

**ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS
DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

Junho 2010

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	ENQUADRAMENTO DO PROCESSO DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SNGN.....	9
1.1	Enquadramento Legislativo e Regulamentar	9
1.2	Conceito de PDIR, Parecer da ERSE em 2008 e Directiva 2009/73/CE	9
1.3	Procedimento de Análise dos Investimentos do Sector do Gás Natural.....	11
2	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNTGN.....	15
2.1	Caracterização do investimento na RNTGN	15
2.1.1	Organização e enquadramento do investimento	15
2.1.2	Caracterização dos investimentos nos gasodutos existentes	17
2.1.2.1	Caracterização do investimento por tipologia	20
2.1.2.2	Fundamentação dos projectos de investimento.....	23
2.2	Análise dos projectos de investimento.....	27
2.2.1	Evolução do investimento previsto nos anos 2010 e 2009.....	27
2.2.2	Análise comparativa do investimento face aos custos de referência adoptados no sistema de gás natural espanhol.....	31
3	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO TERMINAL DE GNL DE SINES.....	35
3.1	Projecto de expansão do terminal de GNL de Sines	35
3.2	Reforço interno do terminal de GNL de Sines	37
4	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO	39
4.1	Expansão da capacidade de armazenamento.....	40
4.1.1	Investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros	42
5	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNDGN.....	45
5.1	Investimentos executados na RNDGN no ano gás 2008-2009	46
5.2	Análise dos investimentos orçamentados para a RNDGN para o ano 2010	53
5.3	Síntese dos investimentos previstos para a RNDGN - Anos 2010, 2011 e 2012.....	60
6	CONCLUSÕES	63
	ANEXO.....	67
I.	Localização geográfica e breve caracterização dos investimentos de expansão na RNTIAT	69
II.	Siglas	70

INDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infra-estrutura do SNGN	1
Quadro 2-1 – Conteúdo e abrangência dos Projectos de Investimento e Relatório de Execução.....	12
Quadro 3-1 – Características da RNTGN	17
Quadro 3-2 – Descrição dos projectos de investimento	25
Quadro 3-3 – Projectos de investimentos nos gasodutos existentes novos face a 2009.....	29
Quadro 3-4 – Projectos de investimentos com variação das transferências para exploração	31
Quadro 4-1 – Montantes previstos para o investimento no Terminal de GNL de Sines.....	35
Quadro 5-1 – Montantes previstos para o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.....	39
Quadro 6-1 – Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em MP, ano gás 2008-2009.....	47

INDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 – Repartição dos investimentos na RNTGN.....	3
Figura 0-2 – Evolução temporal dos investimentos na RNTGN	4
Figura 0-3 – Repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, por operador	6
Figura 0-4 – Evolução dos investimentos na RNDGN - ano gás 2008-2009 (executado) e anos civis 2010, 2011 e 2012 (previstos).....	7
Figura 2-1 – Enquadramento temporal dos investimentos em análise.....	12
Figura 3-1 – Repartição dos investimentos para a RNTGN.....	16
Figura 3-2 – Evolução temporal do investimento na RNTGN	17
Figura 3-3 – Localização dos gasodutos existentes no território nacional	18
Figura 3-4 – Repartição dos investimentos nos gasodutos existentes.....	19
Figura 3-5 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (I)	21
Figura 3-6 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (II)	22
Figura 3-7 – Caracterização dos investimentos de acordo com a fundamentação.....	24
Figura 3-8 – Distribuição geográfica dos projectos de investimento	26
Figura 3-9 – Comparação dos investimentos previstos para a RNTGN em 2009 e 2010.....	28
Figura 3-10 – Variação dos montantes dos projectos de investimento de 2010 face a 2009	29
Figura 3-11 – Comparação dos custos previstos para os ramais de ligação a clientes abastecidos em AP face aos custos de referência em vigor em Espanha	32
Figura 3-12 – Custos reconhecidos para os ramais de ligação a clientes abastecidos em AP, no contexto do sistema de gás natural espanhol.....	33
Figura 4-1 – Evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines.....	36
Figura 4-2 – Caracterização do investimento no terminal de GNL de Sines	38
Figura 5-1 – Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento.....	40
Figura 5-2 – Evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros	43
Figura 6-1 – Áreas de influência dos operadores de distribuição em Portugal continental.....	45
Figura 6-2 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2008-2009.....	47
Figura 6-3 - Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em BP para o ano gás 2008-2009.....	48
Figura 6-4 – Caracterização do investimento executado em ramais para o ano gás 2008-2009	50
Figura 6-5 – Caracterização do investimento executado em Conversões/Reconversões no ano gás 2008-2009.....	51
Figura 6-6 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN para o ano gás 2008-2009, por operador de rede.....	52
Figura 6-7 - Caracterização dos investimentos orçamentados para a RNDGN, ano 2010	54
Figura 6-8 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em MP para o ano 2010	54
Figura 6-9 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em BP para o ano 2010.....	55
Figura 6-10 – Caracterização do investimento em ramais para o ano 2010	56
Figura 6-11 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões para o ano 2010.....	58

Figura 6-12 – Caracterização do investimento na expansão da RNDGN para o ano 2010, por operador	59
Figura 6-13 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição para os anos gás 2010, 2011 e 2012	60
Figura 6-14 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos 2010, 2011, 2012	61
Figura 6-15 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos 2010, 2011 e 2012, por operador de rede de distribuição	62

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento resume a análise dos investimentos apresentados à ERSE pelos operadores das infra-estruturas, no âmbito da determinação das tarifas e preços a aplicar no ano gás 2010-2011. A análise é precedida de uma caracterização dos projectos de investimento, tendo como finalidade identificar e fundamentar as razões que determinaram a sua necessidade. São também apresentados os resultados de uma análise comparativa face aos valores considerados no ano passado, e submetidos pelos operadores em 2008, para a determinação das tarifas e preços aplicados no ano gás 2009-2010. Como corolário são apresentadas as conclusões da análise dos investimentos, bem como as medidas adoptadas pela ERSE na aceitação de custos para a determinação das tarifas do ano gás 2010-2011.

O Quadro 0-1 sintetiza os períodos temporais analisados, para cada infra-estrutura do SNGN, incluindo os montantes de investimento associados.

Quadro 0-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infra-estrutura do SNGN

Infra-estrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de Investimento [10 ⁶ EUR]
RNTGN	Até 31 de Dezembro de 2008	Executado	35,9
	2009	Estimado	46,8
	2010	Previsto (c/ orçamento)	37,0
	2011	Previsto	45,5
	2012	Previsto	39,4
	TOTAL		
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de Dezembro de 2008	Executado	2,6
	2009	Estimado	43,6
	2010	Previsto (c/ orçamento)	70,4
	2011	Previsto	47,6
	2012	Previsto	20,3
	TOTAL		
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de Dezembro de 2008	Executado	22,5
	2009	Estimado	22,7
	2010	Previsto (c/ orçamento)	21,4
	2011	Previsto	52,6
	2012	Previsto	21,3
	TOTAL		
RNDGN	Ano gás 2008-2009	Executado	107,7
	2010	Previsto (c/ orçamento)	80,2
	2011	Previsto	85,7
	2012	Previsto	74,1
	TOTAL		
TOTAL (RPGN)			876,6

Fonte: Grupo REN, Grupo GALP, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRA-ESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT)

O período considerado para a análise dos investimentos na RNTIAT engloba os anos 2010, 2011 e 2012, inclui os investimentos estimados para o ano 2009 e os realizados até 31 de Dezembro de 2008, que abrangem também os investimentos realizados em data anterior, que não tenham sido transferidos para exploração até ao final de 2007.

No Anexo I apresenta-se uma breve caracterização dos grandes projectos de expansão, previstos para a RNTIAT, os quais pela sua dimensão e objectivos assumem um carácter estruturante sendo tratados neste documento de uma forma particular.

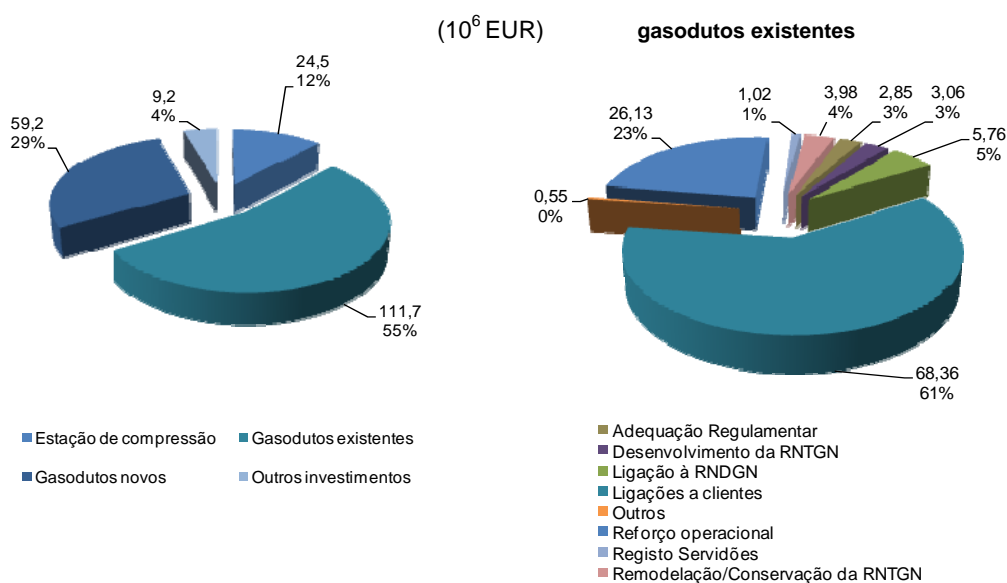
REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O investimento na RNTGN é enquadrado nas seguintes grandes rubricas:

- Intervenções nos gasodutos existentes.
- Projectos de expansão da rede de transporte actual, nos quais se inclui a integração de uma estação de compressão e a construção de dois gasodutos novos.
- “Outros investimentos”, com um carácter transversal à operação de toda a infra-estrutura.

A Figura 0-1 apresenta a repartição entre as grandes rubricas de investimento para a RNTGN, incluindo a desagregação dos investimentos nos gasodutos existentes.

Figura 0-1 – Repartição dos investimentos na RNTGN



Fonte: REN Gasodutos

O investimento na RNTGN compreende 111,7 milhões de euros destinados a intervenções nos gasodutos existentes¹, dos quais se destacam os seguintes aspectos:

- As ligações a clientes abastecidos em AP, que correspondem a oito ramais industriais² destinados ao fornecimento de gás natural a um conjunto importante de unidades fabris e centros electroprodutores³.
- O reforço operacional da RNTGN, o qual incide na optimização do desempenho da infra-estrutura e no incremento da segurança de fornecimento.
- As ligações à RNDGN, que englobam os projectos de construção de novas estações de regulação e medida (GRMS), tendo em vista o abastecimento de gás natural a novos pólos de distribuição⁴.

¹ Lote 1: Setúbal a Leiria; Lote 2: Leiria a Braga; Lote 3: Campo-Maior a Leiria; Lote 4: Braga a Tuy; Lote 5: Portalegre a Guarda; Lote 6: Coimbra a Viseu e Lote 7: Setúbal a Sines.

² Ramais industriais em AP do Barreiro, Leça, Estarreja, Lares, Pêgo, Sines, Chaparral e Mitrena.

³ Portucel Setúbal; Refinarias de Sines e Matosinhos da Galp Energia; Air Liquide de Estarreja; Repsol Polímeros de Sines; Cogeração da EDP-Fisipe no Barreiro; Centros electroprodutores de Lares (EDP), Lavos (Iberdrola), Pêgo (Tejo Energia/Endesa) e Sines (Galp Energia).

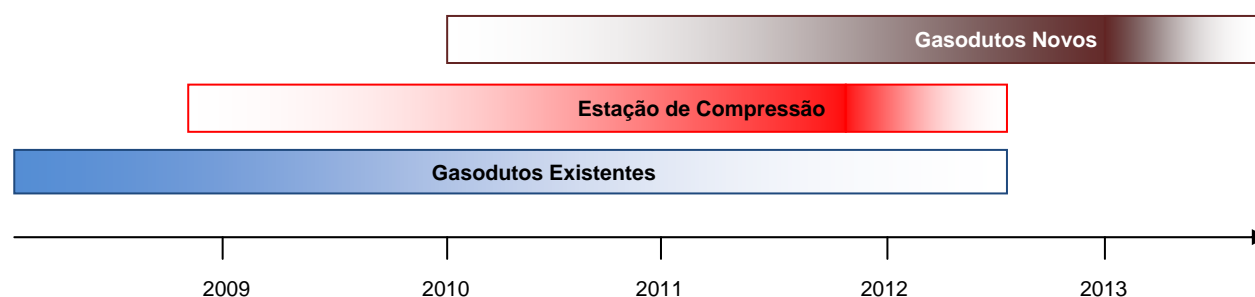
⁴ Ponte de Lima e Vila Nova de Cerveira (Portgás); Soure e Lares II (Iusitâniagás), Vila Velha de Rodão (Beiragás) e Sto André (Dianagás).

- O desenvolvimento da RNTGN, que comporta a adequação das GRMS para satisfação da procura de gás natural que lhes é inerente, incluindo as intervenções para o reforço de capacidade ou *downsizing*⁵ dos pontos de ligação às redes de distribuição.
- A adequação regulamentar, que visa a intervenção na infra-estrutura existente tendo em vista o cumprimento das disposições regulamentares em vigor.

A estação de compressão e os gasodutos novos⁶ representam o grande esforço de expansão da RNTGN para os próximos anos, estando as suas entradas em exploração previstas para o final do primeiro semestre de 2012 e para o final de 2013, respectivamente. Estes investimentos traduzem alguns dos grandes objectivos perspectivados, pelo operador da RNTGN, para o investimento na Rede Pública de Gás Natural (RPGN), nomeadamente a resposta ao aumento da procura de gás natural, nos períodos de ponta, a materialização de um suporte físico eficiente tendo em vista o MIBGÁS, o incremento da flexibilidade de operação da RNTGN e a melhoria da segurança de abastecimento.

A Figura 0-2 apresenta esquematicamente a evolução temporal dos investimentos previstos para a RNTGN, evidenciando a concentração, no curto prazo, dos investimentos previstos para os gasodutos existentes e, no médio prazo, os novos projectos de expansão da RNTGN – estação de compressão e gasodutos novos.

Figura 0-2 – Evolução temporal dos investimentos na RNTGN



Da comparação entre os investimentos apresentados pela REN Gasodutos, para aprovação pela ERSE, para efeitos de reconhecimento na base de activos e cálculo de tarifas para o ano gás 2009-2010, e os submetidos no ano passado constata-se o seguinte:

- No investimento previsto para os gasodutos existentes observou-se um incremento de 11,7 milhões de euros, dos quais 5,6 correspondem a novos projectos de investimento não previstos no

⁵ *Downsizing* é a actualização da capacidade das GRMS's para valores inferiores aos actuais.

⁶ Lote 8: Mangualde a Zamora (nova interligação a Espanha);

Lote 9: Guarda a Mangualde (fecho da malha entre os Lote 5 – Portalegre-Guarda e Lote 6 – Coimbra-Viseu).

ano passado. A comparação directa entre os mesmos projectos de investimento permite registar um agravamento médio de 6%.

- Para o investimento referente à estação de compressão mantêm-se os montantes apresentados no ano passado (cerca de 25 milhões de euros).
- Relativamente aos investimentos previstos para os gasodutos novos, a REN Gasodutos apresentou este ano previsões até 30 de Junho de 2013, que ascendem a 119,9 milhões de euros, o que representa um agravamento de 62% face ao custo apresentado no ano passado. Para o período em análise, os investimentos previstos foram reduzidos de 74,0 para 59,2 milhões de euros. Contudo, importa sublinhar que a entrada em exploração destes projectos foi atrasada de Junho de 2012 para Dezembro de 2013, pelo que os valores apresentados no ano passado incluíam a totalidade das obras e as previsões deste ano correspondem a custos parcelares do investimento.

TERMINAL DE GNL DE SINES

Os investimentos analisados incluem a expansão do terminal de GNL de Sines e um conjunto de projectos de menor dimensão, os quais visam o reforço interno da infra-estrutura.

O projecto de expansão representa 97,5% do montante total a investir no terminal de GNL de Sines, sendo o projecto de investimento mais volumoso de todos os perspectivados para a RPGN. Este projecto está associado à resposta ao aumento da procura de gás natural nos períodos de ponta, à criação de condições para a importação de gás natural por parte de novos entrantes, à flexibilização operacional do SNGN, à diversificação de fontes de aprovisionamento e à melhoria da segurança de abastecimento a nível nacional e ibérico.

O projecto de expansão do terminal de GNL de Sines inclui a construção de um novo tanque de armazenamento⁷, o reforço da capacidade de regaseificação⁸, uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, reforço do *jetty* para a acostagem de navios de maior dimensão e a redundância dos sistemas de captação de água de mar. O investimento previsto para este projecto é de 179,8 milhões de euros, idêntico ao apresentado no ano passado, assinalando-se porém a antecipação da entrada em exploração de 2014 para final do primeiro semestre de 2012.

⁷ 150 000 m³ de GNL

⁸ 1,35 M m³(n)/h

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infra-estrutura composta por quatro cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural, detidas pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem, e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem.

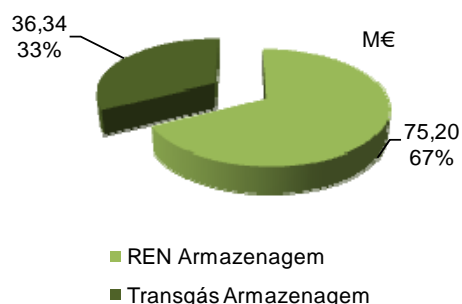
A REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem apresentaram um investimento de 115,5 milhões de euros, que correspondem a 82% do montante total previsto para a infra-estrutura, relativo à construção de oito cavidades de armazenamento⁹ de gás natural, designadamente:

- A conclusão e a entrada em exploração da cavidade RENC-4 e a construção das cavidades RENC-6, RENC-8, RENC-10 e RENC-12.
- A construção das cavidades TGC-2, TGC-G1 e TGC-G2, prevendo-se para Janeiro de 2012 a entrada em exploração da TGC-2.

Os investimentos da REN Armazenagem contemplam ainda o reforço interno nas instalações de superfície, bem como investimentos na estação de lixiviação.

A Figura 0-3 apresenta a repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, discriminando os montantes associados à REN Armazenagem e à Transgás Armazenagem.

Figura 0-3 – Repartição dos investimentos no armazenamento subterrâneo do Carriço, por operador



Fonte: REN Armazenagem, Transgás Armazenagem

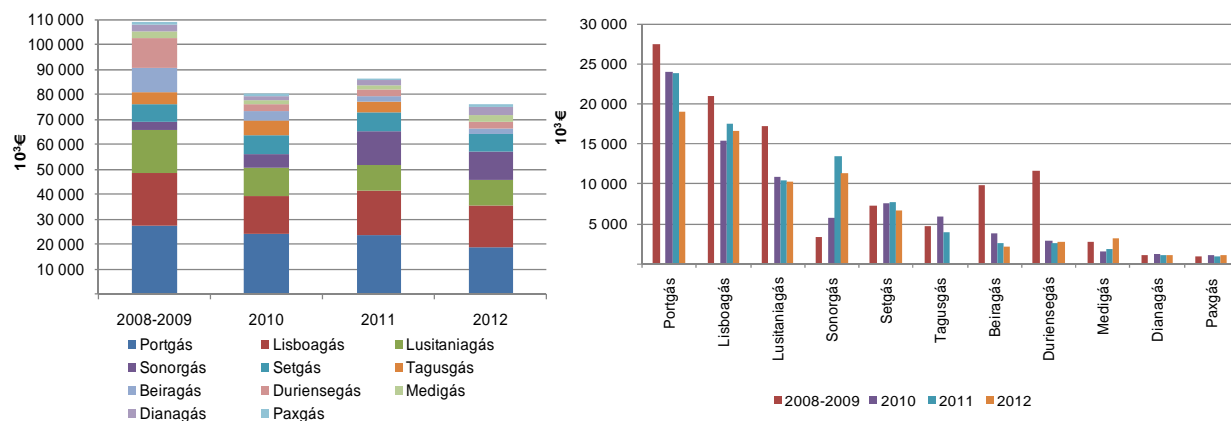
O investimento no armazenamento subterrâneo do Carriço tem como objectivos a garantia da segurança de abastecimento, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, e a criação de capacidade de armazenamento disponível para a actividade comercial dos agentes de mercado.

⁹ Os projectos de construção de cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural são codificados por RENC-xx ou TGC-xx, caso o operador detentor do activo seja a REN Armazenagem ou a Transgás Armazenagem, respectivamente.

CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL (RNDGN)

A Figura 0-4 apresenta a evolução dos investimentos na RNDGN, para o período em análise, discriminado por operador.

Figura 0-4 – Evolução dos investimentos na RNDGN - ano gás 2008-2009 (executado) e anos civis 2010, 2011 e 2012 (previstos)



Fonte: Grupo GALP, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

A Figura 0-4 permite identificar para o período em análise uma tendência, de abrandamento significativo. Este abrandamento é verificado pela maioria dos operadores, o que denota a maturidade da actividade de distribuição de gás natural, na qual a evolução da cobertura das concessões/licenças vai diminuindo progressivamente.

Outro aspecto a destacar prende-se com o peso relativo da Lisboagás e Portgás que, em agregado, representam 47% dos montantes totais previsto e executados por todos os operadores de distribuição. Com efeito, as posições relativas dos operadores de distribuição, em termos de investimento, reflectem o potencial das respectivas concessões/licenças. A Sonorgás apresenta-se numa situação singular, representando 10% de todo o investimento apresentado para a RNDGN, reflectindo a estratégia de expansão das actuais licenças e o intuito de desenvolver novos pólos de distribuição.

CONCLUSÕES

Como principais conclusões da análise dos investimentos para a Rede Publica de Gás Natural são identificados os seguintes aspectos:

- Deverá existir uma maior coerência entre os investimentos apresentados para determinação das tarifas e os submetidos pelo operador da rede de transporte em sede de aprovação do PDIR, em especial no que respeita às grandes obras de expansão da RNTIAT.

