos de entreajuda estabelecidos com a Enagas (operador do sistema espanhol) poderão dar um contributo para fazer face à falha da maior componente de oferta da RNTIAT, mas apenas a um nível secundário devido à insuficiência da capacidade de interligação entre sistemas.

Concluindo, quer a otimização da estação de gás do AS do Carriço, quer a 3ª interligação Portugal-Espanha, são fundamentais para o cumprimento do critério N-1, permitindo consolidar o abastecimento do SNGN no caso da falha da maior componente de oferta, o terminal de GNL de Sines.

7.2.2. 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 seguranças, 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.

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 em vigor em outros países europeus. Neste âmbito, Portugal tem atualmente um dos piores níveis 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 GN, com uma exposição geográfica desfavorável dado ser um país periférico e, simultaneamente, apresentar já hoje uma dependência significativa do GN no cabaz de importações de energia primária do País.

(1) A legislação portuguesa atual não prevê a operacionalização de situações de gestão de consumos do lado da procura.

No horizonte estudado (2014 a 2023), propõe-se a construção de 4 cavidades adicionais, para além das duas cavidades atualmente em construção, perfazendo um total de 10 cavidades em operação no final de 2023.

De acordo com o capítulo 6. Princípios e Critérios de Planeamento, 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.

Para cada ano e para o cenário de segurança de abastecimento ⁽¹⁾, procedeu-se à quantificação dos valores de:

- 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.

Atendendo à necessidade de existência permanente 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 595 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

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. 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, requerida pelo mercado.

Na Tabela 24 e nas Figuras 26 e 27 apresentam-se os resultados referidos considerando as perspetivas de desenvolvimento do número de cavidades no AS do Carriço deste PDIRGN, e o cenário de rutura em que apenas são consideradas as duas cavidades adicionais que já se encontram em construção (5ª e 6ª cavidades do AS do Carriço).

(1) O cenário de segurança do abastecimento encontra-se caracterizado no anexo I “Cenários de evolução da procura de gás natural”.

Tabela 24 - Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Necessidades de reservas de segurança												
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	(GWh)	2639	2653	2697	4087	5030	5199	5273	5297	6009	6042
Clientes Protegidos		(GWh)	1703	1746	1782	1869	2149	2203	2237	2275	2479	2513
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		(GWh)	935	907	915	2218	2882	2997	3036	3022	3530	3530
Capacidade de armazenamento da RNTIAT												
Terminal de GNL de Sines	[B]	(GWh)	5517	6112	6112	6112	6112	7352	7352	7352	8592	8592
Armazenamento Subterrâneo do Carriço		(GWh)	2948	3543	3543	3543	3543	4783	4783	4783	6023	6023
Saldo do armazenamento da RNTIAT	[C=B-A]	(GWh)	2878	3459	3415	2025	1082	2153	2079	2055	2583	2550
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines		(% cap.)	-	-	-	544	1487	416	490	514	-	19
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	[D=C-900]	(GWh)	1978	2559	2515	1125	182	1253	1179	1155	1683	1650
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios [E=D/900]		2,2	2,8	2,8	1,2	0,2	1,4	1,3	1,3	1,9	1,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 595 GWh)	nº cavidades [F=D/595]		3,3	4,3	4,2	1,9	0,3	2,1	2,0	1,9	2,8	2,8
Cenário de ruptura - Apenas a cavidade 5 (TGC-2S) e a cavidade 6 (REN-C6)												
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]'	(GWh)	5517	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112
Terminal de GNL de Sines		(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carriço		(GWh)	2948	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543
Saldo do armazenamento da RNTIAT	[C'=B'-A]	(GWh)	2878	3459	3415	2025	1082	913	839	815	103	70
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines		(% cap.)	-	-	-	544	1487	1656	1730	1754	2466	2499
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	[D'=C'-900]	(GWh)	1978	2559	2515	1125	182	13	-61	-85	-797	-830
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios [E'=D'/900]		2,2	2,8	2,8	1,2	0,2	0,0	-0,1	-0,1	-0,9	-0,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 595 GWh)	nº cavidades [F'=D'/595]		3,3	4,3	4,2	1,9	0,3	0,0	-0,1	-0,1	-1,3	-1,4

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 26 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento da RNTIAT e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

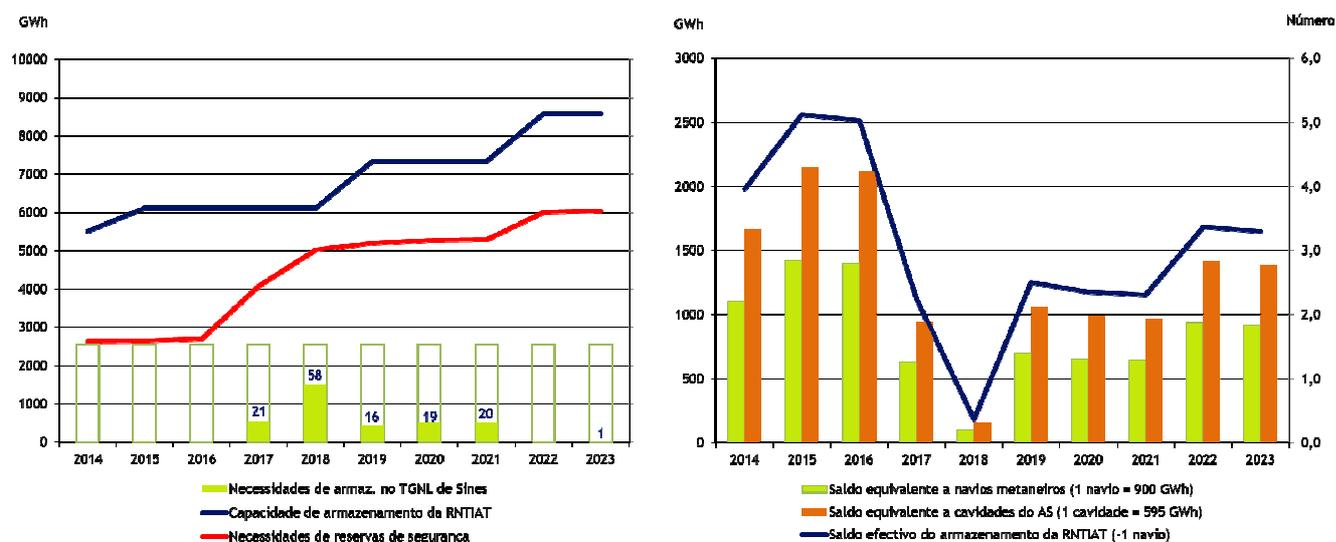
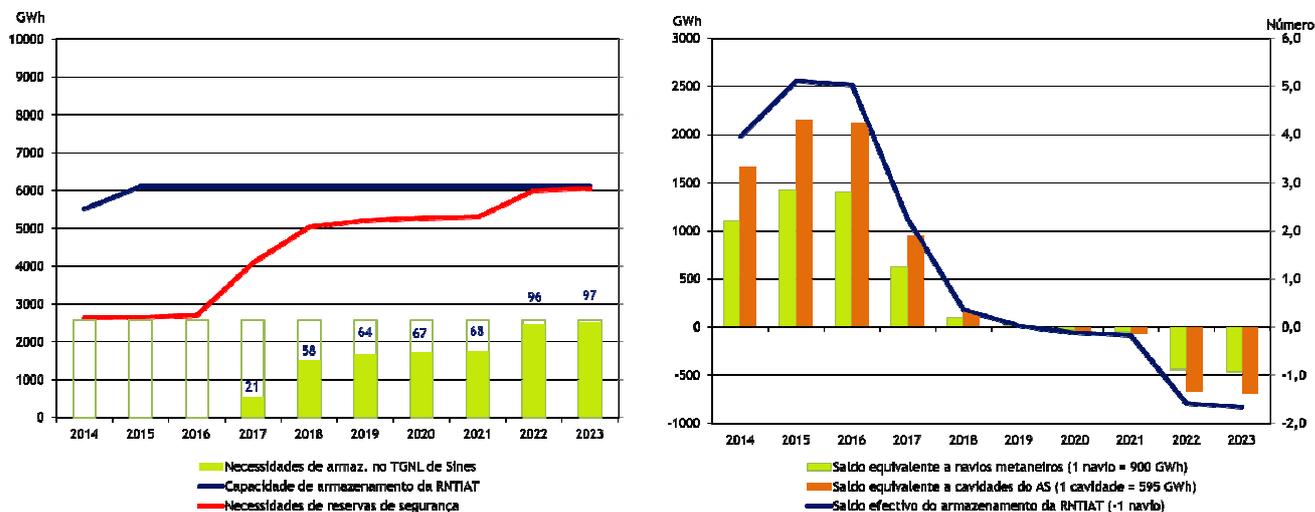


Figura 27 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento da RNTIAT e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT, no cenário de rutura



Da análise da tabela e figuras apresentadas, poder-se-á referir:

- Nos anos de 2014 a 2016, o AS do Carriço passará a possuir uma capacidade suficiente para a constituição das reservas de segurança;
- Nos anos de 2017 e de 2019 a 2021, a RNTIAT estará dotada da capacidade de armazenamento necessária à constituição das reservas de segurança. As quantidades armazenadas no TGNL de Sines não comprometem a operacionalidade desta infraestrutura;
- O ano de 2018 será o ano em que as necessidades de armazenamento no TGNL de Sines terão o valor mais elevado, 58% da capacidade de armazenamento desta infraestrutura, claramente insuficientes para garantir a operacionalidade desta infraestrutura;
- Nos anos de 2022 e 2023 o AS do Carriço passará a possuir uma capacidade praticamente suficiente para a constituição das reservas de segurança;
- Após a colocação em operação das duas cavidades que se encontram em construção, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu valor máximo nos anos de 2015 e 2016, com valores a excederem ligeiramente os 2 500 GWh. Este saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT equivale a 2,8 navios metaneiros, ou 4,2 cavidades de AS do Carriço;
- Para o ano de 2017 e de 2019 a 2021, apesar da colocação em operação de duas cavidades adicionais em 2018, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é reduzido significativamente, tornando-se equivalente a 1,2 / 1,3 navios metaneiros, ou a 1,9 / 2,0 cavidades do AS do Carriço;
- O ano de 2018 será o ano em que a capacidade de armazenamento disponível para fins comerciais será praticamente inexistente;
- Com a entrada em operação das duas últimas cavidades constantes no PDIRGN, os valores do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT em 2022 e 2023 aumentam para valores intermédios quando comparados

com os dois períodos anteriores, representando o equivalente a 1,7 a 1,9 navios metaneiros, ou a 2,6 a 2,9 cavidades do AS do Carriço.

- Relativamente ao cenário de rutura, em que apenas são consideradas as duas cavidades adicionais que já se encontram em construção (5ª e 6ª cavidades do AS do Carriço), a insuficiência de capacidade de armazenamento da RNTIAT verificada no ano de 2018 irá progressivamente aumentando até ao ano de 2021, agravando-se significativamente nos anos de 2022 e 2023 como resultado do aumento das necessidades de armazenamento dos clientes protegidos e do mercado de eletricidade não interruptível.

A insuficiência de capacidade de armazenamento da RNTIAT no ano de 2018 configura uma vulnerabilidade em termos de cumprimento do Regulamento nº 994/2010 e do Decreto-lei nº 231/2012, e deve ser mitigada através de soluções que permitam ultrapassar o deficit de capacidade verificado. No entanto, quer recorrendo à capacidade de transporte adicional derivada da entrada em operação da 3ª interligação Portugal-Espanha com impacto a partir de 2017, quer recorrendo à disponibilidade da capacidade de um navio de GNL a 3 dias de trânsito para o TGNL de Sines, deverão estar reunidas condições para fazer face à vulnerabilidade identificada.

Finalmente, refere-se a importância do alinhamento dos desenvolvimentos propostos – 3ª interligação Portugal-Espanha e desenvolvimento de cavidades no AS do Carriço – para a construção do MIBGAS, ligando os polos de consumo de Portugal e Espanha aos armazenamentos subterrâneos do Carriço e Yela. A Península Ibérica, através de um desenvolvimento harmonizado das capacidades de armazenamento subterrâneo e de gasodutos de interligação adequados, poderá vir a constituir-se uma porta de entrada de GNL para a Europa, tirando partido da sua proximidade a África (mediterrânica e ocidental) e aos países produtores de gás natural.

7.2.3. Perturbações no abastecimento associadas aos fornecedores de GN

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.

Mais recentemente, em 2011, a guerra civil da Líbia veio a provocar a interrupção durante semanas do abastecimento a Itália através do gasoduto *Bluestream*, que em condições normais representa cerca de 10% do gás consumido no país, situação que só foi ultrapassada com o recurso ao gás dos armazenamentos subterrâneos e ao reforço das importações de gás russo. Já em 2013 há também a registar o ataque às instalações de extração e tratamento de gás de In Amenas, na Argélia, da qual resultou uma vez mais a perturbação do abastecimento a Itália.

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 NLNG.

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 assumem particular importância especialmente nos países em que a dependência desta forma de energia já ultrapassa 20% do consumo total de energia primária como é o caso de Portugal, que numa hipotética crise com corte do abastecimento veria afetada uma parte importante do seu tecido industrial com evidentes consequências para a economia.

É neste contexto que o presente PDIRGN adota a garantia do abastecimento como um dos critérios fundamentais de avaliação dos projetos de desenvolvimento da RNTIAT propostos. Com efeito, a partir dele evidencia-se o mérito do reforço das infraestruturas que permitem a diversificação de fontes e rotas de gás, as quais necessariamente promovem a integração com o sistema gasista do país vizinho e que por isso também são indutoras do desenvolvimento de um mercado Ibérico mais aberto e concorrencial, mas que ainda se encontra em fase de construção.

De igual modo, as infraestruturas de armazenamento permitem sobretudo reforçar a autonomia do país para fazer face a situações de quebra do aprovisionamento ao mesmo tempo que dotam o sistema de uma componente valorizável pelas empresas que compram e vendem gás não só em termos da sua estratégia comercial mas também ao nível da disponibilidade de um recurso que lhes permite otimizar a logística de movimentação do seu gás desde as fontes até ao cliente final.

8. JUSTIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (CONTRIBUIÇÃO INDIVIDUAL)

O presente capítulo tem por objetivo demonstrar a importância e a contribuição individual de cada uma das infraestruturas no cumprimento dos critérios de planeamento. Esta demonstração será efetuada apresentando a evolução quer dos indicadores referentes à integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência (reserva de capacidade, IHH do aprovisionamento e IHH da capacidade), quer dos indicadores referentes à segurança do abastecimento [capacidade de oferta (critério N-1) e capacidade de armazenamento].

A metodologia adotada evidencia o impacto individual de cada uma das infraestruturas, assim como o respetivo cenário de rutura, isto é, o impacto nos indicadores propostos caso a infraestrutura não seja colocada em operação no ano indicado. Serão também apresentados argumentos qualitativos associados a cada um dos indicadores referidos, evidenciando a importância de cada investimento para os objetivos estratégicos de desenvolvimento da RNTIAT.

Os investimentos foram agrupados consoante o seu impacto na RNTIAT:

- Capacidade de oferta - Infraestruturas que contribuem para o aumento da capacidade de oferta diária;
- Capacidade de armazenamento - Infraestruturas que contribuem para o aumento da capacidade de armazenamento;

Dentro de cada grupo, os investimentos encontram-se ordenados por ordem cronológica de entrada em operação. As análises relevantes serão efetuadas para o período de 2014 a 2023, de modo a demonstrar-se a importância e a contribuição individual dos investimentos que são propostos no PDIRGN.

8.1. Capacidade de oferta

8.1.1. Otimização da estação de gás do AS do Carriço

Este projeto, em que as fases se encontram detalhadas no capítulo 5. Plano de Desenvolvimento e Investimentos, permitirá o aumento da capacidade máxima dos processos de injeção e de extração com investimentos limitados, permitindo ainda que seja efetuada uma revisão da política de redundâncias da estação de gás do AS do Carriço. Inclui também um conjunto de melhorias que visam aumentar a disponibilidade da estação, assim como possibilitar a sua operação remota e automática. O valor incremental de capacidade no processo de extração (entrada na RNTGN) é de 42,9 GWh/d e no processo de injeção (saída da RNTGN) é de 25,0 GWh/d.

8.1.1.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência

Como referido no capítulo 6. Princípios e critérios de planeamento, a capacidade de oferta do AS do Carriço não é considerada para a determinação de qualquer um dos indicadores: reserva de capacidade, IHH do aprovisionamento e IHH da capacidade, já que esta infraestrutura se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás natural finita e grande parte da capacidade de armazenamento desta infraestrutura se destinar à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

8.1.1.2. Segurança do abastecimento

De modo a avaliar o impacto do projeto de otimização da estação de gás do AS do Carriço na segurança do abastecimento, designadamente avaliando o impacto no cumprimento do critério N-1, foram realizados balanços de capacidade com e sem a capacidade incremental associada ao respetivo projeto, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados na Tabela 25 e na Figura 28.

