

RELATÓRIO DE FUNCIONAMENTO DO SNGN

JULHO DE 2008 A DEZEMBRO DE 2009

Maio 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

1	INTRODUÇÃO	1
2	EVOLUÇÃO DO MERCADO	3
3	ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NOS PONTOS RELEVANTES DA RNTGN	5
3.1	Atribuição de capacidade nas interligações.....	6
3.2	Atribuição de capacidade nos pontos de ligação entre as infra-estruturas da RNTIAT	8
4	UTILIZAÇÃO DAS INFRA-ESTRUTURAS DO SNGN	11
4.1	Nomeações vs Repartições nas interligações	11
4.2	Trânsitos Internacionais na RNTGN.....	12
4.3	Terminal de GNL de Sines	14
4.4	Armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.....	17
4.5	Pontos de entrada na RNTGN	19
4.6	Pontos de saída da RNTGN.....	21
5	PROCURA DE GÁS NATURAL	23

1 INTRODUÇÃO

Tendo em conta a experiência adquirida no decurso do 1.º período regulatório a ERSE desencadeou um processo de revisão dos regulamentos do sector do gás natural, finalizado no início de 2010. Estas alterações regulamentares prevêm alterações nas regras, nas metodologias e nos procedimentos relativos ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), que serão concretizadas até ao final do 1.º trimestre do ano gás 2010-2011, sem prejuízo dos princípios adoptados na regulamentação em vigor.

Este relatório resultou de um acompanhamento e supervisão do funcionamento do SNGN, realizado pela ERSE, constituindo uma oportunidade de reflexão sobre o desempenho das regras e dos mecanismos adoptados, tendo um papel crítico na sua revisão.

A informação constante no presente relatório foi enviada à ERSE pela REN Gasodutos, trimestralmente, e abrange o ano gás 2008-2009 (de Julho de 2008 a Junho de 2009) e o 1.º semestre do ano gás 2009-2010 (de Julho a Dezembro de 2009).

Um dos aspectos fundamentais acompanhados pela ERSE diz respeito à evolução do mercado livre. Esta matéria é apresentada no capítulo 2 do presente relatório, sendo a sua relevância reforçada pela eliminação, a partir do ano gás 2010-2011, das tarifas de venda a clientes finais (TVCF) para todos os consumidores com um consumo anual superior a 10 000 m³(n) de gás natural.

O ano gás 2008-2009 marcou o início do acesso a terceiros às grandes infra-estruturas do SNGN com as regras, metodologias e procedimentos relativamente ao funcionamento do SNGN integralmente definidos.

Os princípios adoptados na regulação do acesso de terceiros às infra-estruturas do SNGN assumiram, como pontos de partida:

- o enquadramento legislativo português em que foi assumida uma separação efectiva de actividades entre os operadores das grandes infra-estruturas do SNGN e a actividade de aprovisionamento e de comercialização de gás natural;
- as boas práticas aplicadas em diversos países europeus, com uma maior experiência na regulação dos respectivos sectores do gás natural sem, contudo, deixar de optar por novas linhas de orientação, adequadas às condições específicas do sistema português.

Neste contexto, a ERSE optou por mecanismos de atribuição de capacidade nas grandes infra-estruturas do SNGN, assentes em processos de programação com horizontes de curta duração (ciclos anuais), procurando-se que a atribuição de capacidade reflectisse de forma eficiente a procura e que a resolução de congestionamentos fosse baseada em mecanismos de mercado. A atribuição de capacidade na Rede

Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), no terminal de GNL de Sines e no armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço é tratado em detalhe no Capítulo 3 do presente relatório.

Optou-se também por uma metodologia de operação das infra-estruturas prevendo a criação de uma reserva operacional, a constituir pelos agentes de mercado e disponível para ser mobilizada pelo Gestor Técnico Global do SNGN (GTG), permitindo absorver as diferenças entre o regime de injeção e extracção de gás, na RNTGN, ao longo do dia gás.

Para além das matérias tratadas no Regulamento de Acesso às Redes, às Interligações e às Infra-estruturas (RARII), são apresentados neste relatório os aspectos funcionais referentes à utilização efectiva das infra-estruturas, os quais são enquadrados nos termos do Regulamento de Operação das Infra-estruturas (ROI).

A análise efectuada sobre o uso efectivo das infra-estruturas do SNGN, apresentada no Capítulo 4 do presente relatório, incide sobre os seguintes aspectos:

- Aderência entre a atribuição de capacidade e o uso efectivo das infra-estruturas, procurando inferir sobre a eficiência da atribuição de capacidade.
- Identificação de congestionamentos físicos ou contratuais, bem como a análise de casos potenciais de congestionamento a curto/médio prazo.
- Taxa de utilização dos pontos relevantes das infra-estruturas do SNGN.
- Perfil de utilização das infra-estruturas nas quais ocorre armazenamento de gás natural, nomeadamente no terminal de GNL de Sines e no armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.

No Capítulo 5 apresenta-se a caracterização da procura de gás natural no SNGN, identificando-se os principais segmentos de mercado – centros electroprodutores, grande indústria e distribuição regional.

Considera-se que, no futuro, o essencial da informação que é agora disponibilizada publicamente pela ERSE, neste Relatório, deverá constar da informação que a REN Gasodutos, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do SNGN, publicará na sua página da internet.

2 EVOLUÇÃO DO MERCADO

No SNGN estão em actividade onze comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) - Beiragás, Dianagás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Setgás, Tagusgás, EDP Gás SU, Medigás, Paxgás, Duriensegás e Sonorgás – os quais intervêm em áreas geográficas específicas, correspondentes às áreas de concessão em que desempenham a actividade de distribuição de gás natural.

Para além dos CURr existe ainda um comercializador de último recurso grossista (CURg), a Transgás, SA, o qual abastece os CURr e os grandes consumidores industriais, com um consumo anual igual ou superior a dois milhões de metros cúbicos de gás natural, que ainda não exerceram a sua condição de elegibilidade.

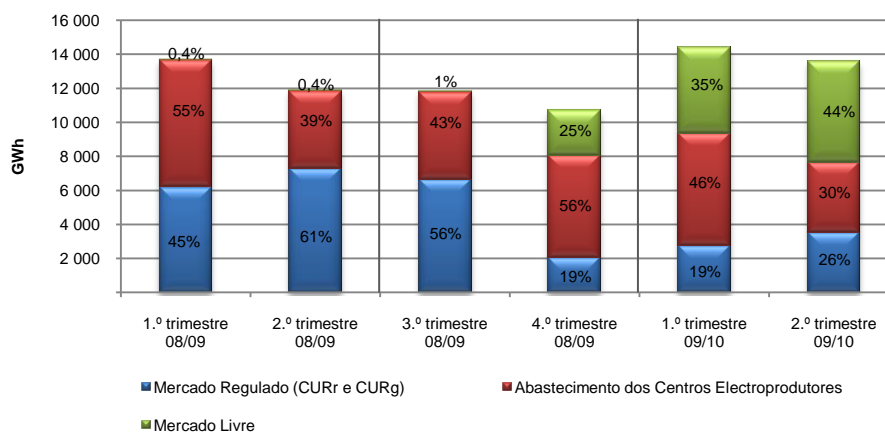
O mercado regulado é composto pelos CURr e CURg que são abastecidos pelo comercializador do SNGN, a GALP Gás Natural, que detém os contratos de aprovisionamento de gás natural, em regime de *take-or-pay*, celebrados antes da publicação da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho.

A GALP Gás Natural, para além do fornecimento do mercado regulado, abastece também os centros electroprodutores, para os quais não são publicadas TVCF e clientes no mercado livre. No 1.º trimestre do ano gás 2008/2009, apenas a GALP Gás Natural abasteceu clientes no mercado livre.

A partir do 2.º trimestre do ano gás 2008/2009, para além da GALP Gás Natural, passaram a actuar no mercado livre a EDPGás.COM e a Gas Natural Comercializadora, verificando-se, no final de 2009, o início de actividade da Endesa e da Sonatrach Gás Comercializadora.

A Figura 2-1 apresenta a evolução, por trimestre, das quantidades de gás natural transaccionadas pelos mercado regulado, mercado livre e abastecimento dos centros electroprodutores.

Figura 2-1 – Quantidades de gás natural no mercado do SNGN, por trimestre



3 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NOS PONTOS RELEVANTES DA RNTGN

O processo de atribuição de capacidade nas infra-estruturas do SNGN, estabelecido no RARII, assenta em ciclos anuais suportados por programações sucessivas até à nomeação.

Os processos de programação correspondem a 'janelas' onde os agentes de mercado solicitam, para cada ponto relevante do SNGN, a capacidade que necessitam para horizontes temporais específicos. Estão estabelecidas regulamentarmente a programação anual, mensal e semanal, com discriminação mensal, semanal e diária, respectivamente. A nomeação corresponde à solicitação de capacidade para o dia seguinte.

As programações, sendo processos de solicitação de capacidade, têm o dia gás como unidade temporal de base. Assim, quando se refere que uma programação anual tem discriminação mensal, significa que as capacidades solicitadas, para cada ponto relevante, são previsões em base diária para um dia gás representativo de cada mês do ano gás. De modo análogo, às programações mensais estão associadas capacidades representativas de cada semana do mês. Por fim, as programações semanais têm um detalhe diário, coincidindo com a unidade temporal de base da capacidade.

