



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL
PARA O ANO GÁS 2007-2008**

Maio de 2007

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 213 033 200
Fax: 213 033 201
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL.....	3
2.1	Descrição da Infra-estrutura	3
2.2	Histórico de utilização do Terminal.....	6
2.2.1	Recepção de GNL.....	6
2.2.2	Armazenamento de GNL.....	8
2.2.3	Regaseificação e emissão de gás natural para a RNTGN	9
2.2.4	Carga de GNL em camiões cisterna	11
2.3	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária	13
2.3.1	Recepção de GNL.....	15
2.3.2	Armazenamento de GNL.....	15
2.3.3	Regaseificação e emissão de gás natural para a RNTGN	16
2.3.4	Carga de GNL em camiões cisterna	16
2.4	Previsão de quantidades para o ano gás 2007-2008.....	17
3	ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	23
3.1	Descrição da infra-estrutura	23
3.1.1	Evolução da capacidade das cavernas.....	25
3.2	Reservas estratégicas de gás natural	26
3.3	Histórico de utilização do armazenamento.....	27
3.3.1	Utilização da armazenagem em 2005.....	27
3.3.2	Utilização da armazenagem em 2006.....	29
3.4	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária	31
3.5	Previsão de quantidades para o ano gás 2007-2008.....	32
3.6	Determinação dos períodos tarifários.....	34
4	REDE DE TRANSPORTE	35
4.1	Enquadramento	35
4.2	Descrição da infra-estrutura	35
4.2.1	Equipamento da RNTGN	36
4.2.2	Principais linhas de interligação.....	41
4.3	Histórico de utilização da rede de transporte	42
4.3.1	Consumos fornecidos pela RNTGN.....	42

4.3.2	Interligação de Valença do Minho	49
4.3.3	Saídas da RNTGN	50
4.4	Determinação do período de ponta para a RNTGN	51
4.4.1	Análise do diagrama de carga da RNTGN.....	53
4.4.1.1	Análise espectral	53
4.4.1.2	Análise Qualitativa	55
4.4.1.3	Análise Quantitativa.....	63
4.4.2	Período de ponta para a RNTGN.....	70
4.5	Análise da capacidade utilizada nos pontos de entrega da RNTGN.....	74
4.5.1	Caracterização da capacidade utilizada	74
4.5.2	Contribuição da capacidade utilizada em cada ponto de entrega para a ponta do diagrama de carga	80
4.5.3	Estrutura de pagamentos dos troços comuns da rede de transporte	90
4.6	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária	97
4.7	Previsão de quantidades para o ano gás 2007-2008.....	99
5	BALANÇO DE ENERGIA E SÍNTESE DA PROCURA POR INFRA-ESTRUTURA PARA O ANO GÁS 2007-2008	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Zona de implantação do terminal de Sines	3
Figura 2-2 – Terminal de Sines	4
Figura 2-3 – Tecnologia de armazenagem <i>full containment</i>	5
Figura 2-4 – Energia recepcionada em 2006.....	7
Figura 2-5 – Intervalo médio entre dois barcos em 2006.....	7
Figura 2-6 – Energia média mensal armazenada em 2004-2006.....	9
Figura 2-7 – Energia diária armazenada em 2004-2006	9
Figura 2-8 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN em 2005	10
Figura 2-9 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN em 2006	11
Figura 2-10 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2004	12
Figura 2-11 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2005	12
Figura 2-12 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2006	13
Figura 2-13 – Energia carregada em camiões cisterna em 2006	13
Figura 2-14 – Evolução do armazenamento médio de GNL.....	18
Figura 2-15 – Capacidade utilizada de regaseificação e emissão anual do terminal de GNL	19
Figura 2-16 – Evolução da energia emitida para a rede de transporte.....	20
Figura 2-17 – Evolução da carga de GNL em camiões cisterna.....	21
Figura 3-1 – Localização da armazenagem subterrânea no Carriço.....	23
Figura 3-2 – Esquema da armazenagem subterrânea no Carriço.....	24
Figura 3-3 – Evolução da capacidade útil e total na armazenagem subterrânea no Carriço	26
Figura 3-4 – Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo em 2005.....	28
Figura 3-5 – Diagrama diário considerando a reserva de segurança em 2005.....	28
Figura 3-6 – Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo em 2006.....	30
Figura 3-7 – Diagrama diário considerando a reserva de segurança em 2006.....	30
Figura 3-8 – Média diária da energia armazenada útil para os anos gás 2005/2006, 2006/2007 e 2007/2008.....	33
Figura 4-1 – Traçado dos lotes da rede de alta pressão	39
Figura 4-2 – Rede Ibérica de gasodutos de transporte em alta pressão.....	41
Figura 4-3 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2001	42
Figura 4-4 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2002	43
Figura 4-5 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2003	43
Figura 4-6 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2004	44
Figura 4-7 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2004 (p.u.).....	44
Figura 4-8 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005	44
Figura 4-9 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005 (p.u.).....	45
Figura 4-10 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006	45

Figura 4-11 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006 (p.u.).....	45
Figura 4-12 – Evolução dos valores máximos, médios e mínimos anuais para os diferentes anos	46
Figura 4-13 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, para o período de 2001 a 2006 (Gasoduto).....	48
Figura 4-14 – Diagrama das saídas de GN em Valença, em 2005	49
Figura 4-15 – Diagrama das saídas de GN em Valença, em 2006	50
Figura 4-16 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005	51
Figura 4-17 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006	51
Figura 4-18 – Espectro de frequências de 2001 a 2006, quantidades totais, em valor absoluto	55
Figura 4-19 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2004 (gasoduto)	56
Figura 4-20 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semanal, 2004 (gasoduto).....	57
Figura 4-21 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2004 (gasoduto).....	57
Figura 4-22 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2005.....	58
Figura 4-23 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semanal, 2005	58
Figura 4-24 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2005	59
Figura 4-25 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2006.....	59
Figura 4-26 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semanal, 2006	60
Figura 4-27 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2006	60
Figura 4-28 – Evolução do valor médio anual por dia da semana (Gasoduto).....	61
Figura 4-29 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, de 2001 a 2006 (gasoduto)	62
Figura 4-30 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2004.....	66
Figura 4-31 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2004	66
Figura 4-32 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2004	67
Figura 4-33 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2005.....	67
Figura 4-34 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2005	68
Figura 4-35 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2005	68
Figura 4-36 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2006.....	69
Figura 4-37 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2006	69
Figura 4-38 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2006	70

Figura 4-39 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora ponta, para 2004.....	71
Figura 4-40 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora ponta, para 2005.....	71
Figura 4-41 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora ponta, para 2006.....	71
Figura 4-42 – Quantidades totais reais e valores médios para os períodos de ponta e fora ponta de 2004 a 2006 (p.u.)	73
Figura 4-43 – Capacidade utilizada e Capacidade média em 2006	75
Figura 4-44 – Rácio C_u/C_{med} para o ano de 2006	75
Figura 4-45 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2006.....	76
Figura 4-46 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2006.....	76
Figura 4-47 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2005.....	77
Figura 4-48 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2005.....	77
Figura 4-49 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2004.....	78
Figura 4-50 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2004.....	78
Figura 4-51 – Classificação acumulada do factor de modulação por número de pontos de entrega para os anos de 2004, 2005 e 2006.....	79
Figura 4-52 – Classificação acumulada do factor de modulação por consumo para os anos de 2004, 2005 e 2006.....	79
Figura 4-53 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2006.....	81
Figura 4-54 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2006.....	82
Figura 4-55 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2005.....	82
Figura 4-56 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2005.....	83
Figura 4-57 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2004.....	84
Figura 4-58 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2004.....	84
Figura 4-59 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2006	86
Figura 4-60 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2006.....	87
Figura 4-61 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2005	87
Figura 4-62 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2005.....	88
Figura 4-63 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2004	88
Figura 4-64 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2004.....	89
Figura 4-65 – Classificação acumulada do indicador para a ponta por número de pontos de entrega para os anos de 2004, 2005 e 2006.....	89

Figura 4-66 – Classificação acumulada do indicador para a ponta por consumo para os anos de 2004, 2005 e 2006.....	90
Figura 4-67 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2006	92
Figura 4-68 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2006.....	92
Figura 4-69 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2005	93
Figura 4-70 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2005.....	93
Figura 4-71 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2004	94
Figura 4-72 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2004.....	94
Figura 4-73 – Evolução das quantidades associadas a cada variável de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte entre 2004 e 2006	99
Figura 4-74 – Evolução da capacidade útil mensal entre 2004 e o ano gás 2007-2008.....	100
Figura 4-75 - – Evolução da energia e da energia em períodos de ponta entre 2004 e o ano gás 2007-2008	100
Figura 5-1 – Previsão dos fluxos de energia no SNGN para o ano gás 2007-2008.....	105

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Recepção de GNL no período 2003-2006	6
Quadro 2-2 – Armazenamento útil de GNL no período 2004-2006	8
Quadro 2-3 – Armazenamento médio diário de GNL no período 2004-2006	8
Quadro 2-4 – Emissão anual de gás natural para a RNTGN, no período 2003-2006	10
Quadro 2-5 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN, no período 2004-2006	10
Quadro 2-6 – Carga de GNL em camiões cisterna no período 2004-2006	11
Quadro 2-7 – Variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nos vários pontos de entrega	15
Quadro 2-8 – Evolução do valor médio da energia armazenada diária, no período 2004-2006	16
Quadro 2-9 – Evolução da energia e da capacidade utilizada das entregas na RNTGN, no período 2004-2006	16
Quadro 2-10 – Evolução do n.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna e da energia das entregas de GNL ao transporte por rodovia, no período 2004-2006	17
Quadro 2-11 – Previsão da recepção de GNL para o ano gás 2007-2008	17
Quadro 2-12 – Previsão do armazenamento médio de GNL para o ano gás 2007-2008	17
Quadro 2-13 – Extrapolação da capacidade utilizada de regaseificação e emissão anual do terminal de GNL para o ano gás 2007-2008	20
Quadro 2-14 – Previsão da emissão de gás natural para a RNTGN para o ano gás 2007-2008	20
Quadro 2-15 – Previsão da carga de GNL em camiões cisterna para o ano gás 2007-2008	21
Quadro 3-1 – Reserva estratégica média para os anos de 2005 e 2006	27
Quadro 3-2 – Utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2005	29
Quadro 3-3 – Resumo da utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2005	29
Quadro 3-4 – Utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2006	31
Quadro 3-5 – Resumo da utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2006	31
Quadro 3-6 – Quantidades físicas no Armazenamento para os anos de 2005 e 2006	32
Quadro 3-7 – Programa anual para o ano gás de 2007-2008	32
Quadro 3-8 – Quantidades úteis a considerar para facturação relativamente ao armazenamento subterrâneo	33
Quadro 4-1 – Número total de GRMS, número total de Centrais electroprodutoras e respectivo peso no consumo total nacional e total anual de energia transportada	35
Quadro 4-2 – Características da rede de alta pressão, por lotes	38
Quadro 4-3 – Valores mínimos, médios e máximos de energia e respectivas variações inter-anuais, para o período de 2001 a 2006	46
Quadro 4-4 – Desvios da média em relação ao valor máximo e mínimo, desvios entre os máximos e mínimos e taxas de evolução anuais para os diferentes anos	47
Quadro 4-5 – Resultados da função objectivo em função do período de ponta	64
Quadro 4-6 – Combinação óptima para períodos de ponta e fora ponta, de 2001 a 2006	65
Quadro 4-7 – Síntese da análise ao rácio entre as estruturas de pagamentos referentes à capacidade utilizada e à capacidade síncrona para os anos de 2004, 2005 e 2006	95

Quadro 4-8 – Síntese da análise ao rácio entre as estruturas de pagamentos referentes à energia de pontas e à capacidade síncrona para os anos de 2004, 2005 e 2006	96
Quadro 4-9 – Quantidades associadas às variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, relativas aos pontos de entrega da RNTGN em alta pressão, entre 2004 e 2006.....	98
Quadro 4-10 – Previsão das quantidades associadas à facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano gás 2007-2008.....	100
Quadro 4-11 – Previsão das quantidades associadas à facturação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano gás 2007-2008	101
Quadro 5-1 – Previsão de quantidades, no Terminal de Recepção, armazenagem e de regaseificação de GNL, para o ano gás 2007-2008	103
Quadro 5-2 – Previsão de quantidades, no Armazenamento subterrâneo, para o ano gás 2007-2008	103
Quadro 5-3 – Previsão de quantidades, no gasoduto de transporte de gás natural, para o ano gás 2007-2008	104
Quadro 5-4 – Fluxos de entradas e saídas de energia do SNGN, para o ano gás 2007-2008.....	105

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta a caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2007-2008, na perspectiva das principais infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural – SNGN – (rede de transporte, terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo).

Ao longo do documento apresenta-se a caracterização das infra-estruturas e da sua utilização ao longo dos últimos anos, bem como a determinação das quantidades na perspectiva das variáveis de facturação das tarifas por actividade e a respectiva previsão para o ano gás 2007-2008.

No capítulo 2 apresenta-se uma breve descrição da infra-estrutura do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, assim como caracteriza-se a sua utilização. No final deste mesmo capítulo, apresentam-se as quantidades previstas, na perspectiva tarifária, para o ano gás 2007-2008.

No capítulo 3 caracteriza-se a infra-estrutura de armazenamento subterrâneo segundo várias vertentes: características, capacidades máximas, histórico de utilização e quantidades previstas, na perspectiva tarifária, para o ano gás 2007-2008.

No capítulo 4 caracteriza-se a infra-estrutura de transporte de gás natural no que respeita às suas características e à sua utilização histórica. São também apresentados diversos estudos que permitem por um lado, identificar e definir os períodos tarifários de ponta do sistema, e por outro lado usar a capacidade utilizada nas saídas da rede de transporte para reflectir nos utilizadores parte dos custos associados com os troços comuns, assegurando-se uma melhor aderência dos preços à estrutura dos custos marginais.

Finalmente, no capítulo 5 apresenta-se o balanço de energia e uma síntese da procura para as diferentes infraestruturas que constituem o SNGN, para o ano gás 2007-2008.

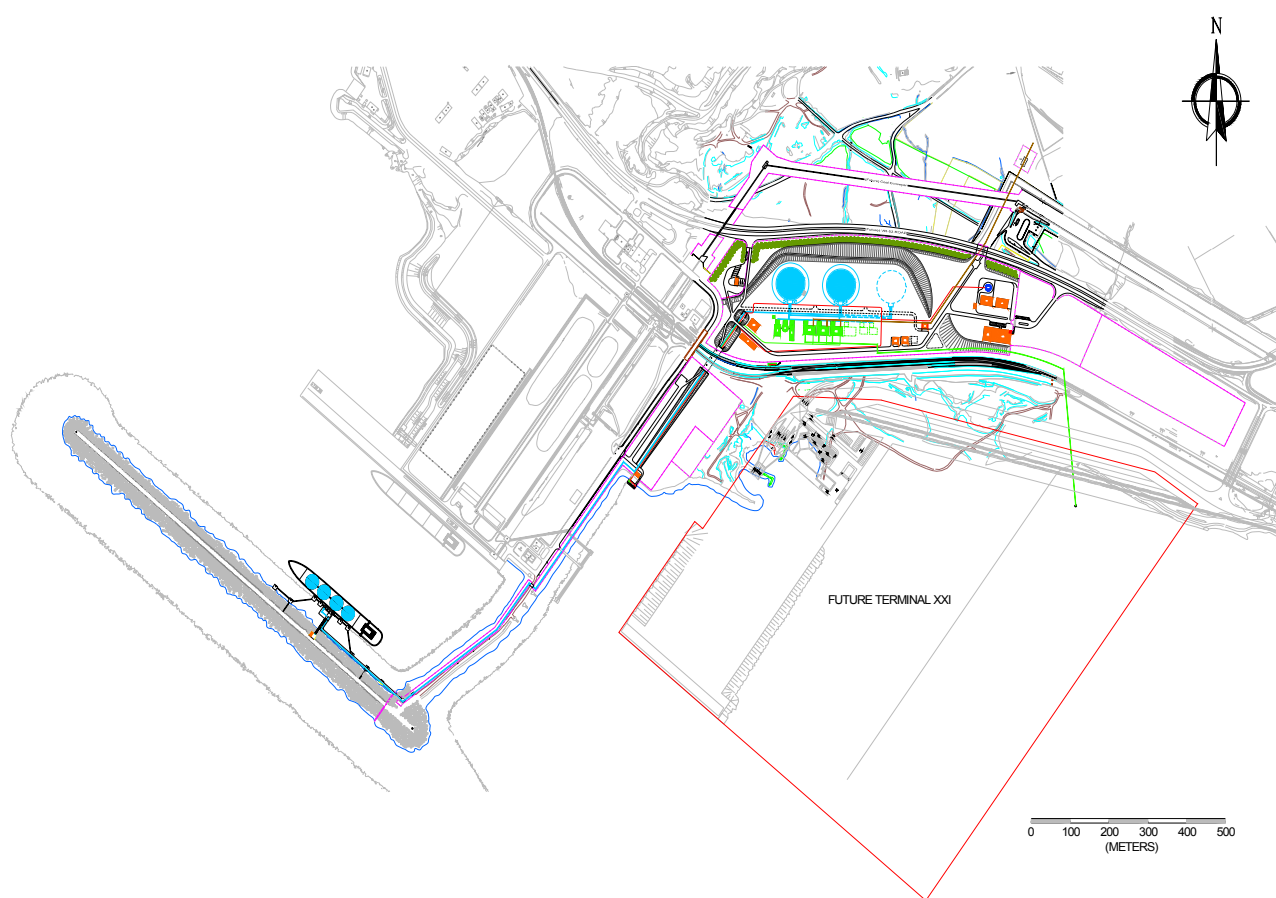
2 TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.1 DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA

O Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Sines tem como principais actividades:

- Recepção de GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros.
- Armazenamento de GNL em dois tanques, estando prevista a possibilidade de construir um terceiro reservatório.
- Regaseificação e emissão de GNL para o sistema de transporte em alta pressão através do gasoduto de Sines a Setúbal e carga do GNL em camiões cisterna.