- Deverão ser consideradas as alterações regulamentares do RRC, recentemente aprovadas, em especial no que respeita ao estabelecimento de ligações de clientes à rede de transporte, bem como à aceitação de custos inerentes à participação dos operadores nas conversões/reconversões de instalações de utilização dos clientes ligados às redes de distribuição.
- A ERSE reconhece que a qualidade da informação apresentada este ano pelos operadores das infra-estruturas do SNGN é substancialmente melhor que a apresentada no ano passado. No entanto, aponta que as variações significativas nos custos previstos para os projectos de investimento nas várias infra-estruturas deverão ser fundamentadas e que a expansão das redes de distribuição deverá ser suportada por um racional técnico-económico.

1 ENQUADRAMENTO DO PROCESSO DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SNGN

1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

De acordo com o estabelecido no artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, os investimentos a realizar nas infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) devem estar enquadrados nos termos do PDIR, Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

Nos termos do referido artigo, o PDIR deverá estar devidamente articulado com a expansão da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN), reflectindo o desenvolvimento integrado das infra-estruturas do sector.

Compete aos operadores das infra-estruturas do SNGN, sob coordenação do operador da rede de transporte, elaborar propostas do PDIR, as quais devem ser submetidas a parecer da DGEG e da ERSE. A redacção final do PDIR, da responsabilidade da DGEG, deverá ser submetida à aprovação do Ministro responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE.

Sendo um processo recentemente implementado para ocorrer de 3 em 3 anos, a primeira apresentação pelos operadores das infra-estruturas do SNGN das propostas de PDIR à DGEG aconteceu em 2008. Tal como estabelecido, na sequência de solicitação da DGEG, a ERSE emitiu o seu parecer ao PDIR apresentado, não tendo o mesmo, até ao momento, obtido aprovação ministerial.

Por outro lado, de acordo com o Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações (RARI), a ERSE desenvolve anualmente o processo de cálculo dos proveitos dos operadores das infra-estruturas do SNGN e das respectivas tarifas de acesso, que é baseado nos relatórios de execução dos orçamentos do ano anterior e nas projecções de investimento para três anos, apresentados pelos operadores das infra-estruturas do SNGN.

A análise destes processos recomenda alguma flexibilidade já que, apesar de pretenderem retratar a mesma realidade, os mesmos decorrem em períodos temporais diferentes, considerando-se fundamental garantir uma coerência e coordenação entre os investimentos apresentados de 3 em 3 anos, para efeitos de aprovação do PDIR e os que são apresentados anualmente, como executados ou previstos, para efeitos de determinação de tarifas por parte da ERSE.

1.2 CONCEITO DE PDIR, PARECER DA ERSE EM 2008 E DIRECTIVA 2009/73/CE

No parecer que foi solicitado pela DGEG em 2008, a ERSE concluiu não estar em condições de dar parecer favorável às propostas de PDIR que tinham sido apresentadas à DGEG pelos operadores das

infra-estruturas do SNGN, já que estas eram essencialmente constituídas por “Fichas de Caracterização e Justificação Técnica de Projectos de Investimento” para três anos, que não se coadunavam com o conceito de plano de desenvolvimento e investimento subjacente ao estabelecido legalmente para o PDIR.

Esta posição da ERSE tem por base as boas práticas internacionais e o enquadramento legal dado pelos Decreto Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, e Decreto Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. Assim, para se enquadrarem no conceito de plano de desenvolvimento e investimento, as propostas de PDIR deverão cumprir o seguinte conjunto de requisitos:

- reflectir as grandes linhas de desenvolvimento programático e estratégico do sector, permitindo identificar as principais necessidades e os vectores de desenvolvimento no longo prazo, nomeadamente a capacidade de abastecimento e veiculação de gás natural, a fim de satisfazer a procura e as perspectivas de desenvolvimento, com as devidas segurança, fiabilidade e qualidade do serviço prestado;
- apresentar uma caracterização estrutural do sector, observando as orientações de política energética nacional, bem como as conclusões de relatórios de segurança de abastecimento;
- realizar estudos e apresentar metodologias que permitam avaliar, para o horizonte temporal em análise, as previsões da procura, a evolução do crescimento e as taxas de utilização expectáveis das redes e das infra-estruturas;
- apresentar os projectos estratégicos a desenvolver acompanhados da respectiva justificação técnico-económica, nomeadamente de estudos que permitam suportar as decisões a tomar, ponderando as vantagens e desvantagens das diferentes alternativas analisadas, descrevendo as metodologias e critérios utilizados no processo de selecção final das soluções propostas.

Com esse parecer emitido em 2008, a ERSE pretendeu contribuir construtivamente para a melhoria do processo de desenvolvimento do SNGN, tendo deixado ao cuidado da DGEG a opção entre solicitar aos operadores uma revisão das propostas de PDIR apresentadas, ou remeter a incorporação das recomendações da ERSE para o processo de preparação do PDIR subsequente.

As boas práticas internacionais no processo de preparação e aprovação dos planos de desenvolvimento e investimento nas infra-estruturas do gás natural foi, entretanto, alvo de intenso debate ao nível europeu, enquadrado na necessidade de criar regras comuns para o mercado interno da energia. Desse trabalho resultou o conjunto de disposições que, sobre este tema, foram estabelecidas na Directiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, cuja transposição para a legislação nacional deverá ocorrer até meados de 2011.

Assim e para além das boas práticas já identificadas, em linha com o estabelecido na referida Directiva, a ERSE entende ser necessário que o investimento preconizado em sede de PDIR tenha em conta, para além das opções decorrentes da política energética, as necessidades efectivas do mercado. Para tal, considera que o processo de preparação e aprovação do PDIR deverá ser aberto à participação de todos os intervenientes no sector do gás natural, designadamente os consumidores, mediante consulta pública, permitindo avaliar as diferentes perspectivas de todos os agentes envolvidos.

Tal como previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, um novo processo de preparação e aprovação do PDIR deverá ocorrer no início de 2011, desencadeado pela apresentação das propostas do PDIR à DGEG por parte dos operadores das infra-estruturas do SNGN. Deste modo e independentemente da calendarização que venha a ser adoptada para a transposição para a legislação nacional da Directiva referida, que irá obrigar a alterações neste processo, a ERSE sugere que seja, desde já, adoptada a boa prática internacional de realizar consultas públicas, que permitam o envolvimento de todos os intervenientes no processo de preparação e aprovação do PDIR. De realçar que, em Portugal, esta prática já foi adoptada pelos operadores das redes eléctricas.

Com o enquadramento legal actualmente em vigor e na ausência de uma decisão ministerial clarificadora da estratégia global de investimento para o sector, a ERSE não pode deixar de emitir recomendações coerentes com o que entende ser o desenvolvimento harmonioso para o sector. A este respeito, assinala-se que os investimentos realizados antecipadamente às necessidades dos mercados reflectem-se em custos acrescidos para os consumidores e, no limite, alteram a desejável concorrência entre infra-estruturas num contexto de mercados mais alargados.

1.3 PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

Os operadores intervenientes no SNGN apresentaram os projectos de investimento previstos para as suas infra-estruturas, detalhando os activos em que prevêem investir, para os próximos três anos – 2010, 2011 e 2012.

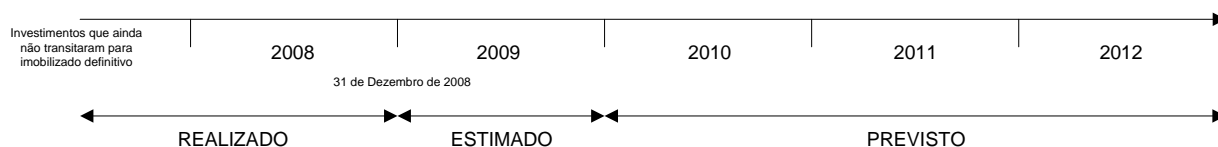
Para a RNTGN, para o terminal de GNL de Sines e para o armazenamento subterrâneo do Carriço, foram apresentados igualmente os investimentos estimados para o ano 2009 e os realizados até 31 de Dezembro de 2008 cuja entrada em exploração não tenha ocorrido até final desse ano.

Excepcionalmente, para a Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) foram analisados os investimentos executados no ano gás 2008-2009. Este facto ficou a dever-se à recente revisão regulamentar, que alterou no RARII os períodos de reporte dos projectos de investimento e relatórios de execução, i.e., o horizonte anual passou de ano gás para ano civil. Uma vez que os operadores submeteram os relatórios de execução a 30 de Outubro do ano passado e a revisão regulamentar foi

posterior, a documentação sobre o investimento executado apresentada, incidiu sobre o ano gás e não sobre o ano civil.

A Figura 1-1 apresenta, sequencialmente, o enquadramento dos investimentos de acordo com o estabelecido no RARII.

Figura 1-1 – Enquadramento temporal dos investimentos em análise



O Quadro 1-1 situa os relatórios de execução e os projectos de investimento tendo em consideração o processo de determinação das tarifas de gás natural para o ano gás 2010-2011.

Quadro 1-1 – Conteúdo e abrangência dos Projectos de Investimento e Relatório de Execução

	2008	2009	2010	2011	2012
Relatório de execução	Abrangência	Apresentação <i>30 Outubro</i>			
	Conteúdo mínimo <ul style="list-style-type: none"> • Caracterização física das obras. • Data de entrada em exploração. • Valores de investimento, desagregados por ano gás e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. 				
Projectos de investimento		Apresentação <i>15 Dezembro</i>	Abrangência		
			Conteúdo mínimo <ul style="list-style-type: none"> • Caracterização física das obras. • Data de entrada em exploração. • Valores de investimento, desagregados por ano gás e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. 	Conteúdo Alternativas de desenvolvimento das infra-estruturas com identificação: <ul style="list-style-type: none"> • Obras a executar e respectiva justificação. • Prazo de execução. • Valor orçamentado. • Repartição dos encargos, para projectos que envolvam outras entidades. 	
Tarifas			Proposta <i>15 Abril</i> Publicação <i>15 Junho</i>	Abrangência <i>Ano gás 2010-2011</i>	

A análise dos investimentos previstos e executados para as infra-estruturas do SNGN teve como suporte a seguinte documentação:

- Projectos de investimento e relatórios de execução, enviados no âmbito dos processos de determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2010-2011 e aplicadas em 2009-2010.
- Proposta de Plano de Desenvolvimento de Investimentos da RNTIAT (PDIR), para horizonte temporal de 2008-2011, submetido pela REN Gasodutos em 2008 nos termos do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º140/2006 de 26 de Julho.
- *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de Dezembro, que estabelece as tarifas e preços associados ao acesso a terceiros às infra-estruturas de gás natural em Espanha, para o ano 2010, e actualiza a retribuição de determinadas actividades reguladas.

Para além deste capítulo introdutório, a análise e caracterização dos investimentos, realizados e previstos, para cada uma das infra-estruturas do SNGN são apresentadas nos capítulos 2, 3, 4 e 5.

As conclusões da análise de investimentos na Rede Pública de Gás Natural (RPGN) são apresentadas no capítulo 6.

2 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNTGN

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos na RNTGN, tendo por base a informação enviada pela da REN Gasodutos, relativa aos investimentos previstos para os anos 2010, 2011 e 2012. São ainda analisados os investimentos estimados para o ano 2009, bem como os investimentos realizados até 31 de Dezembro de 2008 relativos a projectos que não tenham entrado em exploração até final desse ano.

A análise dos investimentos na RNTGN é precedida de uma caracterização, tendo como finalidade identificar e fundamentar as razões que determinaram a sua necessidade.

Neste capítulo são também apresentados os resultados da comparação entre o investimento apresentado pela REN Gasodutos este ano, para efeitos da determinação das tarifas para o ano gás 2010-2011, e o homólogo do ano passado para as tarifas em vigor no presente ano gás (2009-2010).

Com o objectivo de melhor avaliar a dimensão dos custos de algumas intervenções, são igualmente apresentados pela REN Gasodutos os resultados e conclusões de uma comparação efectuada tendo por base os montantes apresentados e os custos de referência em vigor no sistema de gás natural espanhol para obras de natureza similar.

2.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO NA RNTGN

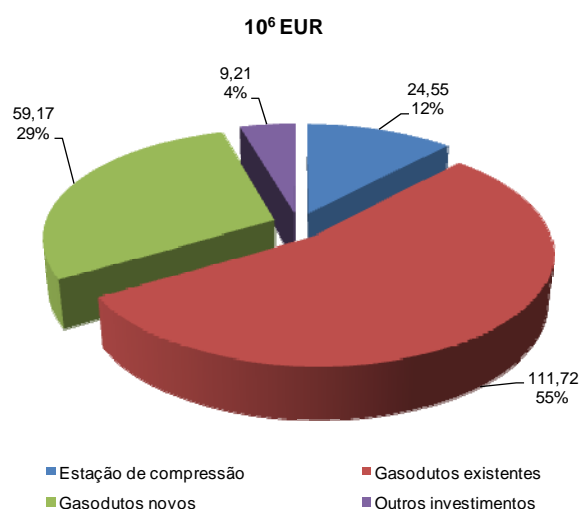
2.1.1 ORGANIZAÇÃO E ENQUADRAMENTO DO INVESTIMENTO

A REN Gasodutos apresenta o investimento na RNTGN organizado por projectos, que correspondem a intervenções específicas, os quais são englobados nas seguintes grandes rubricas:

- Intervenções nos gasodutos existentes.
- Projectos de expansão da rede de transporte actual, nos quais se inclui a integração de uma estação de compressão e a construção de dois novos gasodutos.
- “Outros investimentos”¹⁰, com um carácter transversal à operação de toda a infra-estrutura.

O valor global do investimento previsto para RNTGN é 204,6 milhões de euros, apresentando-se na Figura 2-1 a sua repartição pelas grandes rubricas.

¹⁰ A rubrica “outros investimentos” inclui o SCADA, equipamentos de armazém, telecomunicações e sistemas informáticos.

Figura 2-1 – Repartição dos investimentos para a RNTGN

Fonte: REN Gasodutos

Os investimentos nos gasodutos existentes estão relacionados com a ligação de novos clientes abastecidos em Alta Pressão (AP), com a construção de novos pontos de entrega de gás natural às redes de distribuição e reforço de pontos de entrega existentes, com intervenções para melhoria das condições operacionais e cumprimento da regulamentação em vigor, com conservação da infra-estrutura e com registo de servidões.

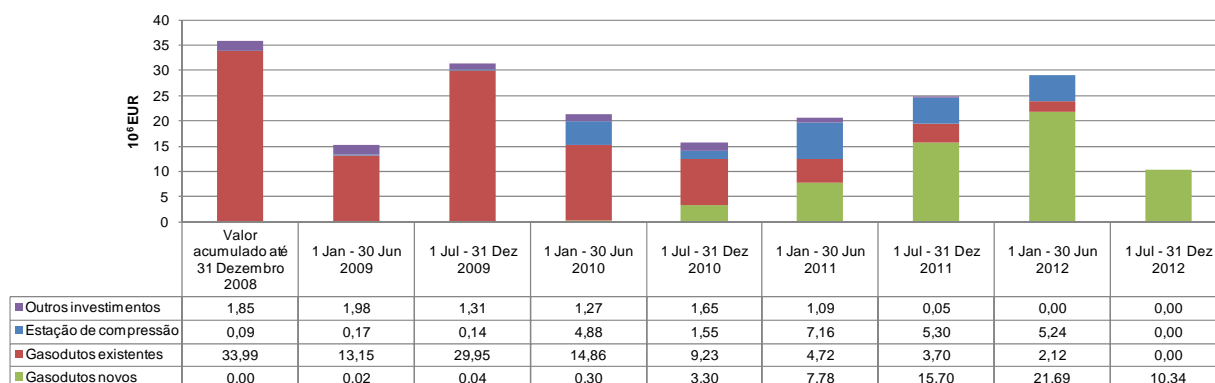
A estação de compressão é outro grande investimento, estando relacionado com o aumento expectável da procura de gás natural, em especial nos períodos de ponta, associado à entrada em funcionamento de novos centros electroprodutores¹¹ de ciclo combinado. Esta nova infra-estrutura tem como finalidade o aumento da capacidade de veiculação de gás natural na RNTGN, bem como a sua interoperabilidade face à expansão do terminal de GNL de Sines.

Relativamente aos gasodutos novos, está prevista uma nova interligação a Espanha, entre Mangualde e Zamora, desenvolvida através de um gasoduto novo. Está previsto também um outro gasoduto que irá fechar em anel os gasodutos existentes, entre a Guarda e Mangualde, tendo em vista uma maior flexibilidade da operação da RNTGN e o reforço segurança de fornecimento no SNGN.

A Figura 2-2 apresenta a evolução temporal do investimento na RNTGN, para o período em análise.

¹¹ Centrais electroprodutoras de Lavos e Lares, na Figueira da Foz, Pêgo e Sines.

Figura 2-2 – Evolução temporal do investimento na RNTGN



Fonte: REN Gasodutos

A análise da figura anterior permite constatar uma maior concentração no curto prazo dos investimentos nos gasodutos existentes, prevendo-se execuções de 91% e 98%, respectivamente, até final deste ano e do ano 2011.

O projecto da estação de compressão, iniciado em 2008, concentra a maioria do investimento (98%) entre os anos 2010 e 2012, coincidindo com o abrandamento progressivo do investimento nos gasodutos existentes.

Relativamente aos novos gasodutos, não foram apresentados montantes de investimento relevantes até ao final do primeiro semestre de 2010. Com efeito, estes projectos encontram-se numa fase inicial não tendo sido disponibilizada informação sobre a capacidade de interligação, os traçados e as zonas a abastecer. Prevê-se uma maior intensidade de investimento a partir do segundo semestre de 2010 e entradas em exploração faseadas para o final dos anos 2012 e 2013.

2.1.2 CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NOS GASODUTOS EXISTENTES

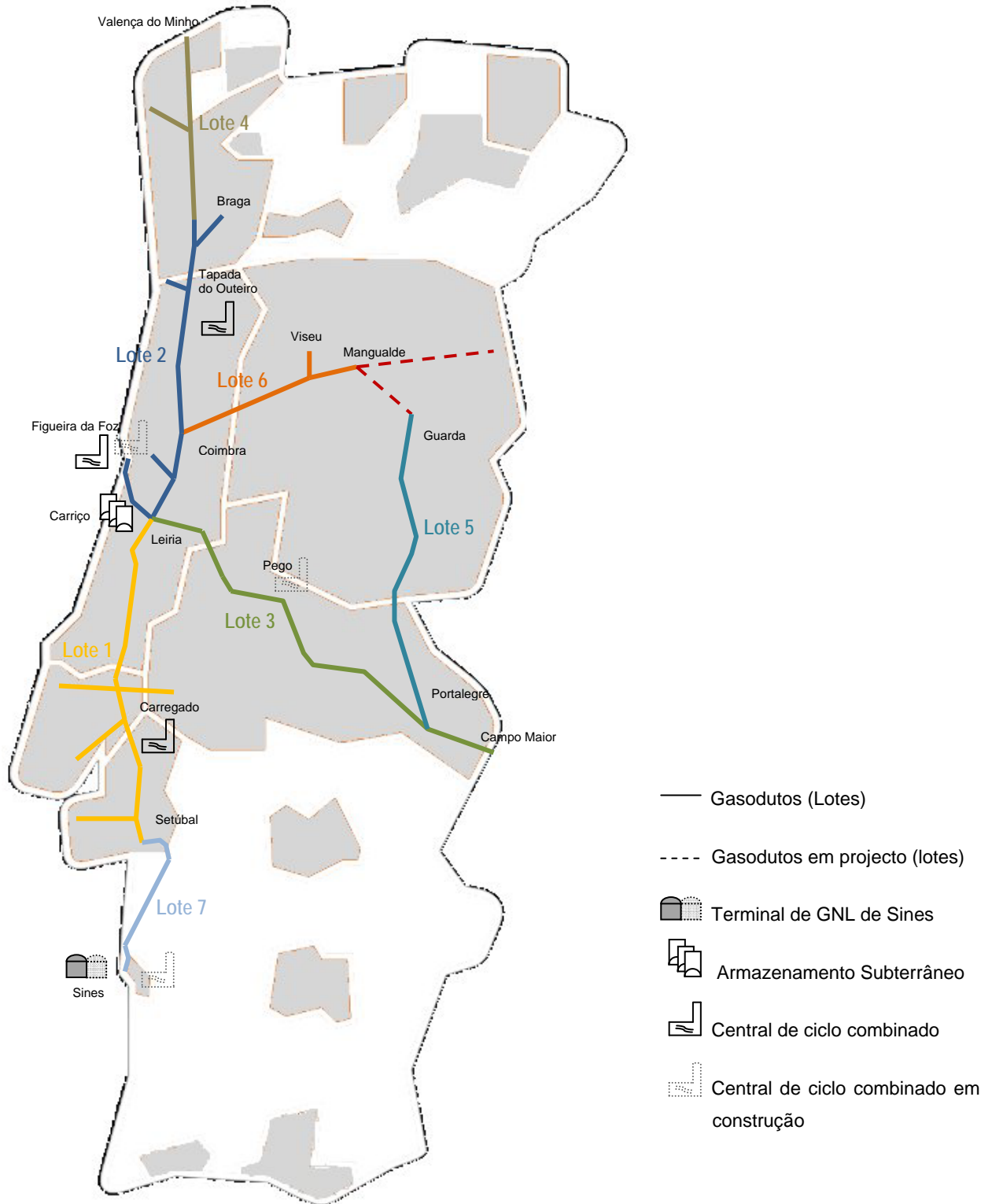
A RNTGN encontra-se dividida em sete gasodutos com as características indicadas no Quadro 2-1. A localização dos referidos gasodutos no território nacional é apresentada na Figura 2-3.

Quadro 2-1 – Características da RNTGN

Gasodutos	Troço	Extensão do troço central [km]	Entrada em exploração
Lote 1	Setúbal a Leiria	193	Fevereiro de 1997
Lote 2	Leiria a Braga	352	Fevereiro de 1997
Lote 3	Campo Maior a Leiria	221	Fevereiro de 1997
Lote 4	Braga a Tuy	73	Dezembro de 1997
Lote 5	Portalegre a Guarda	191	Outubro de 1999
Lote 6	Coimbra a Viseu	76	Setembro de 1999
Lote 7	Setúbal a Sines	88	Novembro de 2003

Fonte: REN Gasodutos

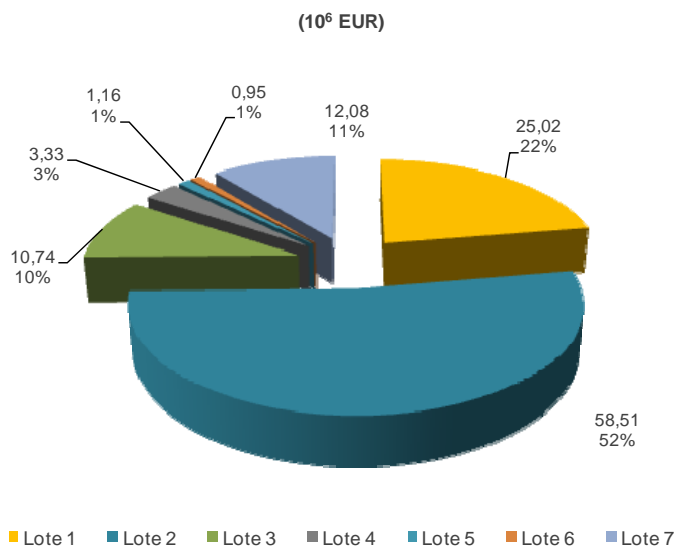
Figura 2-3 – Localização dos gasodutos existentes no território nacional



Fonte: REN Gasodutos

A Figura 2-4 apresenta a repartição do investimento nos gasodutos existentes.