A atribuição de capacidade é concretizada na sequência de cada processo de programação, de acordo com os seguintes princípios:

- Se a agregação das solicitações de capacidade for inferior à capacidade disponível para fins comerciais, as capacidades programadas são atribuídas a todos os agentes de mercado.
- Caso contrário, se para um ou mais pontos relevantes a capacidade solicitada for superior à capacidade disponível para fins comerciais, será desencadeado o mecanismo de resolução de congestionamentos para a(s) infra-estrutura(s) afectada(s).

A atribuição de capacidade na sequência de uma programação é firme, desde que confirmada nas programações subsequentes, ou seja, a atribuição anual de capacidade é firme para um processo de programação mensal da mesma forma que a atribuição mensal é firme face à semanal e esta face à nomeação. No entanto, conforme se referiu, a capacidade atribuída anteriormente a um agente não confirmada na 'janela' subsequente volta a estar disponível para todos os agentes de mercado.

Por outro lado, e tendo em vista a aderência da atribuição de capacidade às reais necessidades dos agentes de mercado, a programação deverá ser sustentada pela dimensão das respectivas carteiras de clientes. Desta forma, evita-se que a solicitação de capacidade induza artificialmente congestionamentos nas infra-estruturas do SNGN.

No presente capítulo apresentam-se os resultados da análise da ERSE ao modelo de atribuição de capacidade presentemente em vigor.

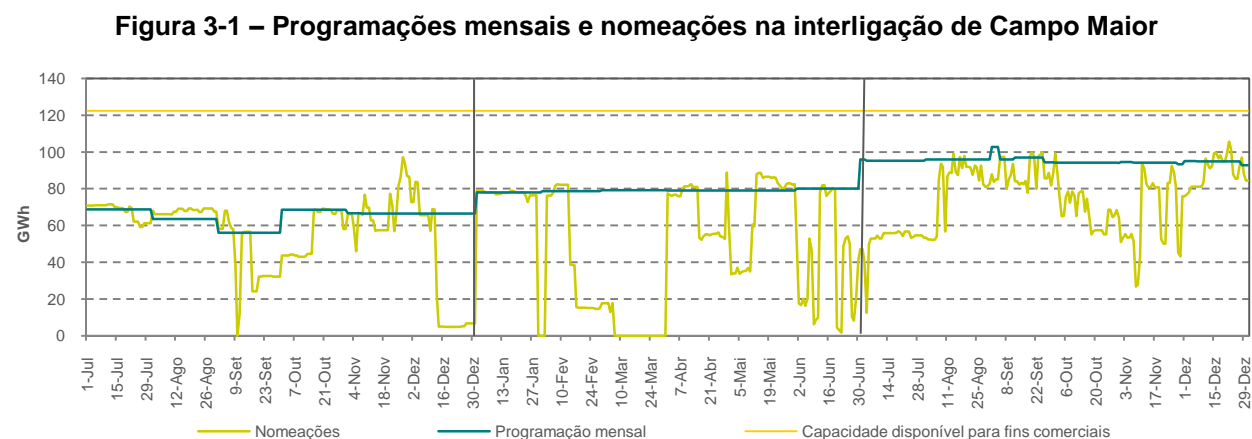
Para o período em análise, que abrange 18 meses, incluindo o ano gás 2008-2009 e o primeiro semestre do ano gás 2009-2010, não ocorreram congestionamentos em nenhuma das infra-estruturas do SNGN, o que significa que a capacidade solicitada pelos agentes de mercado nunca excedeu a capacidade livre para fins comerciais.

Na presente análise é dada uma maior ênfase à atribuição de capacidade nas interligações e nas ligações entre a RNTGN e as restantes infra-estruturas, nomeadamente o terminal de GNL de Sines e o armazenamento subterrâneo de gás natural no Carriço. Com efeito, estes pontos relevantes são mais susceptíveis que os restantes no que respeita à eventualidade de ocorrência de congestionamentos, por um lado, pela forma como decorrem as entregas de gás natural no SNGN e, por outro lado, pela possibilidade de trânsitos para Espanha através da rede de transporte nacional.

No presente capítulo, optou-se por não apresentar a análise da atribuição de capacidade nos pontos relevantes relativos às saídas da RNTGN, nomeadamente nas ligações às redes de distribuição e aos clientes ligados em alta pressão, uma vez que se observou uma grande aderência entre as capacidades programadas e os fluxos reais. Por outro lado, estes pontos abastecem um conjunto de consumidores bem caracterizado estando as Estações de Regulação e Medida (GRMS), de um modo geral, com uma folga de capacidade apreciável.

3.1 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INTERLIGAÇÕES

A Figura 3-1 apresenta as programações mensais e as nomeações para as interligações de Campo Maior.



As figuras anteriores permitem constatar os seguintes aspectos:

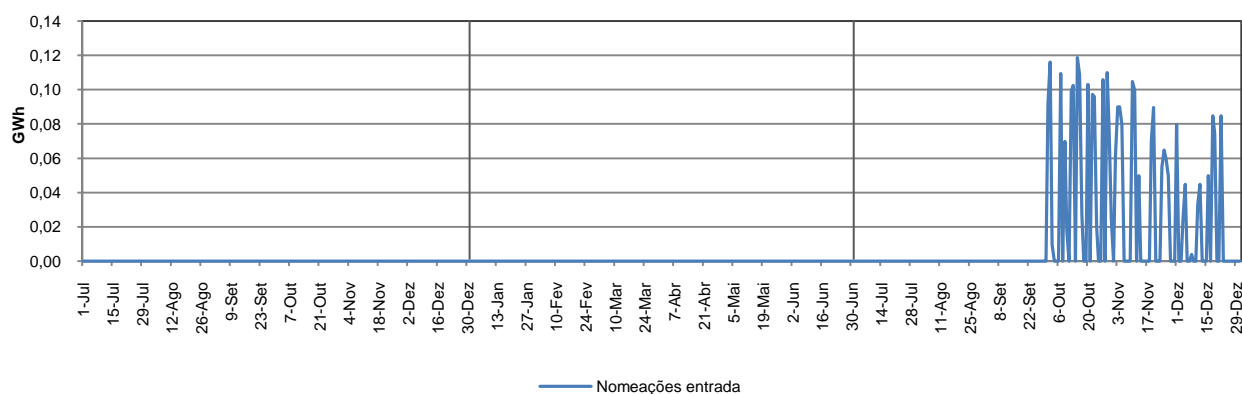
- As programações mensais na interligação de Campo Maior reflectem fundamentalmente os períodos de maior solicitação, i.e., as pontas de utilização da interligação. Neste caso, dir-se-ia

que os agentes de mercado foram conservadores, solicitando capacidade nas programações mensais, tomando como referencial os dias característicos de maior utilização deste ponto.

- As programações mensais são aproximadamente constantes ao longo de cada semestre, nomeadamente entre Julho e Dezembro de 2008 e no primeiro e segundo semestres de 2009. Esta estabilidade relaciona-se com a tendência dos agentes de mercado para replicarem as condições dos contratos de aprovisionamento nas capacidades que solicitam nos processos de atribuição.
- A evolução das programações mensais mostra que a capacidade programada no início do período em análise representava cerca de 55% da capacidade disponível para fins comerciais, no entanto, a partir do 2.º semestre de 2009 este valor aumentou para 78%. Este facto justifica-se, por um lado, pela entrada de novos agentes no mercado nacional através desta interligação e, por outro lado, ao aumento da procura no SNGN, pela entrada de novos centros electroprodutores e co-gerações com consumos elevados de gás natural.

A Figura 3-2 apresenta as nomeações para as interligações de Valença do Minho.

Figura 3-2 – Nomeações na interligação de Valença do Minho



Relativamente à interligação de Valença do Minho, observou-se a ausência de programações durante o período em análise. Com efeito, para além dos trânsitos de gás natural a cargo da Enagás, que merecem um tratamento particular no capítulo seguinte, não houve, por parte dos agentes de mercado, uma utilização da interligação de Valença do Minho até final de Setembro de 2009. Contudo, e a par da crescente utilização da interligação de Campo Maior, constatou-se no último trimestre de 2009 a utilização da interligação de Valença para recepção de gás natural no SNGN, sendo de referir que esta utilização apresenta, mesmo assim, valores que estão muito longe da capacidade disponível para fins comerciais desta interligação (22,8 GWh).

3.2 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NOS PONTOS DE LIGAÇÃO ENTRE AS INFRA-ESTRUTURAS DA RNTIAT

A Figura 3-3 e a Figura 3-4 representam respectivamente as programações mensais e as nomeações nas ligações entre a rede de transporte e as restantes infra-estruturas da Rede Nacional de Transporte Infra-estrutura de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), designadamente o terminal de GNL de Sines e o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.