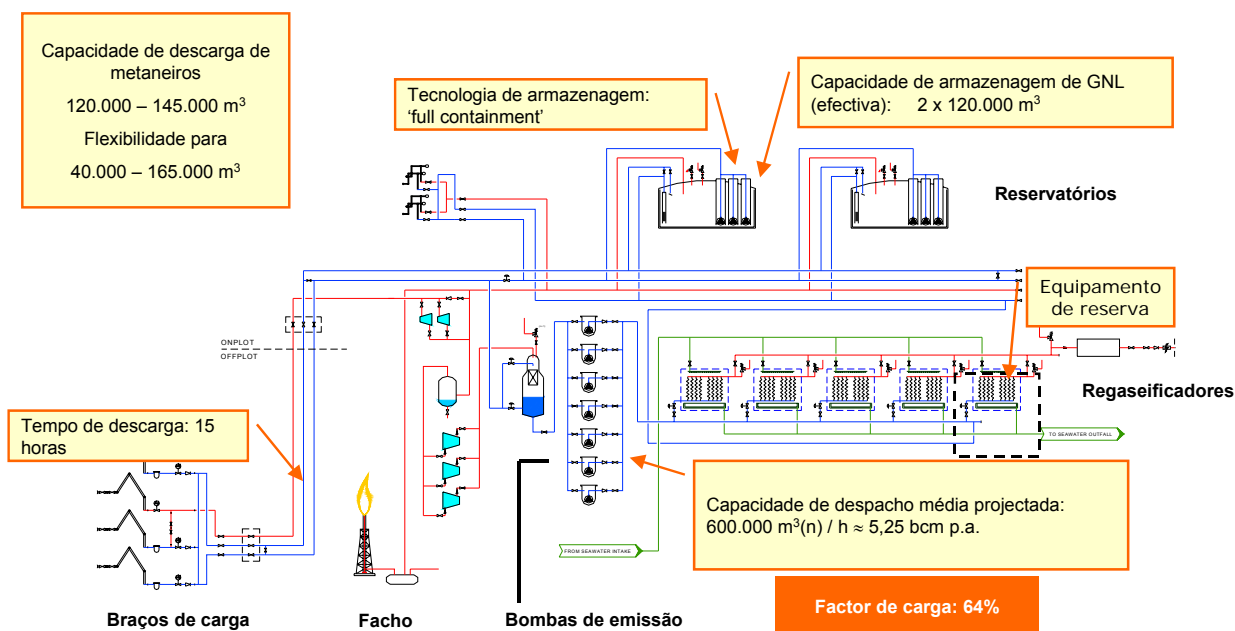
Figura 2-1 – Zona de implantação do terminal de Sines



Fonte: Transgás

Na figura seguinte apresenta-se o esquema do terminal de Sines bem como as suas principais características técnicas.

Figura 2-2 – Terminal de Sines



Fonte: Transgás

Seguidamente apresentam-se alguns indicadores e características técnicas do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

RECEPÇÃO DE GNL

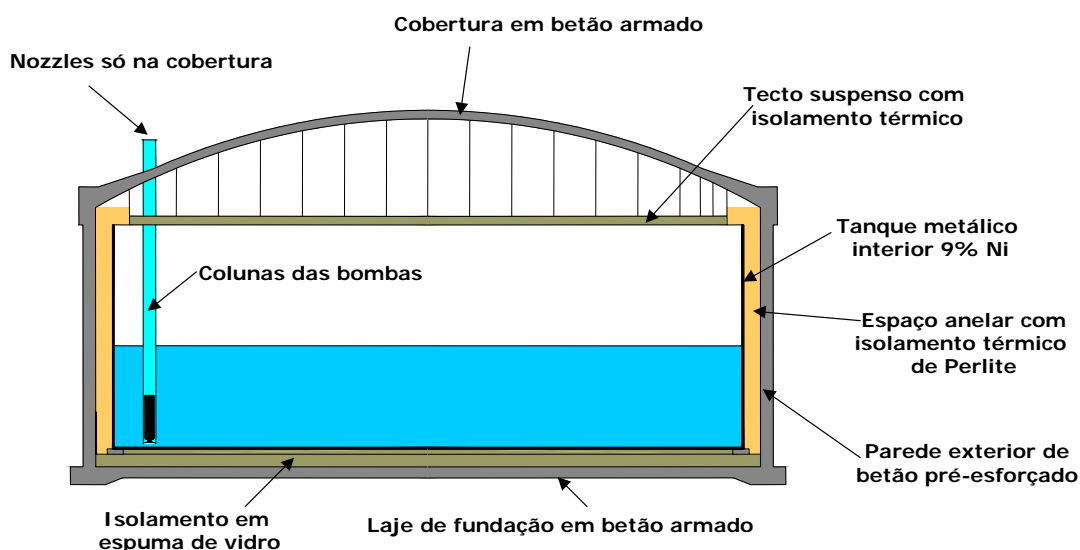
O terminal de Sines tem uma capacidade de descarga de navios metaneiros de 120.000 a 145.000 m³ com uma flexibilidade para navios de 40.000 a 165.000 m³.

O tempo de descarga dos navios metaneiros de 140 000 m³ é de 15 horas, o que equivale a uma capacidade de 10 000 m³/h.

ARMAZENAMENTO DE GNL

A tecnologia de armazenamento utilizada no terminal de Sines é a de full containment, ou de membrana, e pode ser observada na figura seguinte:

Figura 2-3 – Tecnologia de armazenagem *full containment*



Fonte: Transgás

A capacidade actual total de armazenamento de GNL no terminal de Sines é de 240 mil m³ considerando os dois tanques (2x120 000 m³).

REGASEIFICAÇÃO E EMISSÃO DE GÁS NATURAL PARA A RNTGN

A emissão média de gás natural para o gasoduto é de 600 000 m³(n)/h, podendo atingir em ponta os 900 000 m³(n)/h.

A capacidade de emissão de gás natural para a rede de transporte é de 5 250 milhões de m³(n)/ano¹.

CARGA DE GNL EM CAMIÕES CISTERNA

A estação de enchimento de camiões cisterna para abastecimento das UAG tem a capacidade de enchimento em simultâneo de dois camiões a 50 m³/h.

Em termos anuais a estação de enchimento de camiões cisterna tem a capacidade de carregar 3 mil camiões cisternas de GNL por ano².

¹ Assume-se que 1 m³ de GNL corresponde a 585 m³ (n) de gás natural.

² Valor projectado para o Terminal de Sines (Fonte: REN Atlântico).

2.2 HISTÓRICO DE UTILIZAÇÃO DO TERMINAL

Os trabalhos de construção do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL de Sines tiveram início em Janeiro de 2001. Em Março do mesmo ano deu-se o arranque das escavações para as fundações dos dois reservatórios de GNL. Em Agosto de 2001 iniciou-se a construção do primeiro tanque, tendo-se concluído as obras do terminal no último trimestre de 2003.

A 26 de Outubro de 2003 teve início o comissionamento do Terminal de GNL com vista à subsequente entrada em operação comercial, com a chegada do navio LNG Port Harcourt. O Certificado de “Pronto para Arranque” (“Ready For Start-Up”) necessário à recepção do primeiro navio para o arrefecimento das instalações e realização dos testes de desempenho, foi emitido parceladamente entre os dias 15 de Outubro e 16 de Dezembro. Desta forma, o arrefecimento do primeiro reservatório de GNL foi iniciado dia 26 de Outubro, por um período de 9 dias, com início da emissão de gás para a RNTGN no dia 4 de Novembro. O terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL procedeu, ainda em 2003, à descarga de mais dois navios metaneiros

Em Janeiro de 2004 foram realizados os testes de performance do terminal, tendo ocorrido também neste mês o início da exploração comercial do terminal. Em Fevereiro de 2004 iniciou-se a actividade de enchimento de camiões cisterna destinados a diferentes UAG existentes em Portugal e Espanha e a actividade de inertização, arrefecimento e enchimento de navios metaneiros, tendo efectuado duas operações semelhantes em Setembro e Outubro para a empresa Unión Fenosa Gás.

2.2.1 RECEPÇÃO DE GNL

No quadro seguinte é possível observar a evolução da utilização do terminal, em termos de recepção de GNL, desde que entrou em operação em 2004. Apresentam-se ainda, a título informativo, os valores registados em 2003.

Quadro 2-1 – Recepção de GNL no período 2003-2006

	N.º navios	m ³ GNL	GWh	GJ
2003	3	380.118	2.605	9.378.377
2004	19	2.246.811	15.398	55.433.896
2005	23	2.884.973	19.715	70.975.781
2006	28	3.561.397	24.195	87.100.566

O tempo de descarga de cada navio de 140 000 m³ de GNL é de cerca de 15 horas, enquanto que as manobras de acostagem e de saída demoram cerca de 24 horas, ao que se acrescentam 24 horas

adicionais de margem operacional³. Considerando 72 horas como a duração típica de descarregamento de um navio metaneiro e 337 dias úteis de operação do terminal e instalações portuárias, o terminal tem uma capacidade teórica de descarregar 112 barcos por ano, o que é consideravelmente superior ao n.º anual de descargas verificadas no período analisado. Com efeito, além das condicionantes operacionais da recepção de GNL, o n.º de descargas de navios é ainda condicionado pelas infra-estruturas de jusante, ou seja, pela capacidade de armazenamento e de regaseificação de GNL.

Para o ano de 2006 é ainda possível analisar a distribuição mensal das recepções de GNL dos navios metaneiros, em termos de energia.

Figura 2-4 – Energia recepcionada em 2006

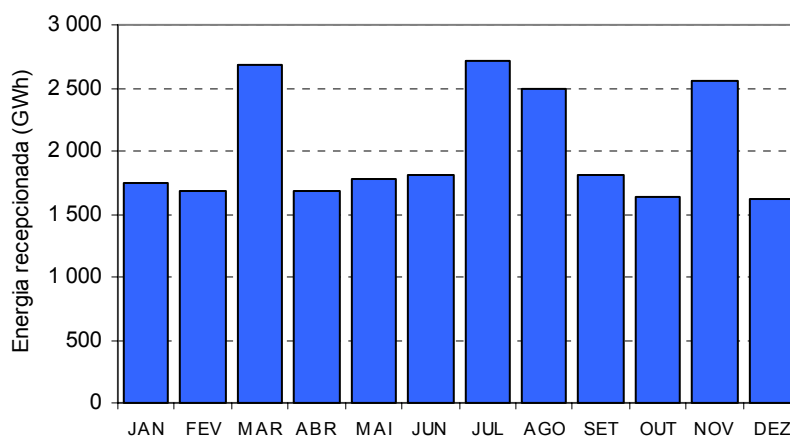
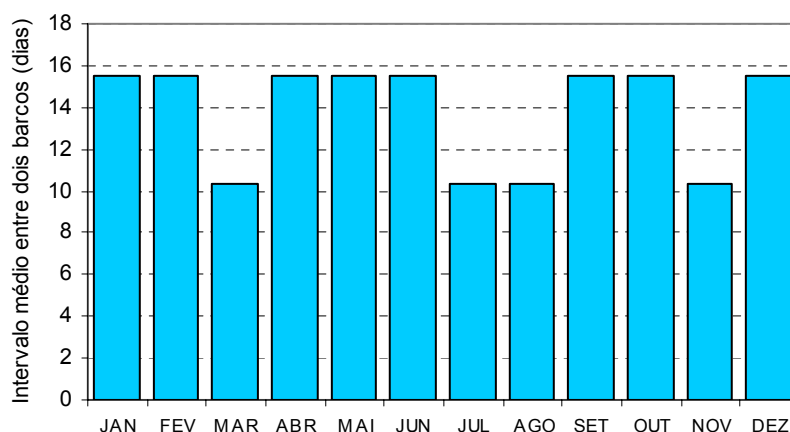


Figura 2-5 – Intervalo médio entre dois barcos em 2006



³ Factores como a luz do dia, condições atmosféricas ou portuárias podem afectar a duração das manobras.

2.2.2 ARMAZENAMENTO DE GNL

No que diz respeito ao armazenamento de GNL no terminal, analisa-se nos quadros seguintes a evolução da utilização dos reservatórios de GNL desde a sua entrada em funcionamento permanente em 2004, quer em termos de valores máximos e mínimos quer em termos de valor médio.

Quadro 2-2 – Armazenamento útil de GNL no período 2004-2006

	<i>Unidades: m³ GNL</i>		
	2004	2005	2006
máximo	208 519	208 792	204 832
data	31-12-2004	31-12-2005	31-12-2006
mínimo	-14 211	-22 403	-12 570
data	16-01-2004	01-02-2005	07-01-2006
médio	120 007	101 282	111 243

Os dados de armazenamento útil foram obtidos por subtração ao valor bruto ou total do valor mínimo (volume morto) necessário nos tanques de GNL (18 530 m³ GNL). Assim, os valores negativos verificados correspondem a dias em que o volume armazenado desceu a níveis inferiores ao alarme de mínimo predefinido.

Quadro 2-3 – Armazenamento médio diário de GNL no período 2004-2006

<i>Unidades</i>	2004	2005	2006
m³ GNL	120 007	101 282	111 243
GWh	835	705	774
GJ	3 007 539	2 538 275	2 787 896

Verifica-se que o armazenamento médio no terminal, em 2004, era equivalente a 8 dias de consumo nacional, correspondendo em 2005 a 6 dias de consumo e em 2006 a 7 dias de consumo.

É ainda possível analisar o armazenamento mensal de GNL, em termos de energia, bem como a variação diária da energia armazenada.

Figura 2-6 – Energia média mensal armazenada em 2004-2006

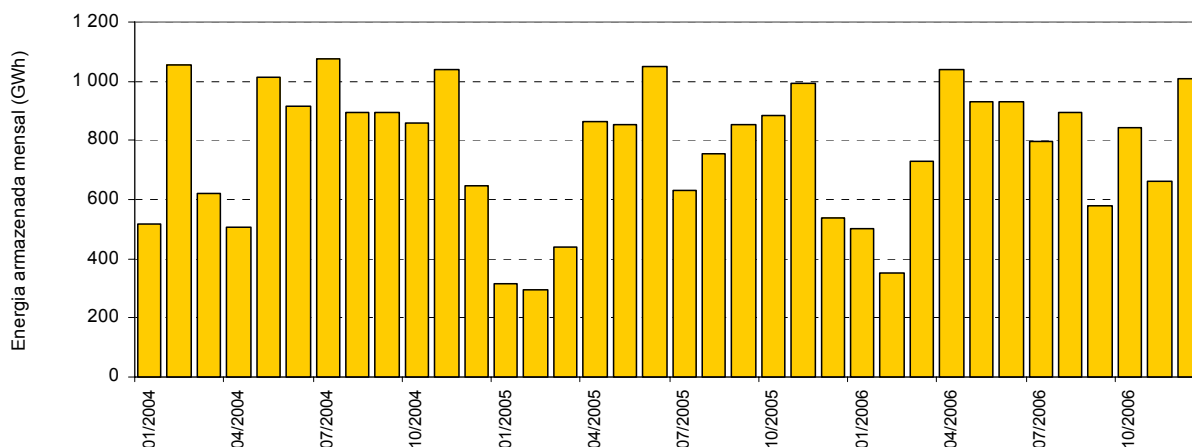
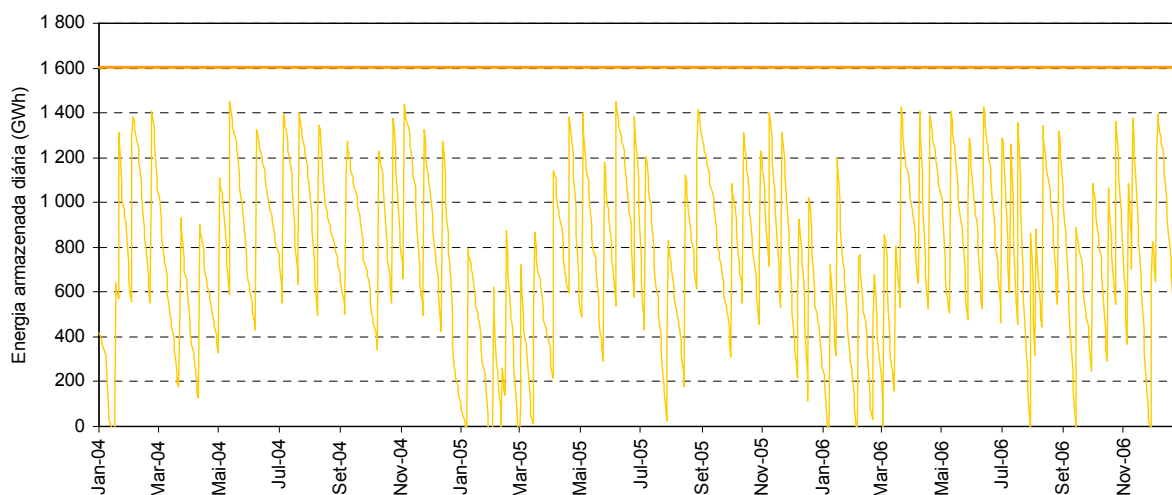


Figura 2-7 – Energia diária armazenada em 2004-2006



Na figura anterior assinala-se o valor máximo do armazenamento útil nos tanques de GNL.

2.2.3 REGASEIFICAÇÃO E EMISSÃO DE GÁS NATURAL PARA A RNTGN

Os quadros seguintes apresentam a evolução da regaseificação de GNL e emissão de gás natural para a RNTGN no período 2004 a 2006, quer em termos de valores totais anuais quer em termos da emissão diária máxima e média. Apresentam-se ainda, a título informativo, os valores totais registados em 2003.