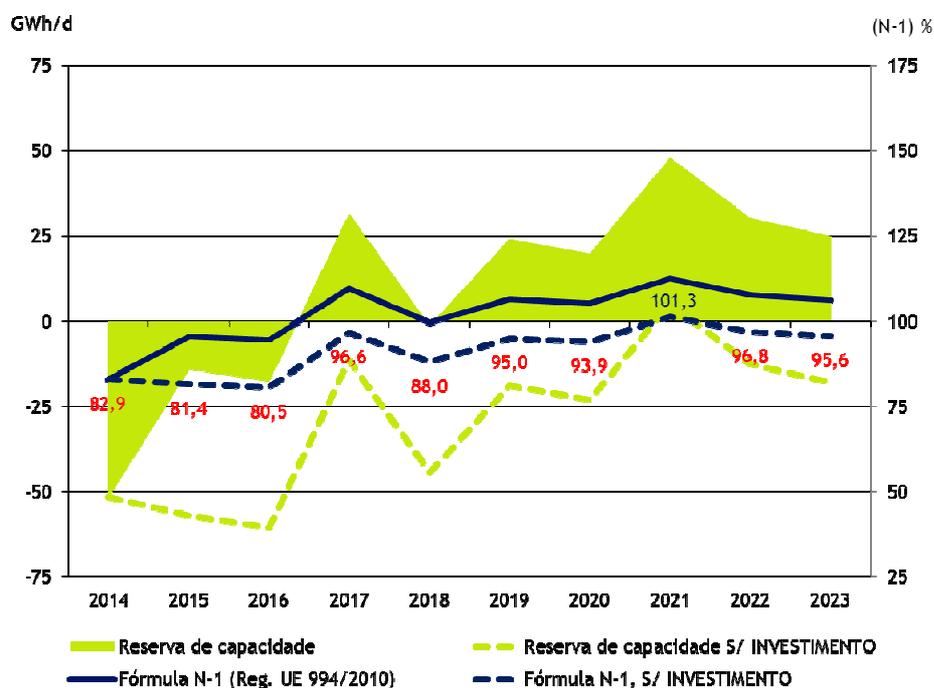
Tabela 25 - Evolução do critério N-1 [com e sem a otimização da estação de gás do AS do Carriço]

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	[A]	301,5	306,8	310,4	336,3	369,2	375,7	380,0	386,3	404,0	409,2	
Mercado Convencional	(GWh/d)	154,7	159,3	162,9	166,5	170,3	174,7	179,1	184,8	189,8	195,0	
Mercado Electricidade		146,8	147,6	147,6	169,9	198,9	201,0	201,0	201,4	214,2	214,2	
Capacidade de oferta	[B]	249,9	292,8	292,8	367,8	367,8	399,8	399,8	434,2	434,2	434,2	
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 de Campo Maior/Badajoz	(GWh/d)	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	
Interligação de Valença do Minho/Tui		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
3ª Interligação Portugal-Espanha		0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4	
Armazenamento Subterrâneo (Carriço)*		85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	85,7	
Otimização da estação de gás (AS do Carriço)*	i		42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	
SEM INVESTIMENTO na otimização da estação de gás (AS do Carriço)												
Reserva de capacidade S/ INVESTIMENTO	(GWh/d)	[C=B-A-i]	-51,6	-56,9	-60,5	-11,4	-44,3	-18,8	-23,1	5,0	-12,7	-17,9
Fórmula N-1, S/ INVESTIMENTO	(%)	[D=(B-i)/A]	82,9	81,4	80,5	96,6	88,0	95,0	93,9	101,3	96,8	95,6
COM INVESTIMENTO na otimização da estação de gás (AS do Carriço)												
Reserva de capacidade	(GWh/d)	[E=B-A]	-51,6	-14,1	-17,7	31,4	-1,5	24,0	19,7	47,9	30,1	24,9
Fórmula N-1 (Reg. UE 994/2010)	(%)	[F=B/A]	82,9	95,4	94,3	109,3	99,6	106,4	105,2	112,4	107,5	106,1

* Recurso passível de ser utilizado em situações críticas

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 28 - Evolução da reserva de capacidade e do critério N-1 [com e sem a otimização da estação de gás do AS do Carriço]



Da análise da tabela e da figura apresentadas poder-se-á referir:

- Sem o reforço correspondente à otimização da estação de gás do AS do Carriço, a atual capacidade existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1, decorrente da eventual falha do Terminal GNL em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada;
- A otimização da estação de gás do AS do Carriço permite reduzir significativamente o grau de incumprimento deste critério nos anos de 2015 e 2016, até à entrada em operação da 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, com impacto em 2017;
- A partir de 2017 e até 2023 (último ano do PDIRGN), se não for efetuado o reforço correspondente à otimização da estação de gás do AS do Carriço, as três fases da 3ª interligação Portugal-Espanha serão insuficientes para garantir o cumprimento do critério N-1 (excetua-se o ano de 2021);
- A partir de 2017 e até 2023 (último ano do PDIRGN), será necessária a otimização da estação de gás do AS do Carriço e a entrada em operação da 3ª interligação Portugal-Espanha de modo faseado, para assegurar a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines. Nestas condições apenas no ano de 2018 não será possível respeitar o critério N-1 que apresenta, no entanto, um grau de cumprimento (99,6%) muito próximo do valor objetivo de 100%.

Os próximos anos – 2014 a 2016 - são aqueles em que o saldo deficitário de capacidade para fazer face à falha do TGNL de Sines é maior. Nota-se que a obrigação de cumprimento do critério N-1, decorrente do artigo 6º do

Regulamento n.º 994/2010 de 20 de Outubro, deverá ocorrer até 3 de Dezembro de 2014, isto é, fazendo-se reflectir no Inverno de 2015.

Concluindo, a otimização da estação de gás do AS do Carriço revela-se fundamental na redução do saldo deficitário de capacidade nos anos de 2015 e 2016, contribuindo de forma decisiva, juntamente com a 3ª interligação Portugal-Espanha, para o cumprimento do critério N-1 a partir do ano de 2017.

8.1.1.3. Outros princípios e critérios de planeamento

Para além da importância deste projeto demonstrada anteriormente, a otimização da estação de gás do AS do Carriço apresenta também um conjunto de benefícios em termos de qualidade de serviço e de segurança, assim como de otimização do funcionamento da estação, dos quais se destacam:

- Melhorias de eficiência e fiabilidade de determinados equipamentos e sistemas e aumento da fiabilidade e disponibilidade da instalação;
- Possibilidade de operação remota e automática;
- Acomodar exigências operacionais decorrentes da inserção de novas cavidades;
- Evolução para a implementação de sistemas de gestão otimizada do gás armazenado;
- Aumento da segurança nas operações da instalação.

8.1.2. Estação de compressão do Carregado

A estação de compressão (EC) do Carregado tem por principal objetivo aumentar a capacidade de transporte da RNTGN no sentido Sul-Norte, designadamente do troço do gasoduto entre Sines e Leiria, potenciando o aproveitamento ótimo da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines Com a implementação deste projeto, o valor incremental de capacidade diária de entrada na RNTGN a partir do TGNL de Sines é de 92,8 GWh/d, e corresponde a um aumento da capacidade de 228,5 GWh/d para 321,3 GWh/d no ano de 2017. Deste modo, todos os indicadores de planeamento que dependem do valor de capacidade de entrada na RNTGN pelo TGNL de Sines deverão ter uma alteração no seu valor a partir do ano de entrada em operação desta infraestrutura.

Do ponto de vista estratégico e de planeamento das infraestruturas, a EC do Carregado foi pensada numa ótica integrada da RNTIAT, designadamente em conjunto com o TGNL de Sines, com a construção da 3ª interligação com Espanha e com a expansão do AS do Carriço.

As principais vantagens de carácter estratégico resultantes da instalação do EC do Carregado são as seguintes:

- Constitui uma das pré-condições necessárias para o funcionamento da futura 3ª interligação com Espanha;
- Permite que o TGNL de Sines após expansão assuma uma dimensão e um alcance ibéricos no seio do MIBGAS, passando a inserir-se num espaço de mercado que transcende a utilização desta infraestrutura para abastecimento exclusivo do SNGN;
- Viabiliza a exportação física de GN para Espanha por Campo Maior e por Valença do Minho, potenciando a reversibilidade destas interligações a nível regional;
- Potencia a interação entre o TGNL de Sines e o AS do Carriço em termos da logística de utilização da capacidade de armazenamento das duas infraestruturas, considerando a vocação de cada uma delas, com óbvias vantagens para o mercado.

8.1.2.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência

De modo a avaliar o impacto da EC do Carregado nos indicadores referentes à integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, procede-se à respetiva determinação com e sem a capacidade incremental associada a esta infraestrutura.

Reserva de capacidade

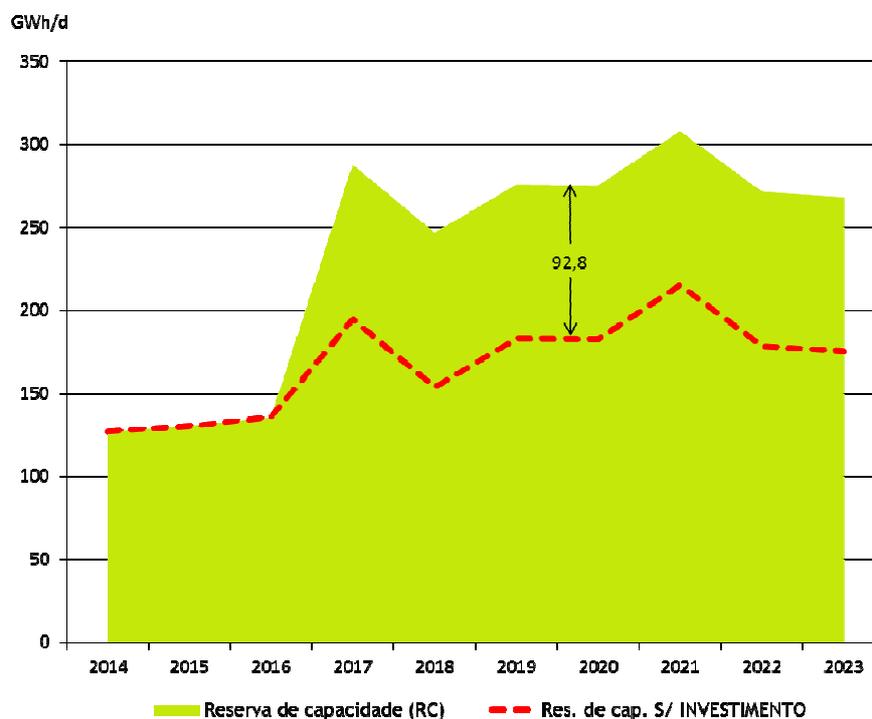
Na Tabela 26 e Figura 29 apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no PDIRGN, evidenciando a contribuição individual da EC do Carregado.

Tabela 26 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem a EC do Carregado]

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponta de consumos (ponta provável)	[A]		254,2	256,5	257,0	273,0	313,9	316,9	317,4	319,2	355,4	358,7
Mercado Convencional	(GWh/d)		138,6	141,6	143,5	145,9	148,2	151,0	153,2	157,3	160,4	163,7
Mercado Electricidade			115,6	114,9	113,5	127,1	165,6	165,9	164,2	161,8	195,0	195,0
Capacidade de oferta	[B]		381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines	(GWh/d)		217,1	222,8	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	92,8	92,8	92,8	92,8
Interligação de Campo Maior/Badajoz			134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui	(GWh/d)		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação de Portugal-Espanha			0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
SEM INVESTIMENTO na EC do carregado												
Res. de cap. S/ INVESTIMENTO	(GWh/d)	[C=B-A-i]	127,1	130,5	135,7	194,7	153,8	182,8	182,3	214,9	178,7	175,4
COM INVESTIMENTO na EC do carregado												
Reserva de capacidade (RC)	(GWh/d)	[D=B-A]	127,1	130,5	135,7	287,5	246,6	275,6	275,1	307,7	271,5	268,2
Aumento da RC devido à EC do Carregado	%	[E=i/C]				48%	60%	51%	51%	43%	52%	53%

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 29 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem a EC do Carregado]



Da análise da tabela e figura anteriores constata-se:

- No ano de 2017 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 EC do Carregado, e à 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha (aumento de 75,0 GWh/d na capacidade de oferta);
- A evolução deste indicador de 2017 a 2023 mostra que a contribuição desta infraestrutura se situa entre 43% (em 2021) e 60% (em 2018) do aumento do valor da reserva de capacidade, valores estes que são significativos face ao valor do investimento associado.

Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento (IHHa) é de difícil previsão no longo prazo já que a origem das fontes de aprovisionamento depende da gestão do portfólio dos agentes de mercado que se encontram a comercializar gás natural, cabendo aos operadores das infraestruturas da RNTIAT criar condições que permitam a diversificação desejável do aprovisionamento do SNGN.

A EC do Carregado foi pensada numa óptica integrada da RNTIAT, designadamente em conjunto com a expansão realizada no TGNL de Sines. A capacidade incremental associada à EC do Carregado poderá representar, a partir de

2017, um valor de aprovisionamento adicional pelo TGNL de Sines de 16,9 TWh, considerando uma taxa de utilização de 50%. O valor indicado é significativo, o que demonstra o potencial desta infraestrutura na diversificação das fontes de aprovisionamento associadas aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial.

Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade

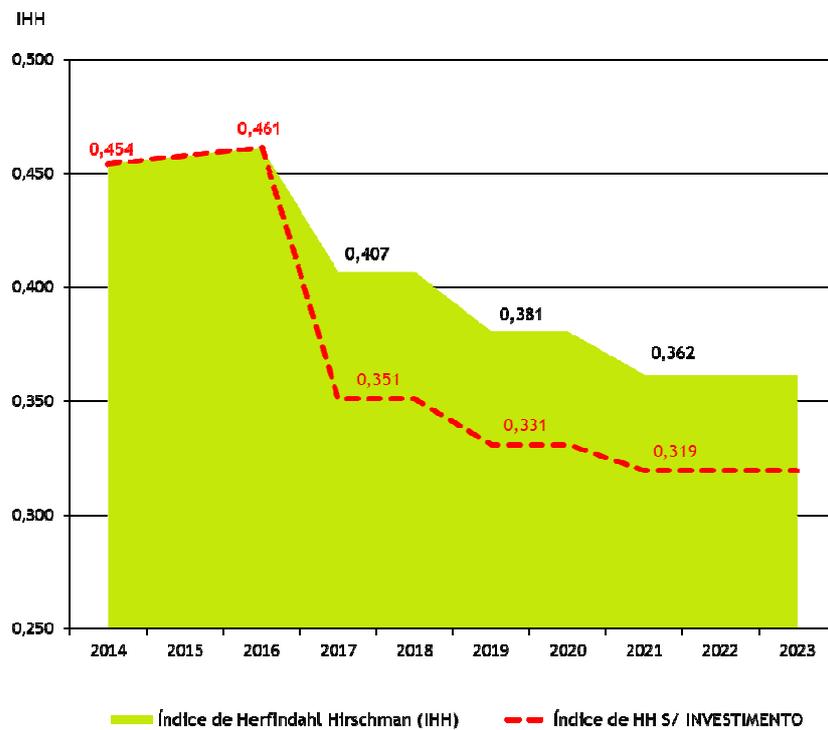
Na Tabela 27 e na Figura 30 apresenta-se a evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) de entrada na RNTGN, tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no PDIRGN, evidenciando a contribuição individual desta infraestrutura.

Tabela 27 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem a EC do Carregado]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Capacidade de oferta	381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines	217,1	222,8	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	92,8	92,8	92,8	92,8
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha	0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
SEM INVESTIMENTO na EC do carregado										
Índice de HH S/ INVESTIMENTO	0,454	0,458	0,461	0,351	0,351	0,331	0,331	0,319	0,319	0,319
Redução do IHH face ao ano de 2013	1%	1%	2%	-22%	-22%	-27%	-27%	-29%	-29%	-29%
COM INVESTIMENTO na EC do carregado										
Índice de Herfindahl Hirschman (IHH)	0,454	0,458	0,461	0,407	0,407	0,381	0,381	0,362	0,362	0,362
Redução do IHH face ao ano de 2013	1%	1%	2%	-10%	-10%	-16%	-16%	-20%	-20%	-20%

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 30 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem a EC do Carregado]



Da análise da tabela e da figura anteriores verifica-se:

- Um decréscimo significativo no valor do índice de Herfindahl Hirschman de capacidade (IHHc), ao longo do período em análise;
- A redução do valor do IHHc assume especial relevância nos anos de 2017, 2019 e 2021, coincidentes com a entrada em operação de cada uma das fases da 3ª interligação Portugal-Espanha;
- Com a EC do Carregado, a redução do IHHc face à situação atual (ano de 2013) situa-se entre 10% e 20% a partir do ano de 2017. No entanto, essa redução seria ainda mais acentuada, cifrando-se entre 22% e 29%, se não se registasse o aumento da capacidade de entrada na RNTGN a partir do TGNL de Sines, resultante da entrada em operação da EC do Carregado.