Figura 2-4 – Repartição dos investimentos nos gasodutos existentes



Fonte: REN Gasodutos

A análise das figuras anteriores permite constatar que os montantes de investimento apresentados para cada um dos gasodutos existentes estão relacionados com os seguintes aspectos:

- O potencial das respectivas áreas de influência, o qual se reflecte em novas ligações a clientes abastecidos em AP e em intervenções para reforço e integração de nova capacidade de ligação às redes de distribuição.
- A dimensão dos gasodutos e extensão das respectivas áreas de influência.
- A antiguidade dos gasodutos, à qual estão associados os montantes para melhoria das condições operacionais e para remodelação/conservação da infra-estrutura.

Para os lotes 1 e 2 está previsto um investimento de aproximadamente 83,5 milhões de euros, representando 74% do total a investir na rede de transporte existente, no período em análise. Estes gasodutos abastecem a faixa litoral de Portugal, desde Setúbal a Braga, concentrando um grande volume de investimento, sendo, simultaneamente, os troços de rede mais antigos da RPGN tendo entrado em serviço no início de 1997.

O investimento nos lotes 3 e 4 representa 14% do investimento total rede de transporte. A diferença de montantes, face aos lotes 1 e 2, resulta da menor concentração de intervenções a realizar no Lote 3 (entre Campo Maior e Leiria) bem como da menor extensão do lote 4 (entre Braga e Tuy).

Os lotes 5 e 6 são gasodutos que abastecem zonas interiores de Portugal, tendo entrado em exploração no final de 1999, e para os quais não se prevê um grande investimento, factos que reflectem o menor

potencial de crescimento da procura de gás natural nas respectivas áreas de influência quando comparado aos lotes 1, 2, 3 e 4.

Por fim, o Lote 7 é o gasoduto mais recente da RNTGN (entrou em exploração em Novembro de 2003) e abastece os complexos industriais de Sines e sul da península de Setúbal, pelo que o investimento está maioritariamente relacionado com o abastecimento de grandes clientes em AP.

2.1.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO POR TIPOLOGIA

O investimento em cada um dos gasodutos existentes é desagregado de acordo com o tipo de intervenção, designadamente:

- Projectos de investimento que incidem nos troços centrais da RNTGN, designados pela REN Gasodutos como investimentos nas “linhas”.
- Construção de ramais ou troços periféricos da RNTGN, destinados à entrega de gás natural a clientes ligados em AP.
- Estações de Regulação e Medida (GRMS), nas quais se incluem as intervenções nas estações existentes e a construção de estações novas para ligação de clientes abastecidos em AP e entrega de gás natural às redes de distribuição.

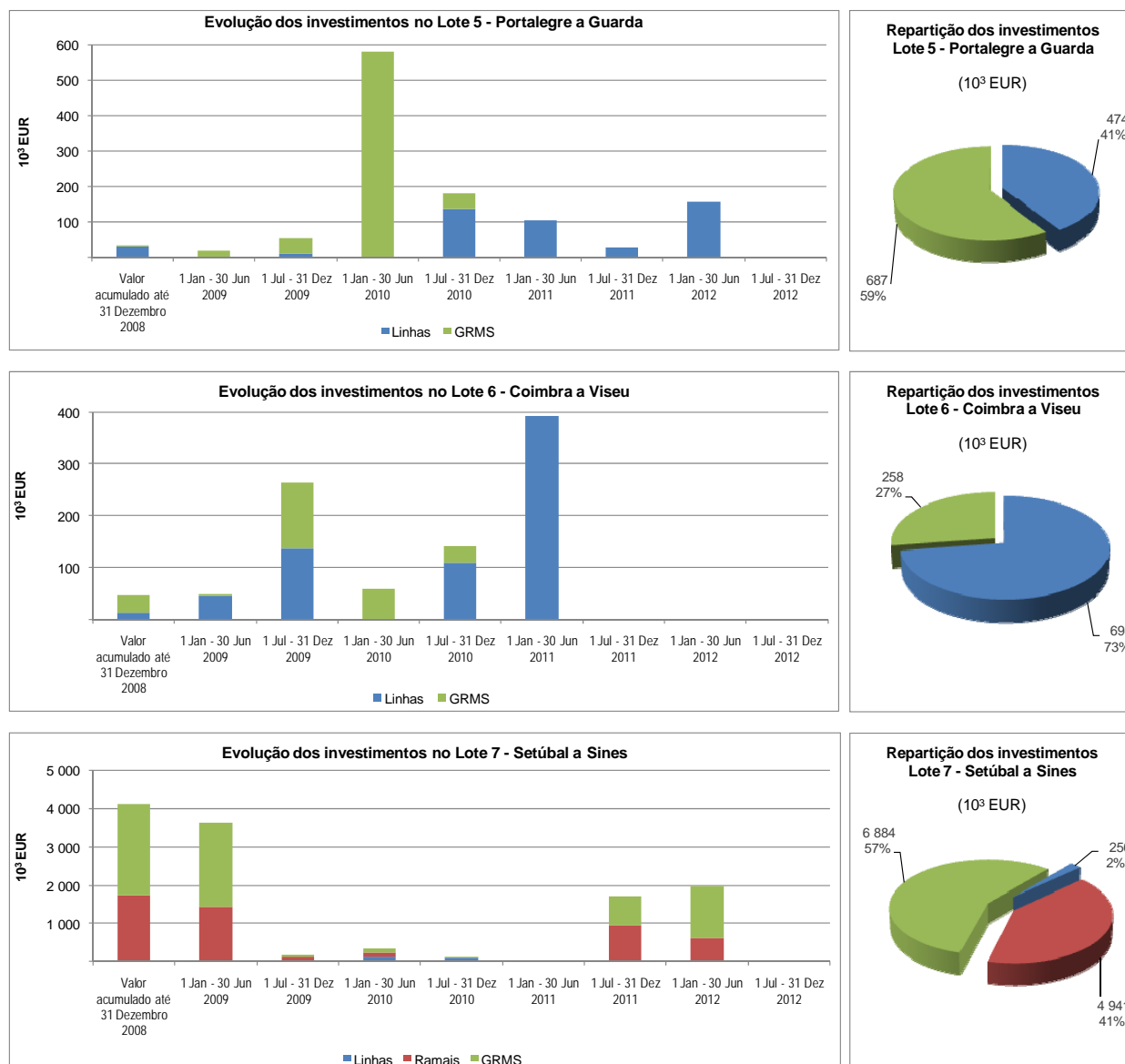
A Figura 2-5 e a Figura 2-6 representam, respectivamente, a evolução dos investimentos, por tipologia, nos lotes 1, 2, 3 e 4 e nos lotes 5, 6 e 7.

Figura 2-5 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (I)



Fonte: REN Gasodutos

Figura 2-6 – Evolução dos investimentos nos gasodutos existentes, por tipologia (II)



Fonte: REN Gasodutos

Nos lotes 1, 2, 3 e 4, o investimento em ramais e GRMS assume uma grande expressão, com montantes totais de 44 e 45 milhões de euros, respectivamente. Estes investimentos estão maioritariamente relacionados com a ligação de novos clientes à RNTGN, reforço e integração de nova capacidade para abastecimento das redes de distribuição e intervenções para reforço operacional¹². Os investimentos em “linhas” (troços centrais) para os referidos lotes têm menor expressão, estando associados à

¹² Projectos que pressupõem a intervenção na RNTGN adoptando soluções que visam a melhoria do desempenho operacional da infra-estrutura e o reforço da segurança de abastecimento.

conservação e reforço operacional da infra-estrutura, sendo de assinalar os montantes previstos para o Lote 2¹³, que ascendem a 6,3 milhões de euros.

Nos lotes 5 e 6, o investimento incide fundamentalmente no reforço da infra-estrutura existente (“linhas” e GRMS), sendo muito inferior ao observado nos restantes gasodutos. Destaca-se a construção de uma nova GRMS, no Lote 5, destinada a um novo pólo de distribuição, com um custo previsto de 633 milhares de euros e coma a entrada em exploração no final do primeiro semestre de 2010.

O investimento no Lote 7 está quase integralmente associado à construção de três ramais e cinco GRMS, uma destinada a um novo pólo de distribuição e as restantes ao abastecimento de grandes clientes.

2.1.2.2 FUNDAMENTAÇÃO DOS PROJECTOS DE INVESTIMENTO

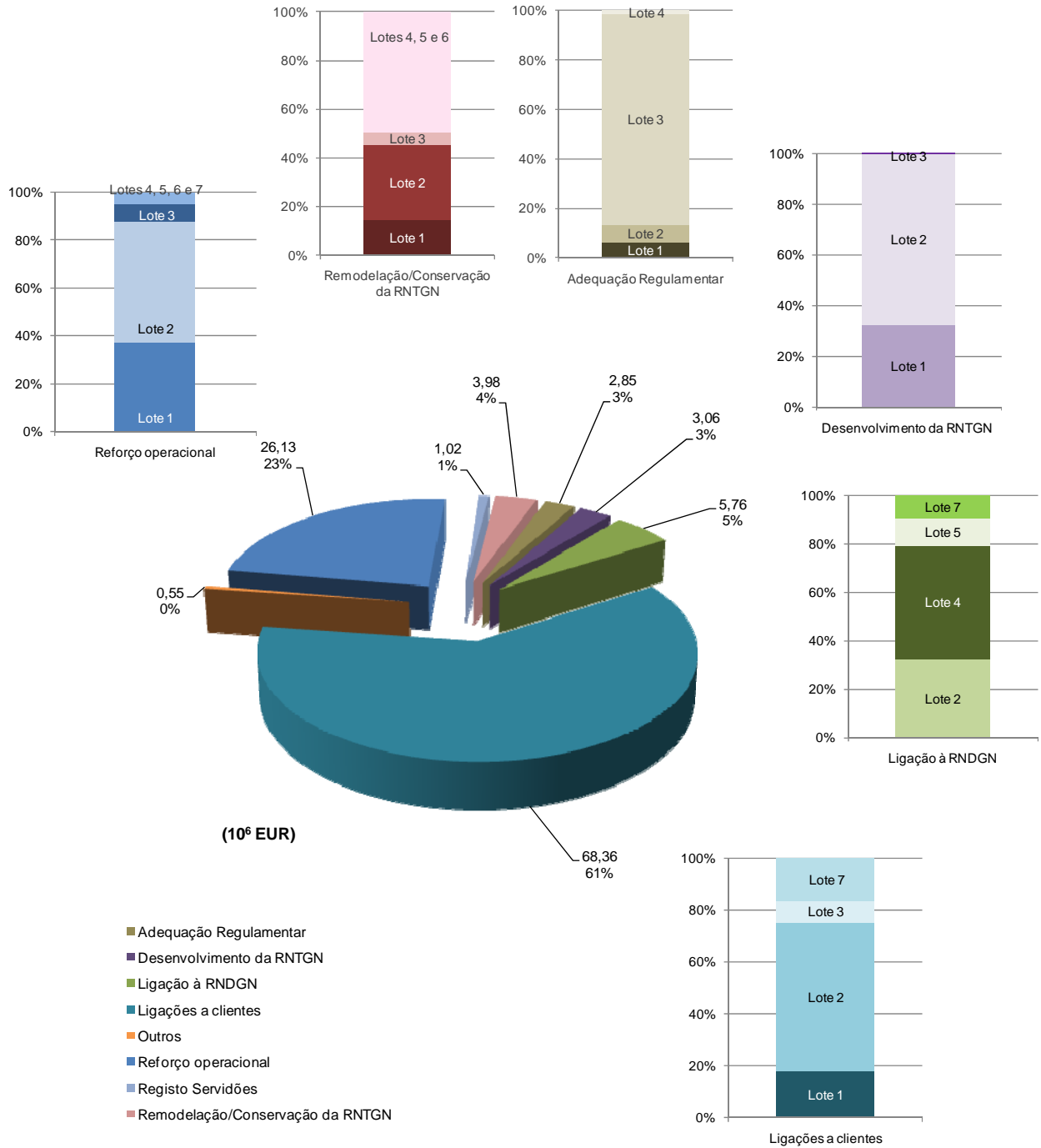
Tendo em vista a fundamentação dos projectos de investimento, a REN Gasodutos ordena o investimento de acordo com a sua finalidade, designadamente:

- Ligações a clientes – projectos de ligação de novos clientes à RNTGN, abastecidos em AP, incluindo a construção de ramais e GRMS novas.
- Ligação à RNDGN – projectos de construção de GRMS, tendo em vista o desenvolvimento de rede de distribuição nova.
- Desenvolvimento da RNTGN – projectos que visam a intervenção em GRMS tendo em vista a sua adequação à capacidade necessária – *upgrading* (reforço de capacidade) e *downsizing* (actualização da capacidade para valores inferiores aos actuais).
- Reforço operacional - projectos que pressupõem a intervenção na RNTGN adoptando soluções que visam a melhoria do desempenho operacional da infra-estrutura e o reforço da segurança de abastecimento.
- Adequação regulamentar – projectos que visam a actualização da RNTGN tendo em vista o cumprimento de disposições regulamentares.
- Remodelação/conservação da RNTGN.
- Registo de servidões.
- Outros.

¹³ Estão previstos para Lote 2 a automatização da JCT da Bidoeira (ponto de confluência dos lotes 1, 2, 3 e gasoduto Bidoeira-Carriço-Lares) e a alteração da ICJCT de Gaia para JCT, que representam em agregado um montante de 4,8 M€.

A Figura 2-7 apresenta a repartição do investimento na RNTGN de acordo com a classificação anteriormente descrita, incluindo o seu peso para cada um dos lotes existentes.

Figura 2-7 – Caracterização dos investimentos de acordo com a fundamentação



Fonte: REN Gasodutos

O Quadro 2-2 apresenta a descrição dos projectos de investimento com a correspondente fundamentação e os gasodutos abrangidos.

Quadro 2-2 – Descrição dos projectos de investimento

Fundamentação	Designação dos projectos	Lote
Ligações a clientes	Ramal do Barreiro + 1 GRMS.	1
	Ramais de Leça, Estarreja e Lares + 4 GRMS's.	2
	Ramal do Pego + 1 GRMS.	3
	Ramais de Sines, Chaparral e Mitrena + 4 GRMS's.	7
Ligação à RNDGN	GRMS(s) de Soure e Lares II.	2
	GRMS(s) de Vila Nova de Cerveira e Ponte de Lima.	4
	GRMS de Vila Velha de Ródão.	5
	GRMS de Santo André.	7
Desenvolvimento da RNTGN	Reforço de capacidade das GRMS's de Frielas, Porto de Mós, Benavente e Seixal; <i>Downsizing</i> da GRMS da Abrigada.	1
	Reforço de Capacidade das GRMS's de Pombal, Aveiro, Feira, Valongo, Famalicão, Carriço e Gaia; <i>Downsizing</i> da GRMS da Maia.	2
	<i>Downsizing</i> da GRMS de Ponte de Sôr.	3
Reforço operacional	Comando remoto da inversão de fluxo (interligação de Valença do Minho); Automação/medição (nó da Bidoeira); Monitorização de cadeias de medida e sistemas de controlo de caudal; Alteração de 14 estações da RNTGN com funcionalidade de ICJCT (1) para JCT (2); Emissores e receptores de <i>PIG's</i> (3); Odorização; Reforço de alimentação eléctrica e sistemas de telecomunicações; Melhoria do valor Ohmico da rede de terras; Eliminação de linhas de tensão exteriores; Inspeção de tubagem; Caminhos de acesso.	1 a 7
Adequação regulamentar	Adequação de unidades de medida; Unidades de arquivo electrónico; Alteração da JCT de Campo Maior; Plataformas de acesso às caldeiras de GRMS.	1 a 4
Remodelação/Conservação da RNTGN	Substituição de equipamento em fim de vida útil; Cobertura metálica de GRMS.	1 a 6
Registo de servidões/expropriação.		1 a 7
PPDA Instalação de Painéis Solares Térmicos nas GRMS(s) do Seixal e Frielas (4)		1

(1) Estação de derivação, sem seccionamento do gasoduto.

(2) Estação de derivação, com funcionalidade de seccionamento de troços de gasoduto, sem o corte de abastecimento às GRMS co-localizadas e redes a juzante.

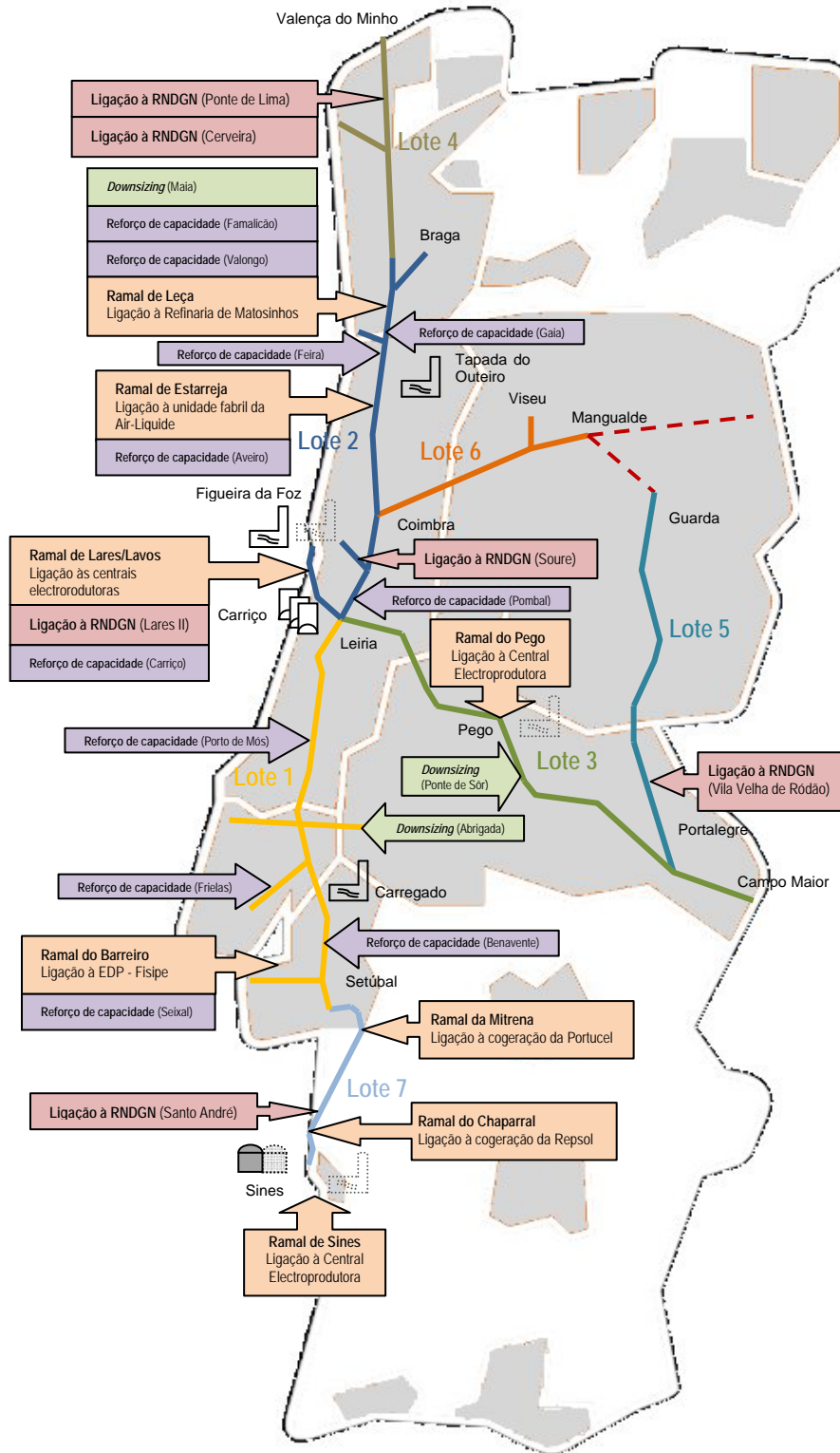
(3) Dispositivos de inspeção/manutenção de gasodutos.

(4) Incluído na rubrica 'outros'.

Fonte: REN Gasodutos

A Figura 2-8 apresenta a distribuição geográfica dos projectos de investimento na RNTGN, para os vários lotes, particularizando as ligações a clientes, as ligações à RNDGN e o desenvolvimento da RNDGN (reforços de capacidade e *downsizings* de GRMS).