Quadro 2-4 – Emissão anual de gás natural para a RNTGN, no período 2003-2006

	Mm ³ (n)	GWh	TJ
2003	160	1 900	6 841
2004	1 295	15 637	56 292
2005	1 623	19 318	69 546
2006	1 945	23 148	83 334

Nota: PCS=11,9 kWh/m³ (n)

Quadro 2-5 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN, no período 2004-2006

	Máximo diário			Média		Utilização dias
	Mm ³ (n)	GWh	data	Mm ³ (n)	GWh	
2004	10,8	128,7	21-Dez			
2005	11,8	140,1	28-Jun	4,4	52,9	138
2006	13,1	155,4	1-Ago	5,3	63,4	149

Nota: PCS=11,9 kWh/m³ (n)

Nas figuras seguintes observa-se a evolução da emissão diária de gás natural para a RNTGN para os anos de 2005 e 2006. Importa referir que a capacidade de ponta é de 257 GWh, valor muito superior aos verificados.

Figura 2-8 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN em 2005

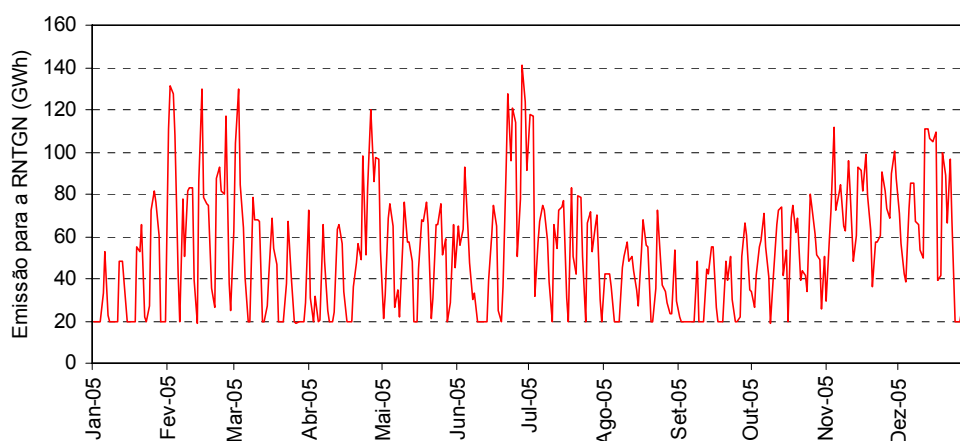
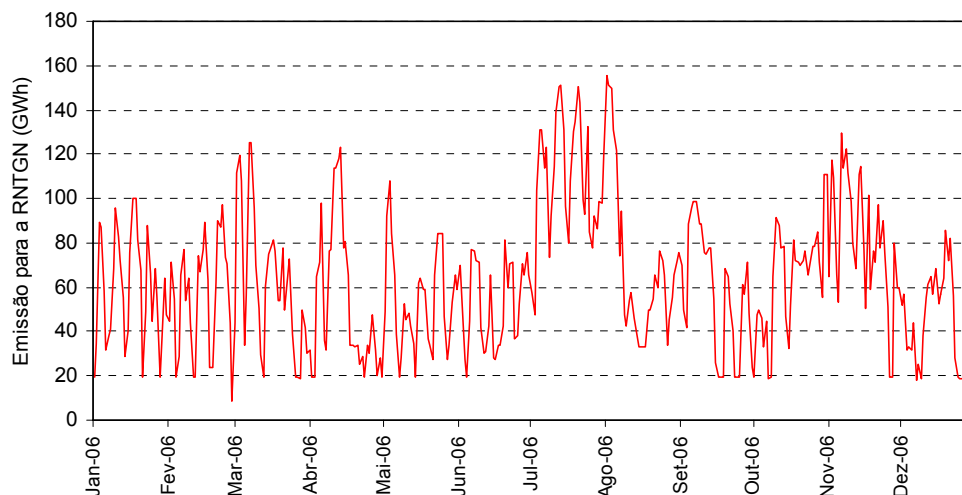


Figura 2-9 – Emissão diária de gás natural para a RNTGN em 2006



2.2.4 CARGA DE GNL EM CAMIÕES CISTERNA

No quadro seguinte analisa-se o histórico de utilização do terminal, em termos das cargas de camiões cisterna, desde o primeiro carregamento em Fevereiro de 2004.

Quadro 2-6 – Carga de GNL em camiões cisterna no período 2004-2006

Ano	N.º camiões	m ³ GNL	GWh	GJ
2004	527	23.175	156	572.873
2005	1.059	47.135	318	1.144.361
2006	1.618	71.770	484	1.742.473

De notar que o n.º de camiões carregados nos vários anos em análise é ainda bastante inferior à capacidade das estações de enchimento de 3 mil camiões cisternas de GNL por ano.

Nas figuras seguintes analisa-se a distribuição mensal da carga de camiões cisterna, quer em termos do n.º de carregamentos quer em termos de energia (apenas em 2006), verificando-se, como seria expectável, uma variação sazonal, com uma diminuição no período de Verão.

Figura 2-10 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2004

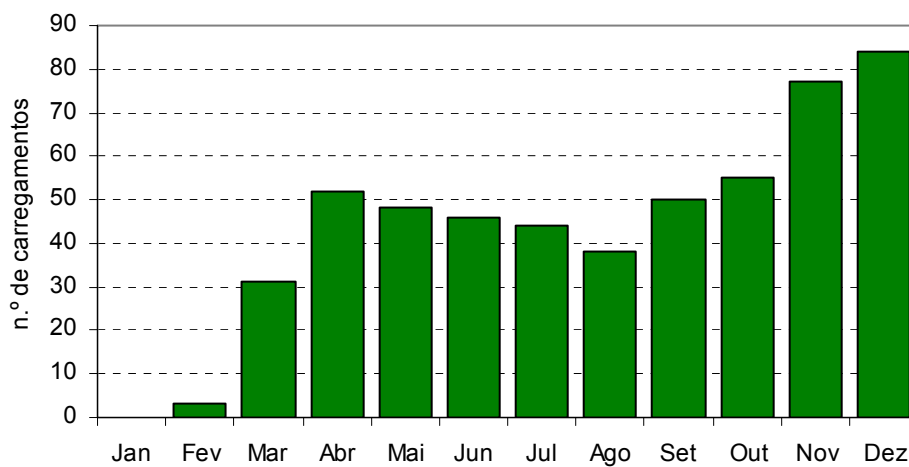


Figura 2-11 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2005

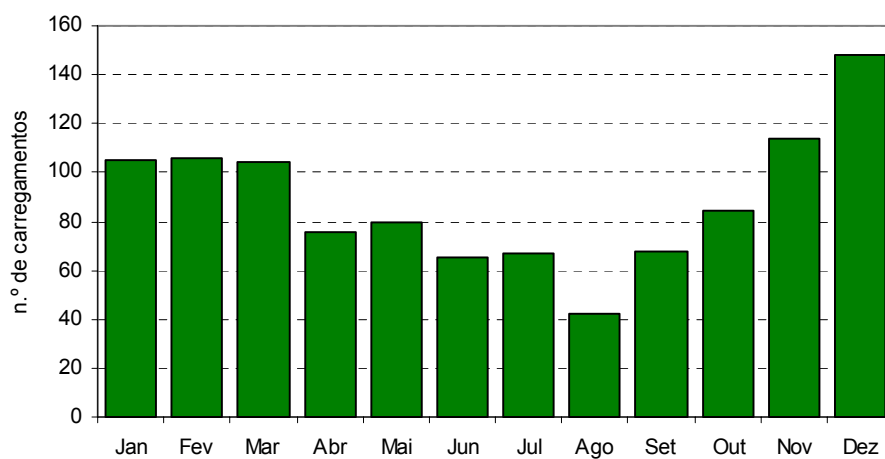


Figura 2-12 – N.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna em 2006

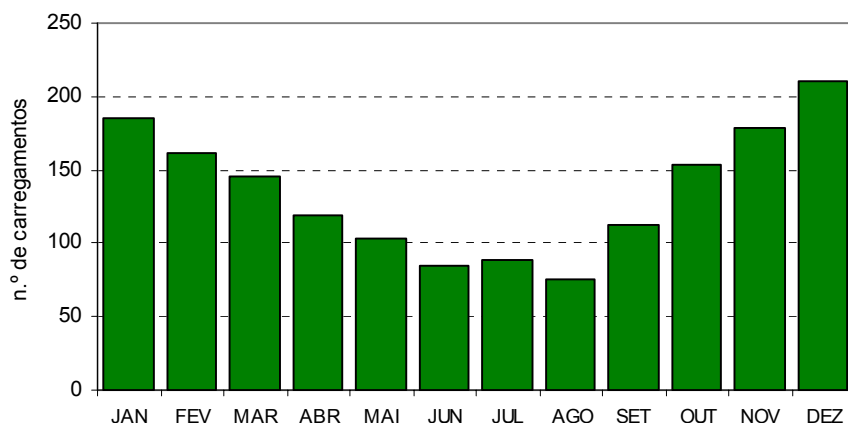
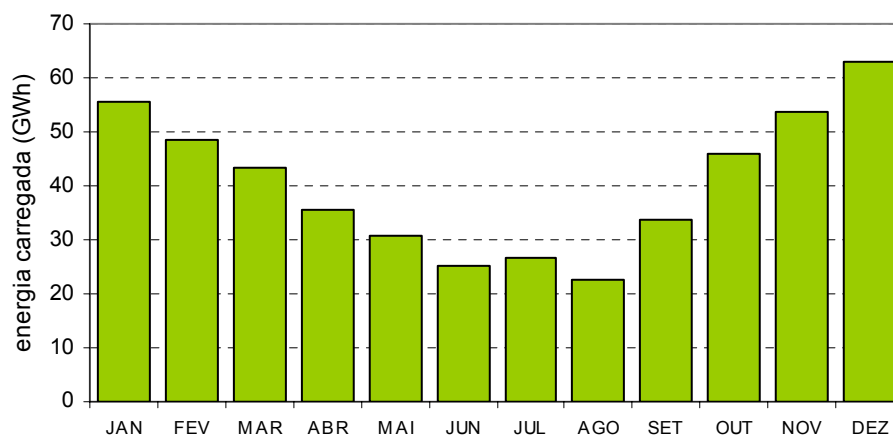


Figura 2-13 – Energia carregada em camiões cisterna em 2006



2.3 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplica-se exclusivamente aos utilizadores do terminal. Esta tarifa é paga pelos comercializadores e comercializadores de último recurso consoante usem esta infra-estrutura, sendo por estes reflectida no preço da energia fornecida a cada cliente.

A tarifa de uso do terminal baseia-se em três parcelas ou sub-tarifas, as quais se referem aos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação para a rede de transporte de GNL.

As variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL são as seguintes:

- Energia entregue - A energia corresponde ao volume mensal de gás natural, medido quer no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte quer no ponto de entrega de GNL aos camiões cisterna, em unidades de energia (kWh).
- Energia armazenada - A energia armazenada nos tanques de GNL corresponde ao volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia, em unidades de energia (kWh).
- Capacidade utilizada de regaseificação - A capacidade de regaseificação utilizada das entregas do terminal na rede de transporte corresponde ao valor máximo dos últimos 12 meses do caudal diário de regaseificação, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte, em unidades de energia (kWh/dia).
- N.º de camiões cisterna abastecidos.

De salientar que os termos tarifários são de aplicação mensal à excepção do preço do armazenamento que é diário. Este preço é aplicado diariamente à energia que um dado utilizador tem nos tanques de GNL.

A estrutura tarifária da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é a que se apresenta no quadro seguinte.

Quadro 2-7 – Variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL a aplicar nos vários pontos de entrega

Tarifas	Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL				Aplicação
	TCu	TWa	TW	TFcc	
Termo de Recepção	-	-	X	-	-
Termo de Armazenamento	-	X	-	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	X	-	X	-	(regaseificação de GNL)
				X	(carregamento de GNL)
UTRAR	X	X	X	-	Entregas OTRAR na RNTGN
UTRAR nas entregas a camiões cisterna	-	X	X	X	Entregas OTRAR a camiões cisterna

Legenda:

TCu Preço de capacidade utilizada

TWa Preço de energia armazenada

TW Preço da energia

TFcc Preço do termo fixo de carregamento de camiões cisterna

OTRAR Operador do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

UTRAR Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

2.3.1 RECEPÇÃO DE GNL

Não são consideradas para efeitos tarifários, variáveis medidas na recepção de GNL. Com efeito, os custos associados à recepção de GNL são reflectidos nos vários utilizadores através da energia medida à saída do terminal, quer na regaseificação, quer na carga de camiões cisterna.

2.3.2 ARMAZENAMENTO DE GNL

No que diz respeito ao armazenamento de GNL, a variável utilizada para fins tarifários é a energia armazenada nos tanques de GNL que corresponde ao volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia, em unidades de energia (kWh). No quadro seguinte apresenta-se a evolução anual desta variável.

Quadro 2-8 – Evolução do valor médio da energia armazenada diária, no período 2004-2006

	Unidades: GWh	
	Energia armazenada média diária	Energia armazenada anual
2004	964	352 979
2005	834	304 308
2006	903	329 745

2.3.3 REGASEIFICAÇÃO E EMISSÃO DE GÁS NATURAL PARA A RNTGN

No quadro seguinte é apresentada a evolução anual, no período 2004 a 2006, da energia das entregas na RNTGN, variável utilizada para fins tarifários em termos de valor médio mensal, e da capacidade de regaseificação utilizada das entregas do terminal na rede de transporte correspondente ao valor máximo dos últimos 12 meses do caudal diário de regaseificação.

Quadro 2-9 – Evolução da energia e da capacidade utilizada das entregas na RNTGN, no período 2004-2006

	Energia anual das entregas à RNTGN	Unidades: GWh	
		Capacidade utilizada das entregas à RNTGN	
		Mensal	Anual
2004	15 637	128,7	1 545
2005	19 318	140,1	1 681
2006	23 148	155,4	1 865

De notar que os valores apresentados para a capacidade de regaseificação utilizada das entregas do terminal na rede de transporte correspondem aos valores máximos do caudal diário de regaseificação em cada ano, para um mesmo utilizador. Situação diversa verificar-se-á a partir de 2007 onde a cada utilizador corresponderá um valor máximo de capacidade de regaseificação utilizada, que ocorrerá em momentos diferentes e não coincidentes com a altura em que se verifique o máximo caudal de regaseificação total.

2.3.4 CARGA DE GNL EM CAMIÕES CISTERNA

No quadro seguinte é apresentada a evolução anual das duas variáveis utilizadas para fins tarifários, no que diz respeito à utilização da plataforma de carregamento de camiões cisterna, o número de carregamentos de camiões cisterna e a energia das entregas de GNL ao transporte por rodovia, desde o primeiro carregamento em Fevereiro de 2004.

Quadro 2-10 – Evolução do n.º de carregamentos de GNL em camiões cisterna e da energia das entregas de GNL ao transporte por rodovia, no período 2004-2006

	N.º anual camiões	Energia anual das entregas por rodovia (GWh)
2004	527	156
2005	1.059	318
2006	1.618	484

2.4 PREVISÃO DE QUANTIDADES PARA O ANO GÁS 2007-2008

A previsão de quantidades a facturar pela utilização do terminal baseou-se no programa anual de previsões para a utilização do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL para o primeiro ano gás, Julho de 2007 a Junho de 2008, apresentado pela REN Gasodutos. Nos quadros seguintes apresenta-se esta informação.

RECEPÇÃO DE GNL

Quadro 2-11 – Previsão da recepção de GNL para o ano gás 2007-2008

N.º navios	m ³ GNL	GWh	GJ
26	3 689 591	25 669	92 405 548

A previsão da recepção de GNL para o ano gás 2007-2008 foi calculada com base nas previsões da REN Gasodutos relativas à emissão do terminal para a rede de transporte e à carga de GNL em camiões cisterna, correspondendo o n.º de navios a navios de 140 000 m³.

De notar novamente que a energia recebida não é, directamente, objecto de facturação.

ARMAZENAMENTO DE GNL

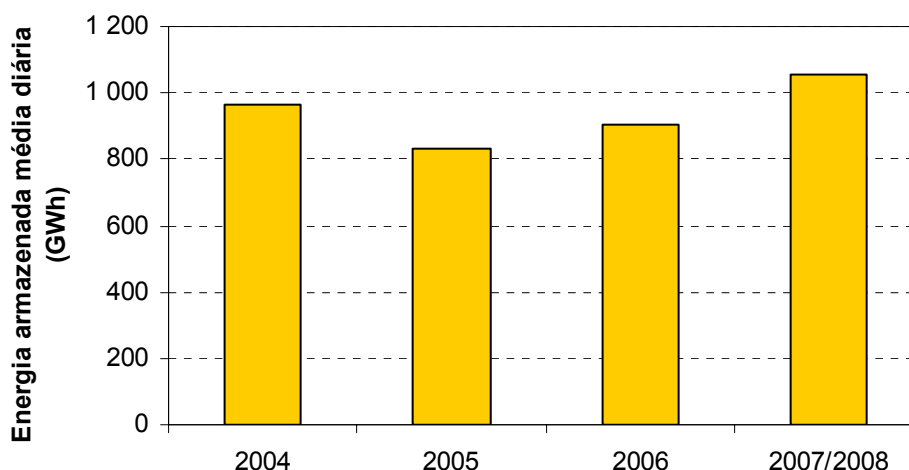
Quadro 2-12 – Previsão do armazenamento médio de GNL para o ano gás 2007-2008

m ³ GNL	GWh	GJ
114 754	799	2 875 892

Verifica-se que o armazenamento médio no terminal, previsto para o ano gás 2007-2008, corresponde a 7 dias de consumo nacional.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução do armazenamento médio de GNL, correspondendo as primeiras três barras a valores verificados em 2004, 2005 e 2006, e a quarta barra à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2007-2008.

Figura 2-14 – Evolução do armazenamento médio de GNL



Da análise da figura verifica-se que a previsão da REN Gasodutos está dentro da tendência histórica de crescimento, pelo que é aceite para efeitos do cálculo das tarifas do ano gás 2007-2008.