Em conclusão, o maior valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade associado à EC do Carregado resulta do aumento da importância relativa do ponto de entrada na RNTGN em Sines, uma vez que a sua capacidade passa de 228,5 GWh/d para 321,3 GWh/d. Contudo, este fator perde importância face ao efeito positivo que se verifica ao nível do IHH do aprovisionamento, conforme se viu no ponto anterior.

8.1.2.2. Segurança do abastecimento

A EC do Carregado aumenta a capacidade de transporte da RNTGN no sentido Sul-Norte, designadamente do troço do gasoduto entre Sines e Leiria, aumentando assim a capacidade de entrada na RNTGN a partir do TGNL de Sines. Deste

modo, esta infraestrutura não apresenta qualquer impacto na aplicação do critério N-1 do Regulamento n.º 994/2010 de 20 de Outubro, já que, no cenário de falha da maior componente de oferta (TGNL de Sines) o incremento de capacidade a partir do TGNL de Sines associado à EC do Carregado não se encontra disponível.

No entanto, existem ganhos relevantes proporcionados por esta infraestrutura em termos de segurança do abastecimento, designadamente ao garantir a independência do SNGN relativamente ao abastecimento pela rede internacional de gasodutos com a qual se encontra interligada, e ao garantir a securitização dos consumos do polo industrial de Sines mesmo em caso de paragem do TGNL, por poder também garantir o fluxo no sentido norte-sul.

A EC do Carregado potencia a interação entre o TGNL de Sines e o AS do Carriço em termos da logística de utilização da capacidade de armazenamento das duas infraestruturas, considerando a vocação de cada uma delas, com benefícios evidentes para segurança do abastecimento do SNGN.

8.1.2.3 Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas

O aumento da capacidade de transporte pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes. Tendo em consideração as dificuldades de implantação e o custo de duplicação de um novo gasoduto, a solução mais adequada, do ponto de vista técnico-económico, é a construção de uma estação de compressão ajustada às necessidades de transporte esperadas. Relativamente à localização e considerando a distribuição de consumos no troço do gasoduto Setúbal - Leiria a alternativa mais aconselhável é a instalação da estação de compressão no Carregado, após (considerando o sentido Sul -> Norte) os pontos de saída para a alimentação da CCGT da TER e do ramal de Lisboa. Esta solução permite maximizar os caudais a transportar de Sul para Norte minimizando o dimensionamento necessário da estação de compressão.

8.1.2.4 Outros princípios e critérios de planeamento

Para além dos benefícios relativos à integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, assim como os benefícios relativos à segurança do abastecimento, a EC do Carregado apresenta também um conjunto de ganhos adicionais de natureza operacional ⁽¹⁾, dos quais se destacam:

- A maior capacidade para fazer face a situações de exploração não otimizadas sob o ponto de vista do escoamento do gás, mas procuradas pelo mercado (p.e., uma distribuição desfavorável dos consumos das CCC e portanto, mais exigente para a rede);

(1) Os ganhos de natureza operacional constam de estudo de reavaliação da EC do Carregado efetuado pela REN.

- O aumento da margem operacional da RNTGN em cerca de 30 GWh (mais 37,5 % face ao valor atual);
- A melhoria da capacidade de resposta da rede em aproximadamente 5,5 horas, relativamente ao ponto “mais afastado” da RNTGN (interligação de Valença do Minho / Tui).

8.1.3. 3ª Interligação Portugal-Espanha

O desenvolvimento da 3ª interligação Portugal-Espanha está associado ao potencial estratégico do armazenamento subterrâneo do Carriço para a constituição e mobilização das reservas de segurança em situações de emergência, designadamente no caso de défice de abastecimento de GN nos dois países, bem como à promoção de um mercado concorrencial no SNGN e à criação do mercado Ibérico do gás (Mibgas). 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, para os quais a 3ª Interligação Portugal-Espanha assume um papel primordial:

- Na diversificação das alternativas de transporte de gás de modo a promover a adequada diversificação das fontes de aprovisionamento;
- Na promoção da adequada cobertura do território nacional com infraestruturas de gás natural;
- Na contribuição para a integração das redes europeias, promovendo a solidariedade regional na Península Ibérica (Portugal e Espanha) e França.

A 3ª Interligação Portugal-Espanha desenvolver-se-á em três fases com impacto entre o ano de 2017 (correspondente à 1ª fase) e o ano de 2021 (correspondente à 3ª fase). Pretende-se que este projeto, de configuração modular, se adequa às necessidades e à evolução dos consumos no SNGN, quer do ponto de vista da integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, quer do ponto de vista da segurança do abastecimento.

8.1.3.1. Integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência

De modo a avaliar o impacto da 3ª Interligação Portugal-Espanha nos indicadores referentes à integração de mercados, flexibilidade do sistema e aumento da concorrência, procede-se à respetiva determinação com e sem a capacidade incremental associada a cada uma das fases desta infraestrutura.

Reserva de capacidade

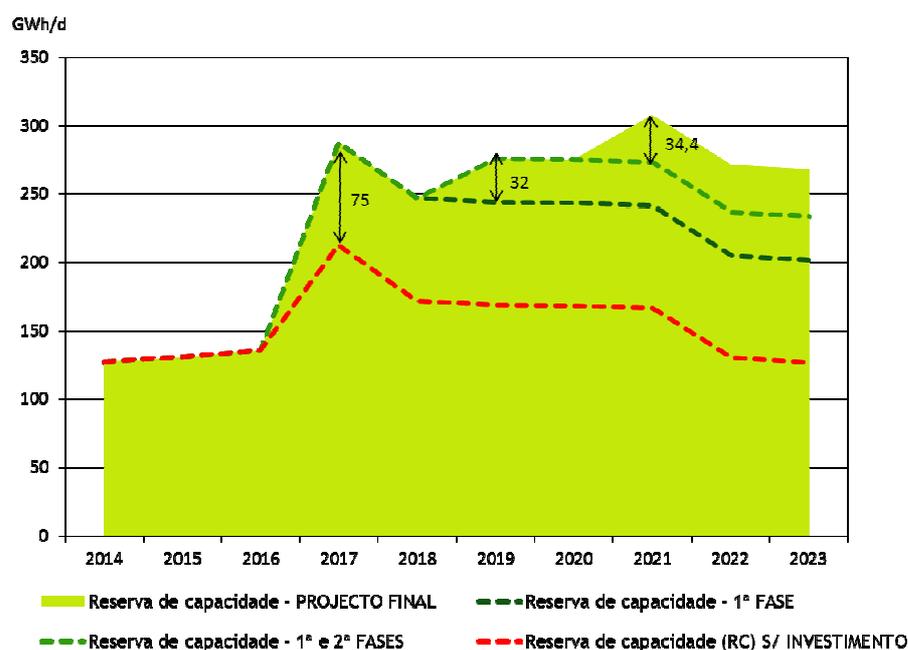
Na Tabela 28 e na Figura 31 apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTGN tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no PDIRGN, evidenciando a contribuição individual da 3ª Interligação Portugal-Espanha

Tabela 28 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem 3ª Interligação PT-ES]

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponta de consumos (ponta provável)												
	[A]		254,2	256,5	257,0	273,0	313,9	316,9	317,4	319,2	355,4	358,7
Mercado Convencional	(GWh/d)		138,6	141,6	143,5	145,9	148,2	151,0	153,2	157,3	160,4	163,7
Mercado Electricidade			115,6	114,9	113,5	127,1	165,6	165,9	164,2	161,8	195,0	195,0
Capacidade de oferta												
	[B]		381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines	(GWh/d)		217,1	222,8	228,5	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3
Interligação de Campo Maior/Badajoz			134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha	i					75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
1ª Fase (gasoduto Celorico-Vale de Frades)	1ªi					75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
2ª Fase (EC do Lote 6)	2ªi							32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
3ª Fase (gasoduto Cantanhede-Mangualde)	3ªi									34,4	34,4	34,4
SEM INVESTIMENTO na 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade (RC) S/ INVESTIMENTO	(GWh/d)	[C=B-A-i]	127,1	130,5	135,7	212,5	171,6	168,6	168,1	166,3	130,1	126,8
APENAS 1ª FASE da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade - 1ª FASE	(GWh/d)	[E=C+1ªi]	127,1	130,5	135,7	287,5	246,6	243,6	243,1	241,3	205,1	201,8
Aumento da RC devido à 1ª FASE	%	[F=1ªi/C]				35%	44%					
APENAS 1ª e 2ª FASES da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade - 1ª e 2ª FASES	(GWh/d)	[G=E+2ªi]	127,1	130,5	135,7	287,5	246,6	275,6	275,1	273,3	237,1	233,8
Aumento da RC devido à 2ª FASE	%	[H=2ªi/E]						13%	13%			
PROJECTO FINAL da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade - PROJECTO FINAL	(GWh/d)	[I=B-A]	127,1	130,5	135,7	287,5	246,6	275,6	275,1	307,7	271,5	268,2
Aumento da RC devido à 3ª FASE	%	[J=3ªi/G]								13%	15%	15%

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 31 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem 3ª Interligação PT-ES]



Da análise da tabela e da figura anteriores constata-se:

- No ano de 2017 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 EC do Carregado, e à 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha (aumento de 75,0 GWh/d na capacidade de oferta);
- Ao longo do período de colocação em operação deste projeto, de 2017 a 2023, verifica-se uma contribuição significativa da 3ª interligação Portugal-Espanha para o aumento da reserva de capacidade. Caso esta infraestrutura não seja desenvolvida, mesmo com o aumento de capacidade associado à instalação da EC do Carregado (entradas na RNTGN pelo TGNL de Sines), o valor da reserva de capacidade no final do período (em 2023) será sensivelmente o mesmo do verificado no início do período (em 2014), apesar de ter ocorrido um crescimento na ponta provável de consumos de 41%;
- A evolução deste indicador de 2017 a 2023 mostra que a contribuição desta infraestrutura se situa entre 35% e 44% (entre 2017 e 2018) para a 1ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, um adicional de 13% (entre 2019 e 2020) para a 2ª fase e um adicional entre 13% e 15% (entre 2021 e 2023) para a 3ª fase do projeto.

Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento (IHHA) é de difícil previsão no longo prazo já que a origem das fontes de aprovisionamento depende da gestão do portfólio dos agentes de mercado que se encontram a comercializar gás natural, cabendo aos operadores das infraestruturas da RNTIAT criar condições que permitam a diversificação desejável do aprovisionamento do SNGN.

A 3ª interligação Portugal-Espanha irá diversificar as alternativas de transporte de gás e promoverá a diversificação das fontes de aprovisionamento, contribuindo de forma decisiva para a integração das redes de gasodutos de Portugal e Espanha. Com esta nova interligação a Espanha, Portugal passará a ter acesso ao gás dos três terminais de GNL situados no norte da Península Ibérica, terminal de Mugardos (Reganosa), terminal de El Musel e terminal de Bilbao, e portanto a gás proveniente de outras origens, assim como ao gás do centro e norte da Europa, através das ligações entre a Península Ibérica e a França de Irun/Biriato e Larau.

A capacidade incremental associada à 3ª interligação Portugal-Espanha poderá representar um valor de aprovisionamento pelos terminais situados no norte de Espanha de 13,7 TWh (em 2017) a 25,8 TWh a partir de 2021, considerando uma taxa de utilização de 50%. Os valores indicados são significativos e possibilitarão certamente uma maior diversificação das fontes de aprovisionamento associada aos fornecedores de GNL a operar no mercado mundial.

Como referido no subcapítulo 7.1.2, atualmente o índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento (IHHa) em Portugal é de 0,415, considerando os dados relativos ao aprovisionamento da RNTIAT no ano de 2012. O IHHa do aprovisionamento em Espanha é de 0,160, considerando os dados mais recentes relativos ao ano de 2012, publicados pela Enagas. O IHHa para a globalidade da Península Ibérica (ótica integrada no seio do MIBGAS) tenderá a aproximar-se para um valor próximo de 0,176, 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 poderá ser muito significativo no contexto do mercado ibérico integrado (MIBGAS).

Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade

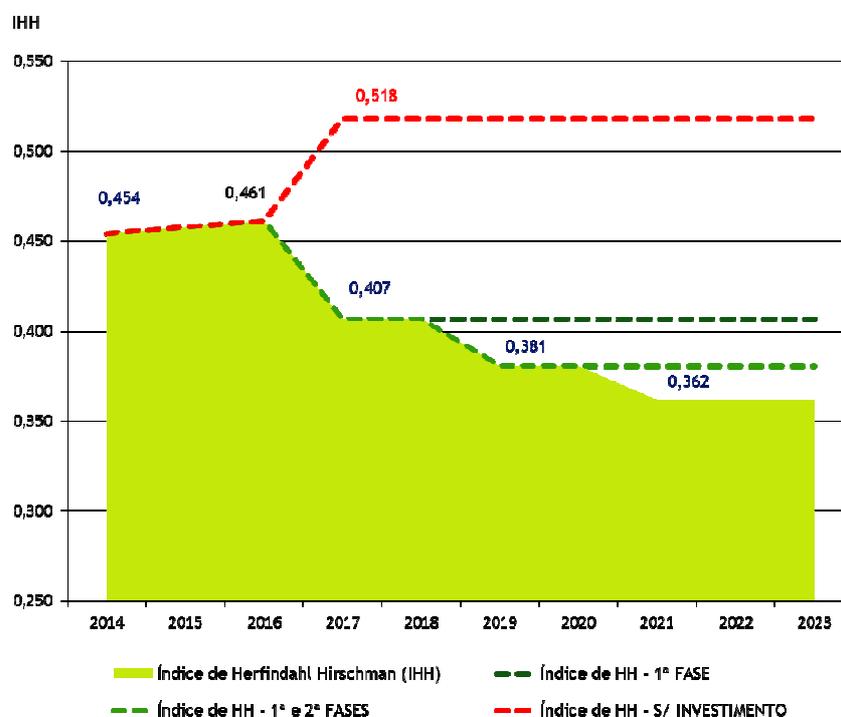
Na Tabela 29 e na Figura 32 apresenta-se a evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) de entrada na RNTGN, tendo por base o conjunto das infraestruturas propostas no PDIRGN, evidenciando a contribuição individual de cada uma das fases da 3ª interligação Portugal-Espanha.

Tabela 29 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem 3ª Interligação PT-ES]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Capacidade de oferta	381,3	387,0	392,7	560,5	560,5	592,5	592,5	626,9	626,9	626,9
Terminal GNL de Sines	217,1	222,8	228,5	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3
Interligação de Campo Maior/Badajoz	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha				75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
1ª Fase (gasoduto Celorico-Vale de Frades)				75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
2ª Fase (EC do Lote 6)						32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
3ª Fase (gasoduto Cantanhede-Mangualde)								34,4	34,4	34,4
SEM INVESTIMENTO na 3ª Interligação PT-ES										
Índice de HH - S/ INVESTIMENTO	0,454	0,458	0,461	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518
Varição do IHH face ao ano de 2013	1%	1%	2%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
APENAS 1ª FASE da 3ª Interligação PT-ES										
Índice de HH - 1ª FASE	0,454	0,458	0,461	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407
Varição do IHH				-22%	-22%	-22%	-22%	-22%	-22%	-22%
APENAS 1ª e 2ª FASES da 3ª Interligação PT-ES										
Índice de HH - 1ª e 2ª FASES	0,454	0,458	0,461	0,407	0,407	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381
Varição do IHH						-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
PROJECTO FINAL da 3ª Interligação PT-ES										
Índice de Herfindahl Hirschman (IHH)	0,454	0,458	0,461	0,407	0,407	0,381	0,381	0,362	0,362	0,362
Varição do IHH								-5%	-5%	-5%

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 32 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem 3ª Interligação PT-ES]



Da análise da tabela e da figura anteriores verifica-se:

- Um decréscimo significativo no valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc), ao longo do período em análise;
- A redução do valor do IHHc assume especial relevância nos anos de 2017, 2019 e 2021, coincidentes com a entrada em operação de cada uma das fases da 3ª interligação Portugal-Espanha;
- A entrada em operação da EC do Carregado no ano de 2017, com o consequente aumento da capacidade na RNTGN a partir do TGNL de Sines, fará subir o IHHc para o valor de 0,518 (a vermelho no gráfico), que evidencia uma maior concentração da capacidade de abastecimento do SNGN se não for colocada em operação a 3ª interligação Portugal-Espanha.
- Com a EC do Carregado, a variação do IHH correspondente a cada uma das fases da 3ª interligação Portugal-Espanha é de -22%, -6% e -5%, respetivamente para a 1ª, 2ª e 3ª fase do projeto. Estes valores evidenciam o significativo aumento do grau de diversificação dos pontos de oferta, e portanto, a menor concentração relativa de capacidade nos pontos de entrada na RNTGN e consequentemente a menor dependência do abastecimento do SNGN em relação a cada um desses pontos em particular.