Figura 3-3 - Programações mensais e nomeações na ligação ao terminal de GNL de Sines

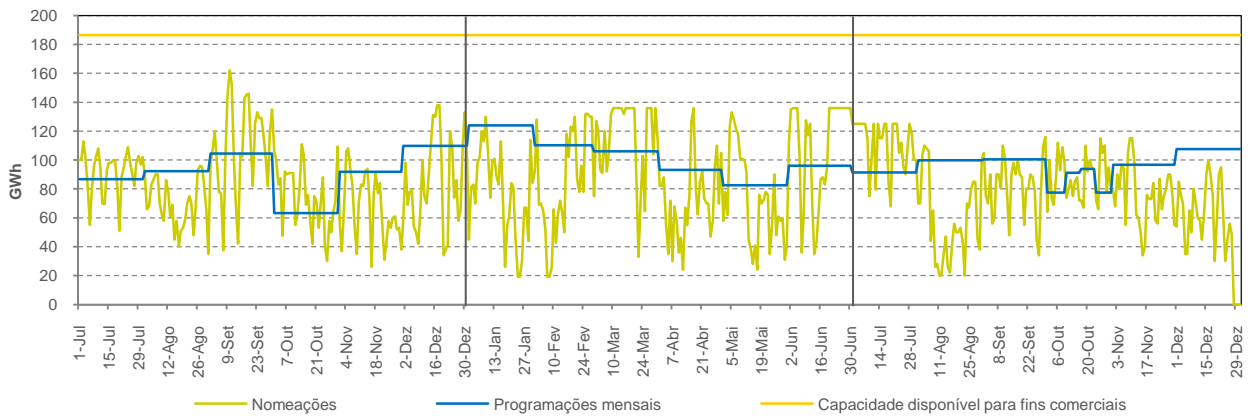
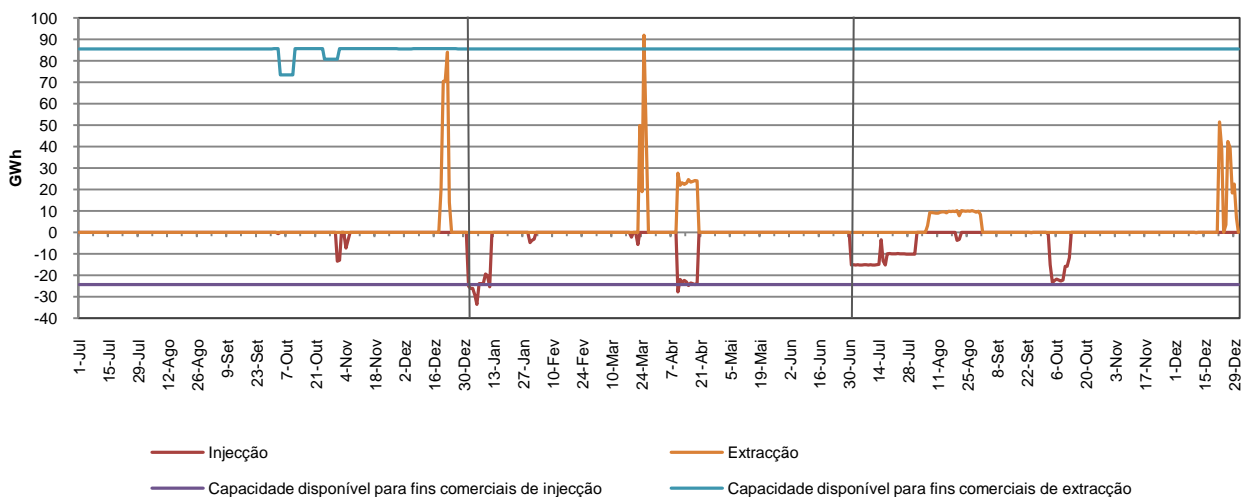


Figura 3-4 - Programações mensais e nomeações na ligação ao armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço



As figuras anteriores permitem constatar os seguintes aspectos:

- Constatou-se para a ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN que as programações mensais registaram valores acima da média das nomeações, mas aquém das pontas de utilização deste ponto relevante. Este facto reflecte a maior apetência do terminal de GNL de Sines para a

modelação das entregas de gás natural à RNTGN, nomeadamente ao nível da periodicidade semanal e da resposta às variações da procura para abastecimento dos centros electroprodutores.

Neste caso, o comportamento dos agentes de mercado no processo de programação demonstrou confiança na oferta de capacidade disponível para fins comerciais, bem como a curta duração dos ciclos de atribuição de capacidade para os quais a variação da procura é previsível.

- Durante o período em análise, não se verificaram programações para a utilização da ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural. Com efeito, a utilização do armazenamento subterrâneo, durante o período em análise, foi quase em exclusivo destinada à constituição das reservas de segurança e reservas operacionais, tendo como tal pouco uso comercial.

Os períodos em que foram nomeadas extracções de gás natural do armazenamento subterrâneo do Carriço estiveram relacionados, como se irá constatar no capítulo seguinte, com necessidades pontuais de compensar a menor disponibilidade de emissão de gás natural para a rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines. A injeção de gás natural para o armazenamento subterrâneo do Carriço deveu-se à necessidade de reposição das quantidades extraídas e à entrada em serviço de uma nova cavidade (RENC-4), no segundo semestre de 2009.

4 UTILIZAÇÃO DAS INFRA-ESTRUTURAS DO SNGN

No presente capítulo, apresentam-se os resultados da análise do uso efectivo das infra-estruturas da RNTIAT, para o período correspondente ao ano gás 2008-2009 e ao primeiro semestre do ano gás 2009-2010.

4.1 NOMEAÇÕES VS REPARTIÇÕES NAS INTERLIGAÇÕES

As nomeações, conforme se referiu no capítulo anterior, correspondem às solicitações de capacidade realizadas pelos agentes de mercado para mobilização de gás natural no dia seguinte. Assim, as nomeações correspondem à melhor previsão dos consumos efectivos do dia gás.

As repartições correspondem ao processo diário de atribuição, a cada agente de mercado, das quantidades de gás natural, em termos energéticos, processadas em cada ponto de entrada e de saída de cada uma das infra-estruturas do SNGN, sendo da responsabilidade do GTG.

Um dos aspectos fundamentais para o funcionamento adequado do SNGN está relacionado com a coerência entre as nomeações e o uso efectivo das infra-estruturas (fluxo físico). Com efeito, o enquadramento regulamentar em vigor estabelece tolerâncias, neste caso uma banda de existências nas infra-estruturas da RNTIAT, onde deve existir o encontro entre a oferta e a procura, para cada agente de mercado. Fora destas tolerâncias os agentes de mercado encontram-se em desequilíbrio, estando sujeitos à aplicação de penalidades, nos termos do Mecanismo de Incentivo à Reposição do Equilíbrio Individual.

No caso das interligações, sendo pontos relevantes em que ocorre transferência de custódia de gás natural entre operadores interligados, é necessário realizar ajustes, os quais para o período em análise se encontravam estabelecidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Nestes pontos, o fluxo físico é repartido ao dia gás pelos agentes de mercado, ou seja, as repartições dos agentes de mercado não correspondem por inerência às nomeações (afectadas de eventuais renomeações).

A Figura 4-1 e a Figura 4-2 apresentam, de uma forma agregada, os perfis das nomeações e repartições nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho, respectivamente, para o período em análise.

Figura 4-1 – Agregação das repartições e nomeações na interligação de Campo Maior

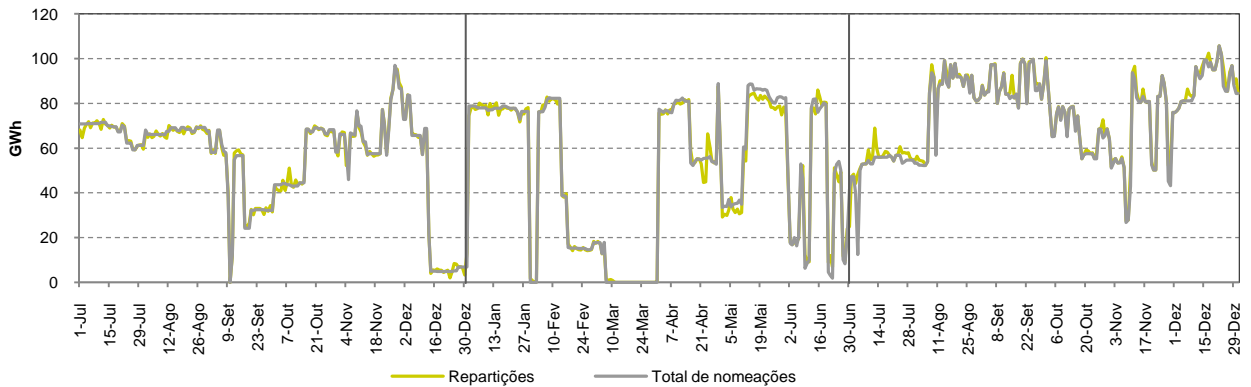
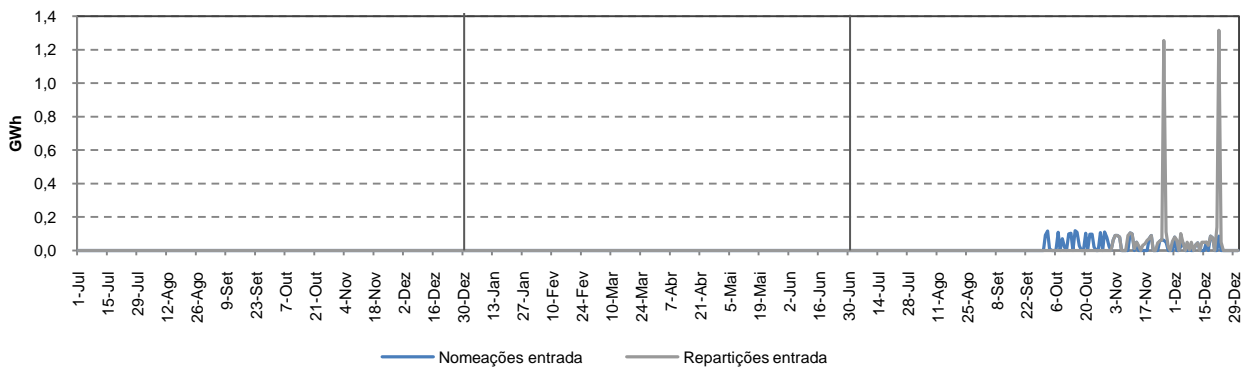


Figura 4-2 - Agregação das repartições e nomeações na interligação de Valença do Minho



A análise das figuras anteriores permite destacar uma grande coerência entre as nomeações e as repartições, o que permite constatar, por um lado, um uso adequado das interligações por parte dos agentes de mercado e, por outro lado, uma boa coordenação entre os operadores de transporte interligados.