Figura 2-8 – Distribuição geográfica dos projectos de investimento



Fonte: REN Gasodutos

2.2 ANÁLISE DOS PROJECTOS DE INVESTIMENTO

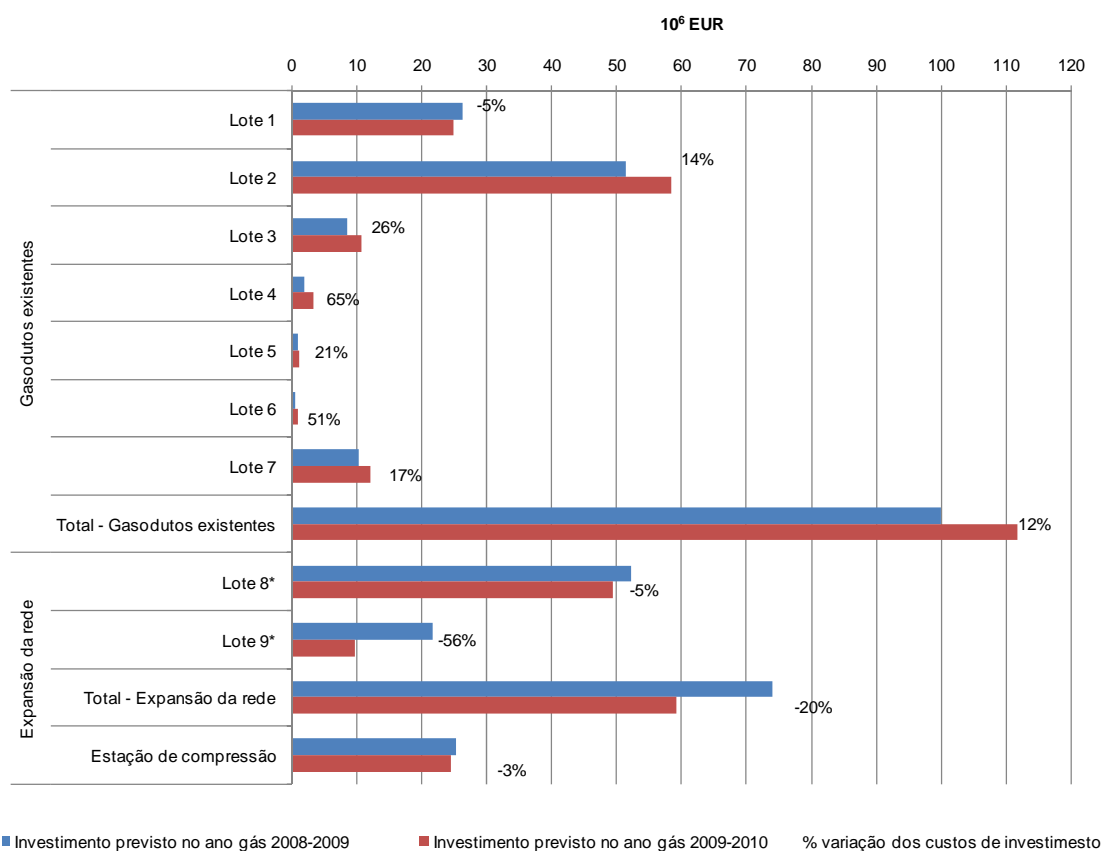
Neste subcapítulo apresenta-se a análise dos projectos de investimento da RNTGN, a qual incide sobre os seguintes aspectos:

- A evolução do investimento previsto, para o cálculo das tarifas do ano gás 2010-2011, face ao apresentado no ano passado, para o cálculo das tarifas do ano gás 2009-2010. Esta análise identifica a variação dos montantes previstos e executados para cada projecto, bem como os atrasos e antecipações nas entradas em exploração dos mesmos.
- A comparação dos montantes previstos e executados face aos custos de referência em vigor no sistema de gás natural espanhol, estabelecidos nos termos da regulamentação Espanhola (*Orden ITC/3520/2009*, de 28 de Dezembro).

2.2.1 EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO PREVISTO NOS ANOS 2010 E 2009

Os resultados de uma análise comparativa entre os investimentos apresentados pela REN Gasodutos, para cálculo das tarifas do ano gás 2010-2011 e os submetidos no ano passado para as tarifas do ano gás 2009-2010 são reflectidos na Figura 2-9. Esta figura apresenta a variação dos montantes de investimento, desagregados pelos projectos em gasodutos existentes e projectos de expansão da rede de transporte (gasodutos novos e estação de compressão).

Figura 2-9 – Comparação dos investimentos previstos para a RNTGN em 2009 e 2010



Fonte: REN Gasodutos

Da análise da Figura 2-9 destaca-se o seguinte:

- Nos gasodutos existentes constata-se um aumento do investimento previsto, de 2009 para 2010, de 100 milhões euros para 111,7 milhões de euros (12%).
- A variação do investimento estimado para a estação de compressão é muito pequena, tendo sido previsto no ano passado um montante de 25,2 milhões de euros e este ano 24,6 milhões de euros.
- Os investimentos previstos para os gasodutos novos passaram de 74,0 para 59,2 milhões de euros, i.e, registaram uma diminuição de 20% para o período em análise. Contudo, importa sublinhar que a entrada em exploração destes projectos foi atrasada de Junho de 2012 para Dezembro de 2013, pelo que os valores apresentados no ano passado incluíam a totalidade das obras e as previsões deste ano correspondem a custos parcelares do investimento.

A REN Gasodutos apresentou este ano previsões até 30 de Junho de 2013, que não reflectem o custo total das obras, com um montante agregado de 119,9 milhões de euros. Estes valores representam um agravamento de 62% face ao custo apresentado no ano passado, que como se referiu incluía a totalidade do investimento.

Analisando com mais detalhe a variação do investimento nos gasodutos existentes, importa referir que estão previstos este ano, novos projectos de investimento, apresentados no Quadro 2-3, representando um montante adicional de cerca de 5,6 milhões de euros.

Quadro 2-3 – Projectos de investimentos nos gasodutos existentes novos face a 2009

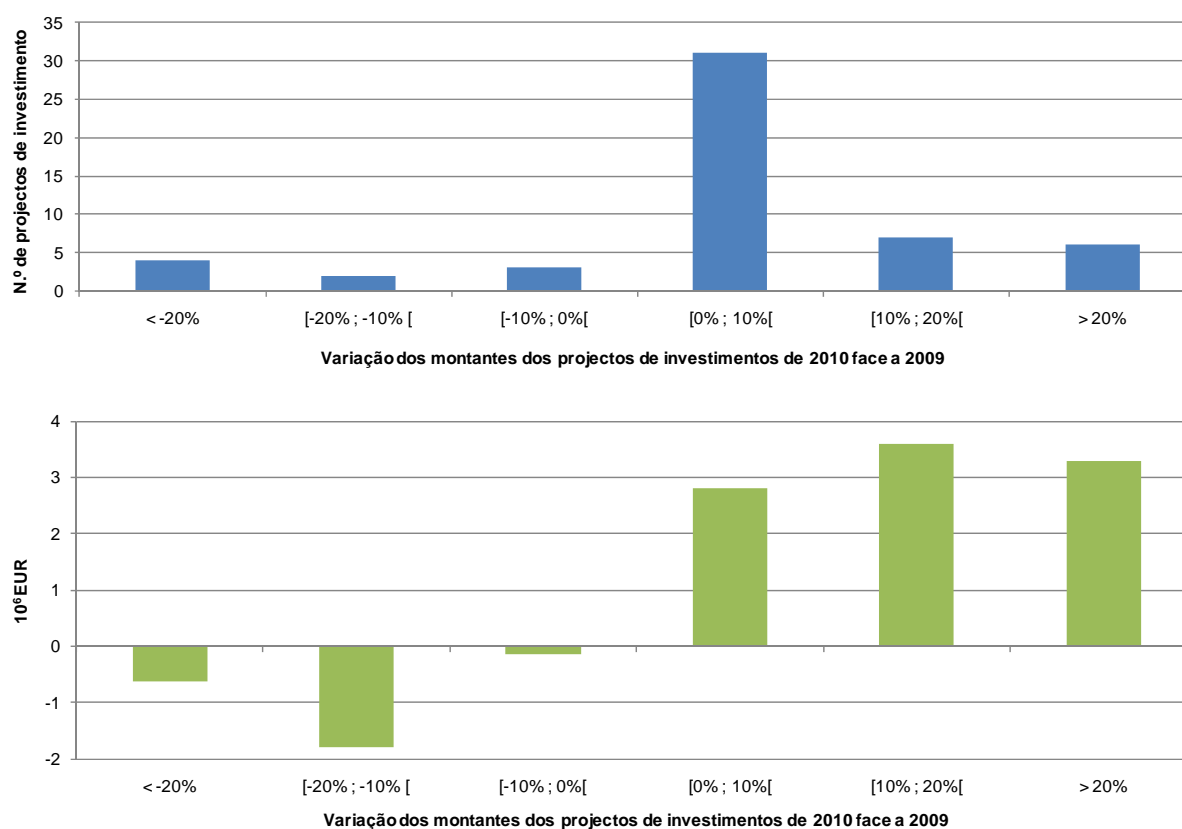
Designação dos projectos	Investimento (10 ³ EUR)
Inspecção de Tubagem	1 392,8
Ligação à RNDGN - GRMS de Soure	893,5
Ligação à RNDGN - GRMS de Lares II	978,4
Ligação à RNDGN - GRMS de Vila Nova de Cerveira	2 059,9
Reforço de capacidade da GRMS de Pombal	229,5

Fonte: REN Gasodutos

Considerando apenas os 53 projectos de investimento previstos este ano e em 2009, observa-se que efectivamente o aumento no montante global do investimento nos gasodutos existentes passa a ser da ordem dos 6%, i.e., o investimento passa de 100 milhões de euros para 106 milhões de euros.

A Figura 2-10 sintetiza, para os referidos projectos de investimentos, a comparação entre montantes previstos este ano e em 2009.

Figura 2-10 – Variação dos montantes dos projectos de investimento de 2010 face a 2009



Fonte: REN Gasodutos

Da análise da figura anterior destacam-se os seguintes aspectos:

- Verificou-se um aumento, inferior a 10%, dos montantes apresentados este ano face aos previstos em 2009 para 31 projectos de investimento.
- Dos projectos de investimento com diferenças superiores a 20%, destacam-se o ramal do Pego e a alteração da JCT de Campo Maior, que registaram agravamentos de 4,1 para 5,9 milhões de euros e de 1,7 para 2,4 milhões de euros, respectivamente.
- Em 9 projectos de investimento constatou-se que os montantes apresentados este ano foram inferiores aos previstos no ano passado. Os projectos de investimento com as diferenças mais expressivas são o reforço da capacidade da GRMS de Valongo e a monitorização das cadeias de medida da JCT de Monforte que diminuíram de 840 para 561 milhares de euros e de 372 para 186 milhares de euros, respectivamente.

Na presente análise foram comparadas as entradas em exploração dos projectos de investimentos, de acordo com a informação prestada este ano e no ano 2009. O Quadro 2-4 identifica os projectos que apresentaram diferenças nas respectivas transferências para exploração.

Quadro 2-4 – Projectos de investimentos com variação das transferências para exploração

Designação dos projectos	Entrada em exploração		Diferença (meses)
	Prevista em 2009	Prevista em 2010	
Odorização	Junho 2009	Setembro 2009	+3
Alteração da JCT de Campo Maior	Dezembro 2009	Março 2010	+3
Reforço de capacidade da GRMS de Famalicão	Junho 2009	Dezembro 2009	+6
Sistemas de Informação	Junho 2011	Dezembro 2011	+6
Reforço da alimentação eléctrica dos sistemas de telecomunicações	Junho 2009	Dezembro 2009	+6
Eliminação de Influência das linhas de tensão exteriores	Junho 2009	Dezembro 2009	+6
Aquisição de equipamentos de medição/inspecção	Junho 2009	Dezembro 2009	+6
Adequação dos meios de análise, monitorização e Unidades de Medida	Dezembro 2008	Dezembro 2009	+12
Comando remoto da inversão de fluxo (interligação de Valença do Minho)	Junho 2009	Junho 2010	+12
Recondicionamento de sistemas de aquecimento	Dezembro 2010	Junho 2011	+6
Recondicionamento das Caldeiras e Sistemas de Queima da GRMS da Tapada do Outeiro	Junho 2009	Junho 2011	+24
Ramal de Sines	Dezembro 2010	Março 2012	+27
Reforço de capacidade da GRMS de Benavente - Fase II	Dezembro 2010	Dezembro 2013	+36
Ramal da Mitrena	Dezembro 2010	Setembro 2009	-3
Ramal de Leça	Dezembro 2009	Março 2010	+3
Gasoduto Mangualde - Fronteira Espanhola	Dezembro 2012	Dezembro 2013	+12

Fonte: REN Gasodutos

Da análise do quadro anterior, destacam-se os projectos de reforço de capacidade da GRMS de Benavente, com um adiamento previsto de três anos, e o ramal de Sines, com um atraso superior a dois anos motivado pelo adiamento da construção do centro electroprodutor de Sines. Refira-se ainda a antecipação, em três meses, da entrada em exploração do ramal da Mitrena.

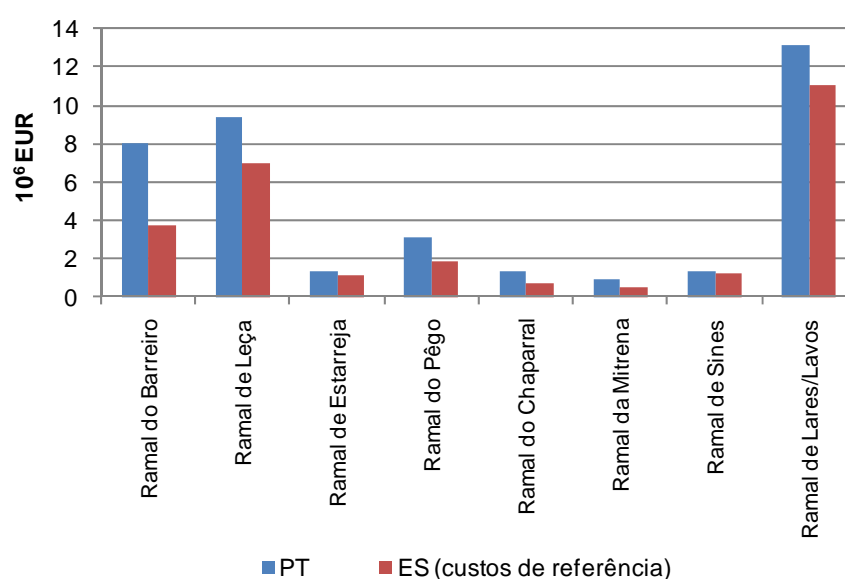
2.2.2 ANÁLISE COMPARATIVA DO INVESTIMENTO FACE AOS CUSTOS DE REFERÊNCIA ADOPTADOS NO SISTEMA DE GÁS NATURAL ESPANHOL

Conforme referido anteriormente as ligações a clientes abastecidos em AP representam 61% do investimento previsto em gasodutos existentes, sendo de assinalar que parte desse investimento corresponde à construção dos ramais (troços periféricos da rede de transporte com características construtivas similares às “linhas” principais).

Este investimento encontra-se caracterizado na proposta de PDIR, submetido pela REN Gasodutos para aprovação em 2008, incluindo as extensões e o diâmetro de cada ramal. Tendo em conta a caracterização física do investimento, poder-se-á estabelecer uma comparação face aos valores de

referência, em vigor para o sistema de gás natural espanhol, estabelecidos no Anexo V, da *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de Dezembro, relativos aos investimentos na construção de rede de transporte, colocados em exploração no ano 2009. A Figura 2-11 apresenta uma comparação entre os custos previstos pela REN Gasodutos e os custos de referência em vigor em Espanha, para cada ramal de ligação de clientes abastecidos em AP.

Figura 2-11 – Comparação dos custos previstos para os ramais de ligação a clientes abastecidos em AP face aos custos de referência em vigor em Espanha



Fonte: REN Gasodutos

A análise da figura anterior permite constatar diferenças significativas entre os custos previstos para a construção¹⁴ dos ramais de ligação em Portugal e os custos de referência em Espanha. Nesta análise importa considerar dois aspectos importantes:

- Os custos de referência estabelecidos em Espanha correspondem aos custos médios das obras da rede de transporte. Em Portugal, no caso dos ramais de ligação a clientes abastecidos em AP, as obras são de pequena extensão e a natureza dos traçados¹⁵ apresenta dificuldades acrescidas comparativamente com a generalidade das obras realizadas em Espanha.

Tomando como exemplo os ramais mais extensos, Leça (27,5 km), Barreiro (15,3 km) e Lares/Lavos (23,1 km), estão considerados nos custos globais das empreitadas de construção a realização de alguns pontos especiais, nomeadamente:

¹⁴ Incide sobre a rubrica "gasoduto instalado", apresentada pela REN Gasodutos na discriminação do investimento dos ramais de ligação a clientes abastecidos em AP.

¹⁵ Traçados em zonas de maior densidade de edificação e atravessamentos especiais (estradas, caminhos de ferro, cursos de água, etc)

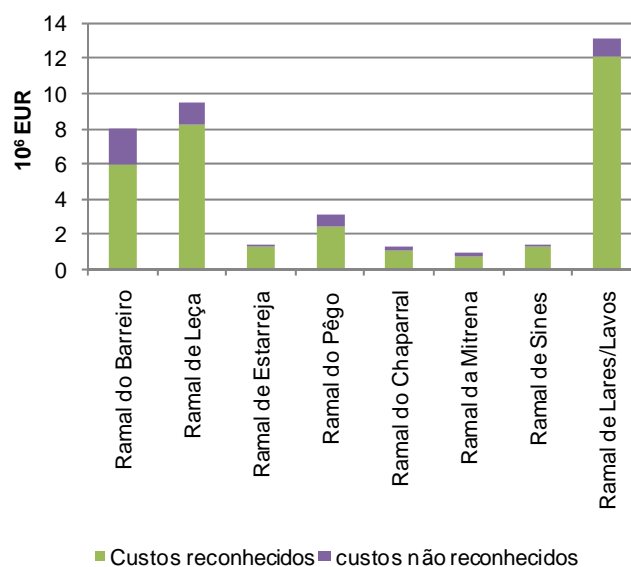
- Travessias por perfuração horizontal dirigida (HDD)¹⁶ do rio Mondego (Lares/Lavos), do estuário do Tejo (Barreiro), do Aeroporto Sá Carneiro (Leça) e de auto-estradas/estradas nacionais (Leça e Barreiro);
- Duplas derivações em carga a partir das “linhas” principais (Leça, Barreiro e Lares/Lavos).

Os restantes ramais têm extensões muito pequenas, que variam entre os 1,9 km (Mitrena) e os 4,8 km (Pêgo), tendo os custos fixos grande impacto no custo global da obra.

- Os custos de referência em Espanha não correspondem aos custos reconhecidos para efeito de cálculo de tarifas. Nas situações em que os custos reais ultrapassam os custos de referência, os custos reconhecidos incorporam os custos de referência e metade da diferença destes para os custos reais. Na situação oposta, em que os custos reais são inferiores aos custos de referência, os custos reconhecidos equivalem aos custos de referência subtraídos de metade da diferença entre o custo de referência e o custo real. Desta forma diminui-se o risco dos operadores das infra-estruturas face à natureza das obras em causa, dando-se, em simultâneo, um incentivo para que a adjudicação dos projectos de investimento seja eficiente.

Tendo em conta o exposto, a Figura 2-12 apresenta o paralelismo resultante da aplicação do contexto espanhol de aceitação de proveitos, aos projectos de construção de ramais de ligação a clientes abastecidos em AP.

Figura 2-12 – Custos reconhecidos para os ramais de ligação a clientes abastecidos em AP, no contexto do sistema de gás natural espanhol



¹⁶ Horizontal Directional Drilling

Tendo em conta o exposto, num contexto similar ao que vigora no sistema de gás natural espanhol, seriam reconhecidos pelo sistema aproximadamente 85% do custo real, o que representaria uma dedução de 5,7 milhões de euros. Porém, em Espanha, as obras de grande dimensão prevalecem face aos troços periféricos para a ligação de grandes consumidores, o que pode justificar a diferença de custos encontrada entre os dois países nos casos analisados.

3 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO TERMINAL DE GNL DE SINES

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos da REN Atlântico, no terminal de GNL de Sines, previstos para os anos 2010, 2011 e 2012. São também analisados os investimentos estimados para o ano 2009, bem como os realizados até 31 de Dezembro de 2008 relativos a projectos que não entraram em exploração antes do ano 2008.

Os investimentos analisados incluem a expansão do terminal de GNL de Sines e um conjunto de projectos de menor dimensão, designados por projectos de reforço interno. O Quadro 3-1 apresenta os montantes previstos para estes investimentos.

Quadro 3-1 – Montantes previstos para o investimento no Terminal de GNL de Sines

Designação	Montante [10 ⁶ EUR]	Peso percentual [%]
Projecto de Expansão do Terminal de GNL de Sines	179,8	97,5
Projectos de Reforço Interno	4,5	2,5
TOTAL	184,3	100,0

Fonte: REN Atlântico

É apresentada uma comparação dos montantes previstos para os projectos em curso, apresentados à ERSE, para aprovação e reconhecimento na base de activos, para o cálculo das tarifas dos anos gás 2009-2010 e 2010-2011. Relativamente ao projecto de expansão do terminal de GNL de Sines, é efectuada uma comparação com os custos de referência adoptados no sistema de gás natural espanhol, estabelecidos na *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de Dezembro.

3.1 PROJECTO DE EXPANSÃO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

O projecto de expansão do terminal de GNL de Sines consiste no fornecimento e construção, em regime de EPC¹⁷, do terceiro tanque de armazenagem de GNL, do reforço da capacidade de emissão de gás natural para a RNTGN e da construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna.

A expansão do terminal de GNL de Sines é justificada pelo operador da infra-estrutura pela necessidade de responder ao crescimento da procura de gás natural, tanto a nível doméstico como em resultado da integração do SNGN numa perspectiva ibérica, decorrente da opção pelo Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).

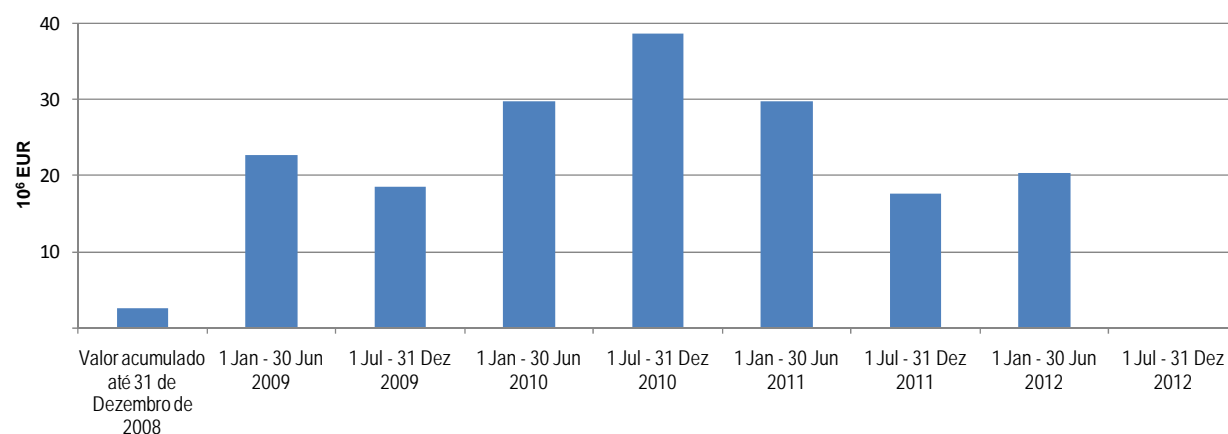
¹⁷ A designação EPC (Engineering, Procurement and Construction) corresponde genericamente a um projecto “chave-na-mão”

O terminal de GNL de Sines, pela sua aptidão para responder às pontas de consumo, é a primeira opção para o reforço da capacidade de entrada de gás natural no SNGN, desempenhando um papel essencial na garantia de abastecimento às novas centrais de ciclo combinado de Lares, Lavos, Pego e Sines. Neste contexto, o operador da infra-estrutura justifica que o reforço da componente de armazenamento no terminal de GNL de Sines surge associado ao reforço da capacidade de emissão de gás natural para a RNTGN, por via da interdependência, em termos operacionais, dos processos de armazenagem e regasificação do GNL. Por outro lado, a construção do terceiro tanque de armazenagem pretende permitir uma maior flexibilidade de utilização do terminal de GNL de Sines, dotando-o de aptidão para receber mais navios e conjugar as necessidades de mais agentes de mercado, promovendo a concorrência no sector.