Efetivamente, a variação do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade associado à 3ª interligação Portugal-Espanha é de -30% $[(0,362/0,518 - 1) \times 100]$, considerando o total desenvolvimento desta infraestrutura a partir de

2021. A evolução do IHHc ao longo do período em análise evidência um claro aumento da diversificação das alternativas de transporte de gás, contribuindo para a integração das redes na Península Ibérica.

Como referido no subcapítulo 7.1.3, atualmente o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal é de 0,454 (valor igual ao IHHc do ano de 2014) e o de Espanha é de 0,129. No final do período do PDIRGN (em 2023), com a entrada em operação da 3ª interligação Portugal-Espanha, que confere ao TGNL de Sines um papel ibérico, e das restantes infraestruturas que serão entretanto colocadas em operação (com decisão final de investimento tomada), designadamente o terminal de GNL de Musel, o aumento de capacidade da interligação FR-ES de Irun/Biriato e o reforço da interligação FR-ES de Larau, poderá considerar-se que existe uma total integração entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha (MIBGAS) ⁽¹⁾. Com este pressuposto, o IHHc para a globalidade da Península Ibérica assumirá um valor de 0,100, verificando-se que 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.

8.1.3.2. Segurança do abastecimento

De modo a avaliar o impacto da 3ª interligação Portugal-Espanha na segurança do abastecimento, designadamente avaliando o impacto no cumprimento do critério N-1, foram realizados balanços de capacidade com e sem a capacidade incremental associada a cada uma das fases do projeto, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados na Tabela 30 e nas Figuras 33 e 34.

(1) Para tal assume-se que serão efetuados os reforços internos necessários na rede de gasodutos de Espanha.

Tabela 30 - Evolução do critério N-1 [com e sem 3ª Interligação PT-ES]

			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)	[A]		301,5	306,8	310,4	336,3	369,2	375,7	380,0	386,3	404,0	409,2
Mercado Convencional	(GWh/d)		154,7	159,3	162,9	166,5	170,3	174,7	179,1	184,8	189,8	195,0
Mercado Electricidade			146,8	147,6	147,6	169,9	198,9	201,0	201,0	201,4	214,2	214,2
Capacidade de oferta	(GWh/d)	[B]	249,9	292,8	292,8	367,8	367,8	399,8	399,8	434,2	434,2	434,2
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 de Campo Maior/Badajoz			134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Interligação de Valença do Minho/Tui			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
3ª Interligação Portugal-Espanha		i				75,0	75,0	107,0	107,0	141,4	141,4	141,4
1ª Fase (gasoduto Celorico-Vale de Frades)	1ªi					75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
2ª Fase (EC do Lote 6)	2ªi							32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
3ª Fase (gasoduto Cantanhede-Mangualde)	3ªi									34,4	34,4	34,4
Armazenamento Subterrâneo (Cariço)*			85,7	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
SEM INVESTIMENTO na 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade; S/ INVESTIMENTO	(GWh/d)	[C=B-A-i]	-51,6	-14,1	-17,7	-43,6	-76,5	-83,0	-87,3	-93,5	-111,3	-116,5
Fórmula N-1; S/ INVESTIMENTO	(%)	[D=(B-i)/A]	82,9	95,4	94,3	87,0	79,3	77,9	77,0	75,8	72,5	71,5
APENAS 1ª FASE da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade; 1ª FASE	(GWh/d)	[E=C+1ªi]	-51,6	-14,1	-17,7	31,4	-1,5	-8,0	-12,3	-18,5	-36,3	-41,5
Fórmula N-1; 1ª FASE	(%)	[F=(B-i+1ªi)/A]	82,9	95,4	94,3	109,3	99,6	97,9	96,8	95,2	91,0	89,9
APENAS 1ª e 2ª FASE da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade; 1ª e 2ª FASE	(GWh/d)	[G=E+2ªi]	-51,6	-14,1	-17,7	31,4	-1,5	24,0	19,7	13,5	-4,3	-9,5
Fórmula N-1; 1ª e 2ª FASE	(%)	[H=(B-i+1ªi+2ªi)/A]	82,9	95,4	94,3	109,3	99,6	106,4	105,2	103,5	98,9	97,7
PROJECTO FINAL da 3ª Interligação PT-ES												
Reserva de capacidade - Projecto FINAL	(GWh/d)	[I=B-A]	-51,6	-14,1	-17,7	31,4	-1,5	24,0	19,7	47,9	30,1	24,9
Fórmula N-1; Projecto FINAL	(%)	[J=B/A]	82,9	95,4	94,3	109,3	99,6	106,4	105,2	112,4	107,5	106,1

Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 33 - Evolução da reserva de capacidade na situação crítica [com e sem 3ª Interligação PT-ES]

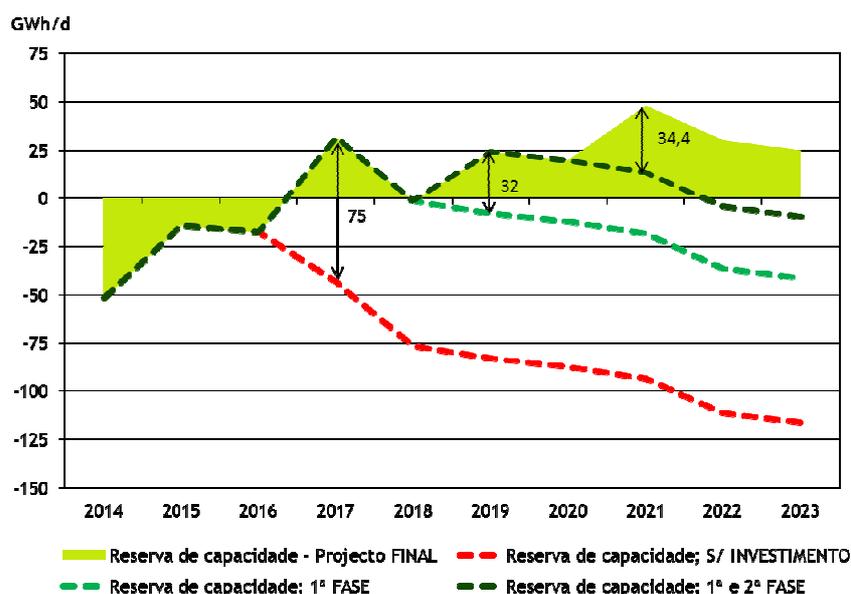
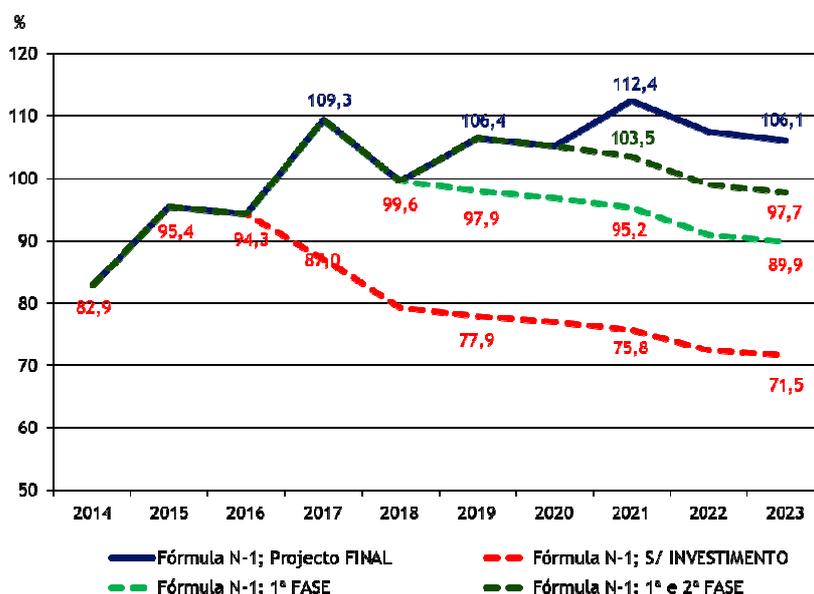


Figura 34 - Evolução do critério N-1 [com e sem 3ª Interligação PT-ES]



Da análise da tabela e da figura apresentadas poder-se-á referir:

- Sem o reforço correspondente à 3ª interligação Portugal-Espanha em 2017, a capacidade existente na RNTIAT é insuficiente para garantir o cumprimento do critério N-1, decorrente da eventual falha do Terminal GNL em simultâneo com uma ponta de consumos excecionalmente elevada, mesmo com o investimento de otimização da estação de gás do AS do Carriço, com impacto de 2015 em diante. O deficit de capacidade irá aumentar gradualmente ao longo dos anos, atingindo o valor de -116,5 GWh/d no final do horizonte do PDIRGN (em 2023);
- A partir de 2017 e até 2023, cada uma das três fases da 3ª interligação Portugal-Espanha serão necessárias para garantir o cumprimento do critério N-1 (excetua-se o ano de 2021). Na ausência da 2ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, o grau de cumprimento do critério N-1 será de 97,9% em 2019 (correspondente a um deficit de capacidade de -8 GWh/d) e de 89,9% em 2023 (correspondente a um deficit de capacidade de -41,5 GWh/d). Na ausência da 3ª fase da 3ª interligação Portugal-Espanha, o grau de cumprimento do critério N-1 será de 97,7% em 2023 (correspondente a um deficit de capacidade de -9,5 GWh/d);
- A partir de 2017 e até 2023, o reforço correspondente à otimização da estação de gás do AS do Carriço e a entrada em operação da 3ª interligação Portugal-Espanha de modo faseado, permitem assegurar a existência de capacidade suficiente para fazer face à situação de falha do TGNL de Sines, exceto no ano de 2018 que apresenta, no entanto, um grau de cumprimento (99,6%) muito próximo do valor objetivo de 100%.

Os próximos anos – 2014 a 2016 - são aqueles em que o saldo deficitário de capacidade para fazer face à falha do TGNL de Sines é maior. A obrigação de cumprimento do critério N-1, decorrente do artigo 6º do Regulamento n.º 994/2010 de 20 de Outubro, deverá ocorrer até 3 de Dezembro de 2014, isto é, fazendo-se refletir no Inverno de 2015.

Concluindo, a 3ª interligação Portugal-Espanha revela-se fundamental para o cumprimento do critério N-1 a partir do ano de 2017 (primeiro ano de impacto desta nova infraestrutura). Cada uma das três fases deste projeto, que serão colocadas em operação de modo faseado, revelam-se necessárias para garantir o cumprimento do critério N-1, decorrente da eventual falha do Terminal GNL em simultâneo com uma ponta extrema de consumos. A otimização da estação de gás do AS do Carriço revela-se insuficiente para o cumprimento deste critério de segurança do abastecimento.

8.1.3.3. Outros princípios e critérios de planeamento

Atualmente está em curso a construção de um novo gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda (fecho do anel Lote 5/Lote 6) que contempla um primeiro troço (Mangualde – Celorico da Beira) e que integrará a futura 3ª interligação Portugal – Espanha entre Mangualde, do lado português, e Zamora, do lado espanhol, cuja escolha de traçado até à zona de Vale de Frades considerou também o abastecimento de GN ao Nordeste do País.

No anexo 1 “Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural – Período 2013 a 2023”, designadamente no capítulo 2. Previsão da Procura Anual de Gás Natural, constata-se que a nível regional existe uma grande disparidade no consumo de gás natural. Nas regiões do interior o consumo de gás natural é muito baixo ou, em algumas regiões, praticamente inexistente. As regiões com maior consumo situam-se no litoral.

A extensão da cobertura territorial das infraestruturas de abastecimento de gás poderá reduzir estas desigualdades. O acesso à rede de distribuição de gás natural é decisivo na opção, por parte dos agentes, de consumir gás natural. O efeito de substituição entre fontes de energia poderá não ser desprezável e constituir uma oportunidade de desenvolvimento e alargamento da rede de gás natural a outras áreas do país.

A análise detalhada da região de Trás-os-Montes, mostra que os níveis de consumo por habitante (população residente) são bastante inferiores ao valor médio do país, quer no que respeita ao gás natural quer no que respeita ao total de consumo agregado de gás natural, gás propano e gás butano. Em 2011 o consumo de gás natural per capita em Trás-os-Montes correspondeu a apenas 15% do valor da média do país, e de 29% se para além do gás natural também se contabilizarem os consumos de gás propano e gás butano.

Existe, portanto, um grande potencial de crescimento dos consumos de gás natural na região Nordeste do País que poderá ser estimulado pelo alargamento da rede de gás natural.

Proposta de regulação da Comissão Europeia para o desenvolvimento das infraestruturas das redes transeuropeias de energia e atribuição do estatuto de “Projeto de Interesse Comum”

A Comissão Europeia avançou em 2011 com uma iniciativa legislativa relativa ao estabelecimento de novas linhas orientadoras para o desenvolvimento das infraestruturas necessárias ao estabelecimento das redes transeuropeias de energia (COM 658/2011), da qual resultará um novo Regulamento Europeu cuja publicação se aguarda para o primeiro semestre de 2013. Mediante determinados mecanismos e critérios, este regulamento prevê a atribuição do estatuto especial de “Projeto de Interesse Comum” (PIC, abreviadamente) aos projetos que contribuam reconhecidamente para o cumprimento dos objetivos definidos pela política energética da UE. Os projetos que obtiverem o referido estatuto beneficiarão de um conjunto de condições favoráveis à sua implementação, que incluem o tratamento célere do processo de licenciamento (por serem considerados de interesse público pelas Autoridades Competentes), o acesso a condições de financiamento favoráveis e, nos casos considerados mais relevantes, a concessão de subsídios estruturais a fundo perdido.

No contexto do processo de seleção dos projetos que integrarão a primeira lista europeia de PIC, a publicar antes do final de 2013, a REN Gasodutos (PT) e a Enagás (ES) subscreveram conjuntamente a candidatura do Projeto da 3ª interligação Portugal-Espanha, baseada nos méritos da sua contribuição para o reforço da segurança do abastecimento e para o desenvolvimento de um mercado do gás único e concorrencial ao nível Península Ibérica, em vez de duas zonas de mercado separadas. Após o trabalho de avaliação desenvolvido entre Julho de 2012 e Abril de 2013 ao nível do grupo regional que abrange a zona oeste do corredor europeu norte-sul (grupo ad-hoc presidido pela DG ENER), o projeto da 3ª interligação Portugal-Espanha reúne boas condições para que lhe seja atribuído o referido estatuto de Projeto de Interesse Comum.

8.1.4. Gasoduto Carriço - Cantanhede

A construção do gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede insere-se numa estratégia de garantia da segurança do abastecimento do SNGN. Efetivamente, atendendo à importância assumida pelo armazenamento subterrâneo do Carriço, nomeadamente para fazer face a situações críticas de satisfação da procura, este gasoduto assegurará uma segunda alternativa de acesso a esta infraestrutura. O gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede também dotará a RNTGN de uma segunda alternativa ao abastecimento numa região que terá duas centrais de ciclo combinado para fornecimento de energia elétrica ao SEN. Deste modo, os fatores referidos anteriormente estiveram na base da escolha do traçado para este novo gasoduto, procurando minimizar os riscos associados à rutura do gasoduto principal de transporte.

Para além do aumento das condições de segurança, o novo gasoduto flexibilizará a operação da RNTGN ao permitir formas alternativas de exploração da RNTGN e o aumento da sua capacidade de transporte, em conjugação com os restantes reforços internos do sistema.

Finalmente, a construção deste novo gasoduto é fundamental para garantir a interoperabilidade com a rede de gasodutos de Espanha através da futura 3ª interligação Portugal-Espanha, assumindo um papel determinante para a maximização da capacidade de exportação de gás natural a partir do AS do Carriço e do TGNL de Sines, de modo a que estas infraestruturas venham a assumir uma dimensão Ibérica.

Assim, esta infraestrutura deverá ser colocada em operação até ao final do ano de 2020, fazendo coincidir esta data com a data da 3ª fase (última) da 3ª interligação Portugal-Espanha, o que se traduzirá num impacto no ano de 2021.

Atendendo à configuração e à arquitetura da RNTGN, o gasoduto Carriço (AS) – Cantanhede não terá impacto nas capacidades dos pontos de entrada, não introduzindo, portanto, qualquer alteração nos indicadores de integração de mercados, flexibilidade e aumento da concorrência, nem nos indicadores de segurança do abastecimento.