REGASEIFICAÇÃO E EMISSÃO DE GÁS NATURAL PARA A RNTGN

A previsão de quantidades para o ano gás assenta em quantidades anuais de gás emitido para a rede pelo terminal de GNL. Contudo, para fins tarifários é necessário determinar a previsão de quantidades para todas as variáveis tarifárias. Assim, além da energia emitida para a RNTGN pelo terminal de GNL deve ser determinada a capacidade utilizada de regaseificação.

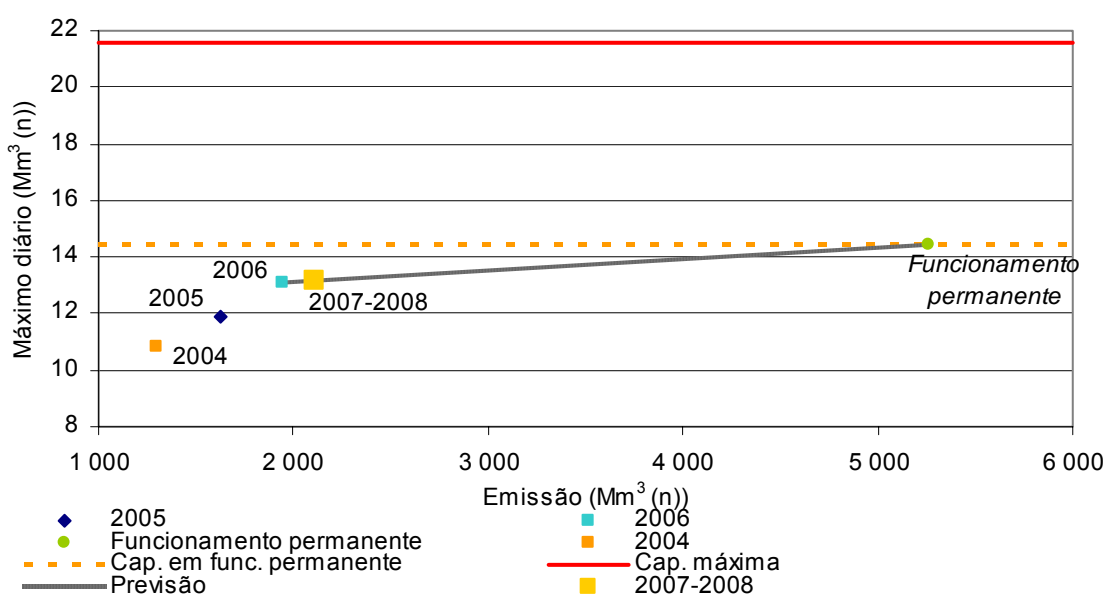
A capacidade utilizada de regaseificação, por definição do Regulamento de Relações Comerciais, depende do valor máximo do caudal diário de regaseificação tomado por cada utilizador do terminal num período de 12 meses que antecede a factura de cada mês. Assim, é necessário prever qual a quantidade máxima de gás natural emitido para a rede num só dia, por cada utilizador do terminal. Admite-se para esta previsão que no ano gás 2007-2008 apenas um agente utiliza o terminal. Desta forma, o valor assim determinado constitui um minorante para a variável de facturação capacidade utilizada.

O perfil de utilização do terminal de GNL verificado nos anos antecedentes revela que o volume de gás natural regaseificado para a rede em cada dia depende fortemente da energia total a emitir pela infraestrutura. Porém, o valor máximo anual dessa emissão diária é bastante mais estável, estando majorado

pela capacidade instalada de regaseificação (600 000 m³ (n)/h, em funcionamento permanente, ou 900 000 m³ (n)/h, de capacidade máxima).

A figura seguinte apresenta a evolução das variáveis energia diária máxima emitida para a rede e emissão total anual, ao longo de vários anos e incluindo o funcionamento do terminal em regime de cruzeiro (“funcionamento nominal”), previsto na caracterização da infra-estrutura⁴. Estima-se que a evolução do valor máximo anual da emissão diária se encontre dentro das balizas determinadas pelos cenários apresentados.

Figura 2-15 – Capacidade utilizada de regaseificação e emissão anual do terminal de GNL



O Quadro 2-13 apresenta o resultado da extrapolação incluída na figura anterior, utilizada para prever o valor da capacidade utilizada de regaseificação com base na previsão da emissão anual para 2007-2008.

⁴ ERSE, Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal, Janeiro de 2007

Quadro 2-13 – Extrapolação da capacidade utilizada de regaseificação e emissão anual do terminal de GNL para o ano gás 2007-2008

Ano	Máximo diário	Emissão anual	Δ máx diário	Unidades: Mm ³ (n)	
				Δ emissão anual	Δ emiss / Δ máx
2004	10,8	1 295			
2005	11,9	1 623	1,1	328	310
2006	13,1	1 945	1,2	322	272
Funcionamento nominal	14,4	5 256	1,3	3 311	2 471
2007-2008	13,1	2 113	0,1	168	2 471

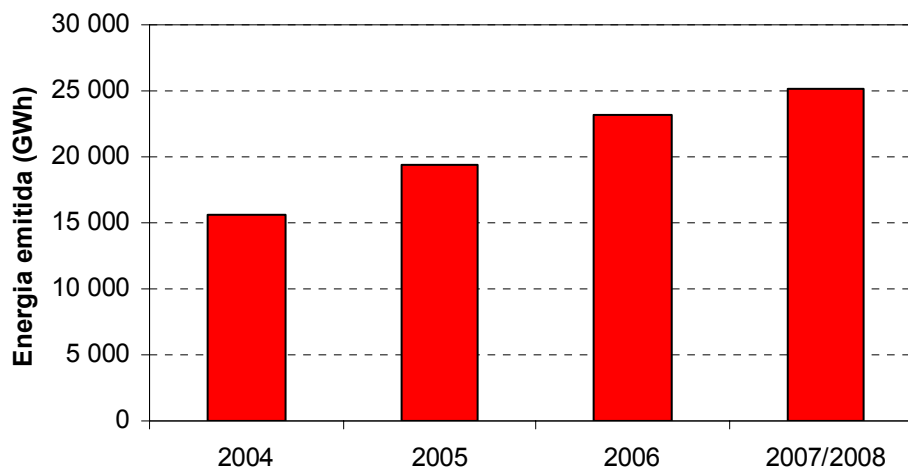
Quadro 2-14 – Previsão da emissão de gás natural para a RNTGN para o ano gás 2007-2008

Energia emitida		Capacidade utilizada		
GWh	Mm3 (n)	mensal		anual
		GWh/dia	Mm3 (n)	GWh/dia
25 145	2 113	156,2	13,1	1 875

Nota: PCS=11,9 kWh/m³ (n)

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da energia emitida para a rede de transporte, correspondendo as primeiras três barras a valores verificados em 2004, 2005 e 2006, e a quarta barra à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2007-2008.

Figura 2-16 – Evolução da energia emitida para a rede de transporte



Da análise da figura verifica-se que a previsão da REN Gasodutos está dentro da tendência histórica de crescimento, pelo que é aceite para efeitos do cálculo das tarifas do ano gás 2007-2008.

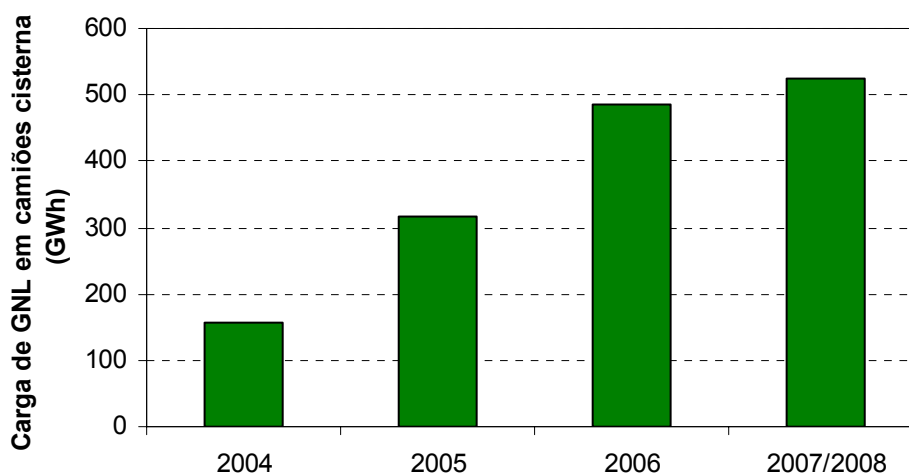
CARGA DE GNL EM CAMIÕES CISTERNA

Quadro 2-15 – Previsão da carga de GNL em camiões cisterna para o ano gás 2007-2008

N.º camiões	m ³ GNL	GWh	GJ
1 750	77 625	524	1 884 628

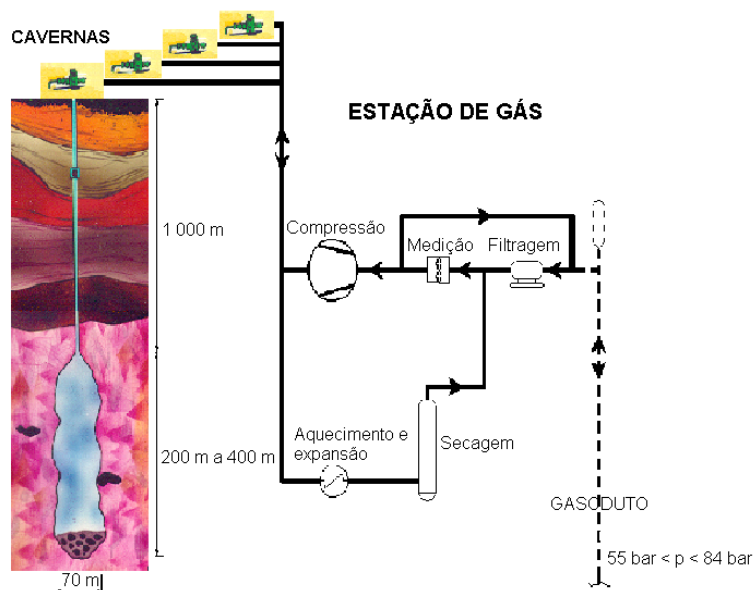
Na figura seguinte apresenta-se a evolução da carga de GNL em camiões cisterna, correspondendo as primeiras três barras a valores verificados em 2004, 2005 e 2006, e a quarta barra à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2007-2008.

Figura 2-17 – Evolução da carga de GNL em camiões cisterna



Da análise da figura verifica-se que a previsão da REN Gasodutos está dentro da tendência histórica de crescimento, pelo que é aceite para efeitos do cálculo das tarifas do ano gás 2007-2008.

Figura 3-2 – Esquema da armazenagem subterrânea no Carriço



Fonte: Transgás

Além da componente estratégica (ou de segurança), o armazenamento subterrâneo serve também um fim comercial. Os utilizadores do sistema de gás natural podem acomodar discontinuidades de fornecimento ou consumo utilizando a possibilidade de armazenamento (facto que diferencia a operação do sistema de gás natural do sistema eléctrico). Os comercializadores também podem usar o armazenamento para gerir as suas aquisições de gás ao longo do tempo, por exemplo, aproveitando oportunidades de compra de gás a preços vantajosos.

Seguidamente apresentam-se alguns indicadores e características técnicas da armazenagem subterrânea. Os valores apresentados podem ser encontrados nos documentos “Relatórios e Contas de 2005 da Transgás - Armazenagem” e “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal (2007)” da ERSE.

CAPACIDADE DE INJEÇÃO DE GÁS NATURAL NAS CAVERNAS

Injecção – ponta	120.000 m ³ (n) / h	(a 150 bar)
Injecção – sazonal	60.000 m ³ (n) / h	(a 180 bar)

CAPACIDADE DE EMISSÃO PARA A REDE

Extracção	250.000 m ³ (n) / h
Extracção final	300.000 m ³ (n) / h

O valor final para a extração de gás natural das cavernas é aplicável após a realização do equilíbrio térmico da formação geológica, previsto para o Inverno de 2006/07.

CAPACIDADE ÚTIL DAS CAVERNAS

1ª caverna	TGC-5	2005	47 Mm ³	562 GWh
2ª caverna	TGC-3		53 Mm ³	630 GWh
3ª caverna	TGC-1S	3º trimestre 2006	36 Mm ³	429 GWh
4ª caverna	TGC-4	4º trimestre 2007	55 Mm ³	659 GWh

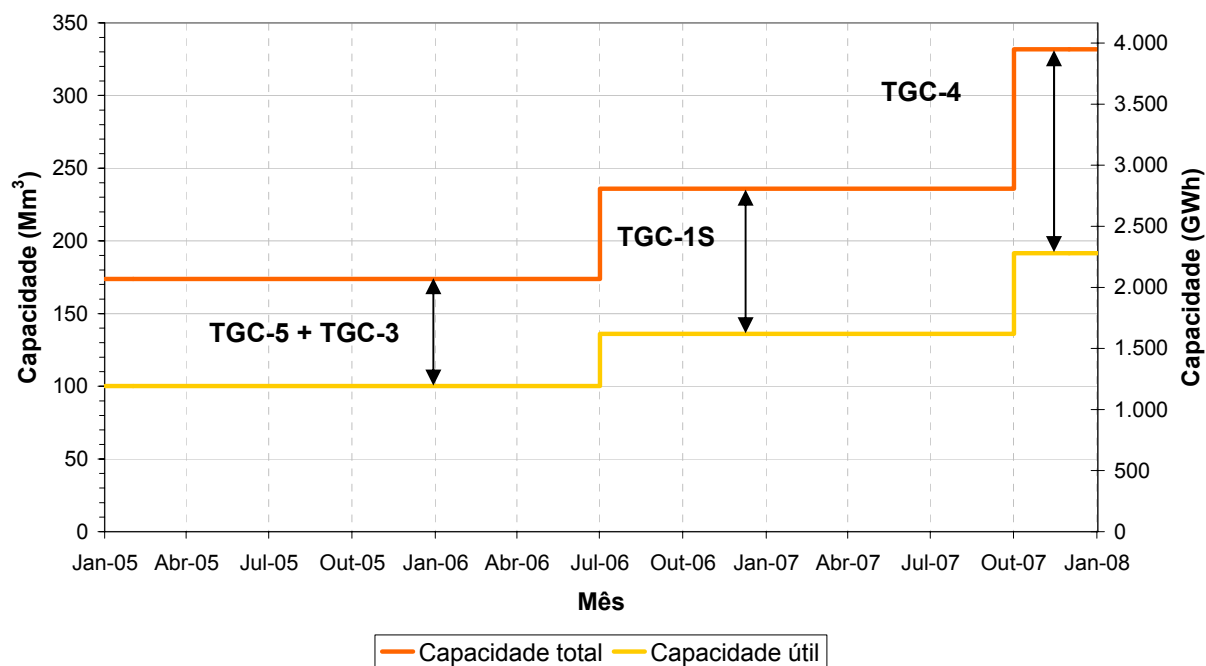
CAPACIDADE TOTAL DAS CAVERNAS

1ª caverna	TGC-5	2005	80 Mm ³	956 GWh
2ª caverna	TGC-3		94 Mm ³	1.113 GWh
3ª caverna	TGC-1S	3º trimestre 2006	62 Mm ³	738 GWh
4ª caverna	TGC-4	4º trimestre 2007	96 Mm ³	1.142 GWh

3.1.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DAS CAVERNAS

A Figura 3-3 ilustra a evolução das capacidades útil e total de armazenagem no Carriço considerando as quatro cavernas subterrâneas iniciais. No futuro prevê-se a construção de mais duas cavernas subterrâneas, além das quatro cavernas descritas.

Figura 3-3 – Evolução da capacidade útil e total na armazenagem subterrânea no Carricho



3.2 RESERVAS ESTRATÉGICAS DE GÁS NATURAL

Entendem-se como reservas estratégicas ou de segurança as quantidades armazenadas com o fim de serem libertadas para consumo, quando expressamente determinado pelo ministro responsável pela área da energia, para fazer face a situações de perturbação do abastecimento (Decreto - Lei nº 140/2006).

Estas reservas são expressas em dias da quantidade média diária dos consumos não interruptíveis nos 12 meses anteriores ao mês de contagem, a cumprir com um mês de dilação.

A quantidade global mínima de reserva de segurança de gás natural não pode ser inferior a 15 dias de consumos não interruptíveis dos produtores de electricidade em regime ordinário e a 20 dias dos restantes consumos não interruptíveis.

O Quadro 3-1 mostra os valores para a reserva estratégica média para os anos de 2005 e 2006:

Quadro 3-1 – Reserva estratégica média para os anos de 2005 e 2006

	Média					
	2005			2006		
	Mm ³	GWh	% [*]	Mm ³	GWh	% [*]
Reserva 20 dias	105	1251	77%	113	1340	83%
Reserva 15 dias	75	897	55%	78	932	58%
Total	181	2149	133%	191	2272	140%
% [*]	Considera-se como referência a capacidade útil do armazenamento em Dezembro de 2006					

3.3 HISTÓRICO DE UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO

3.3.1 UTILIZAÇÃO DA ARMAZENAGEM EM 2005

A Figura 3-4 e a Figura 3-5 apresentam a utilização da armazenagem para o ano de 2005. O cushion gas refere-se à quantidade de gás necessária a manter a integridade estrutural das cavernas salinas.