O investimento previsto pela REN Atlântico para o projecto de expansão do terminal de GNL de Sines é de 179,8 milhões de euros, idêntico ao apresentado no ano passado, para o cálculo das tarifas do ano gás 2009-2010. Estima-se, contudo, uma menor duração do projecto com a antecipação da entrada em exploração prevista inicialmente, passando de 2014 para o final do primeiro semestre de 2012.

A Figura 3-1 apresenta a evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines, prevista até ao final do ano 2012, desagregada por semestre.

Figura 3-1 – Evolução do investimento na expansão do terminal de GNL de Sines



Fonte: REN Atlântico

O projecto de expansão do terminal de GNL de Sines integrou a proposta de PDIR, com um montante de 100 milhões de euros, tendo sido então o projecto de maior monta proposto para a RPGN. Desde então o projecto sofreu um agravamento de 80% face ao montante inicial.

Tendo em conta as características do projecto, nomeadamente a expansão da capacidade de armazenagem de GNL em 150 000 m³, através da construção do terceiro reservatório, o reforço da

capacidade de regaseificação de 5,26bcm/ano¹⁸ para cerca de 8,5 bcm/ano¹⁹ e a construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna, é possível comparar o custo total previsto pela REN Atlântico face aos valores de referência adoptados no sistema de gás natural espanhol para obras similares. Com efeito, no Anexo VII, da *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de Dezembro, são apresentados valores unitários para as componentes de armazenamento (€/m³), equipamento de regaseificação (€/m³/h) e baías de enchimento de cisternas, para investimentos em terminais de GNL colocados em exploração no ano de 2009.

A aplicação dos valores unitários de referência referidos, ao projecto de expansão do terminal de GNL de Sines, permite obter um valor da ordem dos 169,5 milhões de euros, i.e., 94% do montante previsto pela REN Atlântico. Tendo em conta a actualização deste montante para o ano 2012 e atendendo a eventuais acréscimos relativos à obra civil²⁰, também previstos no mesmo diploma, poder-se-á concluir estarmos perante valores próximos dos praticados em Espanha.

3.2 REFORÇO INTERNO DO TERMINAL DE GNL DE SINES

Os projectos para reforço interno do terminal de GNL de Sines representam 4,5 milhões de euros (2,5% do investimento total previsto).

Os valores apresentados pela REN Atlântico no ano passado, para os projectos de reforço interno do terminal de GNL de Sines, representavam 3,0 milhões de euros, ou seja, observou-se um agravamento de 51% de 2009 para 2010 nesta rubrica. Este facto está relacionado com os seguintes aspectos:

- Foram considerados um conjunto de 10 novos projectos de investimento, não previstos no ano passado, representando um acréscimo 1,6 milhões de euros.
- Foram integrados no projecto de expansão do terminal de GNL de Sines três projectos de investimento²¹, que no ano passado foram considerados nesta rubrica, representando uma dedução de 1,0 milhões de euros.
- Observaram-se variações dos montantes previstas para os restantes 12 projectos, representando um acréscimo de 927 milhares de euros.

¹⁸ Aproximadamente 600 000 m³(n)/h (900 000 m³(n)/h nas pontas)

¹⁹ Aproximadamente 970 000 m³(n)/h (1 350 000 m³(n)/h nas pontas)

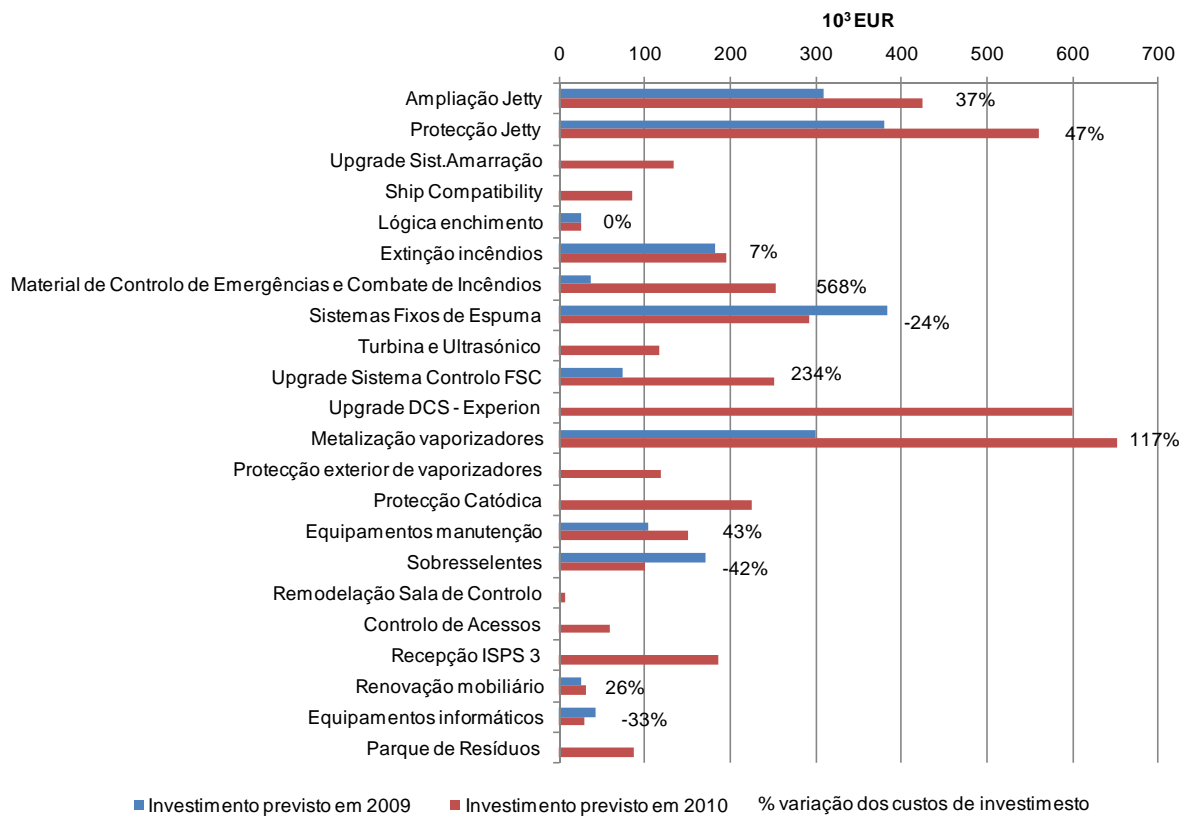
²⁰ A obra civil e portuária, por terminal de GNL, não relacionadas com as componentes de armazenamento e regaseificação, são limitadas a um máximo de 52,6 M€ e são analisadas caso a caso.

²¹ *Gas-in cool down*, lógica de enchimento e baía de enchimento de cisternas.

A Figura 3-2 apresenta o investimento no reforço interno do terminal de GNL de Sines, permitindo observar os montantes associados a cada projecto, a variação face aos valores apresentados no ano passado e os novos projectos previstos este ano.

De acordo com a informação enviada pela REN Atlântico, todas as obras de reforço interno deverão estar concluídas até 30 de Junho de 2011.

Figura 3-2 – Caracterização do investimento no terminal de GNL de Sines



Fonte: REN Atlântico

4 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infra-estrutura composta por quatro cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural, detida pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem, e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem.

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem previstos para os anos 2010, 2011 e 2012. São também analisados os investimentos estimados para o ano 2009, bem como o investimento realizado até 31 de Dezembro de 2008 relativos a projectos que não entraram em exploração até ao final de 2008.

A REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem apresentaram investimentos relativos a oito novas cavidades de armazenamento²² de gás natural, designadamente:

- A conclusão e a entrada em exploração da cavidade RENC-4 e a construção das cavidades RENC-6, RENC-8, RENC-10 e RENC-12.
- A construção das cavidades TGC-2, TGC-G1 e TGC-G2, prevendo-se para Janeiro de 2012 a entrada em exploração da TGC-2.

Os investimentos da REN Armazenagem contemplam ainda o reforço interno nas instalações de superfície, bem como investimentos na estação de lixiviação.

O Quadro 4-1 apresenta o investimento para a infra-estrutura do Carriço, individualizando para as principais rubricas os montantes previstos pela REN Armazenagem e Transgás Armazenagem, para o período em análise.

Quadro 4-1 – Montantes previstos para o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço

Designação	Montante [10 ⁶ EUR]	Peso percentual [%]
Expansão da capacidade de Armazenamento	115,5	82,2
• REN Armazenagem	79,2	56,3
• Transgás Armazenagem	36,3	25,9
Reforço interno das instalações de superfície	25,0	17,8
TOTAL	140,5	100

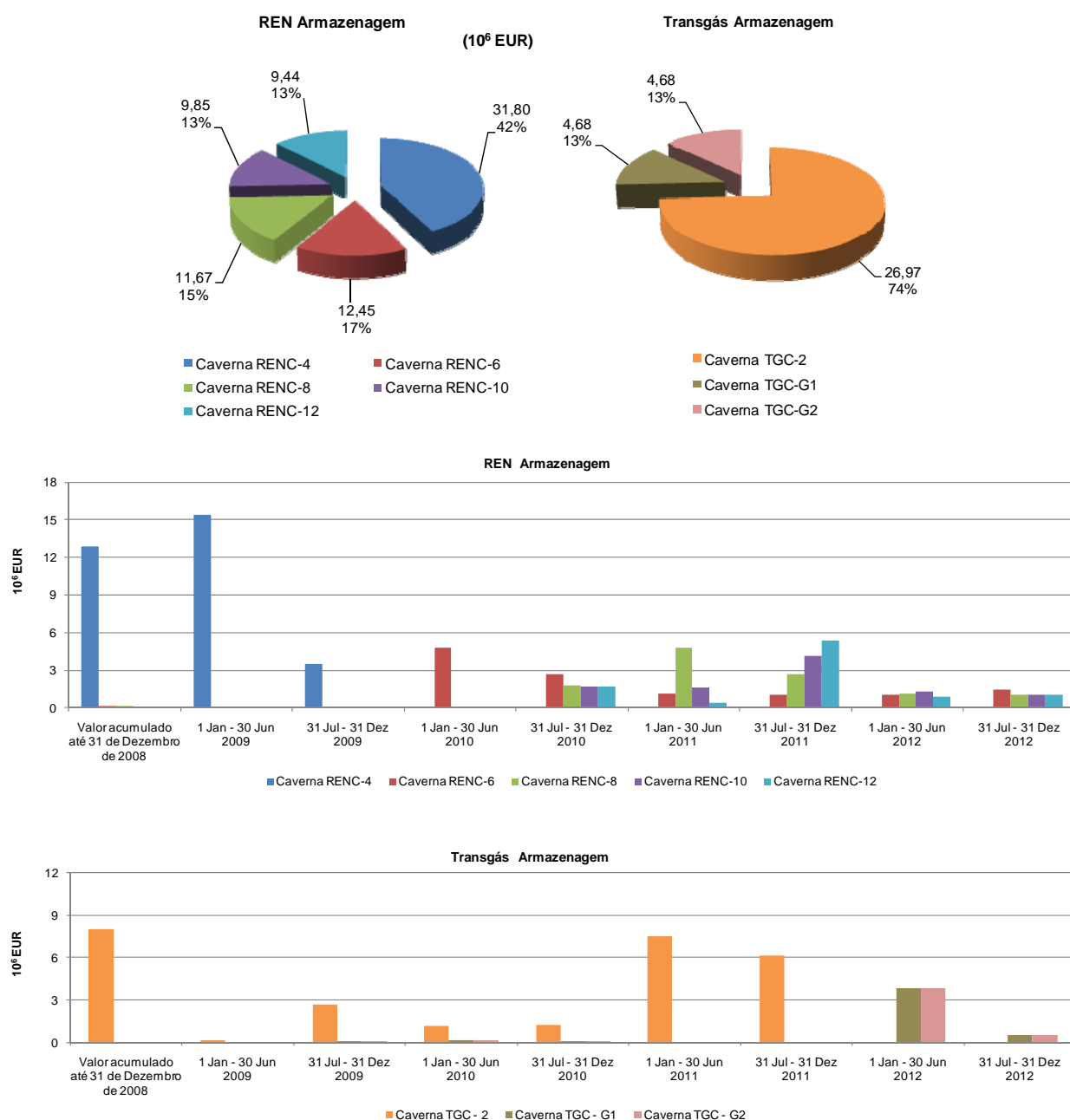
Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

²² Os projectos de construção de cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural são codificados por RENC-xx ou TGC-xx, caso o operador detentor do activo seja a REN Armazenagem ou a Transgás Armazenagem, respectivamente.

4.1 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

A Figura 4-1 apresenta a repartição e a evolução do investimento na expansão da capacidade de armazenamento, desagregado por operador e por projecto de cavidade de armazenamento.

Figura 4-1 – Repartição do investimento na expansão da capacidade de armazenamento



Fonte: REN Armazenagem e Transgás Armazenagem

Da análise da Figura 4-1 constata-se que a maior dimensão dos investimentos é nas cavidades RENC-4 e TGC-2. Este facto, é justificado pela entrada em exploração das cavidades RENC-4 e TGC-2 em

Junho de 2009 e Janeiro de 2012, respectivamente, i.e., os 31,8 e os 27,0 milhões de euros apresentados, representam o custo integral dos referidos projectos, contrariamente às restantes cavidades cuja entrada em exploração ultrapassa o período em análise. Assim, os montantes previstos para as restantes cavidades (RENC-6, RENC-8, RENC-10, RENC-12, TGC-G1 e TGC-G2) representam valores parcelares do investimento. Tendo em conta o exposto, serão apenas analisados os projectos cuja entrada em exploração decorre no período em análise, nomeadamente a RENC-4 e a TGC-2.

Relativamente à RENC-4, importa sublinhar que o custo real ficou 18,5% abaixo do custo estimado pela REN Armazenagem, no ano passado, para o cálculo das tarifas do ano gás 2009-2010. A execução orçamental da construção da RENC-4, face às estimativas de 2009, aponta para as seguintes conclusões:

- Até 31 de Dezembro de 2008 a execução orçamental era de 97,4%, assinalando-se uma grande aderência do orçamento aos custos reais associados à construção da infra-estrutura. O custo do projecto, até 31 de Dezembro de 2008, foi 12,9 milhões de euros.
- O montante estimado para o ano 2009 era 25,8 milhões de euros, no entanto, o montante executado para esse ano foi 18,9 milhões de euros.

Esta fase do projecto incluiu o primeiro enchimento de gás natural (aquisição do *Cushion gas*) que, não sendo um custo de construção, está incluído no imobilizado da RENC-4 pois constitui um activo indispensável para a exploração da referida cavidade. De acordo com os dados fornecidos pela REN Armazenagem no ano passado, a aquisição do *Cushion gas* foi estimada em aproximadamente 25 milhões de euros, tendo o custo real sido 16,9 milhões de euros (68% do montante estimado). Este facto foi a principal justificação para a diferença do montante previsto no ano passado face ao custo real do projecto.

No que respeita ao projecto da caverna TGC-2, verificou-se um agravamento de 25% no montante apresentado pela Transgás Armazenagem, para o cálculo das tarifas do ano gás 2010-2011, face ao previsto no ano passado²³. Esta diferença deve-se ao custo previsto para a construção da referida caverna, que passou de 15,4 para 20,8 milhões de euros. Importa ainda destacar que o valor previsto no ano passado, para a construção da TGC-2, era sensivelmente igual ao custo real da construção da caverna RENC-4, apresentado este ano.

Outro aspecto importante a destacar é a valorização da aquisição do *Cushion gas* apresentada pela Transgás Armazenagem, para a caverna TGC-2, que corresponde a 6,2 milhões de euros, i.e., sensivelmente um terço do custo real deste activo no projecto da RENC-4.

²³ O custo integral apresentado no ano passado, para determinação das tarifas do ano gás 2009-2010, foi de 21,5 milhões de euros.

Os investimentos na infra-estrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço encontravam-se incluídos na proposta de PDIR, tendo como fundamentação o reforço da segurança de fornecimento e a criação de capacidade de armazenamento disponível para a actividade comercial dos agentes de mercado. Com efeito, até ao final do ano 2009, a capacidade de armazenamento existente no Carriço esteve atribuída exclusivamente à constituição de reservas de segurança e reservas operacionais²⁴.

A isenção de constituição de reservas de segurança para dois centros electroprodutores (Central da Tapada do Outeiro e Central de Lares) originou a libertação de parte da capacidade de armazenamento afecta à manutenção de reservas de segurança, que passou a estar disponível para a actividade comercial dos agentes de mercado.

A ERSE considera aconselhável a realização de consultas aos agentes, que permitam aferir se a intensidade do investimento se encontra ajustada às necessidades efectivas do mercado.

Face ao investimento apresentado no ano passado, o qual se encontrava em consonância com a proposta PDIR, a REN Armazenagem perspectiva a construção de duas novas cavernas, a RENC-10 e RENC-12. Sobre esta matéria, a ERSE salienta que, nos termos do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho, a promoção deste investimento carece de aprovação do ministro responsável pela área da energia.

4.1.1 INVESTIMENTO NAS INSTALAÇÕES DE GÁS, INSTALAÇÕES DE LIXIVIAÇÃO E OUTROS

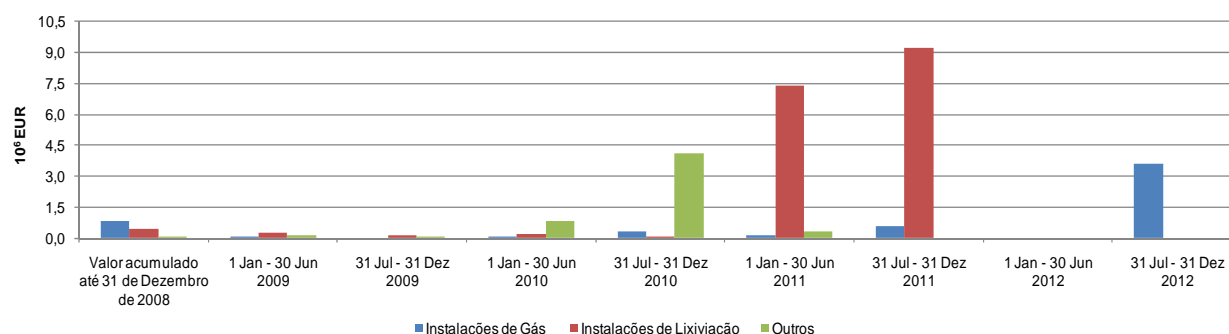
O investimento nas instalações de gás está associado aos processos de injeção e extracção de gás natural das cavidades de armazenamento, incluindo o seu tratamento, análise e medição. O investimento nas instalações de gás comporta também outras rubricas, transversais à operação da infra-estrutura, nomeadamente: sistemas eléctricos, sistemas de controlo e segurança do processo, instrumentação, protecção catódica, sistemas de emergência e segurança, sistemas auxiliares e outros.

As instalações de lixiviação estão associadas à construção das cavidades de armazenamento, sendo compostas pelo equipamento de lixiviação, captação de água e rejeição de salmoura.

A Figura 4-2 apresenta a evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros investimentos, para o período em análise.

²⁴ As reservas de segurança são estabelecidas nos termos do artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. As reservas operacionais são estabelecidas nos termos do Regulamento da Operação das Infra-estruturas.

Figura 4-2 – Evolução do investimento nas instalações de gás, instalações de lixiviação e outros



Fonte: REN Armazenagem

A análise da figura anterior permite constatar um investimento de 16,7 milhões de euros nas instalações de lixiviação, previsto para o ano 2011, estando associado ao aumento da produção de cavidades prevista para o período em análise e anos subsequentes.