8.2. Capacidade de armazenamento

Após a expansão do TGNL de Sines em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento no sistema deverá ser efetuada através do desenvolvimento do armazenamento subterrâneo do Carriço.

No horizonte estudado (2014 a 2023), propõe-se a construção de 4 cavidades adicionais (duas das quais promovidas pela concessionária Transgás Armazenagem, uma pela REN Armazenagem e outra que se propõe neste plano mas para a qual será necessária uma aprovação específica do Concedente), para além das duas cavidades atualmente em construção (uma por cada uma das duas concessionárias) perfazendo um total de 10 cavidades em operação no final de 2023.

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.

Procedeu-se, para cada ano e para o cenário de segurança do abastecimento, à quantificação das necessidades totais de reservas de segurança a constituir, à quantificação da capacidade de armazenamento nas infraestruturas da RNTIAT, à determinação da quantidade de armazenamento necessário no TGNL de Sines (indicando a percentagem de utilização face à sua capacidade de armazenamento), e à quantificação do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT em valor, em número equivalente de navios metaneiros e em número equivalente de cavidades do AS do Carriço (metodologia descrita no capítulo 6. Princípios e critérios de planeamento).

As análises efetuadas consideram a colocação em operação sucessiva de pares de cavidades, correspondentes à utilização de cada uma das duas linhas de lixiviação existentes (cada linha de lixiviação é necessária à construção de

uma cavidade) respetivamente pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem. Assim, serão analisados de modo faseado a colocação em operação dos seguintes pares de cavidades:

- Evolução 1 – Apenas é considerada a colocação em operação da 5ª Cavidade, TGC-2S, propriedade da Transgás Armazenagem e 6ª cavidade, REN-C6 propriedade da REN Armazenagem, ambas em construção e com entradas em operação em 2013 e 2014, respetivamente;
- Evolução 2 – Adicionalmente ao cenário anterior, apenas é considerada a colocação em operação da 7ª cavidade, TGC-7S, propriedade da Transgás Armazenagem e 8ª cavidade, REN-C8 propriedade da REN Armazenagem, ambas em fase de planeamento e com entradas em operação em 2018;
- Evolução 3 - Adicionalmente ao cenário anterior, foi considerada a colocação em operação da 9ª cavidade, TGC-9, propriedade da Transgás Armazenagem e 10ª cavidade, a primeira em fase de planeamento e a segunda carecendo ainda de uma autorização específica do Concedente, e com entradas em operação em 2021. Este cenário de evolução corresponde ao desenvolvimento da totalidade das cavidades propostas no presente PDIRGN.

Na Tabela 31 e na Figura 35 apresentam-se os resultados obtidos considerando as perspetivas de desenvolvimento do número de cavidades no AS do Carriço, correspondentes aos três cenários de evolução referidos anteriormente.

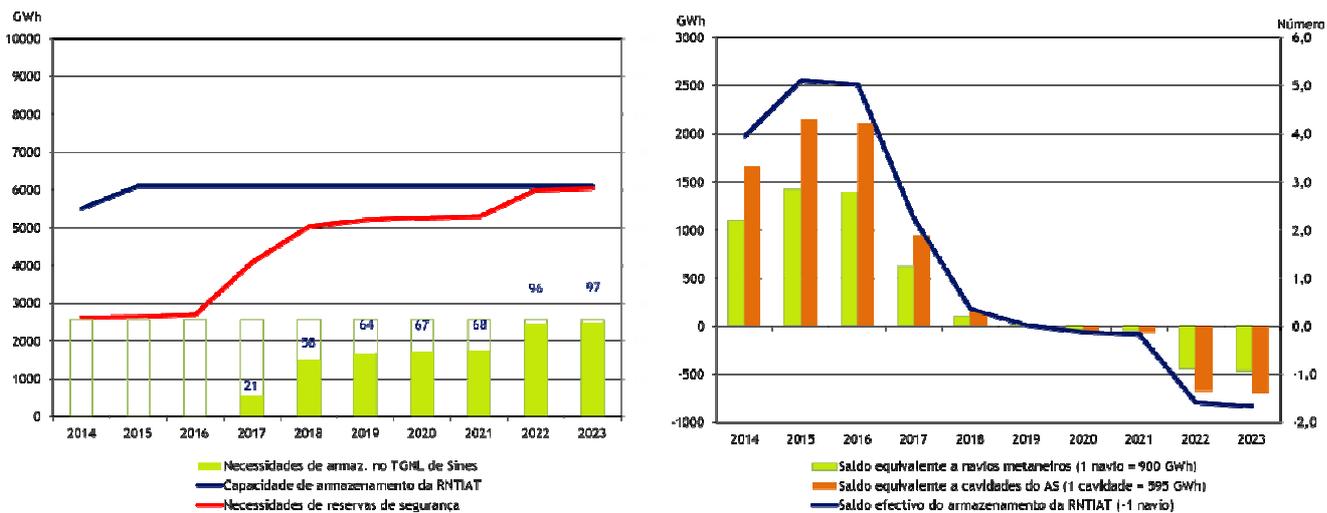
Tabela 31 - Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2639	2653	2697	4087	5030	5199	5273	5297	6009	6042
Clientes Protegidos	(GWh)	1703	1746	1782	1869	2149	2203	2237	2275	2479	2513
Mercado Electricidade (s/ Turbogás e Lares)		935	907	915	2218	2882	2997	3036	3022	3530	3530
Capacidade de armazenamento da RNTIAT											
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	5517	6112	6112	6112	6112	7352	7352	7352	8592	8592
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		2948	3543	3543	3543	3543	4783	4783	4783	6023	6023
Cavidade 5 (TGC-2S) e cavidade 6 (REN-C6)		833	595								
Cavidade 7 (TGC-7S) e cavidade 8 (REN-C8)	i						1240				
Cavidade 9 (TGC-9S) e cavidade 10	ii									1240	
Evolução 1 - APENAS cavidade 5 (TGC-2S) e cavidade 6 (REN-C6)											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]'=[B]-(i+ii)	5517	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112	6112
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		2948	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543	3543
Saldo do armazenamento da RNTIAT	(GWh) [C]=B'-A	2878	3459	3415	2025	1082	913	839	815	103	70
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines	(% cap.)	-	-	-	544	1487	1656	1730	1754	2466	2499
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	(GWh) [D]=C'-900	1978	2559	2515	1125	182	13	-61	-85	-797	-830
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios [E]=D'/900	2,2	2,8	2,8	1,2	0,2	0,0	-0,1	-0,1	-0,9	-0,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 595 GWh)	nº cavidades [F]=D'/595	3,3	4,3	4,2	1,9	0,3	0,0	-0,1	-0,1	-1,3	-1,4
Evolução 2 - SEM cavidade 9 (TGC-9S) e cavidade 10											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]''=[B]'-ii	5517	6112	6112	6112	6112	7352	7352	7352	7352	7352
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		2948	3543	3543	3543	3543	4783	4783	4783	4783	4783
Saldo do armazenamento da RNTIAT	(GWh) [C]''=B]''-A	2878	3459	3415	2025	1082	2153	2079	2055	1343	1310
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines	(GWh) (% cap.)	-	-	-	544	1487	416	490	514	1226	1259
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	(GWh) [D]''=C]''-900	1978	2559	2515	1125	182	1253	1179	1155	443	410
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios [E]''=D]''/900	2,2	2,8	2,8	1,2	0,2	1,4	1,3	1,3	0,5	0,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 595 GWh)	nº cavidades [F]''=D]''/595	3,3	4,3	4,2	1,9	0,3	2,1	2,0	1,9	0,7	0,7
Evolução 3 - COM desenvolvimento total do AS do Carricho											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	5517	6112	6112	6112	6112	7352	7352	7352	8592	8592
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carricho		2948	3543	3543	3543	3543	4783	4783	4783	6023	6023
Saldo do armazenamento da RNTIAT	(GWh) [C]=B-A	2878	3459	3415	2025	1082	2153	2079	2055	2583	2550
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines	(GWh) (% cap.)	-	-	-	544	1487	416	490	514	-	19
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	(GWh) [D]=C-900	1978	2559	2515	1125	182	1253	1179	1155	1683	1650
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios [E]=D/900	2,2	2,8	2,8	1,2	0,2	1,4	1,3	1,3	1,9	1,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 595 GWh)	nº cavidades [F]=D/595	3,3	4,3	4,2	1,9	0,3	2,1	2,0	1,9	2,8	2,8

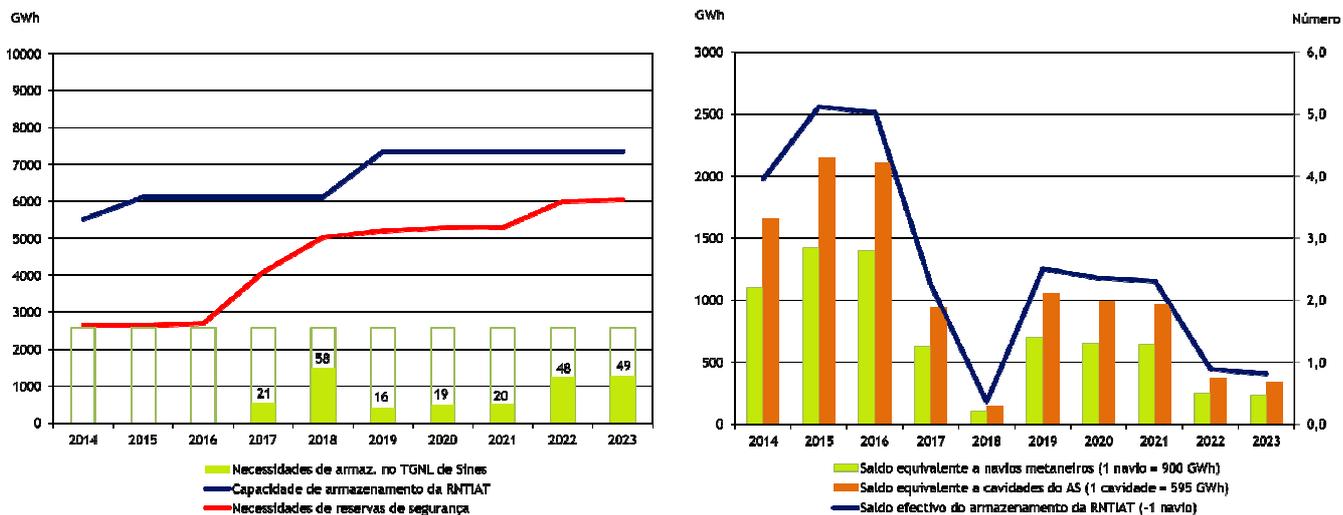
Nota: Nesta tabela considera-se que as capacidades adicionais das infraestruturas colocadas em operação no ano N, apenas contribuem efetivamente para o sistema no ano N+1 (apresentado na tabela).

Figura 35 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

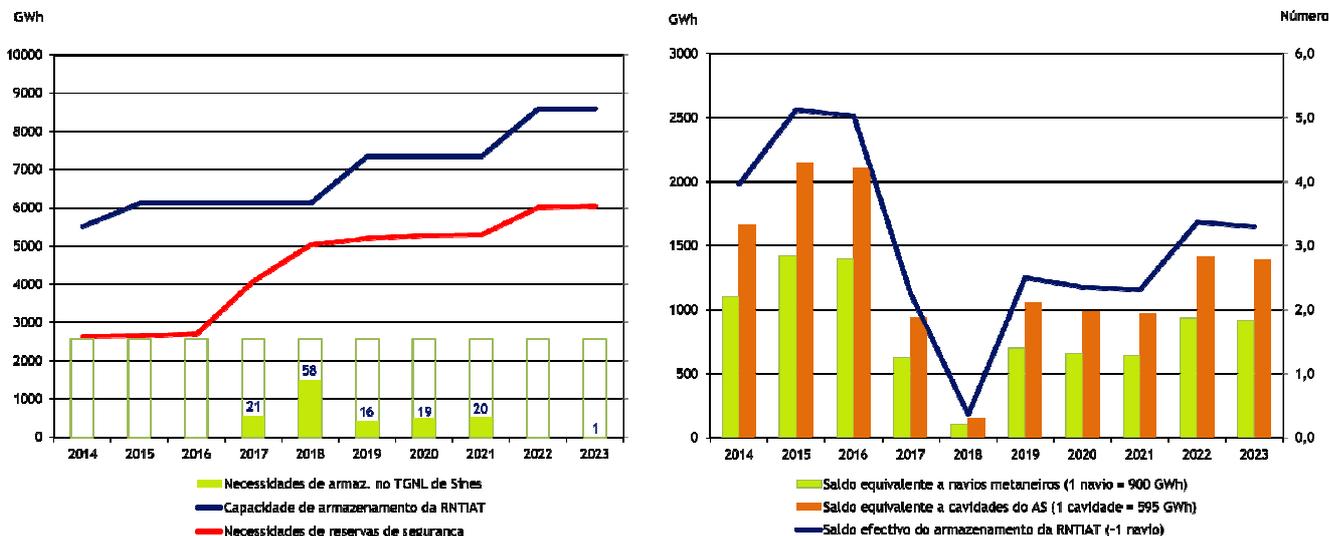
Cenário de evolução 1



Cenário de evolução 2



Cenário de evolução 3



Da análise da tabela e das figuras apresentadas poder-se-á referir:

- No cenário de evolução 1, no qual apenas é considerada a colocação em operação da 5ª cavidade (TGC-2S) e da 6ª cavidade (REN-C6) nos anos de 2013 e 2014 respetivamente, de 2014 a 2016 o AS do Carriço passará a possuir uma capacidade suficiente para a constituição das reservas de segurança. No ano de 2017, a taxa de ocupação do TGNL de Sines é suficientemente reduzida (21%) para se considerar que existe capacidade de armazenamento suficiente na RNTIAT para o cumprimento deste critério de planeamento. De 2018 em diante, com a ocorrência de taxas de ocupação do TGNL de Sines superiores a 58%, a capacidade de armazenamento na RNTIAT será claramente insuficiente;
- No cenário de evolução 2, com a colocação em operação da 7ª cavidade (TGC-7S) e da 8ª cavidade (REN-C8) no ano de 2018, a insuficiência de capacidade de armazenamento da RNTIAT identificada no ponto anterior ficará resolvida até ao ano de 2021. O ano de 2018 será o ano em que as necessidades de armazenamento no TGNL de Sines terão o valor mais elevado, 58% da capacidade de armazenamento desta infraestrutura, claramente insuficientes para garantir a operacionalidade desta infraestrutura. Neste ano, a capacidade de armazenamento disponível para fins comerciais será praticamente inexistente. Para os anos de 2019 a 2021, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT aumenta significativamente devido à entrada em operação das duas novas cavidades em 2018, tornando-se equivalente a 1,2 / 1,3 navios metaneiros, ou a 1,9 / 2,0 cavidades do AS do Carriço. De 2022 em diante, as taxas de ocupação do TGNL de Sines superiores a 50%, e o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT inferior a uma cavidade do AS do carriço e a um navio metaneiro

médio, evidenciam uma clara insuficiência da capacidade de armazenamento na RNTIAT, pelo que novas cavidades de armazenamento subterrâneo deverão ser colocadas em operação até ao final do ano de 2021;

- No cenário de evolução 3, isto é, com o desenvolvimento da totalidade das cavidades propostas no PDIRGN, nos anos de 2022 a 2023 a capacidade de armazenamento existente no AS do Carriço volta a ser praticamente suficiente para garantir a constituição das reservas de segurança. Com a entrada em operação das duas últimas cavidades constantes no presente PDIRGN, os valores do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT em 2022 e 2023 aumentam para valores intermédios quando comparados com os dois períodos anteriores, representando o equivalente a 1,7 a 1,9 navios metaneiros, ou a 2,6 a 2,9 cavidades do AS do Carriço.