Figura 3-4 – Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo em 2005

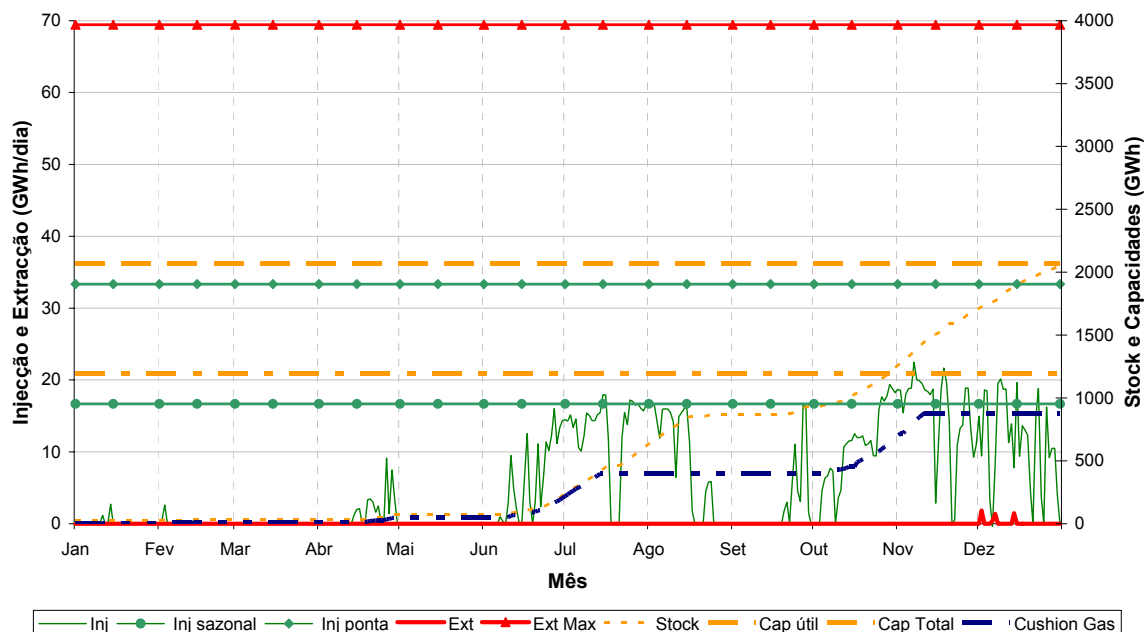
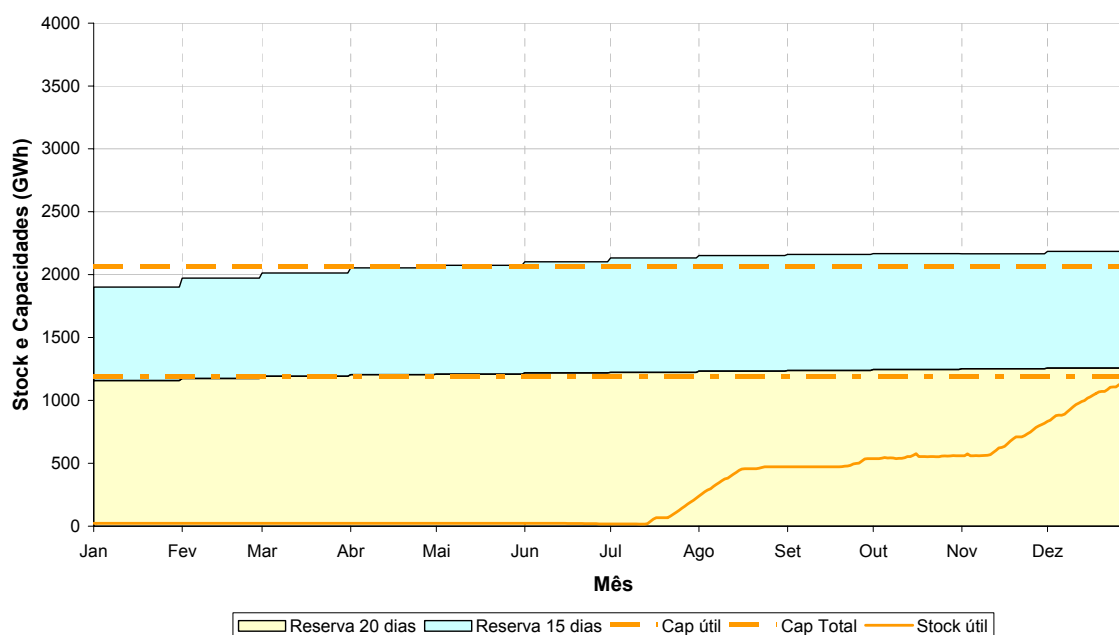


Figura 3-5 – Diagrama diário considerando a reserva de segurança em 2005



Nota:

Reserva 15 dias – consumos não interruptíveis dos produtores de electricidade em regime ordinário.

Reserva 20 dias – consumos finais de gás natural não interruptíveis

Observa-se que o ano de 2005 foi essencialmente dedicado ao enchimento das duas cavernas iniciais de armazenamento de gás natural (Quadro 3-2), constatando-se que os valores para o enchimento se situam em torno dos valores para a injeção sazonal.

Quadro 3-2 – Utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2005

Utilização	Início	Fim	Quantidade	
			(GWh)	(Mm ³)
1º enchimento da TGC-5	10 de Janeiro de 2005	24 de Agosto de 2005	855	74
1º enchimento da TGC-3	20 de Setembro de 2005	02 de Janeiro de 2006	1.184	99

Em relação aos valores expectáveis para a reserva de segurança existe alguma incerteza associada ao carácter de interruptibilidade dos consumos. Segundo o ORT não existem consumos interruptíveis na perspectiva da utilização da rede.

Importa referir que para efeito de cálculo da reserva de segurança são também consideradas as reservas constituídas em instalações de armazenamento de GNL em terminais de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL e em navios metaneiros que se encontrem em trânsito devidamente assegurado para um terminal de GNL existente em território nacional, no máximo de nove dias de trajecto.

Dentro destes pressupostos, e considerando o armazenamento médio diário no terminal de GNL em 2005 (Quadro 2-3) e o valor do stock útil em armazenamento subterrâneo no final do ano de 2005, o total revela-se insuficiente para constituir a reserva de segurança.

O Quadro 3-3 sintetiza alguns números relevantes, acerca da utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2005:

Quadro 3-3 – Resumo da utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2005

Unidade	GWh	Mm ³
Injecção total	2.035	171
Extracção total	5	0,42
Stock no final de 2005	2.039	171

3.3.2 UTILIZAÇÃO DA ARMAZENAGEM EM 2006

A Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam a utilização da armazenagem para o ano de 2006.

Figura 3-6 – Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo em 2006

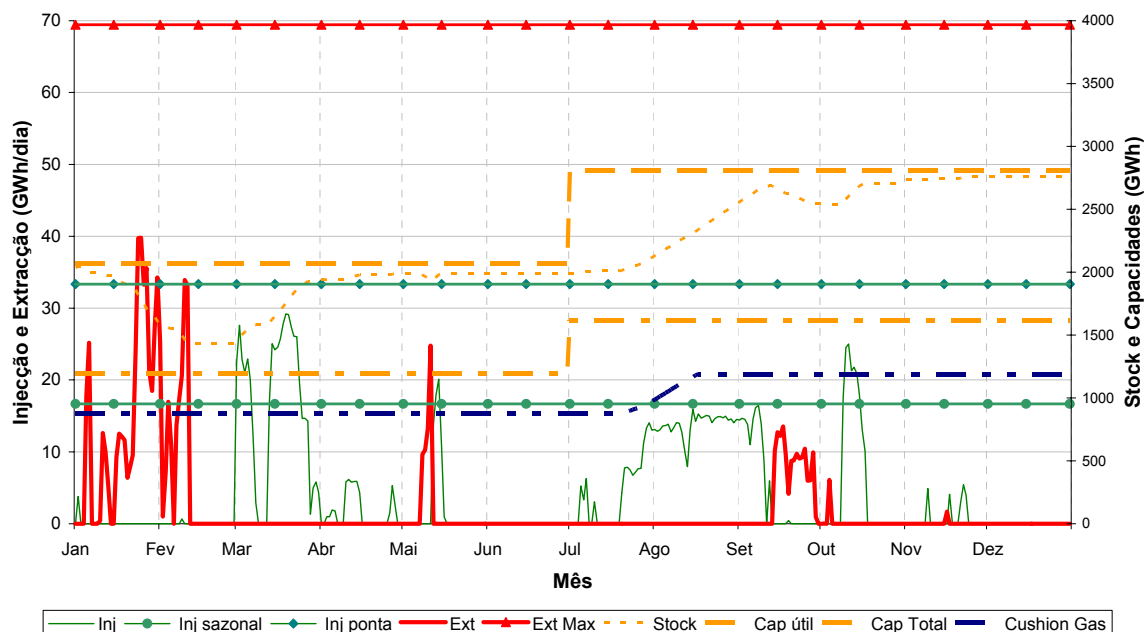
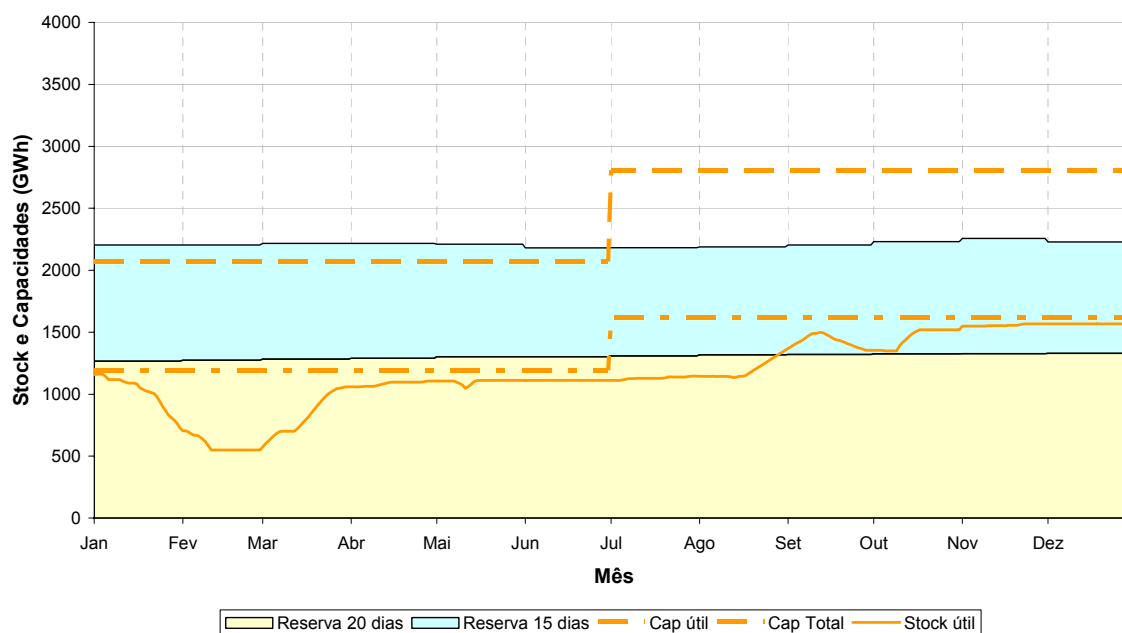


Figura 3-7 – Diagrama diário considerando a reserva de segurança em 2006



Apesar de continuar o processo de enchimento das cavernas, nomeadamente a terceira caverna, TGC-1S, verifica-se o início de operações de trocas com a rede nacional de transporte de gás natural. No Quadro 3-4 apresentam-se as principais operações realizadas durante o ano de 2006.

Quadro 3-4 – Utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2006

Utilização	Início	Fim	Quantidade	
			(GWh)	(Mm ³)
Extracção	5 de Janeiro de 2006	12 de Fevereiro de 2006	595	50
Injecção	1 de Março de 2006	10 de Julho de 2006	586	49
1º enchimento da TGC-1S	20 de Julho de 2006	12 de Setembro de 2006	682	57
Extracção	14 de Setembro de 2006	4 de Outubro de 2006	147	12
Injecção	9 de Outubro de 2006	6 de Dezembro de 2006	192	16

Tal como no ano de 2005, os valores para o enchimento situam-se em torno dos valores para a injecção sazonal, existindo, no entanto, alguns picos que ultrapassam este valor. Os valores que se verificam para a extracção são majorados pelo seu valor máximo.

Considerando o armazenamento subterrâneo no final de 2006 e o armazenamento médio diário em terminal de GNL em 2006 (Quadro 2-3) verifica-se que o total parece ser suficiente para a constituição da reserva estratégica.

O Quadro 3-5 apresenta os números relevantes para a utilização da armazenagem subterrânea em 2006.

Quadro 3-5 – Resumo da utilização do armazenamento subterrâneo no ano de 2006

Unidade	GWh	Mm ³
Injecção total	1.524	128
Extracção total	802	67
Stock no final de 2006	2.757	232

3.4 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

Tal como consta no Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, as variáveis a considerar, para efeitos de armazenamento de gás natural, são:

- Energia injectada – W_t^I

- Energia extraída – W_t^E
- Energia armazenada (stock) – $Wa_{d,t}$

O Quadro 3-6 caracteriza as quantidades físicas relevantes, para os anos de 2005 e 2006:

Quadro 3-6 – Quantidades físicas no Armazenamento para os anos de 2005 e 2006

Unidades: GWh

	2005	2006
W^I – Total de energia injectada	2.035	1.524
W^E – Total de energia extraída	5	802
Wa_d – Energia média diária armazenada	575	2.182

3.5 PREVISÃO DE QUANTIDADES PARA O ANO GÁS 2007-2008

A REN – Armazenagem, S.A. forneceu o seu programa anual, para a armazenagem subterrânea, referente ao ano gás de 2007-2008. Os valores do programa anual são apresentados no Quadro 3-7:

Quadro 3-7 – Programa anual para o ano gás de 2007-2008

Unidades: GWh

		Quantidades diárias	Quantidades anuais
W^I – Total de energia injectada	Jul. 07 a Jun. 08		1.035,30
W^E – Total de energia extraída			142,80
Wa_d – Energia armazenada diária (prevista)	Jul. 07 / Dez. 07	2.757,10	
	Jan. 08 / Jun. 08	Mínimo Máximo	2.757,10 3.649,60

Considerando que o stock no final do ano de 2006 corresponde a 2.757,34 GWh, e a previsão de energia diária armazenada é de 2.757,10 GWh, é expectável que durante o ano de 2007 não exista uma quantidade significativa de injeções líquidas de energia, ou seja a REN prevê que a armazenagem subterrânea se limite essencialmente à condição de reserva estratégica.

Relativamente à previsão máxima, para o período Janeiro 2008 e Junho 2008, que reflecte o enchimento da quarta caverna de armazenagem (TGC-4) e em substituição do valor referido no Quadro 3-7 será utilizado o valor de 3.889,50 GWh. Esta opção deve-se a nova informação fornecida pela REN, reflectindo uma mais correcta previsão acerca das características da caverna TGC-4. A previsão da energia injectada será assim concentrada essencialmente no 1º semestre de 2008.

Com base no referido e nos valores apresentados no Quadro 3-7, e supondo uma quantidade de gás de almofada (cushion gas), para a caverna TGC-4, baseada em valores previsionais (REN) para a respectiva capacidade máxima e no rácio médio entre o cushion gas e a capacidade máxima, para as restantes cavernas já em operação, e assumindo, para a referida caverna, um perfil de enchimento linear entre os valores mínimo e máximo, anteriormente referidos para o ano gás 2007-2008, elaborou-se o Quadro 3-8, referente às quantidades úteis a considerar para o armazenamento.

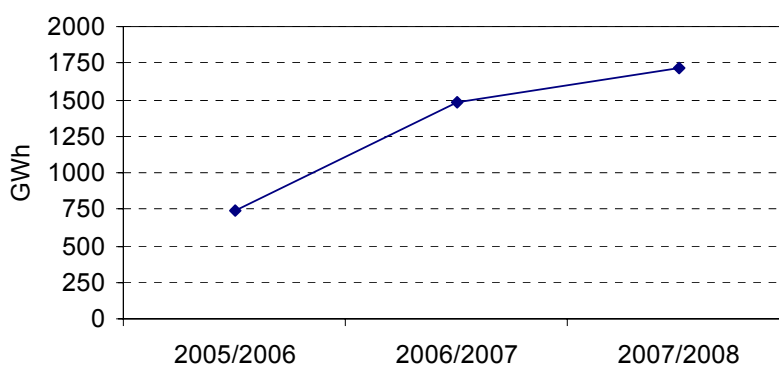
Quadro 3-8 – Quantidades úteis a considerar para facturação relativamente ao armazenamento subterrâneo

Unidades: GWh

	Média diária	Anual
W_a^u – Energia armazenada útil	1.720,7	629.763,3
W^I – Energia injectada		1.035,3
W^E – Energia extraída		142,8

A Figura 3-8 mostra a evolução da média diária da energia armazenada útil para os anos gás 2005/2006, 2006/2007 e 2007/2008:

Figura 3-8 – Média diária da energia armazenada útil para os anos gás 2005/2006, 2006/2007 e 2007/2008



3.6 DETERMINAÇÃO DOS PERÍODOS TARIFÁRIOS

Os períodos tarifários previstos na regulamentação permitem diferenciar os preços aplicáveis à energia armazenada em cada dia.

Nos períodos de maior procura pelo armazenamento (talvez no Verão quando os utilizadores estão a injectar gás) os preços seriam mais elevados enquanto que nos períodos de menor procura (talvez no Inverno quando os utilizadores estão a extrair gás) os preços seriam mais reduzidos.

Nesta fase não se definem os períodos tarifários, ou seja aplicar-se-á unicamente um preço de energia armazenada independentemente da altura do ano. Por um lado, porque a capacidade de armazenagem disponível, por razões de escassez, é essencialmente utilizada para assegurar as reservas de segurança. Por outro lado, porque o histórico de quantidades de utilização do armazenamento é muito recente sendo essencialmente caracterizado pelo enchimento das cavernas à medida que estas vão entrando em operação.

4 REDE DE TRANSPORTE

4.1 ENQUADRAMENTO

De acordo com o Decreto-Lei n.º30/2006, de 15 de Fevereiro, o transporte de gás natural é definido como a veiculação do mesmo numa rede interligada de alta pressão para efeitos de recepção e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais. No referido Decreto-Lei define-se que alta pressão é a pressão relativa de fornecimento superior a 20 bar.

Os dados utilizados neste ponto correspondem aos caudais diários (m³/dia), que são posteriormente transformados em unidades de energia pela multiplicação de uma constante, verificados em todos os pontos (GRMS) de saída do gasoduto de alta pressão, incluindo o ponto de saída transfronteiriço de Valença do Minho. No quadro seguinte apresenta-se o número total de pontos de entrega do gasoduto e a energia transportada anualmente.