Na Figura 4-2 denota-se uma diferença substancial na agregação das nomeações face às repartições para os dias 26 de Novembro e 22 de Dezembro de 2009. Importa no entanto sublinhar que estas diferenças, sendo expressivas em termos relativos, correspondem a pequenos fluxos de gás natural no contexto do balanço de energia da RNTGN, o que significa que o seu impacto é imperceptível para o sistema.

4.2 TRÂNSITOS INTERNACIONAIS NA RNTGN

Os trânsitos internacionais de gás natural no SNGN são marginais face à mobilização de gás natural para satisfação da procura nacional. Estes trânsitos, durante o período em análise, estiveram relacionados com o transporte de gás natural para a Galiza, através da RNTGN, levado a cabo pela Enagás.

Os trânsitos realizados pela Enagás sucederam no âmbito das Sociedades Mistas¹, deixando de ter expressão a partir de 2009 após o início da operação do Terminal de GNL de Mugar dos, em Ferrol.

A Figura 4-3 e a Figura 4-4 apresentam os fluxos de gás natural em Campo Maior e Valença do Minho relativos aos trânsitos da Enagás na RNTGN, para o período em análise.

Figura 4-3 – Fluxo de gás natural em Campo Maior relativo aos trânsitos da Enagás na RNTGN

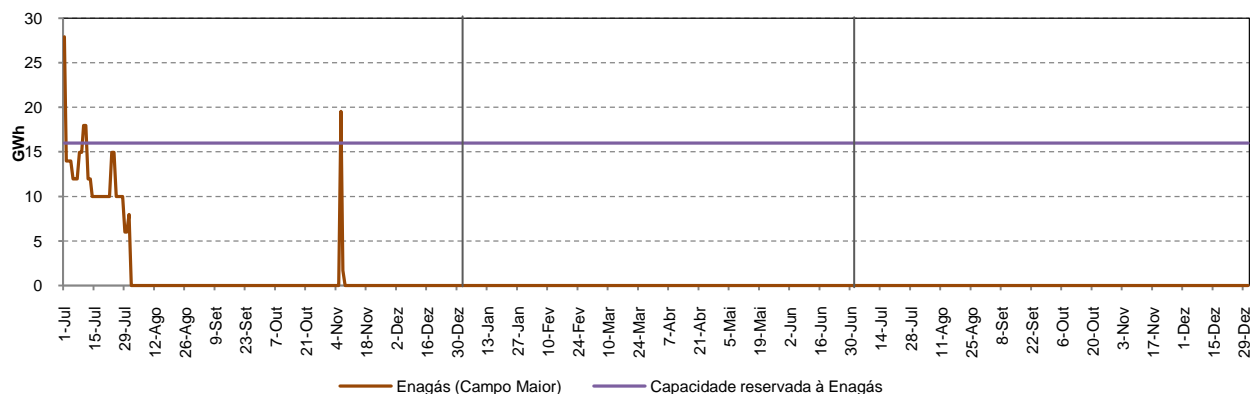
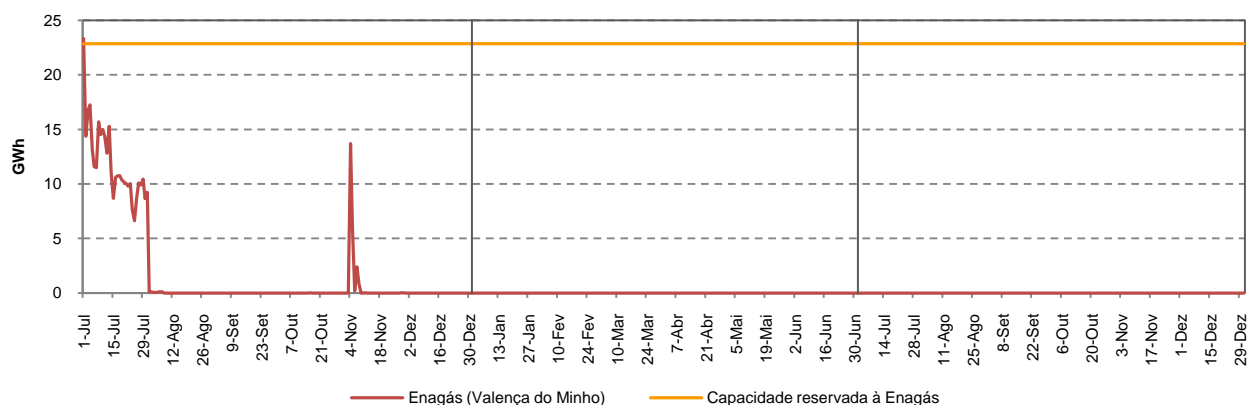


Figura 4-4 – Fluxo de gás natural em Valença relativo aos trânsitos da Enagás na RNTGN



Um aspecto importante a destacar sobre os trânsitos de gás natural na RNTGN, a cargo da Enagás, diz respeito à modalidade de atribuição de capacidade para este propósito, a qual actualmente assenta

¹ As Sociedades Mistas foram criadas no início da década de 90, com o capital repartido entre a Transgás e a Enagás, tendo como finalidade a materialização do projecto de gaseificação de Portugal e da Galiza.

A Transgás participou no investimento dos gasodutos Metragaz (Marrocos), EMPL (Argélia), El Andaluz e Extremadura (Espanha). A Enagás participou no investimento dos Gasodutos Campo Maior-Leiria, Leiria-Braga e Braga-Tuy.

A capacidade reservada para a Enagás no âmbito das Sociedades Mistas, em território nacional, corresponde a 500 milhões de metros cúbicos por ano.

As posições detidas pela Transgás passaram para o Grupo Galp e Grupo REN nos gasodutos em Espanha e Portugal, respectivamente.

explicitamente numa reserva de capacidade. Com efeito, a capacidade reservada à Enagás é deduzida à capacidade técnica máxima das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, i.e., na capacidade disponível para fins comerciais nos referidos pontos relevantes é descontada esta capacidade reservada.

Conforme se apresentou em 3.1 do presente relatório, em ambas as interligações não se registaram congestionamentos que motivem uma revisão premente destes acordos. Contudo, de acordo com a análise que se apresenta em 4.5, a capacidade disponível para fins comerciais no final do ano 2009 foi inferior a 30% da capacidade máxima posta à disposição dos agentes de mercado nestes pontos relevantes. Este facto, associado à entrada em exploração das novas centrais electroprodutoras, bem como ao aumento previsto para a procura dos restantes segmentos de mercado, indicia a médio prazo escassez de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Como tal, uma reserva de aproximadamente 0,5 bcm/ano para cada uma das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, sem uma utilização efectiva, denuncia a eventualidade de ocorrência de congestionamentos contratuais no futuro.

O enquadramento regulamentar em Espanha foi revisto em 26 de Dezembro de 2008, através da *Orden ITC/3802/2008* que estabeleceu que a Enagás libertasse capacidade por ela reservada nas interligações com Portugal em Tuy e Badajoz, disponibilizando para o mercado uma nova capacidade para fins comerciais, nestes dois pontos. Desta forma, os custos relativos à reserva de capacidade da Enagás em território nacional deixaram de ser reconhecidos para efeitos de determinação de tarifas.

4.3 TERMINAL DE GNL DE SINES

O terminal de GNL de Sines, para o período em análise, recebeu 53 navios num total de 45350 GWh de GNL importado, sendo que no ano gás 2008-2009 foram recebidos 38 navios e importados 31419 GWh de GNL e no 1.º semestre do ano gás 2009-2010 foram recebidos 15 navios e importados 13931 GWh de GNL. A partir desta infra-estrutura foram emitidos para a RNTGN 48392 GWh, correspondendo a 30940 GWh emitidos no ano gás 2008-2009 e 17452 GWh emitidos no 1.º semestre do ano gás 2009-2010 e foram carregados 3105 camiões cisterna (950 GWh). O quadro seguinte resume a recepção de navios, a emissão de gás natural para a RNTGN e o enchimento de camiões cisterna para o período em análise.