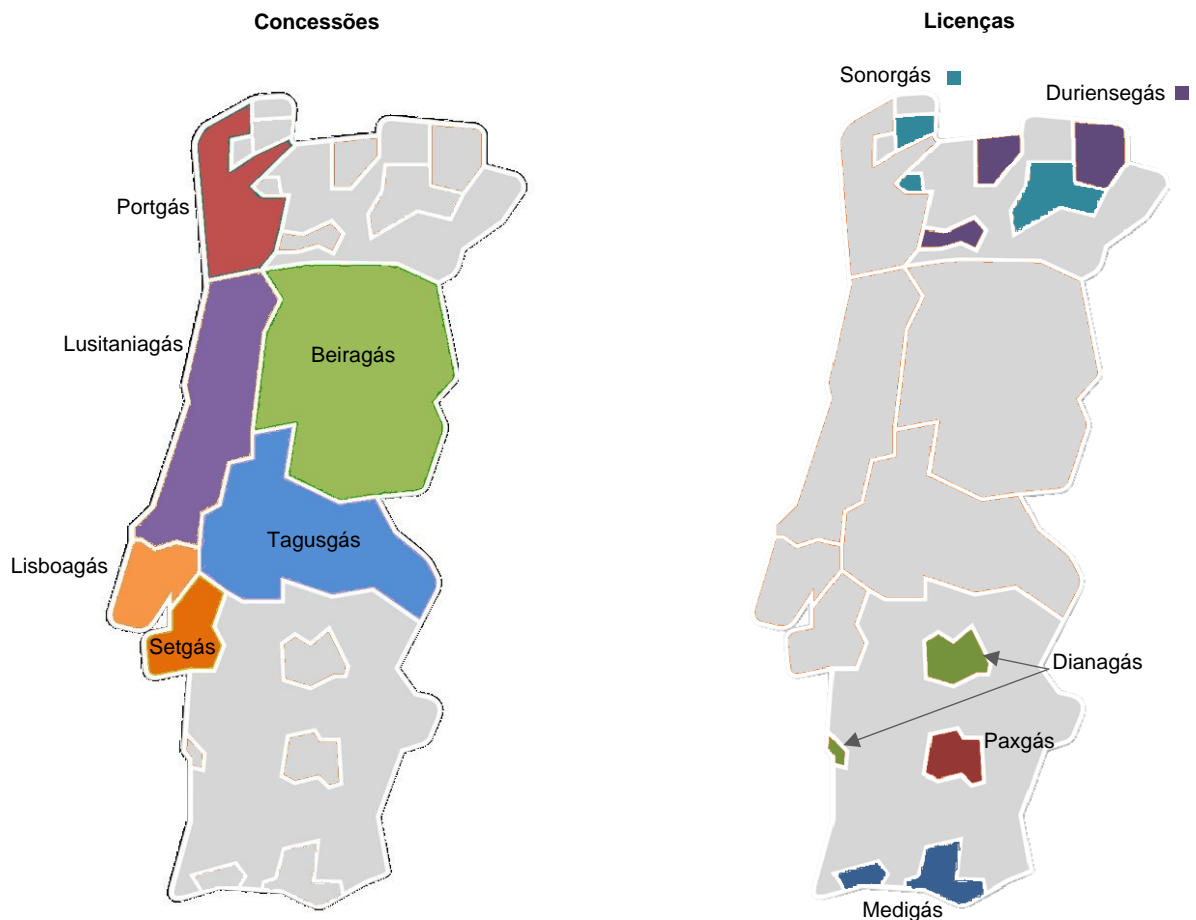
O investimento nas instalações de gás, até ao final de 2011, comporta montantes para os equipamentos de injeção e de análise e medida, num total de 1,2 milhões de euros. Para o ano de 2012 encontram-se previstos 3,6 milhões de euros para o reforço da capacidade de injeção/extracção de gás natural no complexo de armazenamento de gás natural no Carriço.

5 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NA RNDGN

No presente capítulo é realizada a análise dos investimentos para a RNDGN executados durante o ano gás 2008-2009 e os previstos para os anos 2010, 2011 e 2012, sendo que, para o ano 2010, são apresentados os orçamentos desagregados pelas principais rubricas de investimento.

Os investimentos foram apresentados pelos 11 operadores de distribuição em actividade no SNGN, dos quais 6 desenvolvem a sua actividade em regime de concessão – Lisboaagás, Setgás, Lusitaniagás, Portgás, Tagusgás e Beiragás – e os restantes 5 detêm licenças de distribuição local de gás natural – Medigás, Paxgás, Dianagás, Duriensegás e Sonorgás. A Figura 5-1 identifica as áreas geográficas de influência dos operadores de distribuição no território nacional.

Figura 5-1 – Áreas de influência dos operadores de distribuição em Portugal continental



5.1 INVESTIMENTOS EXECUTADOS NA RNDGN NO ANO GÁS 2008-2009

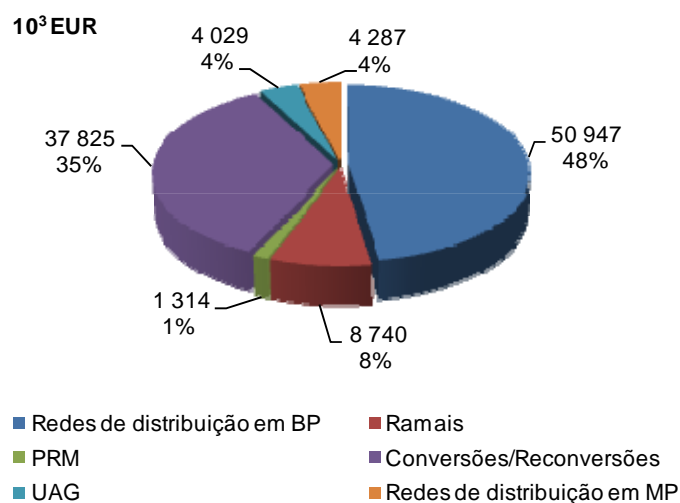
Os operadores das redes de distribuição, em actividade no SNGN, apresentaram os investimentos executados na RNDGN durante o ano gás 2008-2009, para efeito de determinação das tarifas a aplicar para o ano gás 2010-2011.

De acordo com o estabelecido no RARII em vigor, os relatórios de execução dos investimentos devem incidir sobre o ano civil anterior ao ano em que são apresentados o que, atendendo aos prazos de entrega dos mesmos à ERSE (15 de Dezembro), significa que o investimento reportado deveria incidir sobre o ano civil 2008. Porém, uma vez que o período de reporte dos relatórios de execução foi alterado na recente revisão do RARII, a elaboração dos referidos documentos decorreu nos termos do estabelecido anteriormente pelo RARII, que previa o reporte por ano gás. Assim, no presente Relatório de Análise dos Investimentos na RPGN, os investimentos executados na RNDGN incidem sobre o ano gás 2008-2009.

A análise dos investimentos executados na RNDGN, durante o ano gás 2008-2009, distingue as seguintes rubricas:

- Redes de distribuição em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP).
- Postos de Redução e Medição (PRM).
- Ramais.
- Conversões e reconversões.
- Unidades Autónomas de gás natural (UAG).

A Figura 5-2 apresenta a caracterização dos investimentos executados de acordo com as rubricas diferenciadas anteriormente.

Figura 5-2 – Caracterização dos investimentos executados na RNDGN, ano gás 2008-2009

Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA PRESSÃO (MP)

Durante o ano gás 2008-2009 apenas a Portgás e a Beiragás, apresentaram investimentos na construção de rede de distribuição em MP.

O Quadro 5-1 caracteriza o investimento executado em redes de distribuição em MP, no ano gás 2008-2009, discriminando a extensão de rede construída, os custos unitários e os custos totais, apresentados pela Portgás.

Quadro 5-1 – Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em MP, ano gás 2008-2009

Extensão da rede (km)	22,29
Custo unitário (EUR/m.l.)	190
Custo total (10 ⁶ EUR)	4,25

Fonte: Portgás

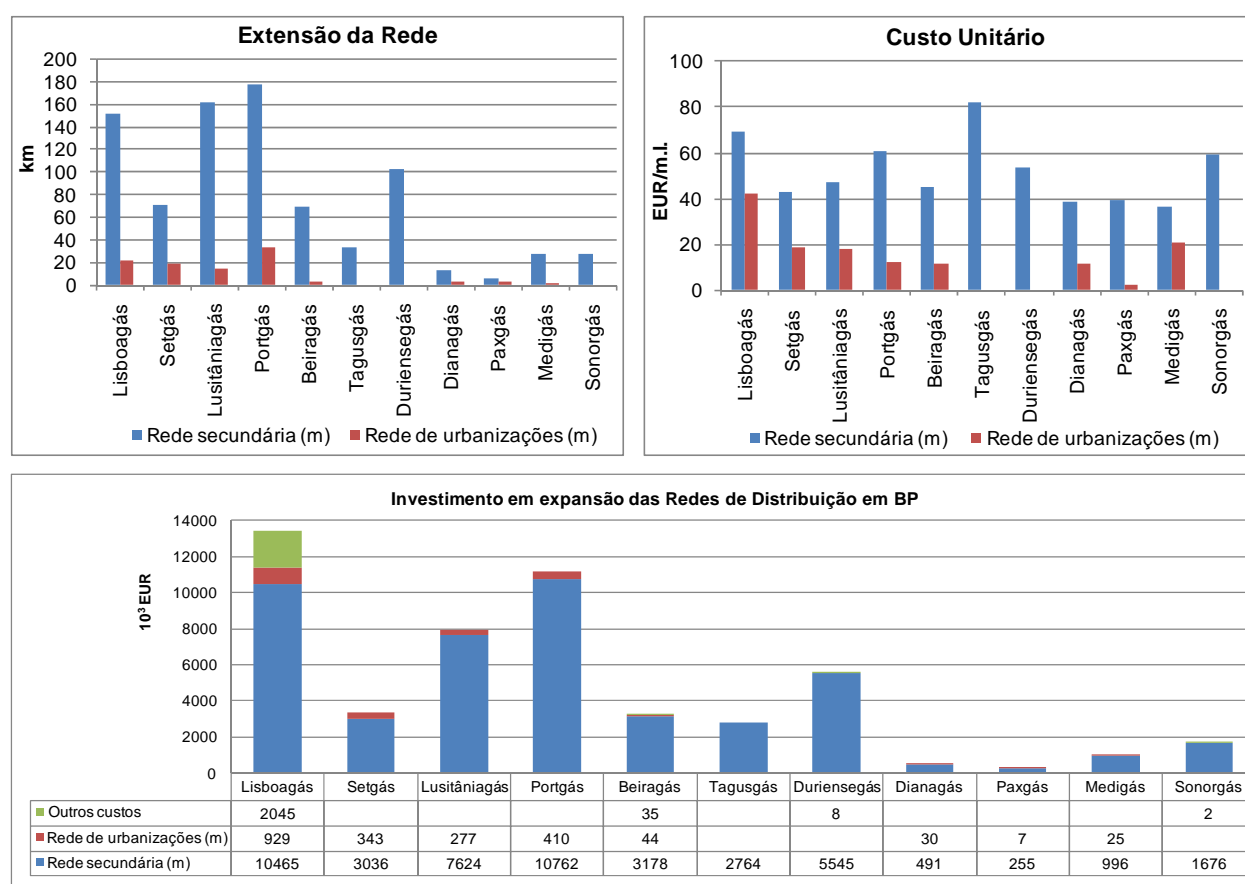
A Portgás fundamenta o investimento na rede de distribuição em MP pelo abastecimento de gás natural a Viana do Castelo (Norte e Sul), a partir da GRMS pertencente à RNTGN localizada em Deocriste, e a conclusão das redes para abastecimento de Felgueiras e Vila Verde. O custo unitário real apresentado pela Portgás é coerente com o apresentado no ano passado (191 EUR/m.l.) para projectos de rede de distribuição em MP.

A Beiraagás apresenta um investimento de menor monta (41 milhares de euros) para o abastecimento do polo de Vila Velha de Ródão²⁵.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP

A Figura 5-3 caracteriza o investimento executado em redes de distribuição em BP, no ano gás 2008-2009, discriminando a extensão de rede construída, os custos específicos e os custos totais, distinguindo as redes secundárias das redes de urbanizações.

Figura 5-3 - Caracterização do investimento executado em redes de distribuição em BP para o ano gás 2008-2009



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

A análise da Figura 5-3 permite constatar que a extensão de rede de distribuição em BP, construída durante o ano gás 2008-2009, é maior para a Lisboagás, Setgás, Lusitâniagás e Portgás, i.e., para os

²⁵ A REN Gasodutos apresentou como um dos seus projectos de investimento a construção de uma nova GRMS em Vila Velha de Ródão com o intuito de fornecer gás natural a este pólo de distribuição local. Este projecto, de acordo com as previsões apresentadas, deverá entrar em exploração em Junho de 2010.

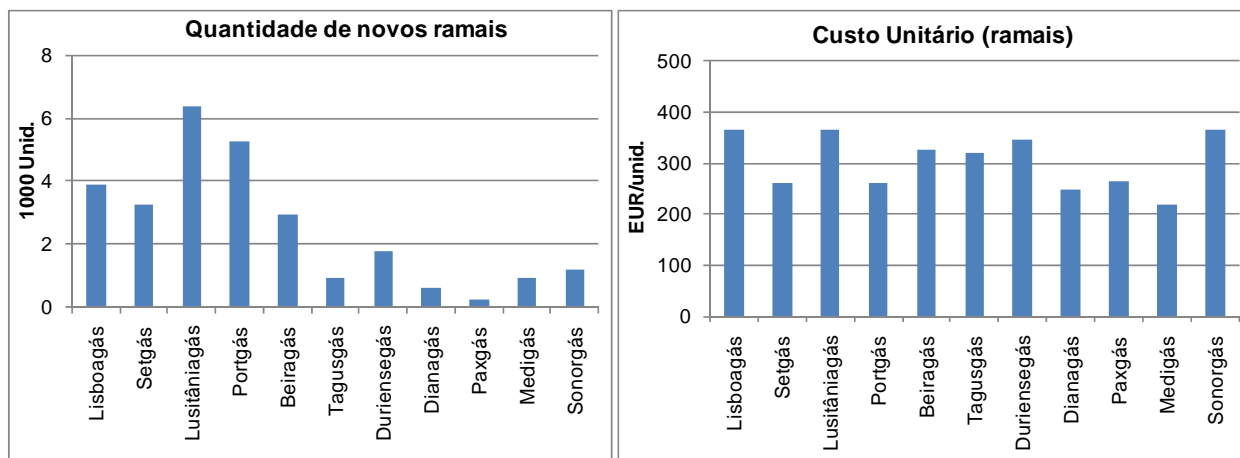
operadores de rede de distribuição mais antigos. A área de concessão dos operadores referidos compreende a faixa litoral de Portugal continental, desde Setúbal até Valença, onde se concentra a maior parcela do consumo de gás dos mercados doméstico, terciário e industrial. Destacam-se ainda as execuções da Beiragás, com uma extensão de rede construída sensivelmente igual à da Setgás, e da Duriensegás que, sendo uma licenciada, excede as execuções de duas concessionárias (a Setgás e a Beiragás). As restantes licenciadas (Medigás, Paxgás, Dianagás e Sonorgás) apresentam investimentos em expansão da rede de distribuição em BP substancialmente inferiores às concessionárias e à Duriensegás.

Relativamente aos custos unitários das redes secundárias, estes variam entre 37 EUR/m.l. para a Medigás e os 82 EUR/m.l. para a Tagusgás, seguida pela Lisboagás com 69 EUR/m.l.. A Lisboagás, pela antiguidade de parte considerável da sua rede, representa um caso singular, pelo que o custo unitário de expansão de rede é grandemente condicionado pela progressiva substituição da antiga rede de gás manufacturado da cidade de Lisboa. Exceptuando a situação particular da Tagusgás e da Lisboagás, os custos unitários de construção de rede, para os restantes operadores de distribuição, não ultrapassam os 60 EUR/m.l., sendo o custo médio real de construção de rede em BP, para o ano gás 2008-2009, de 55 EUR/m.l..

A Figura 5-3 distingue as execuções em redes secundárias, construídas no domínio público, das redes em urbanizações. Nas redes em urbanizações, as características construtivas são similares às aplicadas em qualquer rede de distribuição em BP, pelo que os custos unitários não deverão exceder os apresentados para as redes secundárias. Contudo, a construção de redes em urbanizações beneficia da partilha de encargos entre o operador da rede e o promotor da urbanização, constatando-se que os custos unitários suportados pelo primeiro são bastante inferiores aos custos unitários reais de construção de rede secundária.

RAMAIS

A Figura 5-4 caracteriza o investimento executado em ramais, no ano gás 2008-2009, discriminando a sua quantidade e os custos unitários respectivos.

Figura 5-4 – Caracterização do investimento executado em ramais para o ano gás 2008-2009

Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

A Figura 5-4 permite constatar que a quantidade de ramais executados, no ano gás 2008-2009, nas concessionárias, é substancialmente superior à das licenciadas, reflectindo, por um lado, a maior densidade de edificado e, por outro lado, a maior cobertura de rede nas áreas de influência das concessionárias.

O custo unitário médio ponderado, relativo à construção de ramais, é de 318 EUR/unid., com custos reais mínimos e máximos de 220 EUR/unid. e 367 EUR/unid., apresentados pela Medigás e Lisboagás, respectivamente.

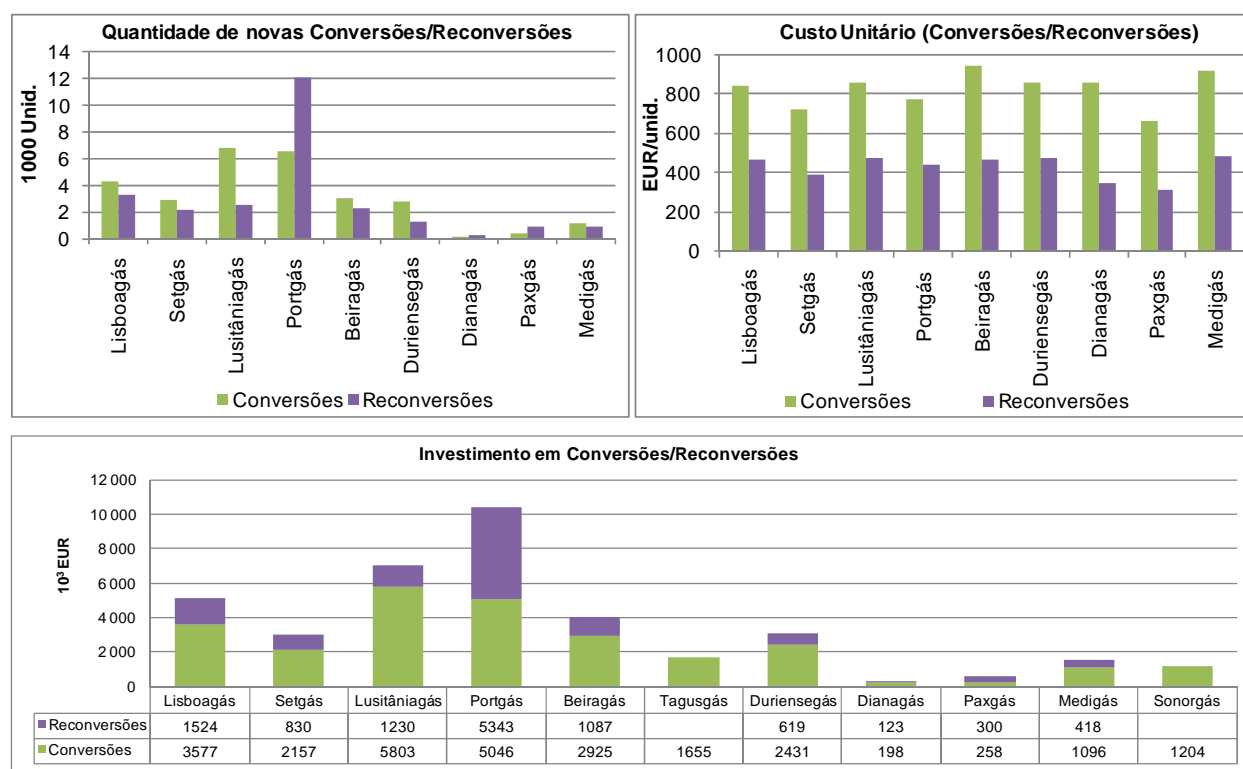
POSTOS DE REDUÇÃO E MEDIÇÃO (PRM)

Relativamente aos PRM, durante o ano gás 2008-2009, não foram apresentados investimentos, por parte de nenhum dos operadores de distribuição, em construção e integração de PRM's na rede. No entanto, os operadores das redes de distribuição Lisboagás e Portgás apresentaram montantes relativos à aquisição de redutores para colocação a montante dos contadores das instalações de utilização dos clientes. Assim, os valores dos investimentos executados para esta rubrica são 989,1 milhares de euros e 325,4 milhares de euros para a Lisboagás e para a Portgás, respectivamente.

CONVERSÕES E RECONVERSÕES

A Figura 5-5 caracteriza o investimento executado em conversões/reconversões, discriminando a quantidade de intervenções, os custos unitários e os custos totais. A Sonorgás e a Tagusgás não apresentaram nos seus relatórios de execução custos discriminados por tipo de intervenção (conversão ou reconversão), pelo que na figura apenas são apresentados os valores dos investimentos.

Figura 5-5 – Caracterização do investimento executado em Conversões/Reconversões no ano gás 2008-2009



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

A análise anterior permite destacar a execução da Portgás, em conversões/reconversões, face a todos os restantes operadores. Com efeito, este operador executou 18 650 intervenções em instalações de utilização, no ano gás 2008-2009, o que corresponde a 33% das conversões/reconversões executadas por todos os operadores.

O custo unitário médio ponderado, relativo às conversões, é de 825 EUR/unid., sendo que os valores mínimos e máximos foram executados pela Paxgás e pela Beiragás, com custos unitários reais de 664 EUR/unid. e 941 EUR/unid., respectivamente.

Relativamente às reconversões, o custo unitário médio ponderado é de 442 EUR/unid., sendo que os valores mínimos e máximos foram executados pela Paxgás e pela Medigás com custos unitários reais de 311 EUR/unid. e 484 EUR/unid., respectivamente.

O valor do investimento global da Tagusgás e Sonorgás é representado em conversões, uma vez que as empresas não apresentaram a desagregação dos valores, separando reconversões de conversões.

UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS (UAG)

Durante o ano gás 2008-2009 foram realizados investimentos em UAG's por parte de três operadores, designadamente:

- A Duriensegás realizou investimentos em todos os pólos de consumo²⁶ onde opera, com um montante executado em UAG's de 2,4 milhares de euros, destacando-se as novas unidades de Vidago e Vila Boa de Quires integradas nos pólos de Chaves e Marco de Canavezes, respectivamente.
- A Beiragás apresentou uma execução de 1,6 milhares de euros em UAG's, associada às unidades de Lamego, Lousã, Seia, Vilar Formoso e Coja.
- A Dianagás apresentou uma execução de menor monta (26,6 milhares de euros) realizada na UAG de Évora.

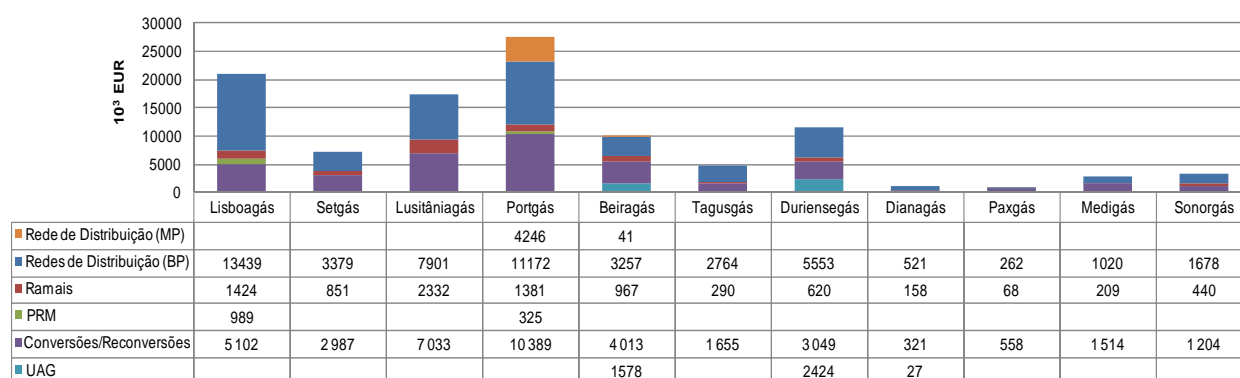
Para além dos investimentos identificados, com entrada em exploração no ano gás 2008-2009, foram apresentados outros investimentos em UAG's, sendo que a sua transferência para imobilizado definitivo não ocorreu no período reportado.