9. SIGLAS e ABREVIATURAS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BEI	Banco Europeu de Investimento
BV	Estação de seccionamento (<i>Block Valve</i>)
CCC	Grupo de Turbina a Gás Natural em Ciclo Combinado (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>)
CTS	Interligação (<i>Custody Transfer Station</i>)
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
GTG	Gestor Técnico Global do SNGN
EC	Estação de Compressão
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD-DEG	Divisão de Engenharia e Gestão de Ativos
GD-DIE	Divisão de Investimentos e Exploração
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (<i>Gas Regulating and Metering Station</i>)
ICJCT	Estação de derivação em T simples (<i>Branch Station</i>)
JCT	Estação de derivação (<i>Junction Station</i>)
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGÁS	Mercado Ibérico de Gás Natural
REN	Redes Energéticas Nacionais, SA
RMSA	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento



RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito

10. ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Características técnicas da RNTGN em 2012	6
Tabela 2 - Capacidades associadas aos pontos relevantes da RNTGN.....	7
Tabela 3 - Capacidades do TGNL	9
Tabela 4 - Capacidades do AS do Carriço	10
Tabela 5 - Previsão de Procura de Gás Natural para o período 2013 a 2023	15
Tabela 6 - Pontas de consumo diário	17
Tabela 7 - Taxa de utilização das GRMS	18
Tabela 8 - Pontas de consumo diário para o período 2013-2023	19
Tabela 9 - Diferença entre Cenário Base e Cenário Segurança de Abastecimento	20
Tabela 10- Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT	23
Tabela 11 - Taxa de Utilização dos pontos de oferta da RNTGN.....	24
Tabela 12 - Taxas de utilização de slots de navios e das baías de enchimento de camião cisterna do TGNL de Sines	25
Tabela 13 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT	26
Tabela 14 - Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT	29
Tabela 15 - Taxas de utilização (TU) da capacidade de armazenamento da RNTIAT.....	30
Tabela 16 - Evolução da Capacidade de Armazenamento da RNTIAT	31
Tabela 17 - Valores de investimento de cada uma das concessionárias	41
Tabela 18 - Tabela de investimentos na RNTIAT (cronograma).....	44
Tabela 19 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário base de evolução dos consumos).....	59
Tabela 20 - Aprovisionamento e cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento na Península Ibérica	62
Tabela 21 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN	63
Tabela 22 - Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na Península Ibérica em 2023.....	65
Tabela 23 - Evolução do critério N-1 [interrupção do fornecimento pelo TGNL de Sines e ocorrência da ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)].....	66

Tabela 24 - Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT	70
Tabela 25 - Evolução do critério N-1 [com e sem a otimização da estação de gás do AS do Carriço].....	75
Tabela 26 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem a EC do Carregado].....	78
Tabela 27 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem a EC do Carregado].....	80
Tabela 28 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	84
Tabela 29 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	86
Tabela 30 - Evolução do critério N-1 [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	89
Tabela 31 - Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT	95

11. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa da RNTIAT	5
Figura 2 - Extensão do gasoduto (Km) e Número de estações	7
Figura 3 - Procura Histórica do Mercado Convencional.....	12
Figura 4 - Repartição da Procura do Mercado Convencional e Elétrico em 2002, 2007 e 2012.....	14
Figura 5 - Previsão de Procura de Gás Natural e taxas médias de crescimento anual	16
Figura 6 - Pontas de consumo diário	17
Figura 7 - Pontas de consumo para o período 2013-2023	20
Figura 8 - Oferta histórica anual.....	22
Figura 9 - Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT	24
Figura 10 - Evolução da capacidade de oferta da RNTIAT.....	27
Figura 11 - Evolução da Capacidade de Armazenamento da RNTIAT	29
Figura 12 - Evolução da Capacidade de Armazenamento da RNTIAT	32
Figura 13 - Percentagem dos valores de investimento de cada uma das concessionárias relativamente à totalidade dos investimentos na RNTIAT	41
Figura 14 - Valores anuais de investimento de cada uma das concessionárias e total da RNTIAT	42
Figura 15 - Valores acumulados de investimento de cada uma das concessionárias e total da RNTIAT	42
Figura 16 - Mapas da RNTIAT de acordo com os desenvolvimentos propostos no PDIRGN	45
Figura 17 - Reserva de capacidade	50
Figura 18 - Reserva de capacidade na situação crítica	52
Figura 19 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN (cenário base de evolução dos consumos)	60
Figura 20 - Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica	61
Figura 21 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTGN.....	63
Figura 22 - Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica	64
Figura 23 - Evolução da reserva de capacidade e do critério N-1 [interrupção do fornecimento pelo TGNL de Sines e ocorrência da ponta extrema (Dmax - 1/20 anos)].....	67
Figura 24 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento da RNTIAT e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT	70

Figura 25 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento da RNTIAT e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT, no cenário de rutura.....	71
Figura 26 - Evolução da reserva de capacidade e do critério N-1 [com e sem a otimização da estação de gás do AS do Carriço]	76
Figura 27 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem a EC do Carregado].....	79
Figura 28 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem a EC do Carregado].....	80
Figura 29 - Evolução da reserva de capacidade na RNTGN no cenário base [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	84
Figura 30 - Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	87
Figura 31 - Evolução da reserva de capacidade na situação crítica [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	89
Figura 32 - Evolução do critério N-1 [com e sem 3ª Interligação PT-ES].....	90
Figura 33 - Evolução das necessidades de reservas de segurança, da capacidade de armazenamento e do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.....	96

12. ANEXOS

Anexo I - Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural, Período 2013-2023

Anexo II – PFD da RNTGN – Diagrama Geral de Processo

Anexo III - PFD do TGNL de Sines - Diagrama Geral de Processo

Anexo IV - PFD do AS do Carriço - Diagrama Geral de Processo

Anexo V – Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades

Anexo VI – Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

Anexo VII – Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT (RNTGN, AS e TGNL)



- Anexo I -

Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural, Período 2013-2023





- Anexo II -

PFD da RNTGN – Diagrama Geral de Processo





- Anexo III -

PFD do TGNL de Sines - Diagrama Geral de Processo





- Anexo IV -

PFD do AS do Carricho - Diagrama Geral de Processo





- Anexo V -

Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades



Gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades

(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 242/247 km, dos quais cerca de 162 km em Portugal e cerca de 80/85 km em Espanha.

Esta primeira fase da 3ª interligação Portugal-Espanha será constituída por um gasoduto que terá início na estação de junção JCT 13300-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.

O Gasoduto desenvolver-se-á de forma a evitar o atravessamento de um conjunto de áreas integradas na Rede Natura 2000. No entanto, o projeto será submetido a uma avaliação de impacto ambiental (AIA), obrigatória sob a lei Portuguesa. O licenciamento por parte das autoridades portuguesas (para construção e operação) será obtido mediante Declaração de Utilidade Pública (DUP). A realização de um estudo de impacte ambiental (EIA) abrangente será considerado como forma de 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.

Ao longo do gasoduto, estão identificadas 5 estações intermédias e uma CTS de fronteira em Vale de Frades (além da JCT 13200-Celorico da Beira) – ver PFD (diagrama geral de processo) e mapa do traçado do gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades nas páginas seguintes.

Esta infraestrutura disponibilizará uma capacidade de 75,0 GWh/dia no sentido de Espanha – Portugal, uma capacidade de 50,0 GWh/dia no sentido de Portugal – Espanha, e entrará em operação até ao final do ano de 2016 caso a decisão final de investimento seja tomada até ao final do ano de 2013.

2. Investimento

O valor do investimento previsto para o gasoduto Celorico da Beira – Vale de Frades em território Português cifra-se em 137,2 M€ e resulta do somatório do investimento estimado das rúbricas de estudos e projectos, materiais e equipamentos, construção, e outros (serviços/expropriações, fiscalização/supervisão, certificação da qualidade, etc.), de acordo com a seguinte repartição.

Estudos e Projetos	2.651
Materiais e equipamentos	61.554
Construção	68.157
Outros	4.805
TOTAL	137.168

Valores em milhares de euros (x1000 €)

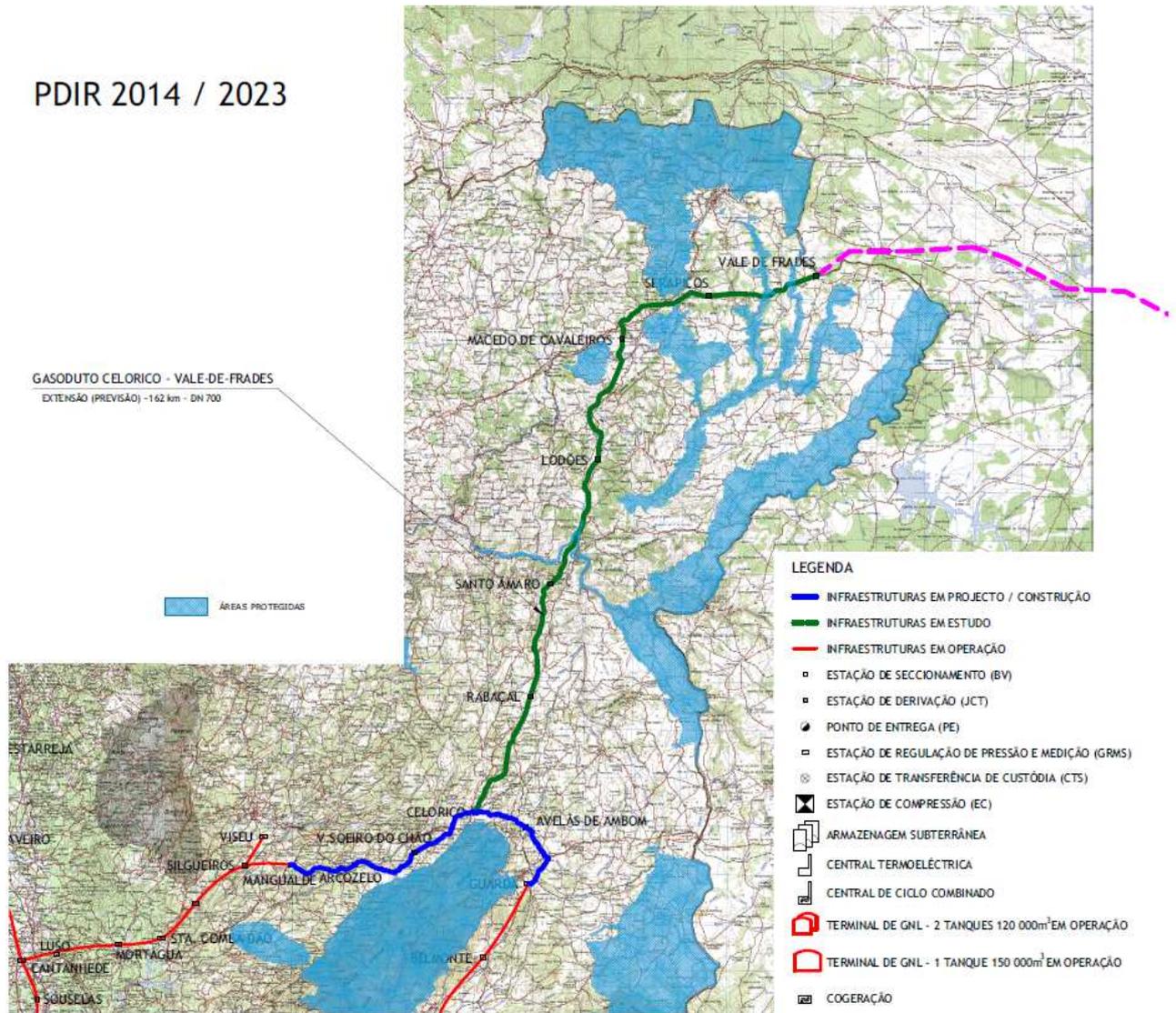
Atendendo ao facto deste gasoduto se encontrar em fase de planeamento e, portanto, não possuir ainda um estudo prévio de engenharia / projecto base, os valores apresentados possuem um carácter de estimativa preliminar, potencialmente afectada de uma incerteza de $\pm 15\%$ associada à orçamentação efectuada. Dado que resultados foram baseados num estudo preliminar de traçado realizado sem levantamento topográfico e sem validação no terreno, o valor final do investimento encontra-se também dependente do resultado dos estudos geológicos, arqueológicos e ambientais, assim como do Estudo de Impacte Ambiental (EIA), de carácter obrigatório.

No contexto do processo de definição da primeira lista europeia de Projetos de Interesse Comum dentro do âmbito do novo Regulamento Europeu para as Infraestruturas do sector da energia, cuja publicação ocorrerá em 2013, a REN Gasodutos (PT) e a Enagás (ES) subscreveram conjuntamente a candidatura do projeto da 3ª Interligação visando a obtenção do correspondente estatuto. Aos projetos de interesse comum (PIC) será atribuído um "rótulo" prioritário a nível nacional de modo a assegurar um tratamento célere do respetivo processo de licenciamento (deverão ser considerados de interesse público pelas Autoridades Competentes).

O novo regulamento estabelece também as regras para a repartição de custos e de incentivos associados aos riscos incorridos em projetos transfronteiriços, e determina as condições de elegibilidade dos projetos à atribuição de ajuda financeira por parte da União Europeia. Após o trabalho de avaliação desenvolvido entre Julho de 2012 e Abril de 2013 ao nível do grupo regional que abrange a zona oeste do corredor europeu norte-sul (grupo *ad-hoc* conduzido pela DG ENER), o projeto da 3ª Interligação Portugal-Espanha reúne boas condições para integrar a lista final.

4. Mapa

PDIR 2014 / 2023





- Anexo VI -

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

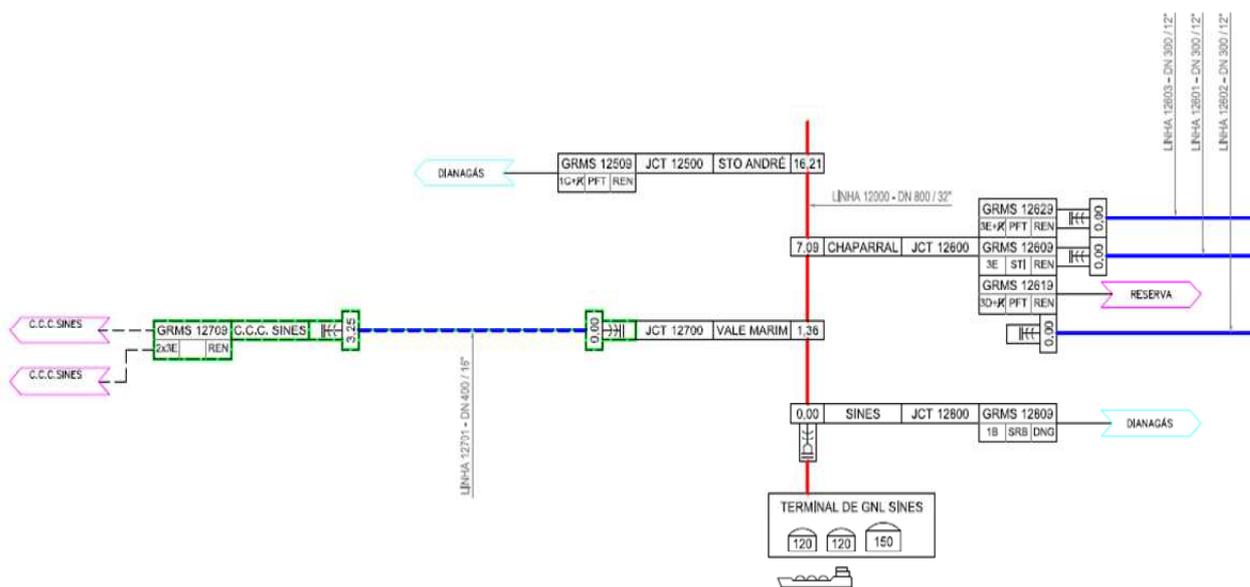


Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

1. Identificação	
Designação	GRMS 12709 e respectivo ramal
<input type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input checked="" type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN	
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil	
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional <input type="checkbox"/> Outros	
Custo estimado para o Investimento	3.988.000 €
2. Descrição sumária:	
<p>- Fornecimento de GN à CCC GalpEnergia em SINES de acordo com as seguintes condições: => Entrega de GN @ 45barg à CCC GalpEnergia em SINES</p>	
<p>O Projeto Inclui:</p> <ul style="list-style-type: none"> => Ramal de Ligação para transporte de GN à CCC da GalpEnergia em Sines => Adaptação da JCT12700 Vale Marim, para ligação ao gasoduto 1º escalão (Ln 12702) => Gasoduto 1º escalão, Ln12702 @ 3.250 m.l. DN 400 => Nova GRMS 12709 tipo 2x3E [2x100.000 m³(n)/h @ 45 barg] 	<ul style="list-style-type: none"> => Estudos e Projectos 139.172,35€ => Materiais e equipamentos 2.017.232,00€ => Construção 1.581.845,65€ => Outros 249.750,00€ (<i>Serv./Exprop., fiscalização, etc..</i>)
3. Fundamentação:	
<p>Fundamentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Solicitação do Requiritante Galp Power, SGPS, S.A., para infra-estrutura de ligação à RNTGN para garantia da alimentação de GN nas seguintes condições: - CCC Galp Power (Sines) <ul style="list-style-type: none"> => CMH (Caudal Máximo Horário) = 150.000 m³(n)/h de GN @ 45barg para Central de Ciclo Combinado => QAR /Quantidade Anual Reservada) = 750 milhões m³(n)/ano <p>Objetivos a atingir</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disponibilizar aos requerentes as infra-estruturas necessárias ao abastecimento de GN. 	