Quadro 4-1 – Recepção de metaneiros e enchimento de camiões cisterna

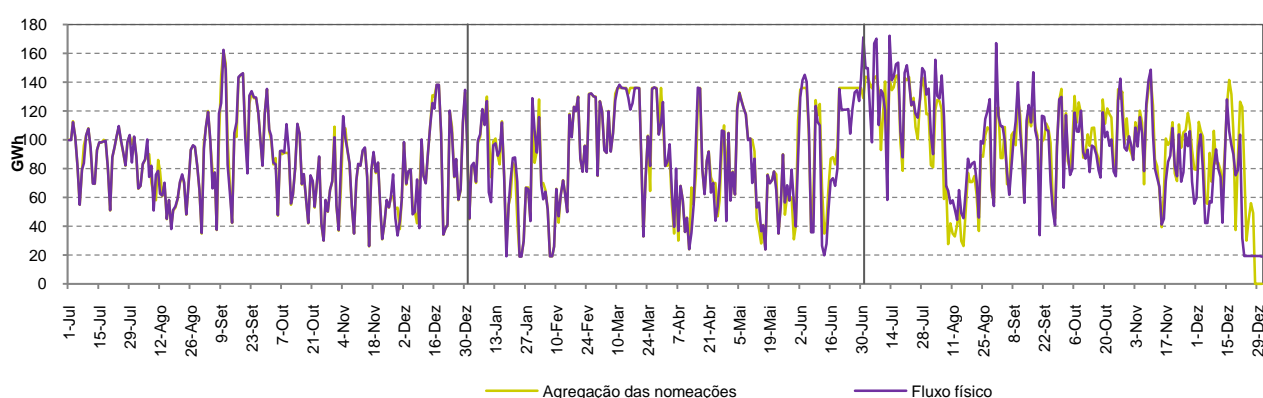
	Trimestres						Total
	1.º 08/09	2.º 08/09	3.º 08/09	4.º 08/09	1.º 09/10	2.º 09/10	
Número de navios metaneiros descarregados	9	8	11	10	8	7	53
Periodicidade média entre descargas sucessivas (dias)	9,5	11	8,2	5,1	9	9,3	9
Energia média de gás natural trasfegada (GWh)	855	798	849	767	909	821	833
Número de cargas de camiões cisterna	262	749	660	465	394	575	3105
Energia total entregue em cisternas (GWh)	79	230	201	142	122	177	950
Energia emitida para a RNTGN (GWh)	5088	10166	8271	7415	9851	7600	48392
Nível médio de enchimento dos reservatórios	GWh	909	1089	972	1070	913	813
	%	51	61	54	60	51	45

NOMEAÇÕES E FLUXOS FÍSICOS

De acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, as repartições por agente de mercado relativamente à emissão de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN correspondem às nomeações, afectadas de eventuais renomeações.

A agregação das nomeações para o ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN foi analisada no ponto 3.2 do presente relatório. Os operadores do Terminal de GNL e da RNTGN associam a diferença entre o fluxo físico (medido) e a agregação das nomeações (ou repartições) a esse ponto relevante como a mobilização da reserva operacional ao dia gás. A Figura 4-5 apresenta a evolução para o período em análise da agregação das repartições e do fluxo físico real.

Figura 4-5 – Agregação das repartições e fluxo físico na ligação do terminal de GNL de Sines à RNTGN



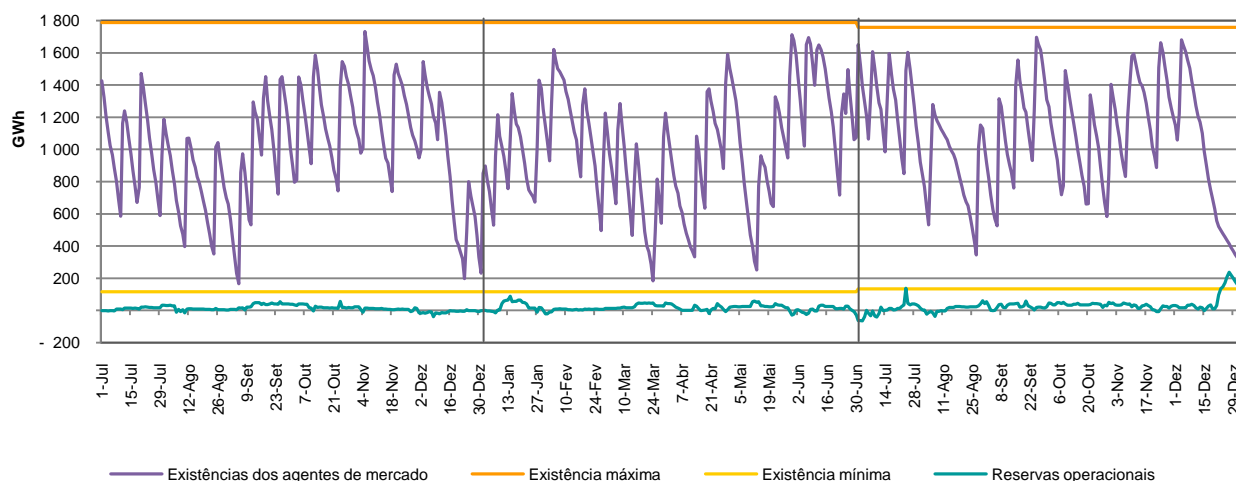
A análise da figura anterior permite constatar uma grande coerência entre a agregação das repartições dos agentes de mercado e o fluxo físico de gás natural relativo à emissão para a RNTGN, a partir do Terminal de GNL. Este facto permite concluir que a melhor previsão dos consumos de gás natural, realizadas pelos agentes de mercado sobre as suas carteiras de clientes, correspondem, de uma forma bastante apurada, aos consumos que efectivamente ocorrem no dia gás.

O erro médio (desvio) entre a agregação das repartições individuais e o fluxo físico, na interface entre o Terminal de GNL e a RNTGN, é de 4%. Este indicador reflecte a previsibilidade da procura de gás natural no SNGN, na medida em que o Terminal de GNL é a infra-estrutura mais adequada (e utilizada) para modelar o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na RNTGN.

EXISTÊNCIAS

A Figura 4-6 apresenta as existências de gás natural no terminal de GNL de Sines, individualizando as quantidades afectas aos agentes de mercado e às reservas operacionais, cuja gestão compete ao Gestor Técnico Global do SNGN, bem como as existências globais, máxima e mínima, estabelecidas para a operação da infra-estrutura.

Figura 4-6 – Existências no terminal de GNL de Sines



A análise da figura anterior evidencia o perfil característico dos balanços físicos num Terminal de GNL, no qual a entrega de gás natural na rede de transporte é um processo contínuo e a recepção de GNL no terminal é um processo discreto.

Os reservatórios de GNL do terminal registaram um enchimento médio de 54% para o período em análise (ver Quadro 4-1). Os níveis mínimos de enchimento ocorreram nos dias 5 de Setembro e 22 de Dezembro de 2008 e 23 de Março de 2009, coincidindo com as extracções de gás natural do armazenamento subterrâneo do Carriço, conforme se irá reportar em 4.4 do presente relatório.

O Gestor Técnico Global do SNGN não armazenou explicitamente reservas operacionais no Terminal de GNL de Sines, ou seja, o stock de reservas operacionais apresentou uma flutuação em torno de zero, durante o período em análise, devido ao acerto entre a agregação das repartições e o balanço físico (ver Figura 4-5).

4.4 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL DO CARRIÇO

A utilização do armazenamento subterrâneo do Carriço, durante o período em análise, esteve quase exclusivamente relacionada com a manutenção das reservas de segurança, estabelecidas nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, e reservas operacionais, enquadradas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas.

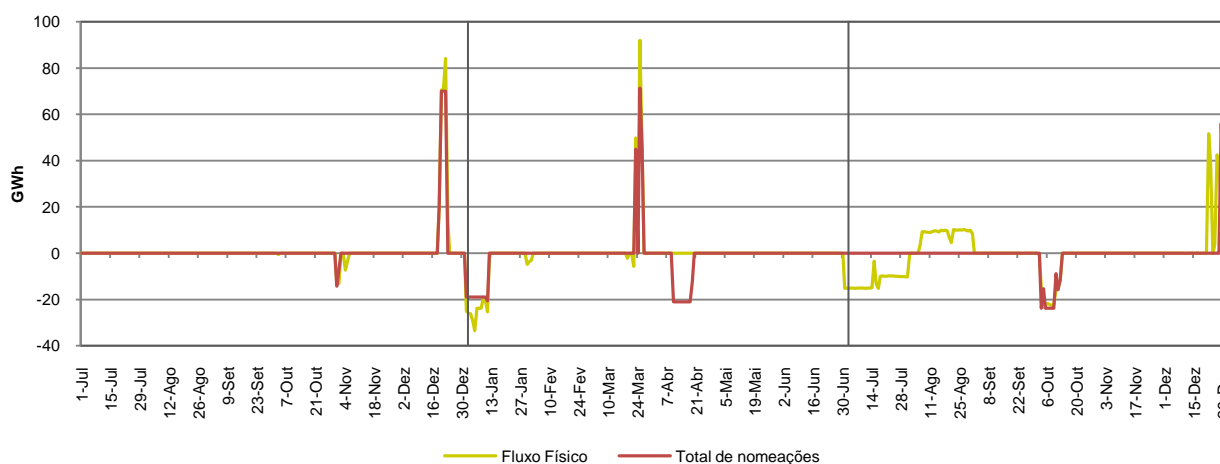
A utilização da infra-estrutura de armazenamento do Carriço com um propósito comercial ocorreu pontualmente, tendo como finalidade a compensação de períodos de menor disponibilidade de emissão de gás natural para a rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines.