SÍNTESE DO INVESTIMENTO EXECUTADO NA EXPANSÃO DA RNDGN, PARA O ANO GÁS 2008-2009

O investimento executado no ano gás 2008-2009, pelos operadores das redes de distribuição, relativamente à expansão da RNDGN, ascendeu a 107,1 milhares de euros.

A Figura 5-6 sintetiza o investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano gás 2008-2009.

Figura 5-6 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN para o ano gás 2008-2009, por operador de rede



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

²⁶ Vila Real, Bragança, Chaves, Amarante e Marco de Canavezes

Destaca-se da análise da Figura 5-6 o peso das conversões/reconversões que, sendo um investimento em incorpóreo, assume valores próximos e por vezes superiores²⁷ ao verificado com a construção de rede de distribuição em BP. Nesta rubrica foi executado um montante de 37,8 milhares de euros, representando mais de um terço do investimento total realizado na RNDGN para o período em análise.

5.2 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS ORÇAMENTADOS PARA A RNDGN PARA O ANO 2010

Os operadores das redes de distribuição presentemente em actividade no SNGN apresentaram os investimentos previstos para a expansão das suas infra-estruturas, para o ano civil de 2010, à excepção da Tagusgás, que apresenta apenas os valores globais dos investimentos sem caracterização da expansão da sua rede.

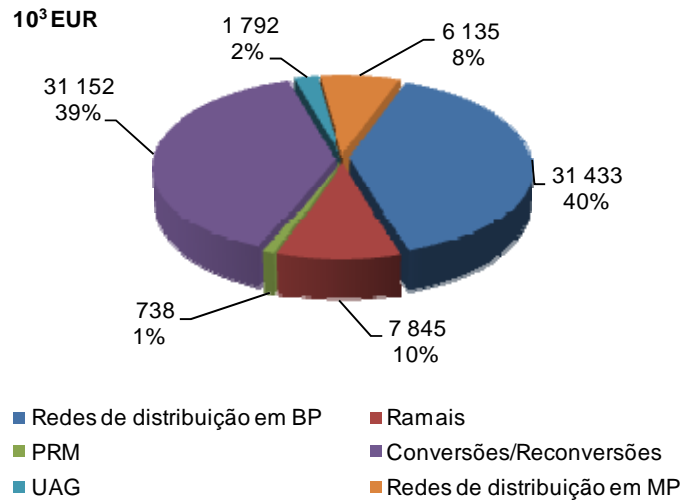
A análise dos investimentos previstos para a RNDGN, durante o ano 2010, distingue as seguintes rubricas:

- Redes de distribuição em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP).
- Postos de Redução e Medição (PRM).
- Ramais.
- Conversões e reconversões.
- Unidades Autónomas de gás natural (UAG).

A Figura 5-7 apresenta a caracterização dos investimentos previstos para 2010, de acordo com as rubricas diferenciadas anteriormente.

²⁷ Beiragás, Medigás e Paxgás

Figura 5-7 - Caracterização dos investimentos orçamentados para a RNDGN, ano 2010

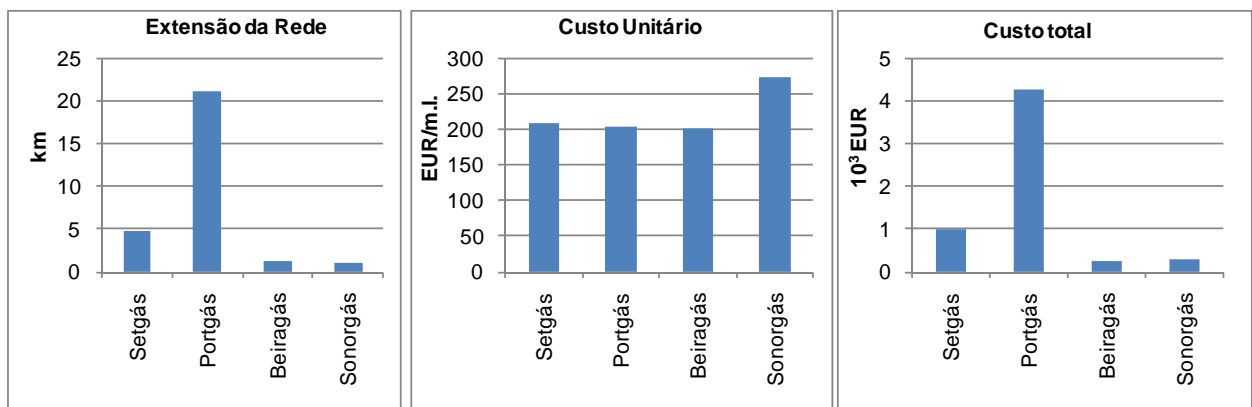


Fonte: Grupo Galp, Portgás, Sonorgás e Tagusgás

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA PRESSÃO (MP)

A Figura 5-8 caracteriza o investimento em redes de distribuição em MP, discriminando a extensão de rede a construir, os custos unitários e os custos totais, apresentados pelo grupo Galp, Portgás e Sonorgás.

Figura 5-8 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em MP para o ano 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Sonorgás

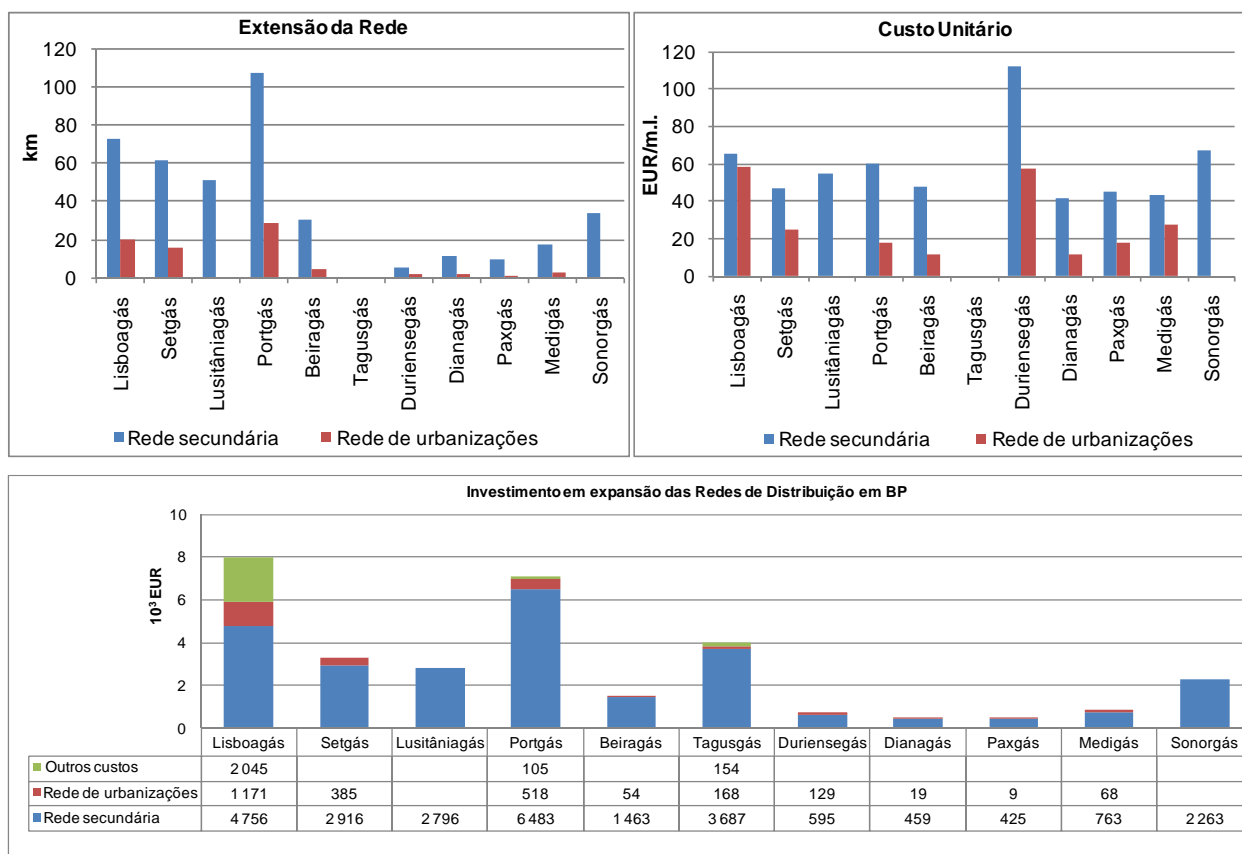
Na análise da Figura 5-8 importa assinalar uma diferença de aproximadamente 30% nos custos unitários apresentados pela Sonorgás face ao apresentado pelas restantes empresas.

O custo médio previsto para a construção de rede de distribuição em MP é de 206,4 EUR/m.l., estando 8,6% acima do custo real médio executado no ano gás 2008-2009.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP

A Figura 5-9 caracteriza o investimento em redes de distribuição em BP, discriminando a extensão de rede a construir, os custos específicos e os custos totais, distinguindo as redes secundárias das redes de urbanizações.

Figura 5-9 – Caracterização do investimento em redes de distribuição em BP para o ano 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

Destaca-se o facto de a Tagusgás não ter apresentado a expansão da rede de distribuição em BP a construir.

Para o ano 2010 está prevista a construção de 476 km de rede de distribuição em BP, por parte de todos os operadores em actividade no SNGN, o que representa uma diminuição para metade do executado no ano gás 2008-2009 (943 km). No ano 2010, apenas a Portgás prevê construir mais 100 km de rede de distribuição em BP, enquanto que na execução do ano gás 2008-2009 cinco operadores haviam construído acima dessa fasquia.

A Figura 5-9 permite constatar que a extensão de rede de distribuição em BP orçamentada, para o ano 2010, é maior para as concessionárias mais antigas (Lisboagás, Setgás, Lusitâniagás e Portgás), sendo a diferença entre estes e os restantes operadores mais acentuada que o constatado na execução do ano

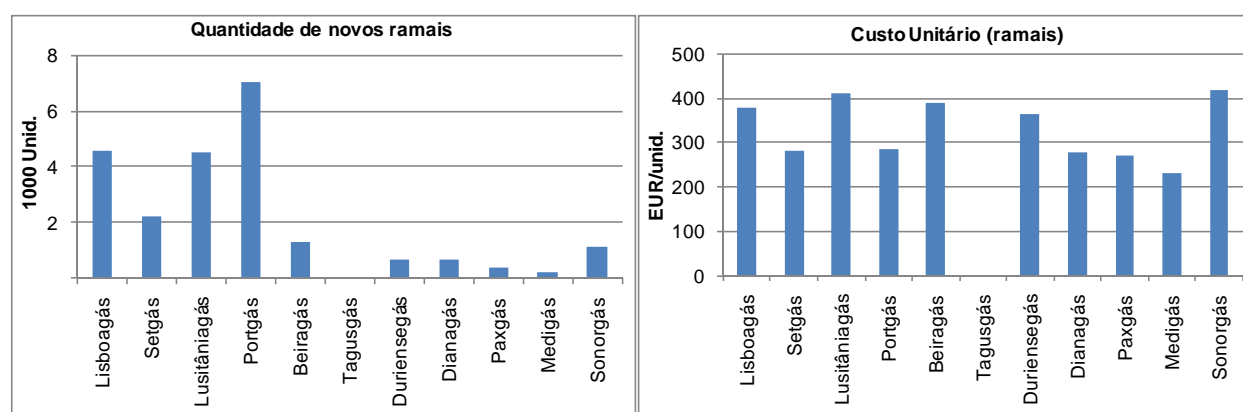
gás 2008-2009. Destacam-se as previsões da Sonorgás que, sendo uma licenciada, excede o previsto pela Beiragás.

Relativamente aos custos unitários das redes secundárias, estes variam entre 44 EUR/m.l. para a Medigás e os 112 EUR/m.l. para a Duriensegás. À excepção do valor previsto pela Duriensegás, os custos unitários previstos pelos operadores diferem face aos custos reais do ano gás 2008-2009 entre os -5,1% para a Lisboagás e os 18,5% para a Medigás. O custo médio ponderado, previsto para o ano 2010, é de 57,3 EUR/m.l., situando-se 6,1% acima do custo médio executado no ano gás 2008-2009.

RAMAIS

A Figura 5-10 caracteriza o investimento em ramais, discriminando a sua quantidade e os custos unitários respectivos.

Figura 5-10 – Caracterização do investimento em ramais para o ano 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Sonorgás

A Tagusgás apenas apresentou o valor a investir em ramais, sendo 53 274 euros.

Para o ano 2010, estão previstos construir um total de 22 748 ramais, o que representa 85,7% do executado no ano gás 2008-2009. Esta redução, apesar de significativa, é muito inferior à observada com a construção de rede de distribuição em BP, o que pressupõe, por um lado, um maior esforço na captação de novos clientes na rede já construída e, por outro lado, maior densidade de edifícios na área de influência da rede a construir.

A Figura 5-10 permite constatar maiores previsões de construção de ramais para as concessionárias do que o apresentado pelas licenciadas, em especial para a Lisboagás, Setgás, Lusitâniagás e Portgás que concentram a maior fatia da procura de gás natural deste segmento de mercado (distribuição regional). Destacam-se as previsões da Sonorgás que, sendo uma licenciada, se aproxima do previsto pela Beiragás.

O custo unitário médio ponderado previsto para 2010, relativo à construção de ramais, é de 342 EUR/unid., situando-se 7,5% acima do custo médio executado no ano gás 2008-2009. Os custos mínimos e máximos são orçamentados pela Medigás e Sonorgás, com custos unitários previstos de 232 EUR/unid. e 417 EUR/unid., respectivamente. Os custos unitários previstos pelos operadores diferem face aos custos reais do ano gás 2008-2009 entre os 1,5% para a Paxgás e os 19,3% para a Beiragás.

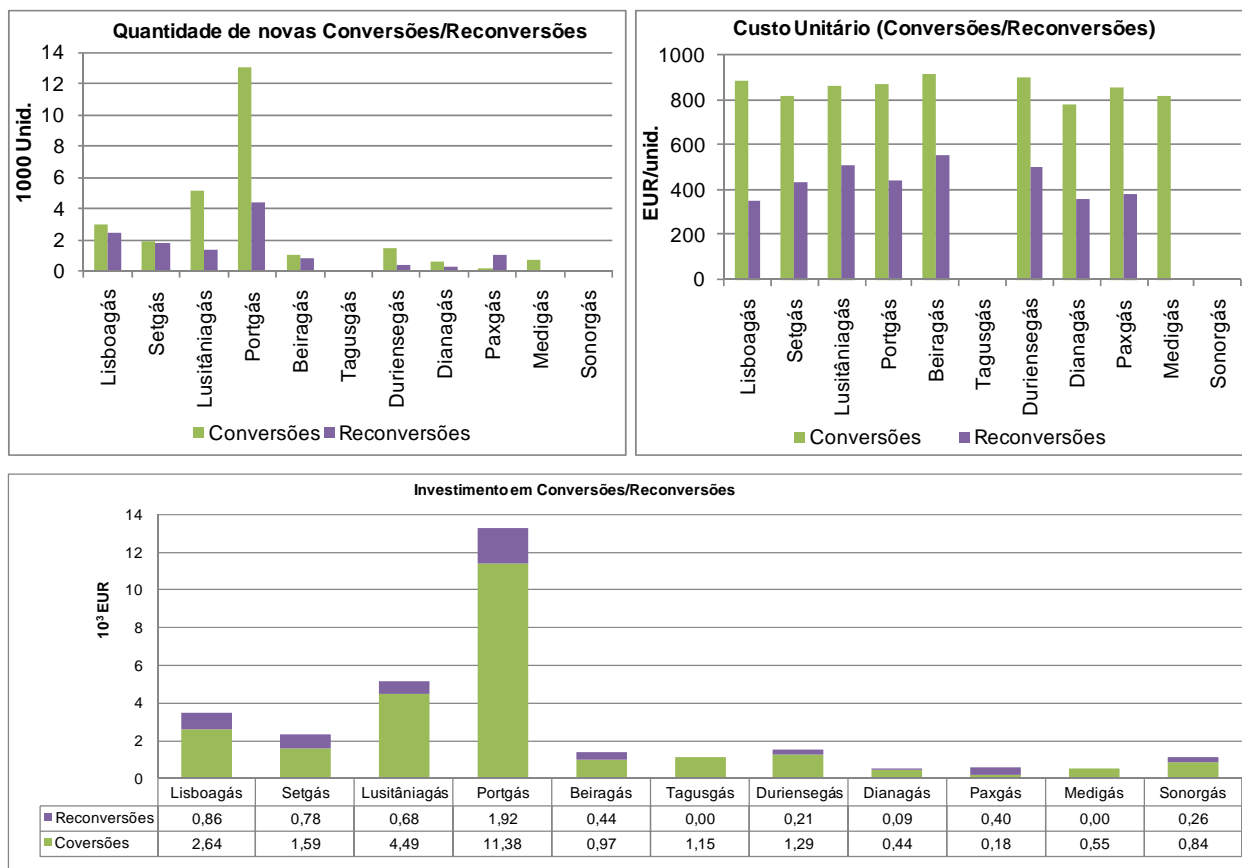
POSTOS DE REDUÇÃO E MEDIÇÃO

O investimento previsto em PRM, para o ano 2010, por parte da Sonorgás ascende aos 611 milhares de euros, i.e., mais do que o investimento previsto pelos restantes operadores de distribuição. Contudo, a Sonorgás incluiu nesta rubrica os montantes associados à aquisição de redutores para colocação a montante dos contadores dos clientes, contrariamente às restantes empresas que apenas consideraram as situações em que o equipamento é integrado na própria rede de distribuição. No caso da Lisboagás e da Portgás os valores previstos para esta rubrica são 45 e 82,1 milhares de euros, respectivamente.

CONVERSÕES E RECONVERSÕES

A Figura 5-11 caracteriza o investimento em conversões/reconversões, discriminando a quantidade de intervenções os custos unitários e os custos totais. A Sonorgás e a Tagusgás não apresentaram os investimentos discriminados por tipo de intervenção (conversão ou reconversão), pelo que na figura apenas são apresentados os valores dos investimentos.

Figura 5-11 – Caracterização do investimento em Conversões/Reconversões para o ano 2010



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

Para o ano 2010 está previsto intervir em 39 575 instalações de utilização de clientes (conversões/reconversões), o que representa 70,8% do executado no ano gás 2008-2009 para esta rubrica. Importa destacar que a Tagusgás não desagregou os valores de investimento para conversões e reconversões. No caso da Sonorgás não foram apresentados os números de instalações a converter e a reconverter.

A Figura 5-11 permite constatar as maiores previsões para conversão/reconversão por parte da Lisboagás, Setgás, Lusitâniagás e Portgás, assinalando-se a previsão da Portgás, com 17 367 intervenções, que corresponde a 43,9% do total previsto para 2010.

O custo unitário médio ponderado, relativo às conversões, é de 868 EUR/unid., sendo 5,2% superior ao custo médio executado no ano gás 2008-2009. Os valores mínimos e máximos são orçamentados pela Dianagás e pela Beiragás, com custos unitários previstos de 781,5 EUR/unid. e 911,5 EUR/unid., respectivamente. Os custos unitários previstos pelos operadores diferem face aos custos reais do ano gás 2008-2009 entre os -10,5% para a Medigás e os 28,4% para a Paxgás.

Relativamente às reconversões o custo unitário médio ponderado é de 431 EUR/unid., situando-se 2,5% abaixo do custo médio executado no ano gás 2008-2009. Os valores mínimos e máximos são

orçamentados pela Lisboagás e pela Beiragás com custos unitários previstos de 347,1 EUR/unid. e 553,3 EUR/unid., respectivamente. Os custos unitários previstos pelos operadores diferem face aos custos reais do ano gás 2008-2009 entre os -25,2% para a Lisboagás e os 22,2% para a Paxgás.

O valor do investimento global da Tagusgás e Sonorgás é representado em conversões, uma vez que as empresas não apresentaram a desagregação dos valores, separando reconversões de conversões.

UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS (UAG)

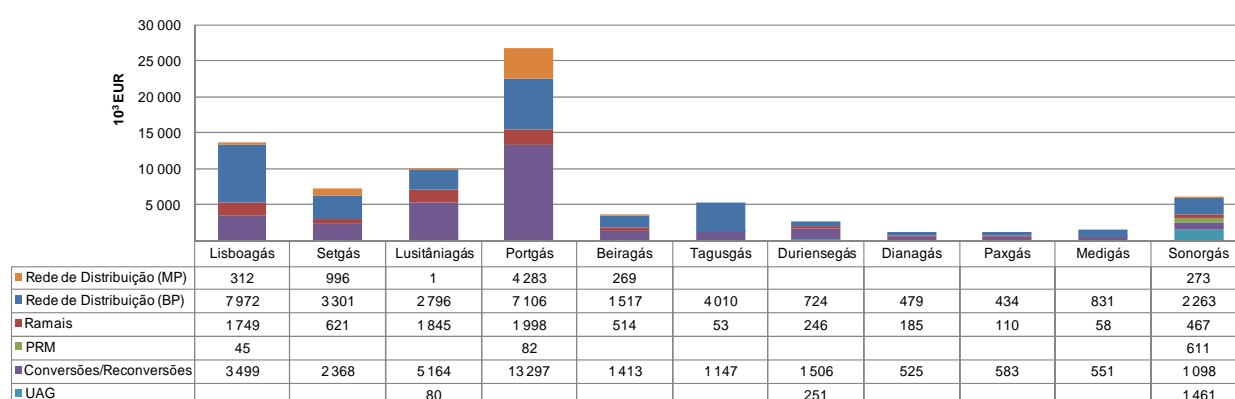
Em 2010, prevêem realizar investimentos em UAG a Lusitâniagás com um montante global de 80 milhares de euros, a Duriensegás com 251 milhares de euros e a Sonorgás com 1,5 milhares de euros.