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

4. Diagrama Geral de Processo



Legenda:

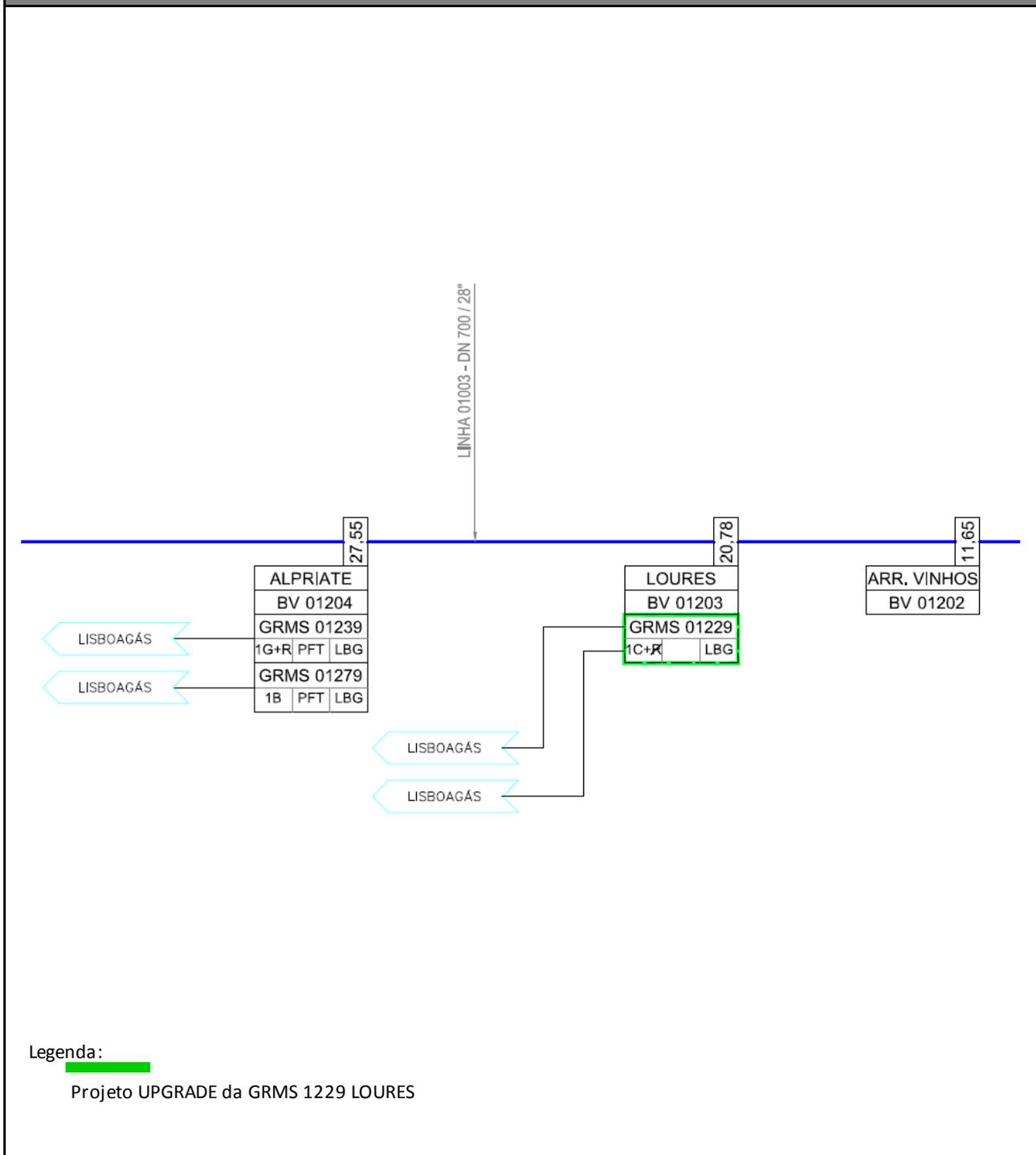
Projeto de GRMS 12709 - CCC Sines - Galp Power, SGPS, S.A

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

1. Identificação													
Designação	GRMS 1229 LOURES - Upgrade												
<input type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input checked="" type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN													
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional													
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar													
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil													
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional <input type="checkbox"/> Outros													
Custo estimado para o Investimento	600.000 €												
2. Descrição sumária:													
<p>- Instalar uma GRMS tipo 1E+R (reserva não instalada), com capacidade de 11 000 m³(n)/h em substituição da atual estação tipo 1 A (1.500m³(n)/h), para fornecimento de GN á concessionaria de distribuição Lisboagás, de acordo com as seguintes condições:</p> <p>=> Entrega GN @ 16 barg - alimentação cliente industrial (Iberol) e segurança de abastecimento (fecho do anel rede de distribuição alimentada a partir da GRMS 01259.</p> <p>- Durante os trabalhos no recinto será necessário instalar uma GRMS temporária.</p>													
<table border="1"> <tr> <td colspan="2">O Projeto Inclui:</td> </tr> <tr> <td>=> Adaptação do recinto (mecânica, eletricidade e civil);</td> <td>=> Estudos e Projectos ---</td> </tr> <tr> <td>=> Nova GRMS tipo 1E+R (reserva não instalada);</td> <td>=> Materiais e equipamentos 463.348€</td> </tr> <tr> <td>=> Edifício tipo II;</td> <td>=> Construção 136.652€</td> </tr> <tr> <td>=> Adaptação SCADA.</td> <td>=> Outros ---</td> </tr> <tr> <td></td> <td>(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)</td> </tr> </table>		O Projeto Inclui:		=> Adaptação do recinto (mecânica, eletricidade e civil);	=> Estudos e Projectos ---	=> Nova GRMS tipo 1E+R (reserva não instalada);	=> Materiais e equipamentos 463.348€	=> Edifício tipo II;	=> Construção 136.652€	=> Adaptação SCADA.	=> Outros ---		(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)
O Projeto Inclui:													
=> Adaptação do recinto (mecânica, eletricidade e civil);	=> Estudos e Projectos ---												
=> Nova GRMS tipo 1E+R (reserva não instalada);	=> Materiais e equipamentos 463.348€												
=> Edifício tipo II;	=> Construção 136.652€												
=> Adaptação SCADA.	=> Outros ---												
	(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)												
3. Fundamentação:													
<p>Fundamentos:</p> <p>- Previsão de crescimento dos consumos e abastecimento da Lisboagás a um grande cliente (11.000 m³(n)/h).</p>													
<p>Objetivos a atingir</p> <p>- Satisfação das necessidades de consumo expectáveis na rede operada pela concessionária da RNDGN - Lisboagás.</p> <p>- Segurança de abastecimento (fecho do anel rede de distribuição alimentada a partir da GRMS 01259).</p>													

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

4. Diagrama Geral de Processo

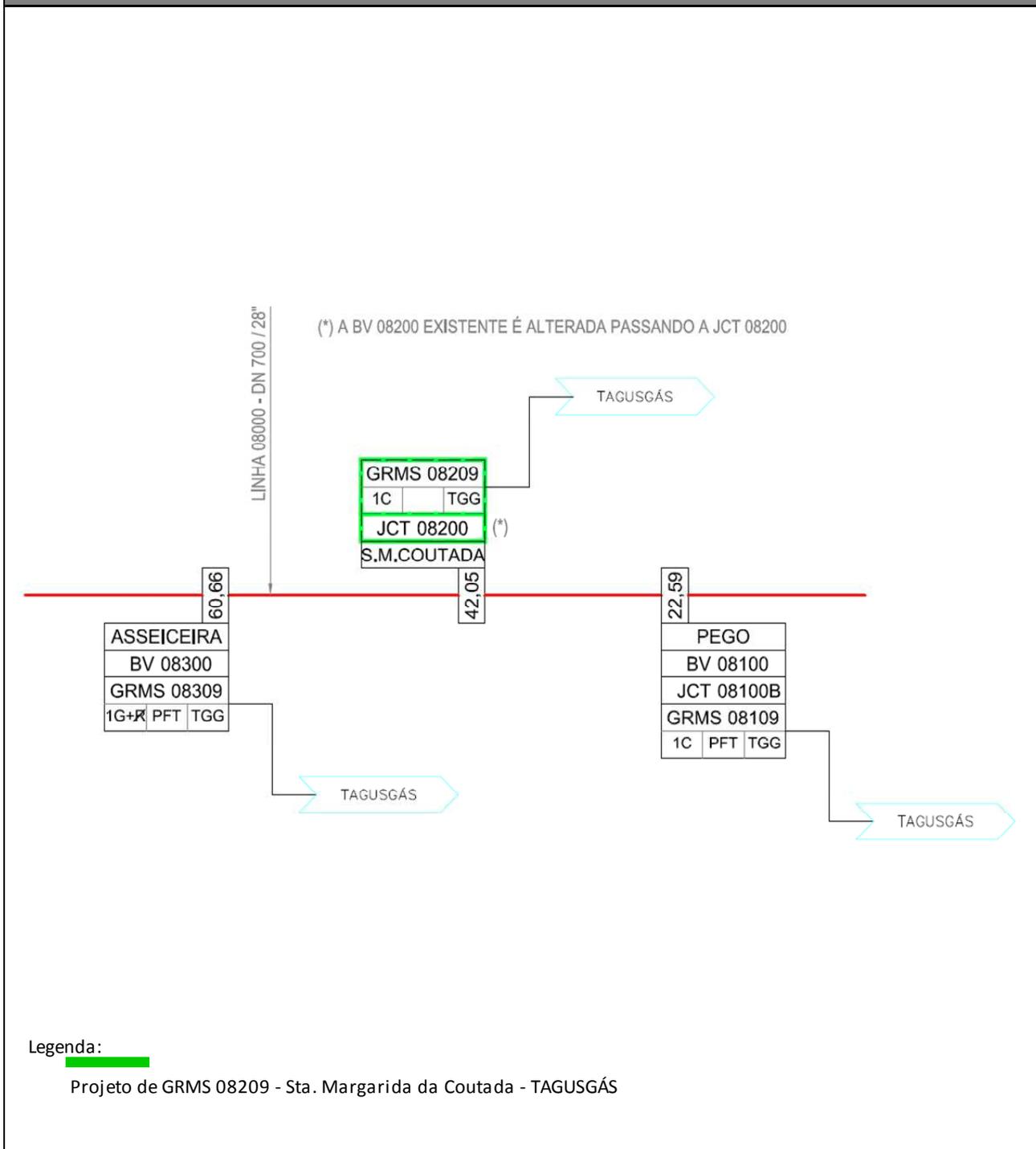


Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

1. Identificação											
Designação	GRMS 8209 - Stª Margarida da Coutada - Tagusgás										
<input type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input checked="" type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN											
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional											
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar											
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil											
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional <input type="checkbox"/> Outros											
Custo estimado para o Investimento	700.000 €										
2. Descrição sumária:											
Fornecimento de GN à Concessionária da RNDGN - Tagusgás, de acordo com as seguintes condições: => Entrega GN @ 16 barg;											
O Projeto Inclui: => Adaptação da BV08200 (existente); => Nova GRMS tipo 1C + R c/ R não equipada (4.200 m3(n)/h); => Edifício p/ a GRMS; => Sistema SCADA.	<table> <tr> <td>=> Estudos e Projectos</td> <td>24.500€</td> </tr> <tr> <td>=> Materiais e equipamentos</td> <td>375.285€</td> </tr> <tr> <td>=> Construção</td> <td>282.215€</td> </tr> <tr> <td>=> Outros</td> <td>18.000€</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><i>(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)</i></td> </tr> </table>	=> Estudos e Projectos	24.500€	=> Materiais e equipamentos	375.285€	=> Construção	282.215€	=> Outros	18.000€	<i>(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)</i>	
=> Estudos e Projectos	24.500€										
=> Materiais e equipamentos	375.285€										
=> Construção	282.215€										
=> Outros	18.000€										
<i>(Serv./Exprop., fiscalização, etc..)</i>											
3. Fundamentação:											
Fundamentos: - Solicitação do Requiritante (Tagusgás, Concessionária de Distribuição) para alimentação de GN ao Cliente Caima - Indústria de Celulose.											
Objetivos a atingir - Satisfação das necessidades de consumo expectáveis do Cliente da Concessionária da RNDGN - Tagusgás.											

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

4. Diagrama Geral de Processo



Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

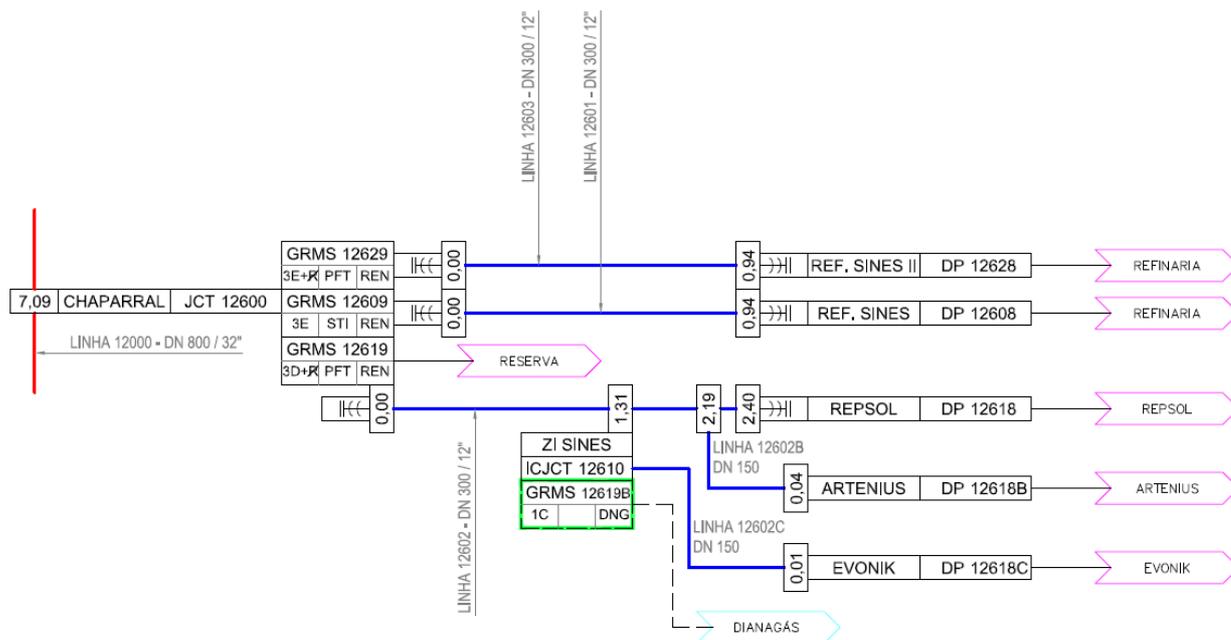
1. Identificação	
Designação	GRMS 12619B CHAPARRAL - Dianagás
<input type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input checked="" type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN	
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil	
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional <input type="checkbox"/> Outros	
Custo estimado para o Investimento	350.000 €

2. Descrição sumária:	
Fornecimento de GN à Concessionária da RNDGN - Dianagás, de acordo com as seguintes condições: => Entrega GN a 16 barg à rede primária da Dianagás.	
O Projeto Inclui: => Aquisição de 2000 m2 de terreno; => Projeto de detalhe; => Reinstalação da GRMS de Benavente (contentores Processo e Cald.) em recinto a construir co-localizado com PE 12618C Evonik/Carbogal; => Ligação e aliment. elétrica (incluindo licenciamento); => Alimentação socorrida; => SCADA.	=> Estudos e Projectos 9.000€ => Materiais e equipamentos 120.937€ => Construção 185.063€ => Outros 35.000€ (Serv./Exprop., fiscalização, etc.)

3. Fundamentação:
Fundamentos: - Pedido de Ligação da Dianagás, para alimentar a Euroresinas e Enerfuel com um caudal máximo de 4.500 m3(n)/h.
Objetivos a atingir - Satisfação das necessidades de consumo expectáveis na rede operada pela concessionária da RNDGN - Dianagás. - Segurança de abastecimento (fecho do anel rede de distribuição Sines alimentado a partir da GRMS 12809).