NOMEAÇÕES E FLUXOS FÍSICOS

De acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, as repartições por agente de mercado relativamente à utilização da ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e a RNTGN correspondem às nomeações, afectadas de eventuais renomeações.

A agregação das nomeações para o ponto de ligação entre o armazenamento subterrâneo do Carriço e a RNTGN foram analisadas no ponto 3.2 do presente relatório. Os operadores do armazenamento subterrâneo e da rede de transporte assumem a diferença entre o fluxo físico (medido) e a agregação das nomeações (ou repartições), para este ponto relevante, como a mobilização da reserva operacional ao dia gás. A Figura 4-7 apresenta a evolução, para o período em análise, da agregação das repartições e do fluxo físico real. Na representação gráfica assumiram-se para as extracções e injeções de gás natural na infra-estrutura do Carriço valores positivos e negativos, respectivamente.

Figura 4-7 – Agregação das repartições e fluxo físico na ligação ao armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço



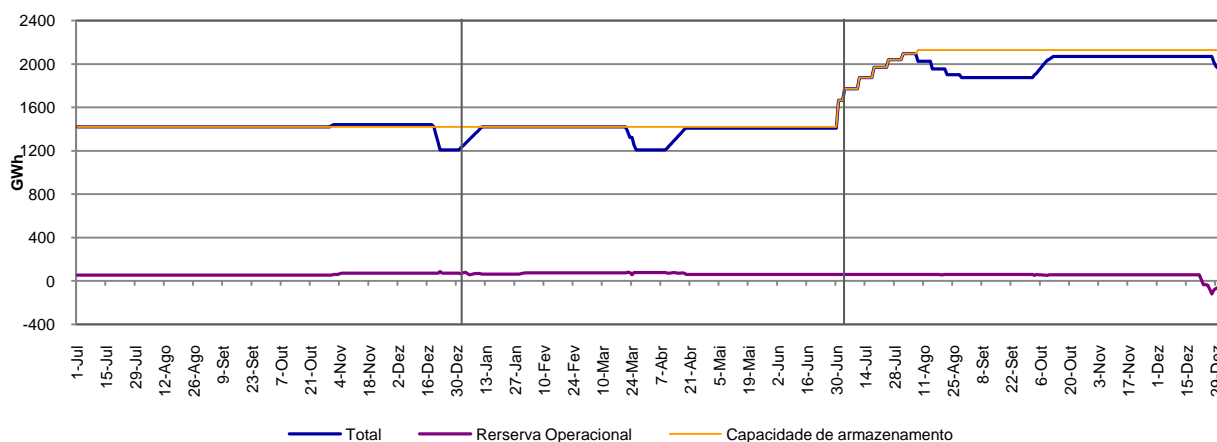
A figura anterior permite constatar os seguintes aspectos:

- Verificaram-se extracções de gás natural da infra-estrutura do Carriço de 19 a 23 de Dezembro de 2008, de 23 a 26 de Março de 2009 e de 25 a 31 de Dezembro de 2009. Estes períodos, conforme se pode observar na Figura 3-4 e na Figura 4-7, coincidem com quebras acentuadas de fornecimento a partir da interligação de Campo Maior e com uma menor disponibilidade de emissão de gás natural a partir do Terminal de GNL de Sines. Nestes casos, verificou-se que a disponibilidade de gás natural a partir do armazenamento subterrâneo do Carriço foi fundamental para garantir a cobertura da procura do SNGN, sem necessidade dos agentes de mercado interromperem fornecimentos, devido a dificuldades de importação de gás natural para o SNGN.
- Os períodos de injeção de gás natural para a infra-estrutura de armazenamento do Carriço ficaram a dever-se à necessidade de reposição das quantidades extraídas e à entrada em serviço de uma nova cavidade (RENC-4), no segundo semestre de 2009.
- Durante o período em análise, verifica-se uma coerência entre o fluxo físico e as repartições, sendo excepção o período entre o mês de Julho e Agosto de 2009 em que o Gestor Técnico Global do SNGN mobilizou reservas de segurança e o período do final do ano 2009 em que o Gestor Técnico Global do SNGN adiantou através das reservas de segurança a extracção de gás natural.

EXISTÊNCIAS

A Figura 4-8 apresenta as existências de gás natural no armazenamento subterrâneo do Carriço, individualizando as quantidades afectas aos agentes de mercado e à Reserva Operacional.

Figura 4-8 – Existências no armazenamento subterrâneo



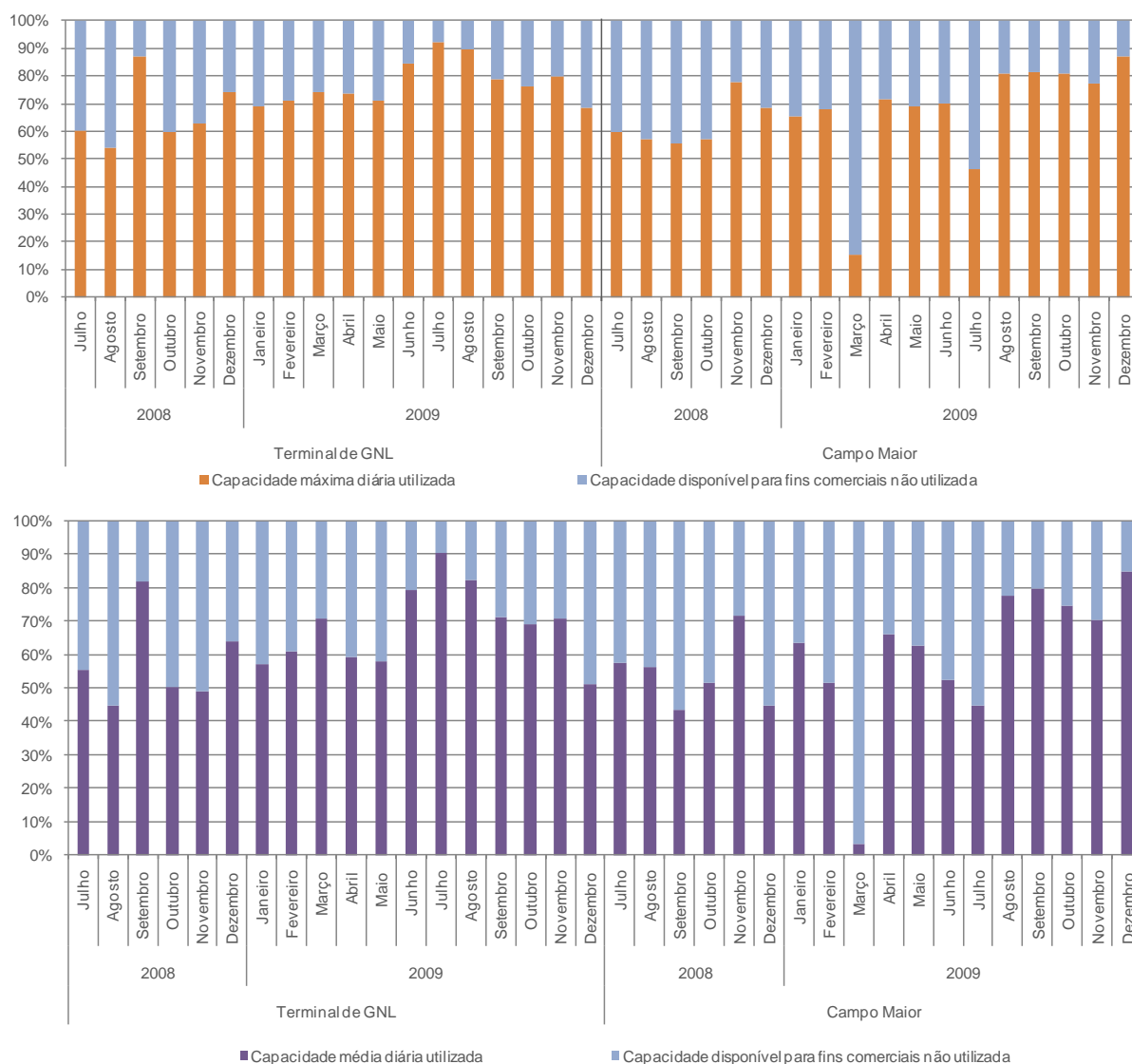
A análise da figura anterior permite constatar as diminuições das existências dos agentes de mercado, em virtude das extracções de gás natural referidas atrás, bem como as reposições posteriores dos

stocks iniciais (ver Figura 4-7). Da mesma forma, observou-se a entrada em funcionamento da RENC-4, a partir do segundo semestre do ano 2009, registando-se, conseqüentemente, um incremento da capacidade de armazenamento da infra-estrutura de 1420 para 2085 GWh.

4.5 PONTOS DE ENTRADA NA RNTGN

A Figura 4-9 apresenta o perfil de utilização dos principais pontos de entrada na RNTGN, designadamente a interligação de Campo Maior e a ligação ao terminal de GNL de Sines, sendo apresentadas as capacidades máxima diária e média, com um detalhe mensal, para o período em análise.