SÍNTESE DO INVESTIMENTO PREVISTO PARA A RNDGN, PARA O ANO 2010

O investimento total previsto para a expansão da RNDGN, para o ano 2010, ascende a 79,1 milhares de euros, representando uma diminuição de 26% face ao executado no ano gás 2008-2009 (107,1 milhares de euros).

A Figura 5-12 sintetiza o investimento na expansão da RNDGN, previsto para o ano 2010, de acordo com a informação prestada pelos operadores de distribuição, no âmbito do processo de determinação das tarifas para o ano gás 2010-2011.

Figura 5-12 – Caracterização do investimento na expansão da RNDGN para o ano 2010, por operador



Fonte: Grupo Galp, Portugás, Tagusgás, Sonorgás

Destaca-se da análise da Figura 5-12 o elevado peso das distribuidoras mais antigas do SNGN (Portgás, Lisboagás, Lusitâniagás e Setgás), que representam 73% de todo o investimento orçamentado para o ano 2010. Outro aspecto a sublinhar trata-se do investimento previsto pela Sonorgás, o operador de

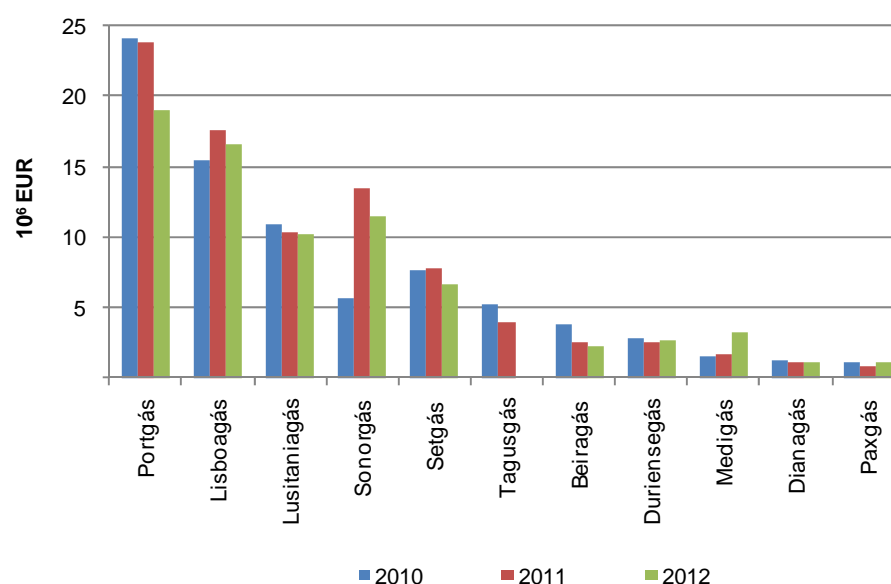
distribuição mais recente a actuar no SNGN, que, logo após Portgás, Lisboagás, Lusitâniagás e Setgás, apresenta o montante mais elevado para 2010.

5.3 SÍNTESE DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS PARA A RNDGN - ANOS 2010, 2011 E 2012

O presente subcapítulo apresenta a síntese e análise dos investimentos globais, por operador das redes de distribuição, previstos para 2010, 2011 e 2012. Relativamente à Tagusgás, apenas foram previstos valores de investimentos para 2010 e 2011.

A Figura 5-13 apresenta a evolução dos investimentos previstos para a RNDGN, ao longo do período identificado, por operador de rede de distribuição.

Figura 5-13 – Evolução dos investimentos previstos, por operador de rede de distribuição para os anos gás 2010, 2011 e 2012



Fonte: Grupo GALP, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

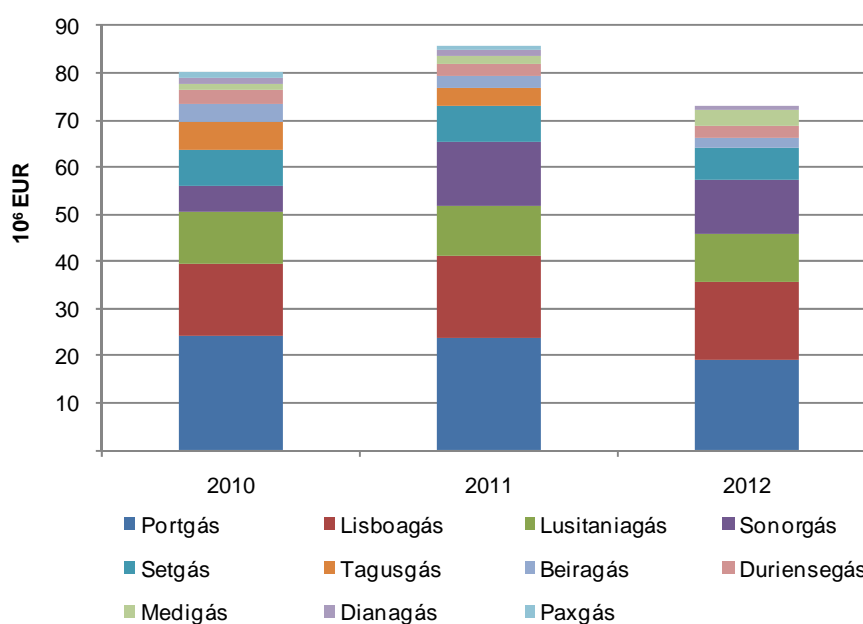
A análise da Figura 5-13 permite constatar o seguinte:

- Existe uma tendência para diminuição dos investimentos para a maioria dos operadores de distribuição, salvo algumas excepções. Esta tendência assenta numa perspectiva de maturidade dos operadores de distribuição, nos quais o crescimento das concessões/licenças, em termos de cobertura de rede, vai diminuindo progressivamente de intensidade.
- O operador da rede Medigás é o único que apresenta previsões que apontam para um crescimento do investimento ao longo dos três anos em análise. A expansão da rede ao longo dos anos e a construção de uma UAG em 2012, são os principais motivos para esta evolução.

- Os operadores das redes de distribuição Sonorgás e Lisbogás prevêem um acréscimo do investimento de 2010 para 2011 e uma ligeira quebra de 2011 para 2012. No caso da Sonorgás, este facto justifica-se com o início da construção de uma UAG em 2011 e um crescimento acentuado do investimento na expansão da rede de distribuição, com um abrandamento em 2012.

A Figura 5-14 apresenta a evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para o triénio em análise.

Figura 5-14 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos 2010, 2011, 2012

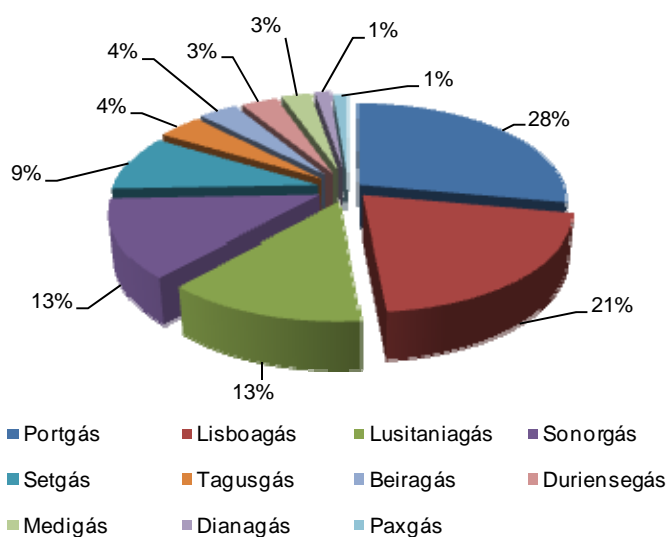


Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

Da análise das figuras anteriores importa destacar que valor global do investimento previsto para a expansão da RNDGN aumenta de 2010 para 2011, cerca de 7%. Os operadores de rede Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Sonorgás concentram, em agregado, mais de 75% do total do investimento previsto para os anos 2010, 2011 e 2012.

A Figura 5-15 apresenta a repartição dos investimentos por operador, para o triénio em análise.

Figura 5-15 – Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos 2010, 2011 e 2012, por operador de rede de distribuição



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás, Sonorgás

A figura anterior permite aferir a maior intensidade dos investimentos previstos pela Lisboagás e Portgás, responsáveis por 49% do valor global do investimento perspectivado para a RNDGN para o triénio em análise.

6 CONCLUSÕES

No presente capítulo apresentam-se as conclusões da análise dos investimentos previstos pelos operadores das infra-estruturas do SNGN, para efeitos da determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2010-2011. Nesta análise distinguem-se os projectos de carácter estruturante, relativos à expansão da RNTIAT, dos projectos de curto prazo, referentes à expansão das redes de distribuição e intervenções ao nível da rede de alta pressão existente.

Os projectos de carácter estruturante, designadamente os grandes projectos de expansão da RNTGN (estação de compressão e gasodutos novos), a expansão do Terminal de GNL de Sines e o reforço da capacidade de armazenamento da infra-estrutura do Carriço, pelas suas dimensões e objectivos assumidos, estão claramente enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º140/2006, de 26 de Julho, em particular no seu artigo 12.º, devendo ser aprovados pelo Ministro responsável pela área da energia. Pela sua importância e impacto, são claramente exemplos de investimentos que merecem ser submetidos a consulta pública.

A análise da ERSE aos investimentos apresentados pelos operadores do SNGN, para a determinação das tarifas do ano gás 2010-2011, decorre num contexto diferente da aprovação do PDIR²⁸, assumindo como válidas as opções de investimento que sejam aprovadas nesse documento. No entanto, a ERSE salienta que deverá existir uma maior coerência e coordenação entre os investimentos que lhe são apresentados anualmente para determinação das tarifas e os submetidos, de 3 em 3 anos, no âmbito da aprovação do PDIR. Sobre esta matéria a ERSE destaca os seguintes aspectos:

1. O montante apresentado para o projecto de expansão do Terminal de GNL de Sines registou um agravamento de 80% face à estimativa apresentada no PDIR. Apesar desta diferença muito expressiva, a ERSE reconhece que a previsão actual, de 180 milhões de euros, está em linha com os custos de referência em vigor no sistema de gás natural espanhol para obras com as mesmas características.
2. Os montantes apresentados em sede de PDIR para a construção dos gasodutos novos eram de 62,1 milhões de euros, sendo que a previsão actual se aproxima da duplicação desse valor (119,9 milhões de euros). A ERSE entende que este agravamento deve ser justificado de uma forma adequada, assinalando também a necessidade de divulgação de alguns dos pressupostos destes projectos, nomeadamente a capacidade da interligação, os traçados, áreas e potenciais consumidores a abastecer.
3. A REN Armazenagem apresenta este ano montantes para a construção de duas novas cavernas, a RENC-10 e RENC-12, as quais não estavam previstas na proposta de PDIR submetida em 2008. A

²⁸ Plano de Desenvolvimento de Investimentos da RNTIAT

ERSE salienta que estes investimentos, pela sua natureza, devem estar enquadrados e aprovados no PDIR e submetidos à consulta pública.

Relativamente aos investimentos previstos numa perspectiva de curto prazo, sem o carácter estruturante dos grandes projectos de expansão da RNTIAT, a ERSE constatou que os projectos apresentados este ano, para a determinação das tarifas do ano gás 2010-2011, correspondem genericamente ao previsto no ano passado. Como excepção assinalam-se a integração de novos pontos de ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição em Lares, Soure e Vila Nova de Cerveira, o reforço de capacidade da GRMS de Pombal e intervenções para inspecção das “linhas” principais da RNTGN. Estes projectos representam um investimento de 5,6 milhões de euros.

Nos novos pontos de ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição (Lares, Soure e Vila Nova de Cerveira), constatou-se que o operador da rede de transporte prevê assumir os custos associados com a construção das GRMS's e os operadores das redes de distribuição os encargos relativos à construção dos troços de rede em média pressão. A ERSE considera que a solução encontrada não viola o estabelecido no artigo 115.º do RRC, salientando, porém, que os operadores envolvidos devem remeter, à ERSE, toda a informação necessária sobre a decisão de repartição de encargos e definição das demais condições para o estabelecimento da ligação.

No que respeita aos projectos previstos no ano passado, excluindo os grandes projectos de expansão da RNTIAT, que integraram os investimentos analisados este ano para determinação das tarifas do ano gás 2010-2011, importa salientar os seguintes aspectos:

1. Um investimento que ascende a 68,4 milhões de euros para ligações de clientes, abastecidos em AP, a partir da rede de transporte.

A reapreciação destes projectos permitiu concluir que, nos troços de rede mais extensos (ramais de Leça, Barreiro e Lares/Lavos), a infra-estrutura não se destina em exclusivo à ligação de grandes consumidores (centros electroprodutores e unidades fabris) estando prevista a integração de novos pontos de ligação à rede de distribuição existente. Este facto motiva análise mais detalhada destes projectos, por parte do operador da rede de transporte, distinguindo o investimento que é dedicado em exclusivo à ligação de clientes do destinado ao reforço da ligação à rede de distribuição.

Importa sublinhar que, com o novo enquadramento regulamentar, a ligação de instalações de clientes à rede de transporte, sendo objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede de transporte, está sujeito à homologação da ERSE, conforme estabelecido no n.º2 do artigo 102.º do RRC. Assim, e nos termos do n.º4 do mesmo artigo, devem as partes remeter à ERSE toda a informação em que se fundamentou a decisão de repartição de encargos e a definição das condições para o estabelecimento das ligações.

2. Da comparação entre os montantes relativos a projectos nos gasodutos existentes, previstos este ano e apresentados no ano passado, para a determinação das tarifas do ano gás 2010-2011 e do ano gás 2009-2010, respectivamente, constatou-se um agravamento médio de 6%.

Importa salientar que estes projectos foram integrados na proposta de PDIR, submetida pelo operador da rede de transporte em 2008, tendo-se registado uma redução de 3,9% dos montantes apresentados no ano passado à ERSE, para a determinação das tarifas do ano gás 2009-2010, face às estimativas do PDIR.

Apesar de se registar nos últimos dois anos alguma oscilação no montante total, associado a intervenções nos gasodutos existentes, a ERSE verificou que, para a maioria dos projectos de investimento, se registou uma coerência apreciável entre previsões e execuções orçamentais.

Relativamente ao investimento previsto para a RNDGN, a ERSE salienta os seguintes aspectos:

1. Foram apresentados pelos operadores de distribuição execuções num montante total de 107,7 milhões de euros, para o ano gás 2008-2009, devidamente sustentadas por relatórios de execução orçamental.

A Tagusgás foi o único operador de distribuição presentemente em actividade no SNGN que não apresentou o relatório de execução, pelo que, no presente relatório, não se apresentou a caracterização e os custos unitários dos seus investimentos.

2. Na expansão da RNDGN, estão previstos investimentos no montante de 240 milhões de euros para os anos 2010, 2011 e 2012.

A ERSE reconhece que a qualidade da informação apresentada este ano pelos operadores de distribuição (Grupo GALP, Portugás e Sonorgás), é substancialmente melhor do que a do ano passado. No entanto, à semelhança do referido nas conclusões do relatório de Análise de Investimentos na Rede Pública de Gás Natural, de Junho de 2009, a ERSE considera que a expansão das redes de distribuição deverá ser suportada por um racional técnico-económico devidamente justificado.

3. A Sonorgás apresentou no ano passado previsões que reflectiam a sua intenção de concorrer a um conjunto alargado de novos pólos de consumo, ainda não aprovados. As previsões apresentadas este ano, para os anos de 2011 e de 2012, mantêm as mesmas perspectivas de investimento.

A ERSE sublinha que a aceitação, em termos definitivos, destes investimentos está condicionada ao resultado dos procedimentos da atribuição de licenças de distribuição local, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

4. Foram realizadas análises comparativas entre os custos unitários (investimento/produção), relativas às rubricas de investimento apresentadas para as infra-estruturas da RNDGN, para os operadores de distribuição intervenientes no SNGN. Nesta análise apresentam-se também comparações entre custos unitários executados (ano gás 2008-2009) e previstos (ano civil 2010).

A ERSE considera que os custos unitários, dos investimentos executados, no ano gás 2008-2009, para a construção da rede de distribuição em BP, ramais e conversões/reconversões apresentados pelos operadores de distribuição, têm vindo a convergir entre as empresas reguladas. Apontam-se como excepção a Lisboagás que, pela antiguidade da sua rede, justifica uma abordagem particular, e a Tagusgás que apresenta custos unitários de construção de rede de distribuição mais elevados, sem uma aparente justificação para tal.

Relativamente aos custos unitários previstos para o ano civil 2010, verificou-se, para as principais rubricas (rede, ramais e conversões/reconversões), valores sensivelmente mais altos que os custos reais executados em 2008-2009. Sobre esta matéria, a ERSE entende que caso os custos reais confirmem o agravamento de custos unitários, executados em anos anteriores, caberá aos operadores de distribuição apresentar os motivos que sustentaram esse agravamento em futuros relatórios de execução.

Os investimentos referentes à construção de PRM's e UAG's não permitiram a realização de análises comparativas, entre os custos apresentados pelos operadores de distribuição, dada a baixa incidência de projectos de investimento desta natureza, face às restantes rubricas.

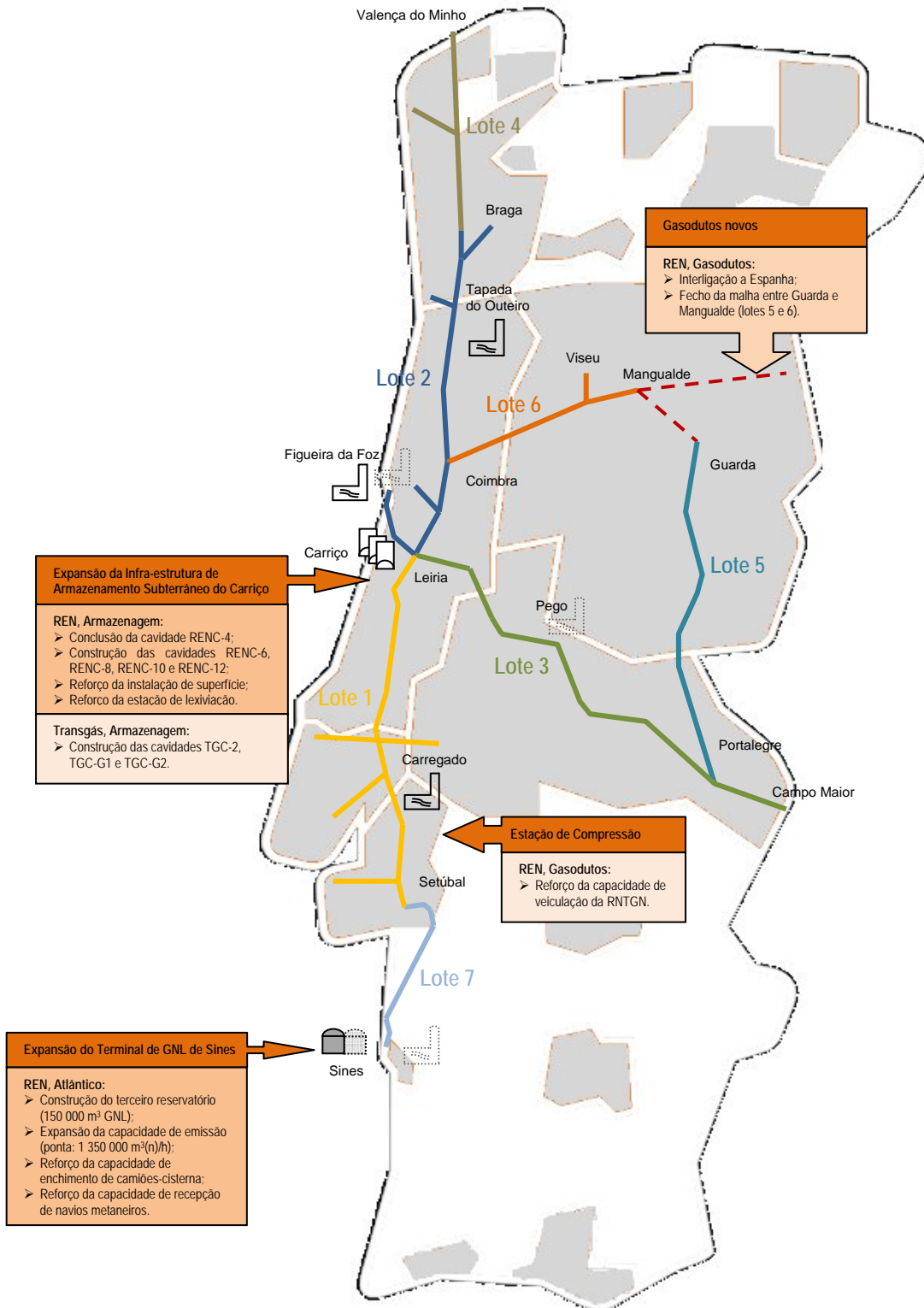
5. Os montantes totais executados, no ano gás 2008-2009, e previstos, para o ano civil 2010, relativos ao investimento em conversões/reconversões representaram, respectivamente, 35% e 39% do investimento total na RNDGN, para os períodos apontados.

Sobre esta matéria a ERSE sublinha o disposto no novo enquadramento regulamentar, o n.º2 e a alínea c) do n.º3 do artigo 104.º do RRC, nos quais se estabelece que os custos aceites para estes investimentos serão limitados a 95% dos valores de referência, a fixar anualmente.

Tendo em conta o exposto, os investimentos executados em conversões/reconversões deverão ser detalhados nos futuros relatórios de execução, evidenciando de forma clara o cumprimento destas disposições.

ANEXO

I. LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA E BREVE CARACTERIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DE EXPANSÃO NA RNTIAT



II. SIGLAS

AP - Alta Pressão

BP - Baixa Pressão

EPC - Engineering, Procurement and Construction (Projecto chave na mão)

GNL - Gás Natural Liquefeito

GRMS - Estação de Regulação e Medida (*Gas Regulating and Metering Station*)

ICJCT – Estação de derivação sem válvula de seccionamento (*IC Junction Station*)

JCT – Estação de derivação (*Junction Station*)

MIBGÁS - Mercado Ibérico de Gás Natural

MP - Média Pressão

PDIR -Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

PRM - Posto de Regulação e Medida

RARII - Regulamento de Acesso às redes, às Infra-estruturas e às Interligações

RNDGN - Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

RNTGN - Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

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

RPGN – Rede Publica de Gás Natural

RRC – Regulamento de Relações Comerciais

RT - Regulamento Tarifário

SNGN - Sistema Nacional de Gás Natural

UAG - Unidade Autónoma de Gás Natural