Fichas de caracterização dos Pontos de Entrega da RNTGN

4. Diagrama Geral de Processo



Legenda:

Projeto GRMS 12619B CHAPARRAL - DIANAGÁS



- Anexo VII -

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT (RNTGN, AS e TGNL)



Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – RNTGN

1. Identificação	
Designação	Projetos de Melhoria Operacional
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input type="checkbox"/> Segurança Operacional <input type="checkbox"/> Adequação regulamentar <input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util <input checked="" type="checkbox"/> Melhoria Operacional	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes RNDGN <input type="checkbox"/> Outros
Custo estimado para o Investimento	1.636.172 €

2. Descrição sumária:
1 - Telegestão e monitorização do sistema de proteção catódica da RNTNG - 355 k€ 2 - Gestão e supervisão remota da qualidade da energia eléctrica nas estações da RNTGN - 100 k€ 3 - Modificação dos sistemas de odorização de GN - 525 k€ 4 - Eliminação de Influência das linhas de corrente - 271 k€ 5 - Cadeias de Medida JCT Monforte e JCT Cantanhede - 291 k€

3. Fundamentação:
<p>Fundamentação:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - Dotar o atual sistema de proteção catódica, com capacidade de regulação automática do potencial e corrente de proteção, supervisão e gestão remota em tempo real, permitindo assim a optimização do seu funcionamento e a mitigação de influencias externas. 2 - Possibilitar a supervisão permanente da qualidade da energia eléctrica nas estações da RNTGN segundo a norma EN 50160, obter e manter um histórico dos perfis de consumo de energia eléctrica e de todos os parâmetros relevantes das instalações. 3 - Os atuais controladores em serviço, devido à sua antiguidade, estão em fase de descontinuação pelo fabricante, apresentando também algumas carências a nível funcional. Pretende-se dotar estes sistemas com capacidades de gestão e supervisão remota e aumentar a sua fiabilidade dotando-os de novas funcionalidades que permitam a optimização do processo de odorização de GN, nomeadamente praticar uma taxa de odorização abaixo da atual (24 µl/m3). 4 - Mitigação da influência de correntes vagabundas resultantes de linhas de corrente. 5 - Os skids de medição funcionam em condições não optimizadas - monitorização, acesso, manutenção, etc... <p>Objetivos a atingir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - Garantir um controlo eficiente do sistema de proteção catódica da infraestrutura da RNTGN, a redução de influencias externas no funcionamento do mesmo, o acesso aos dados relevantes do sistema (actuais e histórico), a captura de ganhos de eficiência OPEX de forma a garantir a integridade e a optimização do ciclo de vida do Gasoduto. 2 - Optimização da exploração e da eficiência energética das instalações eléctricas, prolongando o tempo de vida útil dos equipamentos, o acesso em tempo real a todos os parâmetros das instalações permitindo um diagnóstico e tomada de decisão suportada, bem como, a captura de ganhos de eficiência OPEX. 3 - Captura de ganhos de eficiência (OPEX) ao nível do consumo do odorante, custos logísticos associados e melhoria da qualidade de serviço. 4 - Garantir o correcto funcionamento do Sistema de Protecção Catódica, eliminando influências de correntes vagabundas. 5 - Criação de condições optimizadas de O&M dos skids de medição.

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – RNTGN

1. Identificação	
Designação	<input type="text" value="Projetos de Segurança Operacional"/>
<input type="text"/>	
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes RNDGN
<input checked="" type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil	
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional	<input type="checkbox"/> Outros
Custo estimado para o Investimento	<input type="text" value="1.900.000 €"/>

2. Descrição sumária:
Implementação de sistemas de detecção de intrusão nos perímetros das estações constituintes da RNTGN, bem como a inclusão de circuitos de CCTV.

3. Fundamentação:
<p>Fundamentação:</p> <p>No decurso da exploração da infraestrutura da RNTGN, têm-se verificado com grande frequência violações por parte de terceiros nos perímetros das estações da REN Gasodutos, causando elevados danos materiais (roubos e vandalismo), colocando em risco a normal operação das instalações, a segurança de pessoas e bens, bem como, do abastecimento de GN.</p>
<p>Objetivos a atingir:</p> <p>Instalação de meios disuasores e de vigilância de forma a monitorizar remotamente os perímetros das instalações, detectando quaisquer tipos de acções intrusivas, minimizando assim o seu efeito, por forma a garantir a sua integridade, segurança e operacionalidade.</p>

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – RNTGN

1. Identificação	
Designação	Projetos de Adequação Regulamentar
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input type="checkbox"/> Segurança Operacional <input checked="" type="checkbox"/> Adequação regulamentar <input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil <input type="checkbox"/> Melhoria Operacional	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes RNDGN <input type="checkbox"/> Outros
Custo estimado para o Investimento	2.730.000 €

2. Descrição sumária:
1 - Sistema de Gestão de Integridade do Gasoduto (PIMS) - 1 200 k€ 2 - Aquisição de hardware para implementação do sistema de Gestão de Integridade do Gasoduto - 160 k€ 3 - Inspeções em Linha - 1 270 k€ 4 - Alteração de Chaminés - 100 k€

3. Fundamentação:
<p>Fundamentação:</p> <p>1 - Garantia do cumprimento da Legislação (Portaria nº 142/2011 Artº 66º) e Normativo Europeu TS 15173 e TS 15174); Garantia da segurança dos Gasodutos, minimizando ou eliminando falhas e optimizando a disponibilidade do serviço; Evidencia perante as autoridades e partes interessadas dos esforços realizados e correspondentes resultados obtidos, no sentido da segurança das pessoas e instalações e da exploração; Redução de custos (OPEX), através de análises preditivas (inspeções à condição); Redução dos prémios de Seguros; Suporte à Resposta à Emergência – análise e estabelecimento de perfis/limites de risco individual e social.</p> <p>2 - Aquisição de equipamento informático (servidores) para suporte ao ponto anterior.</p> <p>3 - Cumprimento do programa de inspeções em linha com recurso a ferramentas inteligentes (PIGs). Garantia da integridade, segurança e funcionalidade do sistema de transporte de GN, e de modo a permitir as condições normais de transporte de fornecimento de GN durante o máximo de tempo possível</p> <p>4 - Necessidade de alteração dos sistemas de exaustão de gases de escape provenientes das caldeiras de aquecimento em conformidade com o Decreto-Lei 78/2004.</p> <p>Objetivos a atingir:</p> <p>1 e 2 - Identificação de ameaças que coloquem em risco a infra-estrutura da RNTGN, e elaboração de planos de acção para a sua eliminação e/ou controlo supervisionado; Análise de defeitos existentes no gasoduto, identificados através de programas de Inspeção em Linha (ILI) e por "direct assessment"; Elaboração de planos de reparação dos defeitos identificados; Gestão da segurança da infra-estrutura com base em análises de risco; Gestão optimizada e eficiente do Sistema de Protecção Catódica.</p> <p>3 - Definir gravidade dos defeitos encontrados, estabelecendo prioridades na resolução dos mesmos, e retirar conclusões quanto à localização, aglomeração e caracterização dos defeitos encontrados. Definir o intervalo de tempo até à próxima ILI com base numa análise apoiada nos resultados e dados recolhidos nas inspeções realizadas.</p> <p>4 - Cumprimento com o ponto 2 do artigo 31º do DL 78/2004 (...altura da chaminé 3 metros acima da cota máxima do obstáculo próximo mais desfavorável...) e com o ponto 2 do artigo 32º do mesmo Decreto-Lei (...proibição do uso de chapéus no topo das chaminés...)</p>

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – RNTGN

1. Identificação	
Designação	Substituição de equipamentos em fim de vida útil
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes RNDGN
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input checked="" type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida útil	<input type="checkbox"/> Outros
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional	
Custo estimado para o Investimento	968.640 €

2. Descrição sumária:
1 - Renovação dos sistemas de alimentação UPS -48/24V DC - 450 k€ 2 - Renovação dos autômatos Modicon, da série 984, e HMI's industriais de RTU's - 400 k€ 3 - Renovação de sistemas de aquecimento de GN - 119 k€

3. Fundamentação:
Fundamentação: 1- Equipamentos em fim de vida útil, descontinuidade na assistência técnica e obsolescência tecnológica; 2 - Equipamentos em fim de vida útil, descontinuidade na assistência técnica e obsolescência tecnológica; 3 - Equipamentos em fim de vida útil; Obsolescência tecnológica e otimização dos sistemas de aquecimento de GN. Objetivos a atingir: (1,2,3) - Adequação tecnológica, melhoria da qualidade de serviço e robustez das instalações; Otimização da eficiência energética; Captura de ganhos de eficiência OPEX.

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – AS

1. Identificação	
Designação	SISTEMAS DE MONITORIZAÇÃO
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN	
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	<input type="checkbox"/> Outros
<input checked="" type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util	
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional	
Custo estimado para o Investimento	631.100 €

2. Descrição sumária:									
- Sistema de Monitorização de Impactes na Mata do Urso - 270 k€ - Monitorização Sísmica - 334 k€ - Monitorização de Subsidência - 27 k€									
<hr/> <table> <tr> <td>=> Estudos e Projectos</td> <td>10.000,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Materiais e equipamentos</td> <td>182.800,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Construção</td> <td>50.000,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Outros</td> <td>388.300,00€</td> </tr> </table> <p>(<i>Serv./Exprop., fiscalização, etc..</i>)</p>		=> Estudos e Projectos	10.000,00€	=> Materiais e equipamentos	182.800,00€	=> Construção	50.000,00€	=> Outros	388.300,00€
=> Estudos e Projectos	10.000,00€								
=> Materiais e equipamentos	182.800,00€								
=> Construção	50.000,00€								
=> Outros	388.300,00€								

3. Fundamentação:
<p>Fundamentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Necessidade de cumprimento do disposto na Portaria n.º 181/2012 de 8 de junho, Art.º 64º - Inspeções Periódicas, ponto 4, alínea c) Avaliação da subsidência com periodicidade mínima anual - Necessidade de cumprimento do disposto na Portaria n.º 1181/2012 de 8 de junho, Art.º 50º - Gestão da Segurança, ponto 3, alínea g) Monitorização sísmica"
<p>Objetivos a atingir</p> <p>Implementação de um Sistema de Monitorização dos impactes na zona da Mata do Urso, associados à exploração da captação de água, para cumprimento da recomendação efectuada pela Comissão de Acompanhamento Ambiental do Projecto de Construção de Cavidades Salinas para Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.</p>
<p>Implementação de um Sistema de Monitorização Sísmica que colmate as falhas detectadas no sistema actualmente instalado, observação, tratamento e interpretação da informação obtida através do sistema de monitorização sísmica, para cumprimento do disposto na Portaria n.º 181/2012 de 8 de junho.</p>
<p>Instalação de rede topográfica de Monitorização da Subsidência e acompanhamento e tratamento da respectiva informação, para cumprimento do disposto na 'Portaria n.º181/2012 de 8 de junho.</p>

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – AS

1. Identificação									
Designação	REFORÇO DA CAPACIDADE DAS INSTALAÇÕES DE LIXIVIAÇÃO								
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN									
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional									
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar									
<input checked="" type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util <input type="checkbox"/> Outros									
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional									
Custo estimado para o Investimento	1.447.000 €								
2. Descrição sumária:									
- Novos Poços de Captação de Água - 700 k€ - Instalações de Lixiviação (Custos Gerais de Reposição) - 747 k€									
<hr/> <table> <tr> <td>=> Estudos e Projectos</td> <td>40.000,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Materiais e equipamentos</td> <td>1.077.000,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Construção</td> <td>330.000,00€</td> </tr> <tr> <td>=> Outros</td> <td>0,00€</td> </tr> </table> (Serv./Exprop., fiscalização, etc..)		=> Estudos e Projectos	40.000,00€	=> Materiais e equipamentos	1.077.000,00€	=> Construção	330.000,00€	=> Outros	0,00€
=> Estudos e Projectos	40.000,00€								
=> Materiais e equipamentos	1.077.000,00€								
=> Construção	330.000,00€								
=> Outros	0,00€								
3. Fundamentação:									
Fundamentos: - Alguns dos poços de captação de água actualmente existentes têm vindo a perder capacidade de extracção, não garantindo, no conjunto dos 20 poços, os caudais para os quais a Captação de Água está licenciada. Assim, torna-se necessária a construção de novos poços que substituirão alguns poços com baixo rendimento. - O processo de construção de uma caverna exige um elevado grau de utilização dos equipamentos das instalações de lixiviação (24h/dia e 7 dias/semana), levando-os a um desgaste previsível. A reposição dos referidos equipamentos devido ao desgaste provocado pela utilização a que estão sujeitos, torna-se uma necessidade durante a vida útil dos projectos. Objetivos a atingir Garantir a disponibilidade e fiabilidade dos equipamentos constituintes das Instalações de Lixiviação durante o período de construção das Cavidades.									

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – TGNL

1. Identificação	
Designação	<input type="text" value="Projetos de Melhoria Operacional"/>
<input type="text"/>	
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util	
<input checked="" type="checkbox"/> Melhoria Operacional	<input type="checkbox"/> Outros
Custo estimado para o Investimento	<input type="text" value="4.380.000 €"/>

2. Descrição sumária:
<p>Compreende os seguintes projectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Implementação de um simulador do Terminal - 350 k€ - Motorização da ponte rolante das Bombas HP - 80 k€ - Motorização da ponte rolante dos Compressores BOG - 70 k€ - Alteração da filosofia de funcionamento dos pilotos da flare - 130 k€ - Sistema de monitorização e diagnóstico dos compressores - 200 k€ - Estação de ensaio de corrosividade atmosférica - 30 k€ - Ligação de fibra óptica ao navio e alteração no sistema de ligação ship-shore - 80 k€ - Instalação de caudalímetro na Flare - 50 k€ - Painéis solares ETA - 40 k€ - Alteração da distribuição de cloro na tomada de água - 150 k€ - Substituição dos braços de carga do Truck Loading (L101A e L101B) - 200 k€ - Projecto de upgrade da capacidade de envio de BOG (Navio -Terra) - 2000 k€ - Implementação de spares nas RIO's - 1000 k€

3. Fundamentação:
<p>Fundamentos:</p> <p>Conjunto de projectos destinados a melhorar/facilitar a operação e manutenção da instalação do Terminal, reduzir o consumo energético e de custos de exploração, no sentido de, globalmente, melhorar a eficiência da instalação.</p> <p>Objetivos a atingir</p> <p>Melhoria da eficiência global da instalação.</p>

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – TGNL

1. Identificação	
Designação	Projetos de Segurança Operacional
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria <input type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN	
<input checked="" type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util	
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional <input type="checkbox"/> Outros	
Custo estimado para o Investimento	1.110.000 €
2. Descrição sumária:	
<p>Compreende os seguintes projectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aquisição de Material de Controlo de Emergências e Combate a Incêndios - 20 k€ - Instalação de CCTV no interior das subestações - 60 k€ - Aquisição/instalação Sistema de monitorização de atmosfera das cisternas -20 k€ - Aquisição Sistema de monitorização de atmosfera portátil - 30 k€ - Alterar posição de hidrantes no causeway - 50 k€ - Aquisição/Instalação extinção automática de incêndios nas salas de baterias das SE - 60 k€ - Aquisição/Instalação Controlo de Acessos/ Anti-intrusão / Vigilância - 20 k€ - Construção de Portaria do Jetty - 100 k€ - Instalação de nova vedação no perímetro da instalação - 750 k€ 	
3. Fundamentação:	
<p>Fundamentos:</p> <p>Como resultado da constante preocupação da REN em termos de segurança (security e safety) e das propostas de melhoria originadas em diversas auditorias de segurança, foi compilado um conjunto de projectos destinados a melhorar as condições de segurança e de resposta a situações de emergência do Terminal de GNL de Sines.</p> <p>Objetivos a atingir</p> <p>Melhoria das condições de segurança e da capacidade de resposta a situações de emergência.</p>	

Fichas de caracterização dos Outros Projetos da RNTIAT – TGNL

1. Identificação	
Designação	<input type="text" value="Substituição de equipamentos em fim de vida útil"/>
<input type="text"/>	
<input checked="" type="checkbox"/> Reforço Interno / Remodelação / Melhoria	<input type="checkbox"/> Ligações a Clientes / RNDGN
<input type="checkbox"/> Segurança Operacional	
<input type="checkbox"/> Adequação regulamentar	
<input checked="" type="checkbox"/> Remodelação / Substituição de Equipamento em fim de vida util	<input type="checkbox"/> Outros
<input type="checkbox"/> Melhoria Operacional	
Custo estimado para o Investimento	<input type="text" value="2.630.000 €"/>

2. Descrição sumária:
Compreende os seguintes projectos: <ul style="list-style-type: none">- Protecção dos caixotões por revestimento - 300 k€- Protecção catódica das estruturas betão no Jetty e SWI - 1000 k€- Upgrade da plataforma Ship-Shore - 20 k€- Sobressalentes (reposição de equipamentos) - 450 k€- Protecção exterior dos edifícios e estruturas metálicas - 160 k€- Recoating dos vaporizadores - 700 k€

3. Fundamentação:
Fundamentos: O presente conjunto de projectos destina-se a manter a actualização dos sistemas/plataformas de trabalho da REN Atlântico, o nível de disponibilidade técnica da instalação e prolongar, da forma mais eficiente, a vida útil dos seus equipamentos.
Objetivos a atingir Manter a actualização de sistemas e prolongar a vida útil de equipamentos.



PDIRGN 2014-2023