Figura 4-9 – Taxas de utilização média e máxima dos principais pontos de entrada da RNTGN



Da análise das figuras anteriores destacam-se os seguintes aspectos:

- As capacidades máximas utilizadas para a ligação entre o terminal de GNL de Sines e a RNTGN variaram entre os 100,26 e os 172,23 GWh para os meses de Agosto de 2008 e Julho de 2009. As capacidades médias utilizadas registaram valores entre 69,63 e 134,03 GWh, para os mesmos meses.

Em termos da taxa de utilização da ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN as capacidades máximas diárias registaram valores entre os 54% e os 92% da capacidade máxima disponível para fins comerciais. Analogamente, para a capacidade média, observaram-se valores entre 37 e 72%.

Conforme se verificou na análise da Figura 3-3 os agentes de mercado programaram, genericamente, capacidades entre o valor médio e as pontas de utilização da ligação entre o terminal de GNL de Sines e a RNTGN. Assim, atendendo a que toda a capacidade não nomeada é disponibilizada aos agentes de mercado, continua a existir presentemente margem para uma maior utilização deste ponto, correspondendo conseqüentemente a uma utilização mais eficiente do terminal de GNL de Sines.

- A interligação de Campo Maior registou nos meses de Março e Dezembro de 2009, respectivamente, a menor e maior ponta de capacidade utilizada, representando 18,40 e 106,34 GWh. As capacidades médias utilizadas variaram entre 3,29 e 89,67 GWh, para os mesmos meses.

Em termos da taxa de utilização da interligação de Campo Maior as capacidades máximas diárias representaram 15 e 87% da capacidade máxima disponível para fins comerciais, respectivamente, para os meses referidos acima. Analogamente, para a capacidade média, observaram-se valores entre 3 e 73%.

Conforme referido na análise da Figura 3-1, os agentes de mercado programaram a interligação de Campo Maior com capacidades sensivelmente coincidentes com as pontas de utilização. Importa porém recordar que a capacidade não nomeada é tornada disponível aos agentes de mercado. Não obstante, verificou-se que a partir de Agosto de 2009 a capacidade disponível para fins comerciais foi inferior a 25% da capacidade máxima disponível para este ponto relevante.

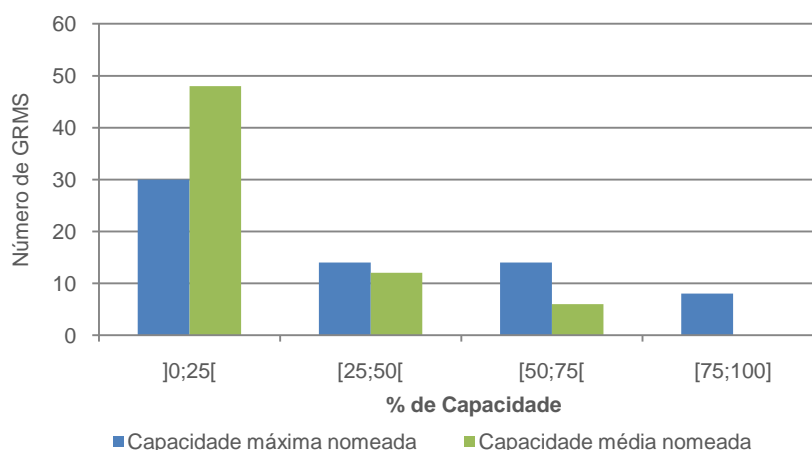
- A taxa de utilização da capacidade de interligação de Campo Maior ronda os 80% a partir do mês de Agosto de 2009, podendo-se concluir que a capacidade disponível para fins comerciais, nesta interligação, no futuro se encontre numa situação de escassez. No entanto, tal como referido anteriormente, a interligação de Campo Maior tem uma capacidade reservada no âmbito das Sociedades Mistas, que não teve uma utilização efectiva, adivinhando-se a ocorrência de congestionamentos contratuais.

4.6 PONTOS DE SAÍDA DA RNTGN

As saídas de gás natural da RNTGN para fornecimento das redes de distribuição e grandes consumidores, incluindo os centros electroprodutores e a grande indústria, ocorre nas estações de medição e regulação de 1.^a classe (GRMS), as quais são consideradas, nos termos do RARII, como pontos relevantes.

A Figura 4-10 identifica a taxa de utilização², por intervalos, para os 66 pontos de saída da RNTGN, sem contabilizar os pontos de ligação a redes de distribuição ligadas em anel, que são fornecidas por mais de um ponto de ligação à RNTGN³.

Figura 4-10 – Distribuição das saídas da RNTGN conforme a taxa de utilização



Relativamente à capacidade máxima solicitada, 30 GRMS (45% do total) registaram nomeações inferiores a 25% da capacidade livre para fins comerciais. Em contrapartida, observou-se uma capacidade nomeada superior a 75% da capacidade livre para fins comerciais em 8 GRMS, representando 12% do total dos pontos relevantes relativos às saídas da RNTGN para entrega a clientes finais e entrega às redes de distribuição.

Estes dados permitem constatar uma sobrecapacidade significativa para a maioria dos pontos de entrega de gás natural a partir da RNTGN. Assim, não se considerou necessário identificar exhaustivamente todos os pontos de saída de gás natural da RNTGN, tendo-se assumido como critério distinguir os pontos para os quais a capacidade programada ou nomeada tenha ultrapassado 50% da capacidade disponível para fins comerciais.

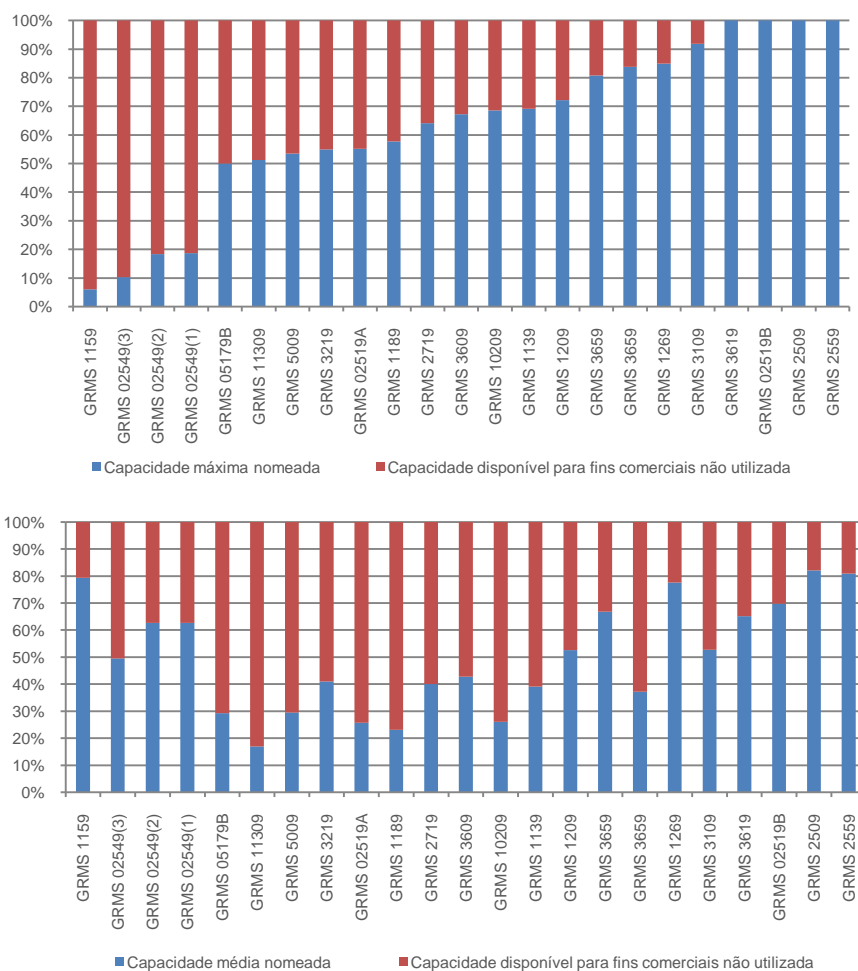
² Capacidade nomeada em relação à capacidade disponível para fins comerciais

³ Estes pontos de ligação nuns casos agregam as nomeações de duas GRMS, que abastecem a mesma rede de distribuição e a segunda GRMS regista nomeações iguais a 0.

De acordo com a Figura 4-10 e excluindo os pontos de ligação a redes de distribuição ligadas em anel, 23 pontos relevantes registaram capacidades nomeadas superiores a 50% da capacidade disponível para fins comerciais.

No caso das redes de distribuição ligadas em anel, fornecidas por mais de um ponto de ligação à RNTGN, as programações e nomeações agregaram as previsões da procura de gás, para a rede a jusante, num único ponto considerando os restantes iguais a zero. Na Figura 4-11 não são apresentadas estas situações pelo facto de, nestes pontos, não se constatar estar na presença de uma efectiva escassez de capacidade.