Quadro 4-1 – Número total de GRMS, número total de Centrais electroprodutoras e respectivo peso no consumo total nacional e total anual de energia transportada

Ano	N.º total de GRMS	N.º total de C. Elect.	Consumo C.Elect./Consumo Total	Total anual [Mm ³ /ano]	Total anual [GWh/ano]
2001	52	2	44%	2.409	28.663
2002	60	2	46%	2.930	34.866
2003	66	3	39%	2.828	33.651
2004	70	3	48%	3.530	42.003
2005	72	3	49%	4.006	47.666
2006	73	3	44%	3.832	45.599

4.2 DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA

O principal fornecedor de gás natural nacional é a Argélia. O gás natural é transportado pelos gasodutos da Europe Maghreb Pipeline (EMPL), em território argelino e em Marrocos, pelo Al-Andaluz, em território Espanhol e pelo Estremadura, a partir de Córdoba, entrando em Portugal em Campo Maior.

A actividade de transporte de gás natural é exercida através da concessão da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN). São competências da entidade concessionária:

- O transporte do gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão (>20 bar) e respectiva entrega de gás a entidades que detêm a concessão da distribuição do gás natural e a grandes clientes ligados directamente à rede primária.
- O transporte do GNL em camiões cisterna até às Unidades Autónomas de Gás (UAG) e respectiva entrega às entidades que detêm a licença de distribuição do gás natural e a grandes clientes.

A gestão do transporte de gás natural tem como principais objectivos:

1. Assegurar a recepção de gás natural.
2. Transportar o gás dos pontos de entrega da rede e de armazenagem para as redes de distribuição e clientes directos.
3. Minimizar perdas e otimizar custos de transporte.
4. Manter níveis de segurança elevados.
5. Absorver as variações intra-diárias de consumo, normalmente através de sistemas de “linepack” (utilização do volume contido no diferencial de pressão).
6. Manter as infraestruturas existentes em condições adequadas de funcionamento.
7. Planear e construir novas infra-estruturas de forma a satisfazer pedidos razoáveis de capacidade e energia.

4.2.1 EQUIPAMENTO DA RNTGN

A introdução de gás natural no sistema de transporte, com o enchimento do gasoduto Campo Maior-Leiria, realizou-se em finais de Janeiro de 1997. Seguiu-se o enchimento dos troços até Setúbal, em Março, e até Valongo, em Abril. Nesta altura entrou em exploração a rede nacional de gasodutos, com o fornecimento regular de um cliente industrial, a Autoeuropa, e da primeira distribuidora regional, a Portgás. No tocante ao fornecimento a grandes clientes da Transgás, salientam-se os centros electroprodutores: Turbogás, Central do Carregado (3 grupos) e Central Termoeléctrica do Ribatejo (TER).

O sistema de transporte de gás natural em alta pressão inclui os seguintes componentes:

- Centros operacionais.
- Rede de gasodutos.
- Estações de válvulas de seccionamento.
- Estações de derivação ou junção.
- Estações de regulação de pressão e de medida do gás.

- Estações de transferência de custódia.

Descrevem-se em seguida, mais detalhadamente, os principais constituintes do sistema de transporte de alta pressão.

CENTROS OPERACIONAIS

A exploração do sistema pela Transgás é suportada por um conjunto de centros operacionais, onde se destacam o Centro de Despacho, os Centros Regionais de Manutenção e o Centro de Operação e Manutenção.

O Centro de Despacho, localizado em Bucelas, é a entidade responsável pelo controlo e condução do sistema, a monitorização das suas condições de funcionamento, a garantia do equilíbrio entre o aprovisionamento e as necessidades de entrega de gás natural aos clientes finais. Existe ainda um Centro de Despacho de Emergência em Pombal.

Existem três Centros Regionais de Manutenção nas áreas Norte (CRMN) em Valongo, Centro (CRMC) em Pombal e Sul (CRMS) em Bucelas, que constituem a base de apoio às equipas que executam as tarefas de operação de exterior. A partir destes centros regionais garantem-se a integridade e a permanente disponibilidade do sistema, através de procedimentos e rotinas pré-definidas. Destas destacam-se a vigilância e patrulhamento das pistas dos gasodutos e dos ramais industriais, as tarefas de operação local e a conservação corrente dos equipamentos das estações.

O Centro de Operação e Manutenção, localizado também em Pombal, integra o gabinete de apoio técnico da manutenção, o armazém central e o parque de materiais da empresa.

A monitorização das condições de funcionamento do gasoduto, ramais, estações de válvulas de seccionamento e estações de regulação e medida é suportada por um sistema de controlo, supervisão e aquisição de dados, usualmente designado por SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). A informação dos diversos instrumentos é recolhida em cada estação por unidades terminais remotas ligadas ao sistema central via infra-estrutura de comunicações, baseada em cabo de fibras ópticas instalado paralelamente ao gasoduto e protegido por conduta específica. A redundância do sistema é assegurada por linha telefónica dedicada.

Existe ainda um sistema de Rádio Móvel Terrestre (LMR) para comunicação de voz em casos de manutenção e emergência.

REDE DE GASODUTOS

A rede de transporte em alta pressão por gasoduto, ou rede de 1.º escalão, contava em 2002 com 1 106 km. Os gasodutos são condutas feitas de tubo de aço de alta resistência para o transporte de

fluidos. O gás natural é transportado a uma temperatura da ordem dos 10° C e a uma pressão variável, que pode atingir 84 bar. Estas estruturas são preparadas para resistir a acções de corrosão, quer por medidas passivas (revestimento) quer por recurso a medidas activas (protecção catódica). O gasoduto encontra-se enterrado a uma profundidade mínima de 0,8 m e tem secções com diâmetros de 813mm, 700mm, 508mm e 305 mm na rede de transporte, e de cerca de 200 mm nos ramais industriais.

A rede de alta pressão encontra-se dividida em sete lotes com as características indicadas no Quadro 4-2 e cuja localização pode ser verificada na Figura 4-1.

Quadro 4-2 – Características da rede de alta pressão, por lotes

	Troço	Entrada em funcionamento	Diâmetro (mm)
Lote 1	Setúbal – Leiria	Fevereiro 1997	700
Lote 2	Leiria – Sto.Tirso Sto.Tirso – Braga	Fevereiro 1997	700 508
Lote 3	Campo Maior – Leiria	Fevereiro 1997	700
Lote 4	Braga – Tuy	Dezembro 1997	508
Lote 5	Monforte – Guarda	Outubro 1999	305
Lote 6	Mealhada – Viseu	Setembro 1999	508
Lote 7	Setúbal – Sines	Novembro 2003	813

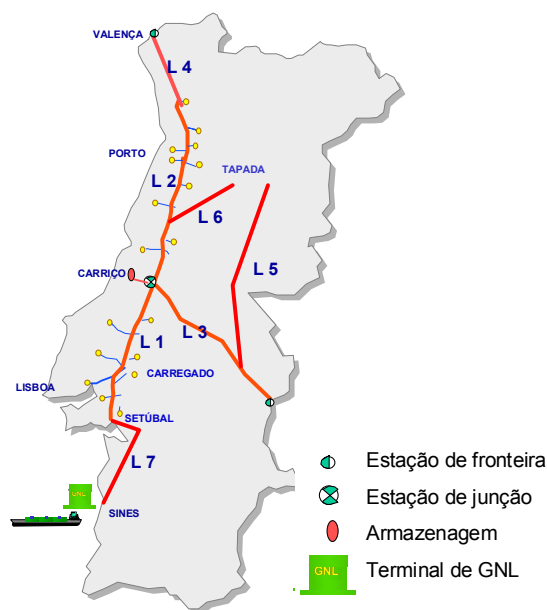
Fonte: Transgás

Em 2003, a rede de gasodutos de transporte de gás natural, apresentava-se numa fase de estabilização, pois no final deste ano foi concluída a ligação ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural (lote 7). Desta forma, no final de 2003, a rede de transporte em alta pressão atingiu os 1 194 km.

Durante este ano destaca-se também a conclusão da construção do ramal industrial do Carregado e da respectiva estação de regulação e medida, que permitiu o fornecimento de gás natural à Central de Ciclo Combinado, Termoeléctrica do Ribatejo (TER).

Em 2004, destaca-se a construção do gasoduto de Viana do Castelo, com 24 km e com tubagem de 300 mm de diâmetro, elevando assim, a extensão da rede de gasodutos para 1 218 km. Neste ano, realizou-se também a construção do ramal e da estação de regulação e medida do Chaparral em Sines.

Figura 4-1 – Traçado dos lotes da rede de alta pressão



Fonte: Transgás

ESTAÇÕES DE VÁLVULAS DE SECCIONAMENTO

No final de 2005 existiam 41 estações de válvulas de seccionamento, também denominadas por BV “block valve”, ao longo do gasoduto. Estas válvulas têm por função o seccionamento e despressurização de troços de tubagem, quer em operações de manutenção, quer numa eventual situação de emergência. Este equipamento pode ser fechado por controlo remoto, mas a sua abertura obriga à presença de equipa de manutenção.

No sentido de minimizar as consequências de eventuais fugas, as estações de válvulas de seccionamento estão espaçadas cerca de 30 km, 20 km ou 10 km, consoante a densidade populacional e a proximidade de outros tipos de construções. A localização das válvulas de seccionamento tem ainda em consideração a necessidade de purga pela chaminé de descarga e o acesso fácil do pessoal. Desta forma, em 2005, no comprimento total da rede de transporte as válvulas de seccionamento estão espaçadas, em média, 28 km.

ESTAÇÕES DE DERIVAÇÃO E JUNÇÃO

No final de 2002 existiam 37 estações de derivação e junção, também denominadas por JCT “Junction Station”, na rede de transporte de gás natural. Estas estações permitem a ligação às derivações e aos ramos de distribuição local.

Em 2005 com o lote 7 da rede de transporte completamente concluído, existiam 46 estações de derivação e junção na rede toda.

O equipamento de manutenção, normalmente designado por “pig”, consiste num dispositivo que viaja no interior das tubagens, arrastado pelo fluxo de gás. Este equipamento permite a execução de múltiplas tarefas, designadamente a limpeza e remoção de líquidos, a verificação da geometria e a inspecção de soldaduras e da parede do tubo.

Este tipo de estações permite a recolha e emissão de equipamento de manutenção. Estas estações são ainda dotadas de um “by-pass”, permitindo a purga independente dos troços adjacentes, bem como o abastecimento de gás às demais linhas, independentemente de alguma estar ou não purgada.

ESTAÇÕES DE REGULAÇÃO DE PRESSÃO E MEDIDA

No final de 2005, a rede de transporte de gás natural contava com 69 estações de regulação de pressão e medida, também denominadas GRMS “Gas Regulating and Metering Station”. A sua principal função é reduzir e regular a pressão do gás natural na transferência do gasoduto de alta pressão, ou do ramal, para a rede de distribuição ou alimentação local, bem como medir, monitorizar e controlar o fornecimento do gás.

As estações de regulação e medida são constituídas essencialmente pelos seguintes elementos:

- Módulo de filtragem, para eliminação de eventuais partículas sólidas ou líquidas.
- Módulo de aquecimento, com caldeiras a gás natural.
- Módulos de redução de pressão.
- Módulo de medição e análise de segurança, que determina o volume de gás entregue e, simultaneamente, tem funções associadas com a segurança local do sistema.
- Módulo de odorização, que introduz no fluxo de gás, a jusante da redução e medição, o agente odorizante. A odorização é obrigatória na distribuição regional e local, por forma a tornar identificável a presença do gás no ar em caso de eventual fuga. Este sistema é equipado com dosagem automática, controlada por microprocessador.
- Módulo de controlo electrónico, com corrector de caudal e ligação ao sistema SCADA.

O número de estações de regulação de pressão e medida registou, durante o período 1998-2002, um aumento de 71%, principalmente justificado pelos incrementos registados na rede de gasodutos, que durante estes anos ainda se encontrava em desenvolvimento. Entre 2002 e 2005 o aumento foi mais reduzido, variando apenas 22%.

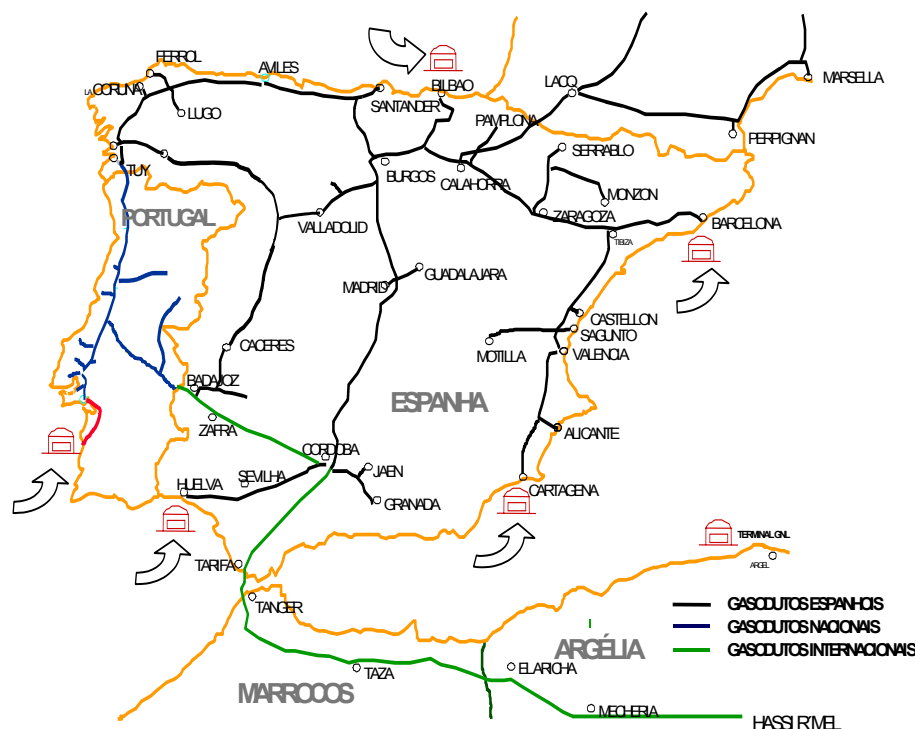
ESTAÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA

As estações de transferência de custódia, também denominadas por CTS “Custody Transfer Station” correspondem aos pontos de interligação com a rede espanhola. Existem actualmente duas estações deste tipo, uma em Campo Maior e outra em Valença, pertencentes respectivamente aos lotes 3 e 4 (Campo Maior-Leiria e Braga-Tuy).

4.2.2 PRINCIPAIS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO

As principais interligações da rede nacional de transporte de gás natural com a rede espanhola são em Campo Maior (Badajoz) e em Valença do Minho (Tuy), conforme se pode observar na Figura 4-2.

Figura 4-2 – Rede Ibérica de gasodutos de transporte em alta pressão



Fonte: Transgás

Campo Maior é um ponto de entrada de gás natural em território nacional, com uma capacidade de importação de 4 500 milhões de m³(n)/ano, aproximadamente 52,5 TWh/ano, sendo Valença geralmente um ponto de saída de gás natural. O outro ponto de entrada é o terminal de Sines, com a maior capacidade de importação 5 250 milhões de m³/ano, aproximadamente 61,2 TWh/ano.

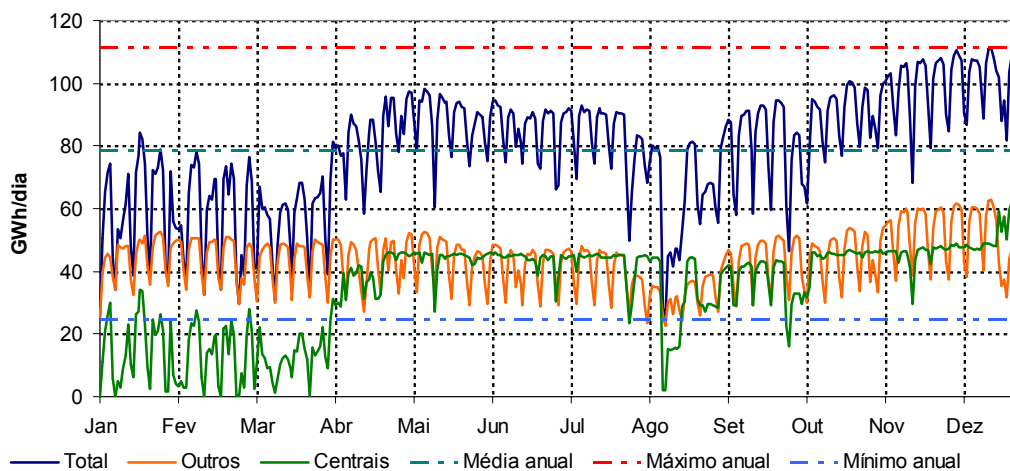
4.3 HISTÓRICO DE UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE

Nas figuras seguintes ilustra-se a evolução anual do transporte de gás natural na rede nacional de alta pressão. Os dados apresentados correspondem ao caudal diário ($m^3(n)/dia$) agregado de todos os pontos de saída da rede em alta pressão, com excepção do ponto transfronteiriço de Valença do Minho, para todos os dias do ano⁵. Será apresentada a evolução anual para os anos de 2001 a 2006. Considerando o peso que os centros electroprodutores representam no consumo total de gás natural, o consumo total será desagregado em consumos por centros electroprodutores e em outros, respectivamente. Do grupo *Outros*, fazem parte os clientes directos e as distribuidoras regionais.

4.3.1 CONSUMOS FORNECIDOS PELA RNTGN

A evolução das quantidades apresentadas nesta subsecção resulta do somatório das quantidades diárias de todos os pontos de saída (GRMS), excluindo o ponto de saída transfronteiriço de Valença do Minho.

Figura 4-3 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2001



⁵ São considerados como pontos de entrega as distribuidoras regionais e clientes directos.

Figura 4-4 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2002

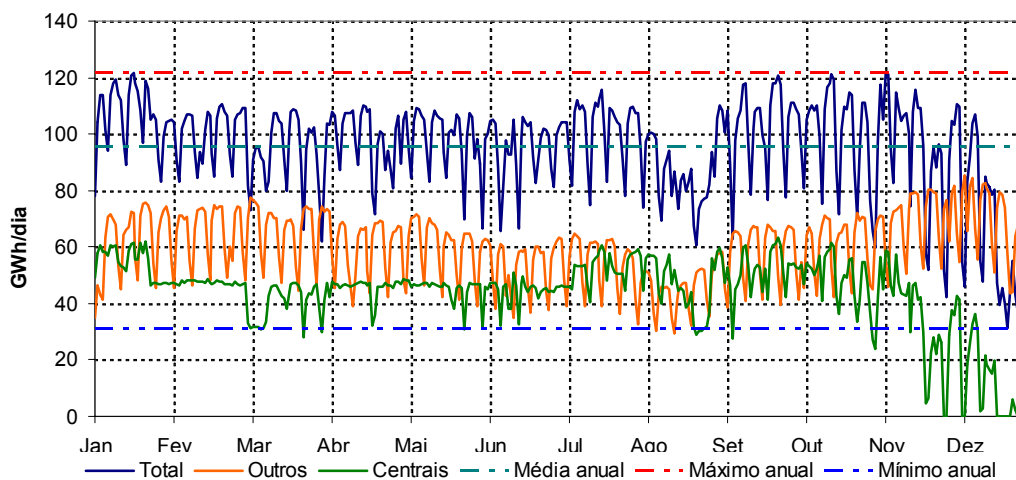
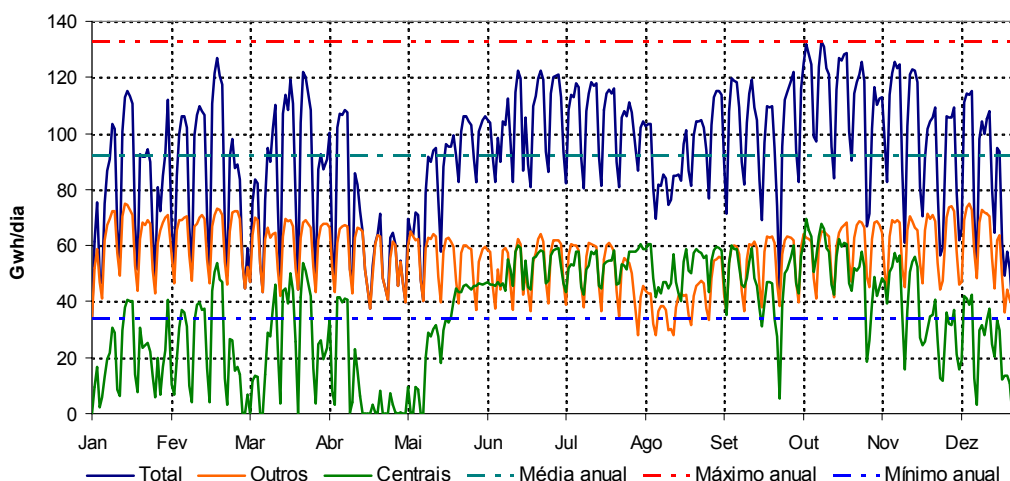


Figura 4-5 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2003



Constatando que a central da TER (Termoelétrica do Ribatejo) iniciou o funcionamento do seu primeiro grupo electroprodutor em 2003 e o terceiro, e último, em 2005, e que o peso relativo das centrais electroprodutoras em relação ao consumo total, ver Quadro 4-1, se aproxima dos 50%, a análise do histórico das quantidades totais transportadas incidirá sobre o período de 2004 a 2006. Considerar-se-á o referido período, pois assume-se que a evolução dos consumos no curto prazo se assemelhe ao verificado nesse mesmo período.

Seguidamente serão apresentados, para além das quantidades em GWh/dia, gráficos adimensionalizados (p.u.) pela linha de tendência média inter-anual (polinómio do primeiro grau) relativa ao período de 2004 a 2006. Pretende-se retirar a evolução crescente da curva, ou estacionarizar em base anual a série, que caracteriza a evolução da quantidade total transportada no gasoduto de alta pressão. Os valores dos consumos em p.u. serão utilizados na definição dos períodos tarifários, apresentados no ponto 4.4.2.

Figura 4-6 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2004

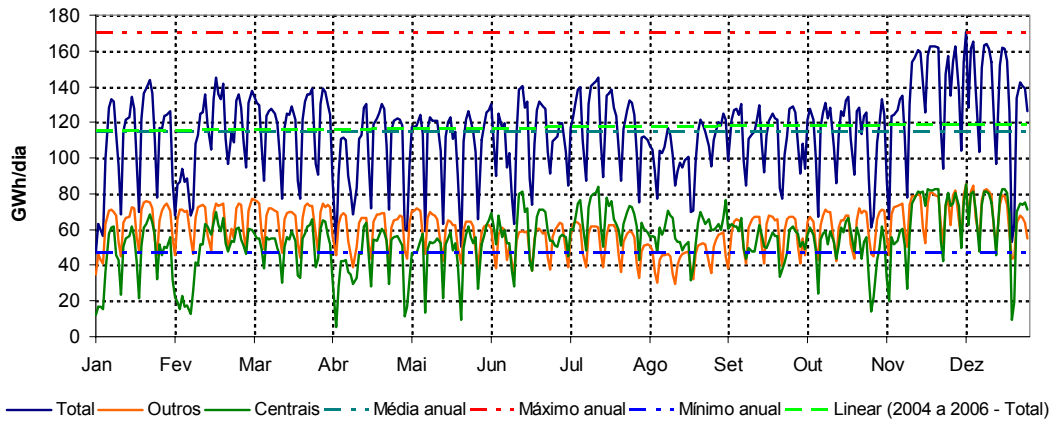


Figura 4-7 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2004 (p.u.)

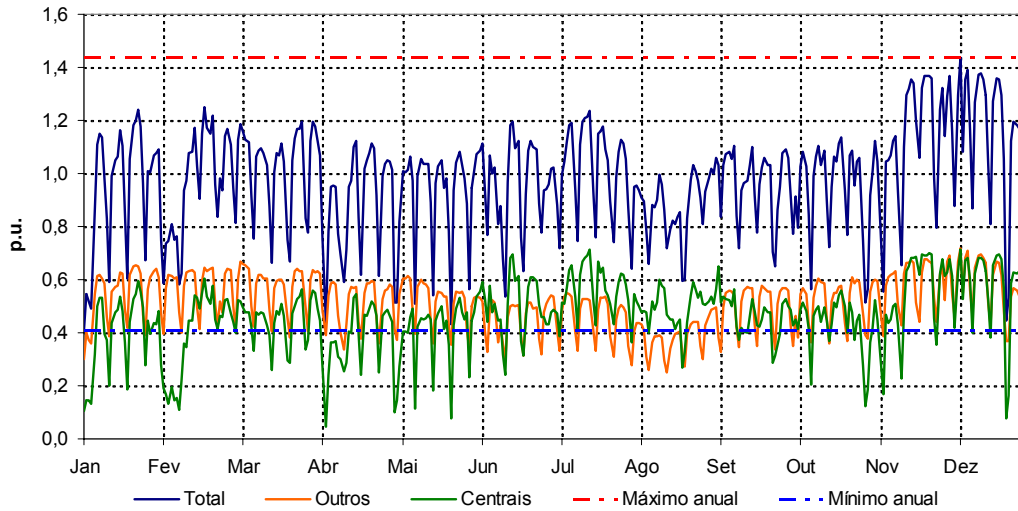


Figura 4-8 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005

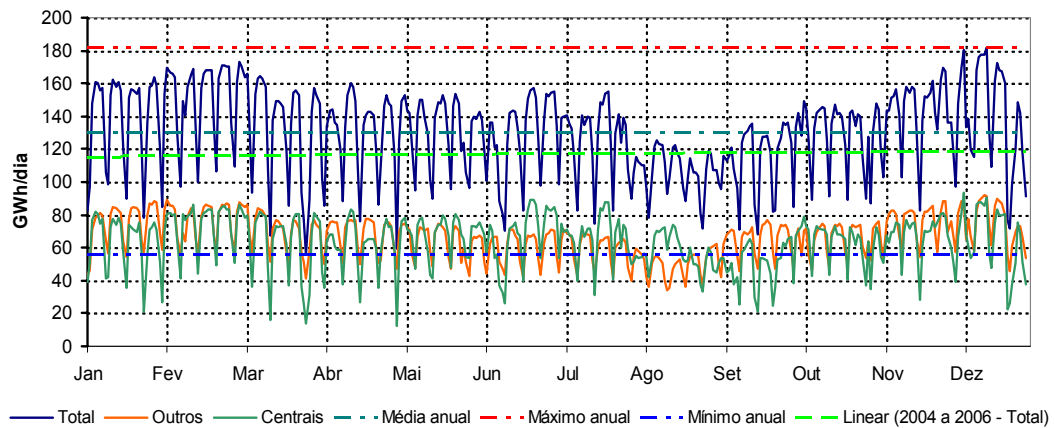


Figura 4-9 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005 (p.u.)

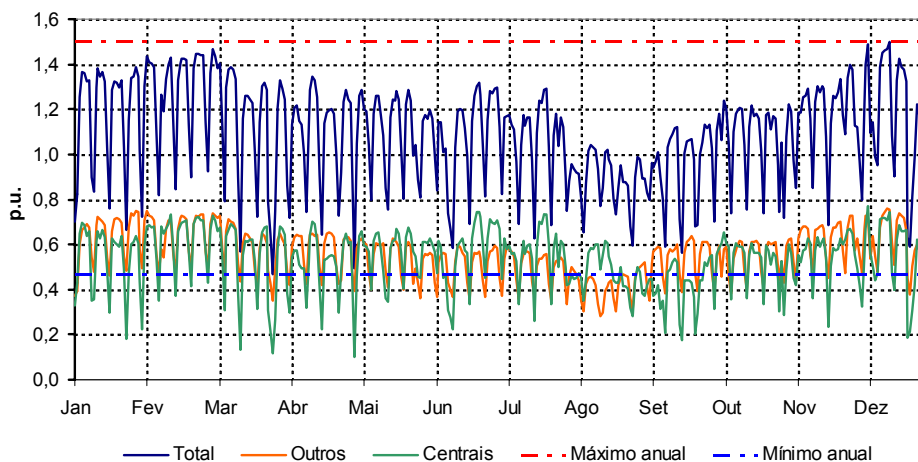


Figura 4-10 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006

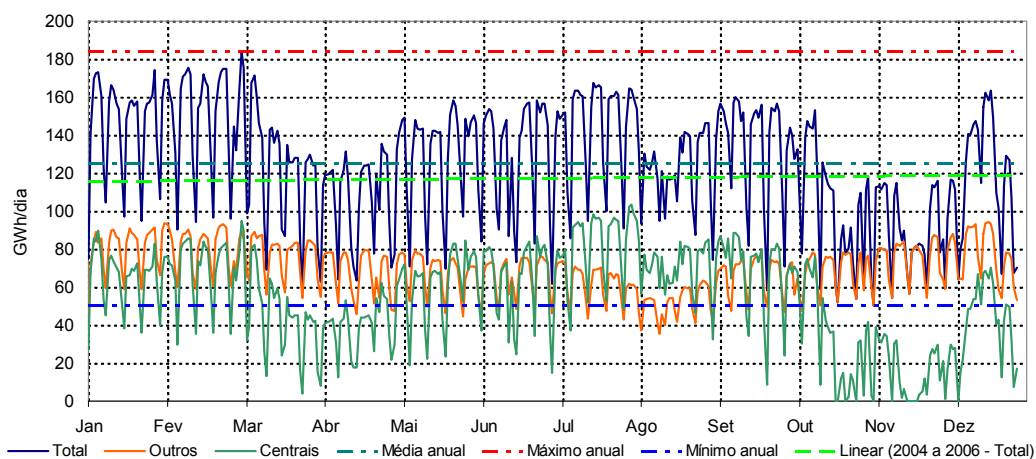
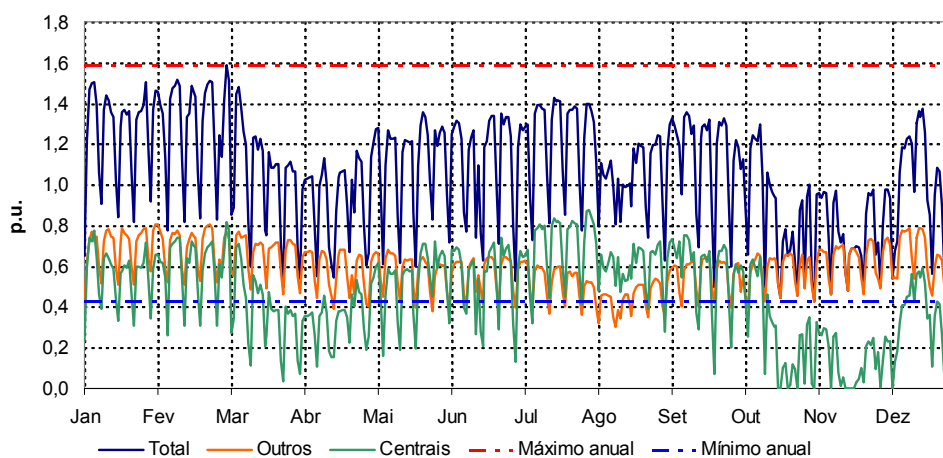
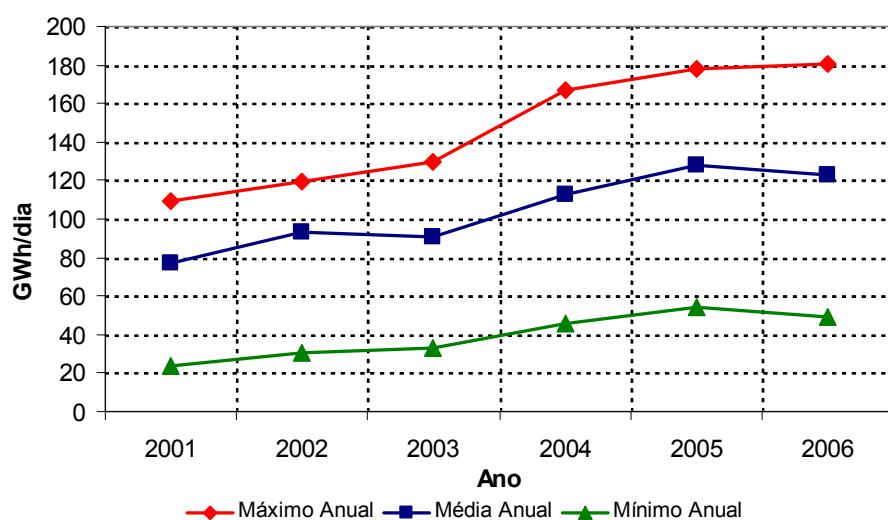


Figura 4-11 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006 (p.u.)



Das figuras apresentadas, constata-se que o consumo das centrais eléctricas apresenta variações mais acentuadas que o consumo dos restantes clientes. Além deste efeito, a existência de frequências mais elevadas, comportamento semanal, verificado simultaneamente na curva das centrais e na curva dos “outros”, acentua a existência de um padrão semanal. Note-se igualmente que as maiores variações no consumo total resultam da influência dos consumos verificados nas centrais electroprodutoras, como era esperado.

Figura 4-12 – Evolução dos valores máximos, médios e mínimos anuais para os diferentes anos



Da Figura 4-12 e do Quadro 4-3, pode concluir-se que a tendência geral quer do valor máximo, quer da média, quer do valor mínimo diários ocorridos nos respectivos anos, é crescente. Verifica-se igualmente que 2003-2004 é um período de transição, ou seja, apresenta a maior variação no consumo (ver $\Delta\%$ entre 2003 e 2004 no Quadro 4-3), em resultado da entrada em funcionamento da TER, e que posteriormente a evolução é menos significativa. Estes resultados validam o pressuposto de considerar o período entre 2004 a 2006 como o mais plausível de representar a evolução futura dos consumos, no curto prazo.

Quadro 4-3 – Valores mínimos, médios e máximos de energia e respectivas variações inter- anuais, para o período de 2001 a 2006

	2001 [GWh/dia]	2001/2002 $\Delta\%$	2002 [GWh/dia]	2002/2003 $\Delta\%$	2003 [GWh/dia]	2003/2004 $\Delta\%$
Valor Mínimo	24,58	27,62%	31,36	7,35%	33,67	39,74%
Valor Médio	78,53	21,61%	95,50	-3,46%	92,19	24,48%
Valor Máximo	111,41	9,26%	121,73	9,02%	132,70	28,49%

	2004 [GWh/dia]	2004/2005 Δ%	2005 [GWh/dia]	2005/2006 Δ%	2006 [GWh/dia]	2001 a 2006 Δ%
Valor Mínimo	47,05	18,15%	55,59	-9,57%	50,27	15,39%
Valor Médio	114,76	13,79%	130,59	-4,34%	124,93	9,73%
Valor Máximo	170,52	6,59%	181,76	1,28%	184,09	10,56%

No Quadro 4-4 são apresentados para cada ano os valores médios, o desvio do valor máximo em relação ao valor médio, o desvio do valor mínimo em relação ao valor médio e o desvio total entre o valor máximo e o valor mínimo em relação igualmente ao valor médio. No referido quadro evidencia-se que o desvio do valor máximo é aproximadamente 20 a 30% superior em relação ao valor médio. O resultado é análogo em relação à variação do valor mínimo em relação ao valor médio, apresentando variações muito superiores e na ordem dos 50 a 60%.