Figura 4-11 – Taxas de utilização máxima e média para os pontos de saída da RNTGN

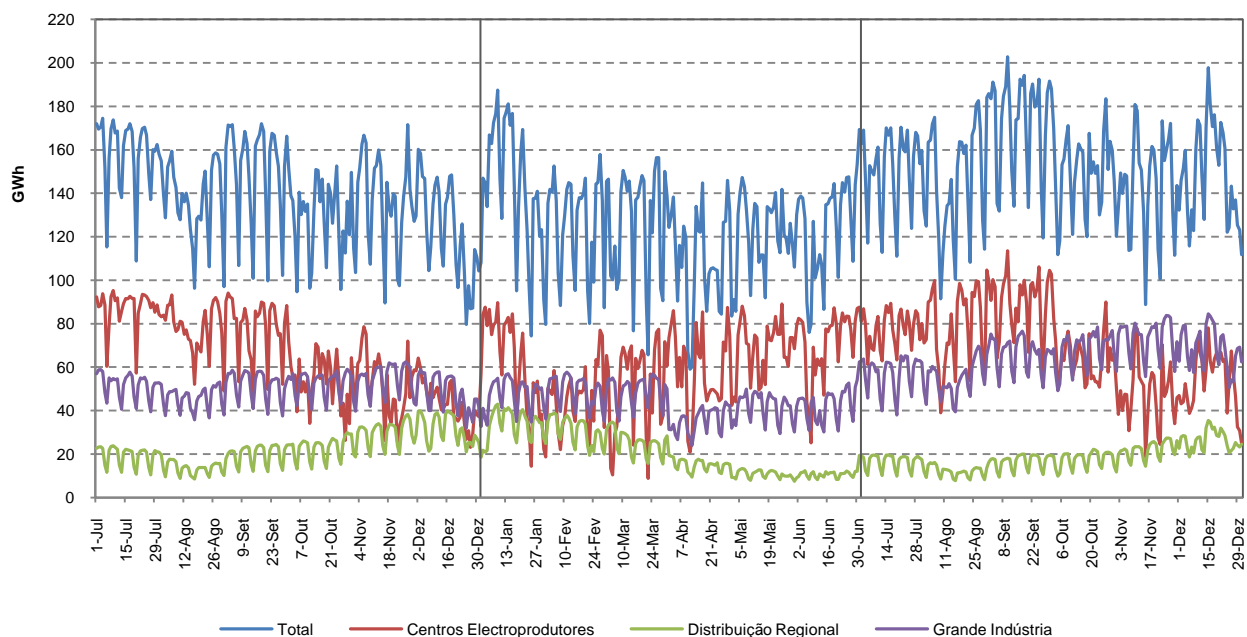


Relativamente aos pontos onde se constata uma maior taxa de utilização, importa salientar os pontos de fornecimento das centrais electroprodutoras e os pontos de entrega que abastecem grandes clientes industriais ligados em alta pressão, que, por se tratarem de ligações dedicadas, as capacidades disponíveis para fins comerciais reflectem a potência instalada nas instalações a jusante.

5 PROCURA DE GÁS NATURAL

A evolução do consumo de gás natural no SNGN, com detalhe diário, é caracterizada na Figura 5-1, distinguindo-se os principais segmentos de mercado: centros electroprodutores, grande indústria (com um consumo anual superior a 2 milhões de metros cúbicos) e distribuição regional.

Figura 5-1 – Evolução da procura de gás natural



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

- A ponta de consumo do SNGN, para o período em análise, ocorreu em 10 de Setembro de 2009 com 203 GWh.
- A procura de gás natural referente ao segmento da distribuição regional apresenta uma forte sazonalidade, com consumos substancialmente mais elevados nos meses de Inverno. Nota-se igualmente para este segmento de mercado uma forte periodicidade semanal, com reduções substanciais da procura nos fins-de-semana.
- Registou-se, ao longo do último semestre do período em análise, um grande incremento da procura de gás natural referente ao segmento de grande indústria. Este facto deveu-se à ligação de um conjunto importante de unidades de co-geração e outros grandes consumidores, nomeadamente as co-gerações no Barreiro, em Setúbal e em Sines.

A procura da grande indústria, à semelhança da distribuição regional, apresenta também uma forte periodicidade semanal.

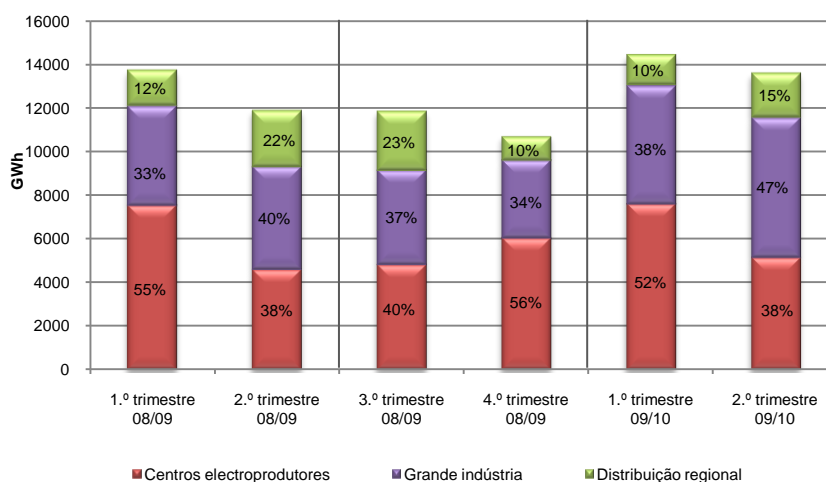
- A evolução da procura dos centros electroprodutores é mais irregular que a verificada nos restantes segmentos de mercado identificados – distribuição regional e grandes consumidores industriais. Com efeito, os centros electroprodutores estão sujeitos aos resultados da aceitação das suas ofertas nos mercados organizados do MIBEL, podendo por isso apresentar um consumo de gás natural menos previsível que o dos restantes segmentos.

A procura destes consumidores electroprodutores evidencia algumas tendências, nomeadamente uma quebra no Inverno, motivada pelo aumento significativo do peso da hídrica no *mix* de produção neste período, e alguma periodicidade semanal ainda que menos marcada, face aos restantes consumidores.

Os meses de Julho e Agosto de 2009 correspondem ao período de comissionamento dos dois grupos da central de Lares. O 1.º grupo da Central fez a sua primeira oferta no mercado do MIBEL a 19 de Agosto e o 2.º grupo em meados de Setembro.

A Figura 5-2 apresenta, para o período em análise, as quantidades de gás natural fornecidas aos três grandes segmentos de consumo referidos – centros electroprodutores, grande indústria e distribuição regional.

Figura 5-2 – Distribuição da procura de gás natural no SNGN



A Figura 5-2 apresenta a evolução do consumo dos três grandes segmentos do SNGN, demonstrando o crescimento das quantidades fornecidas aos centros electroprodutores no início do ano gás 2009-2010 e o aumento do consumo da grande indústria no 2.º trimestre do ano gás 2009-2010, correspondendo à entrada em funcionamento da nova central de Lares e das co-gerações, respectivamente.

Relativamente aos consumos dos CURr, a Figura 5-3 apresenta a evolução da procura por trimestre, para o período em análise, representado a evolução da distribuição regional apresentada anteriormente.

Figura 5-3 – Consumo de gás natural dos CURr nas redes de distribuição ligadas à rede transporte

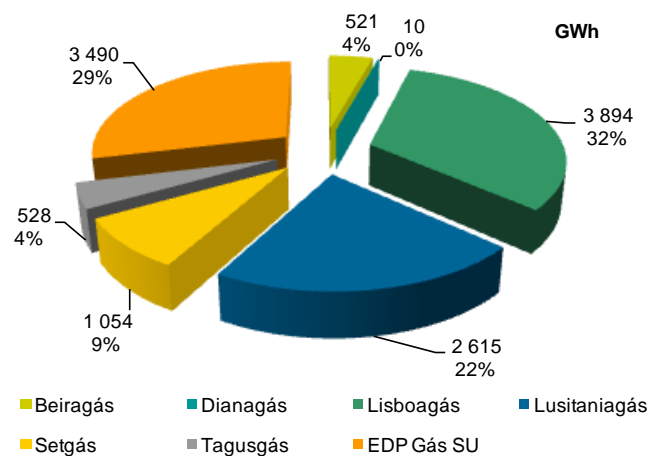


Nota: A figura apresenta apenas as CURr que abastecem as redes de distribuição ligadas à rede transporte, pois toda a informação constante no presente relatório é disponibilizada pela REN Gasodutos que, apenas tem informação das saídas das infra-estruturas que opera.

A análise da figura anterior permite constatar, para cada uma das distribuidoras regionais, a forte sazonalidade anual da procura de gás natural nas respectivas áreas de influência. Com efeito, verificaram-se para a Lisboagás, EDPGás.SU e Beiragás consumos durante o trimestre de Inverno (3.º do ano gás 2008/2009) superiores ao dobro do verificado nos trimestres de Verão (1.º dos anos gás 2008-2009 e 2009-2010).

A Figura 5-4 apresenta a distribuição do valor global do consumo, para os 18 meses do período em análise, pelas várias concessionárias regionais.

Figura 5-4 – Distribuição do consumo global pelas concessionárias regionais



A análise da figura anterior permite constatar o peso relativo das concessionárias mais antigas a actuar no SNGN – Lisboagás, EDPGás SU, Lusitâniagás e Setgás – que, agregadamente, concentram mais de 90% da procura do segmento da distribuição regional, para o período em análise.