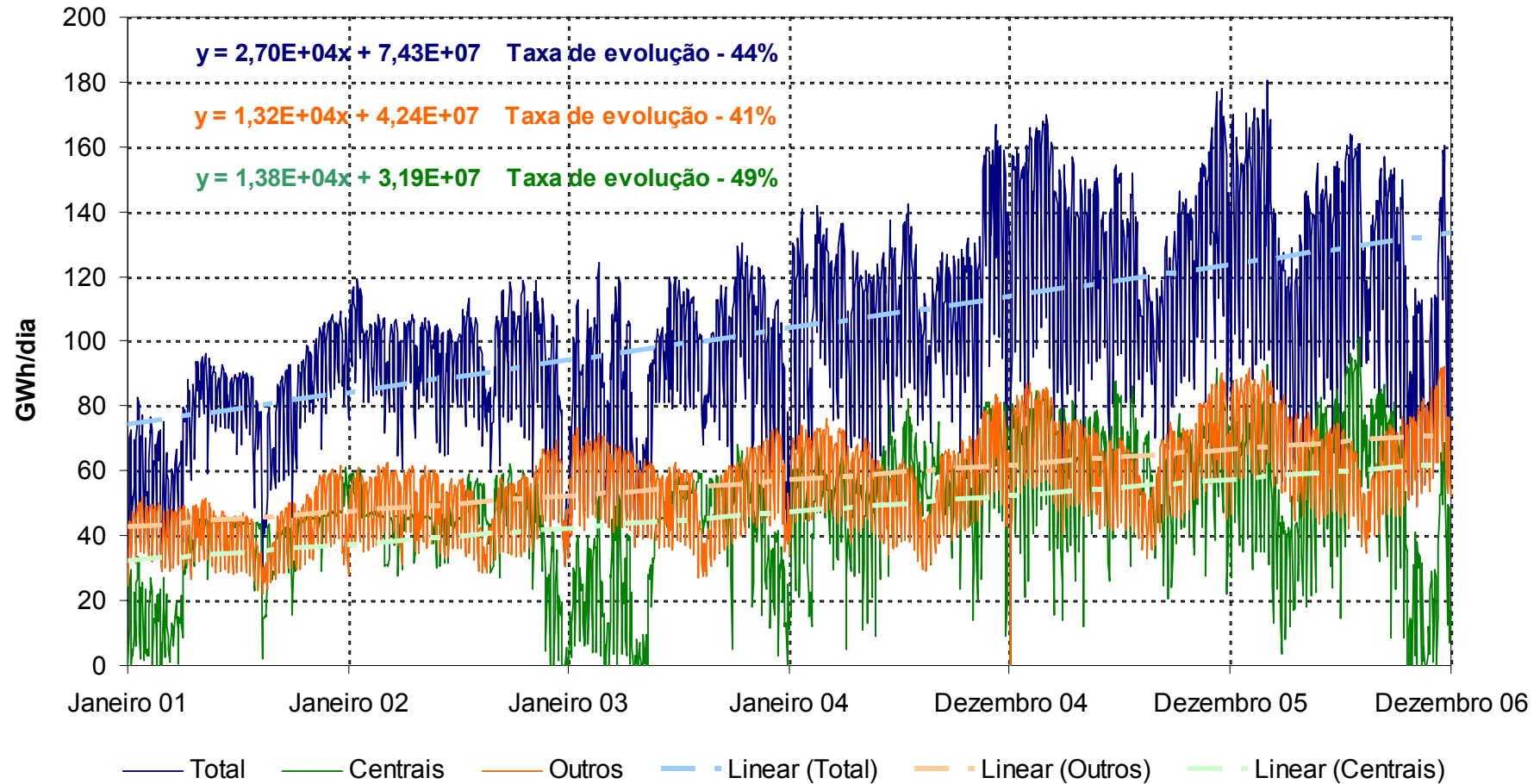
Quadro 4-4 – Desvios da média em relação ao valor máximo e mínimo, desvios entre os máximos e mínimos e taxas de evolução anuais para os diferentes anos

Ano	Média anual [GWh/dia]	Desvio do valor Máx. em relação à média	Desvio do valor Mín. em relação à média	Desvio entre os valores Máx. e Mín.
2001	76,98	30%	-69%	111%
2002	93,61	22%	-67%	95%
2003	90,37	31%	-63%	107%
2004	112,50	33%	-59%	108%
2005	128,01	28%	-57%	97%
2006	122,46	32%	-60%	107%

Na Figura 4-13 mostra-se a evolução da energia transportada para o período de 2001 a 2006 e a respectiva taxa de variação.

Refira-se que a linha de tendência apresentada na Figura 4-13 não corresponde à utilizada para efeitos de adimensionalização. Para esse efeito, foi utilizada a linha de tendência linear que traduz a evolução existente no período de 2004 a 2006.

Figura 4-13 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, para o período de 2001 a 2006 (Gasoduto)



Das figuras apresentadas para a evolução das quantidades transportadas na RNTGN importa destacar que:

- Verifica-se uma tendência crescente no consumo total de gás natural.
- A curva “outros”, relativa aos consumos dos clientes industriais, serviços e domésticos, apresenta para os diferentes anos a mesma curva de evolução, com uma acentuada sazonalidade.
- A curva das centrais electroprodutoras apresenta uma evolução sem um padrão definido.
- Verifica-se para as três curvas apresentadas nas diferentes figuras um padrão semanal bem definido.

4.3.2 INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

De seguida apresentam-se as curvas que traduzem a evolução das quantidades que saíram do gasoduto de transporte em alta pressão na interligação de Valença do Minho. A curva é desagregada nas saídas respectivas da Transgás e da Enagás.

Figura 4-14 – Diagrama das saídas de GN em Valença, em 2005

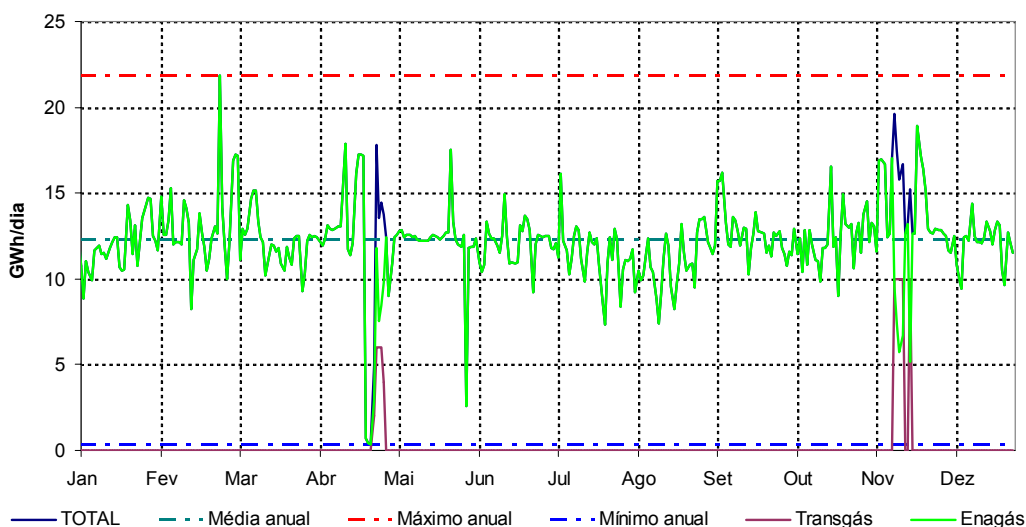
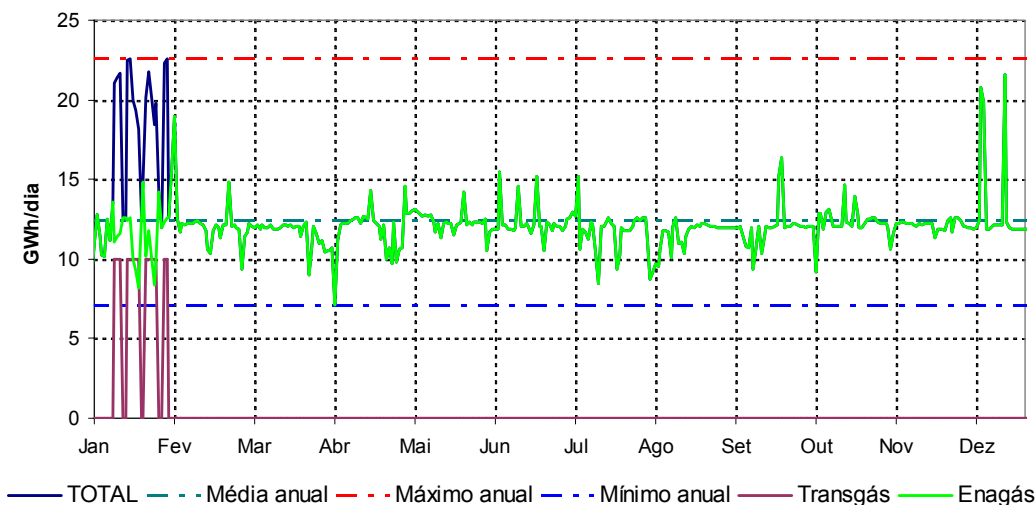


Figura 4-15 – Diagrama das saídas de GN em Valença, em 2006



Das figuras apresentadas, verifica-se que:

- A maioria das quantidades transportadas pertence à Enagás.
- A curva de evolução apresenta um padrão aproximadamente constante em relação ao valor médio.
- Ao considerar o ponto transfronteiriço de Valença do Minho está-se a escalar a curva global dos consumos, sem influenciar a ocorrência de períodos de ponta no sistema.

4.3.3 SAÍDAS DA RNTGN

As figuras apresentadas abaixo, ilustram a influência que a interligação de Valença do Minho produz na evolução da curva dos consumos totais verificados na rede de transporte em alta pressão. Como já foi referido, o efeito que este ponto de saída tem na curva dos consumos totais é o de escalamento aditivo, implicando que a ocorrência dos períodos de ponta não seja influenciada de forma significativa.

Figura 4-16 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2005

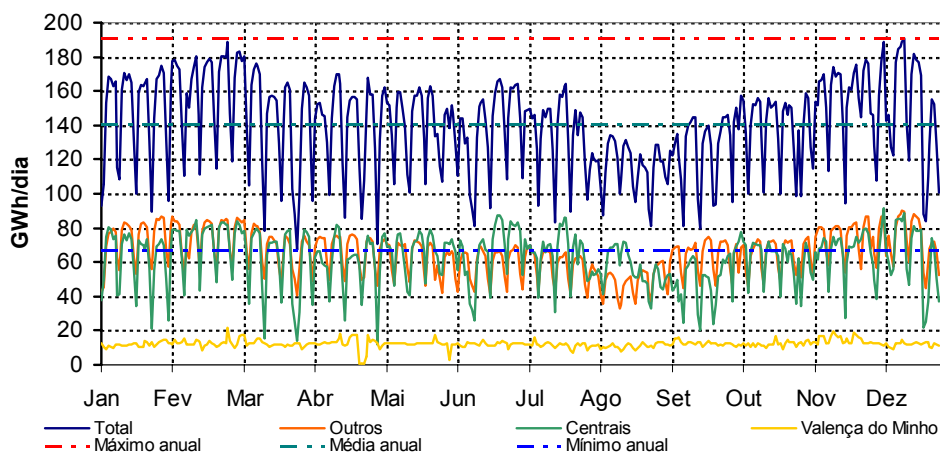
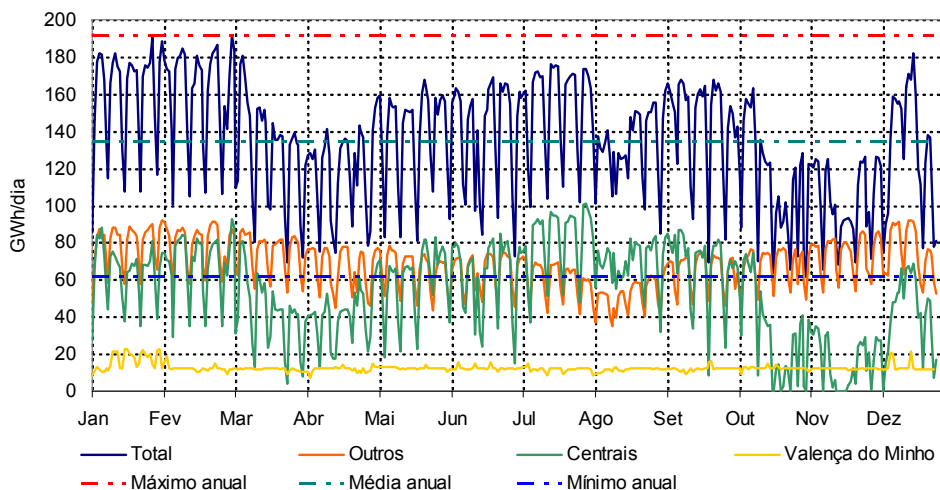


Figura 4-17 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, em 2006



4.4 DETERMINAÇÃO DO PERÍODO DE PONTA PARA A RNTGN

O pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte de gás natural deve permitir o direito de acesso às infra-estruturas necessárias para transportar o gás desde o ponto de entrada na rede de transporte até ao ponto de entrega ao consumidor, quando este seja efectuado na rede de transporte, ou até à entrada da rede de distribuição. Deve igualmente contemplar o direito de utilização de um armazenamento operativo correspondente a alguns dias da capacidade de transporte contratada.

A análise dos custos e preços do sector do gás natural é dificultada por algumas especificidades, nomeadamente:

- Inexistência da definição de períodos de ponta e de períodos fora de ponta.

- Falta de informação entre a relação do custo marginal de transporte para os diferentes períodos, nomeadamente, para os períodos de ponta e períodos fora de ponta.
- A indivisibilidade dos investimentos pode fazer com que em determinadas situações os custos marginais de longo prazo não coincidam com os de curto prazo.
- A procura diária é estocástica.

Os custos marginais devem ser determinados e os seus valores aperfeiçoados gradualmente, aproveitando-se as possibilidades oferecidas pelos novos processos de recolha e tratamento da informação, sendo utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Classificando as horas/dias segundo os custos marginais, facilmente se verifica que existem intervalos homólogos onde os custos marginais são mais baixos, ditos períodos de vazio, e intervalos onde os custos marginais são mais elevados, ditos períodos de ponta. Ponderando os custos marginais de cada hora/dia pelas energias respectivas, pode ser obtido um custo médio representativo que servirá de base para o cálculo do preço da energia de cada um destes intervalos homólogos de custos marginais próximos. Estes períodos com um mesmo preço de energia designam-se por períodos horários ou períodos tarifários.

Para a actividade regulada do transporte de gás natural em alta pressão ($20 \text{ bar} < p < 80 \text{ bar}$) deverá ser encontrada a correspondente localização dos períodos tarifários que permita a melhor aderência da estrutura dos preços à estrutura dos custos marginais.

A localização dos períodos tarifários deverá ser efectuada por observação directa da evolução temporal dos custos marginais e poderá, em alternativa, ser orientada pela evolução do diagrama de carga conjunto, tendo-se em atenção que esta metodologia corresponde a uma aproximação.

A análise da existência do período de ponta terá como base os anos de 2004, 2005 e 2006. Com efeito, considera-se que a evolução dos consumos no curto prazo será semelhante e verificada nestes anos. Estes dados correspondem ao somatório de todas as quantidades diárias medidas nos pontos de saída, excluindo o ponto de saída transfronteiriço em Valença do Minho. Este ponto de saída não será considerado uma vez que, dado o perfil constante de utilização não tem uma influência determinante na ocorrência dos períodos de ponta.

Analisando a evolução histórica das quantidades transportadas anualmente, apresentada na subsecção anterior, poderá, por hipótese, assumir-se que o melhor padrão, se não o único, será o semanal. Como definido no Regulamento Tarifário, serão definidos dois períodos tarifários para a actividade de transporte de gás natural. Com este pressuposto, o objectivo será o de analisar o comportamento semanal no gasoduto de transporte em alta pressão.

A análise do período de ponta será dividida em três metodologias, nomeadamente:

- Análise espectral (Transformada de Fourier discreta).
- Análise qualitativa.
- Análise quantitativa.

4.4.1 ANÁLISE DO DIAGRAMA DE CARGA DA RNTGN

4.4.1.1 ANÁLISE ESPECTRAL

A Transformada de Fourier Discreta (DFT) (Jean Batiste Joseph Fourier, matemático francês – 1768 a 1830), é uma ferramenta matemática de grande aplicabilidade na solução de problemas de análise de sinais. Na maioria dos casos é conveniente a mudança do domínio do tempo ou espaço para o domínio da frequência. Em matemática, a série de Fourier é a representação de uma função periódica através da soma de subfunções periódicas, denominadas harmónicas. De acordo com a fórmula de Euler, as séries podem ser expressas em termos de funções de seno e cosseno. O objectivo da transformada de Fourier é a de representar qualquer função periódica ou aperiódica, contínua ou discreta pela sobreposição de harmónicas. Para uma função discreta $f(t)$, com N pontos de amostragem, a Transformada de Fourier $F(t)$ directa (domínio da frequência) é definida por:

$$F(t) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} f(k) \cdot e^{\frac{-i \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot t}{N}}$$

Sendo a transformada inversa (domínio do tempo) dada por:

$$f(t) = \sum_{k=0}^{N-1} F(k) \cdot e^{\frac{i \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot t}{N}}$$

Em que:

$$t = 0, \dots, N-1$$

$$e^{i \cdot \phi} = \cos(\phi) + i \cdot \sin(\phi), \text{ em que } i = \sqrt{-1} \quad \phi = 2 \cdot \pi \cdot k \cdot t$$

Em geral, a transformada no domínio da frequência, transformada directa, pertence ao conjunto dos números complexos, $F(t) \in C$, i.e., com amplitude e fase dadas pelas seguintes expressões, respectivamente:

$$\text{Amplitude} \equiv \|F(t)\| = \sqrt{\text{Re}(F(t))^2 + \text{Im}(F(t))^2}$$

$$\text{Fase} \equiv \tan^{-1}\left(\frac{\text{Im}(F(t))}{\text{Re}(F(t))}\right)$$

O diagrama de carga total da rede transporte de gás natural em alta pressão é análogo a uma função discreta não periódica. Com base neste pressuposto, a transformada directa de Fourier poderá identificar a existência de frequências fundamentais úteis à determinação da existência de periodicidade no SNGN.

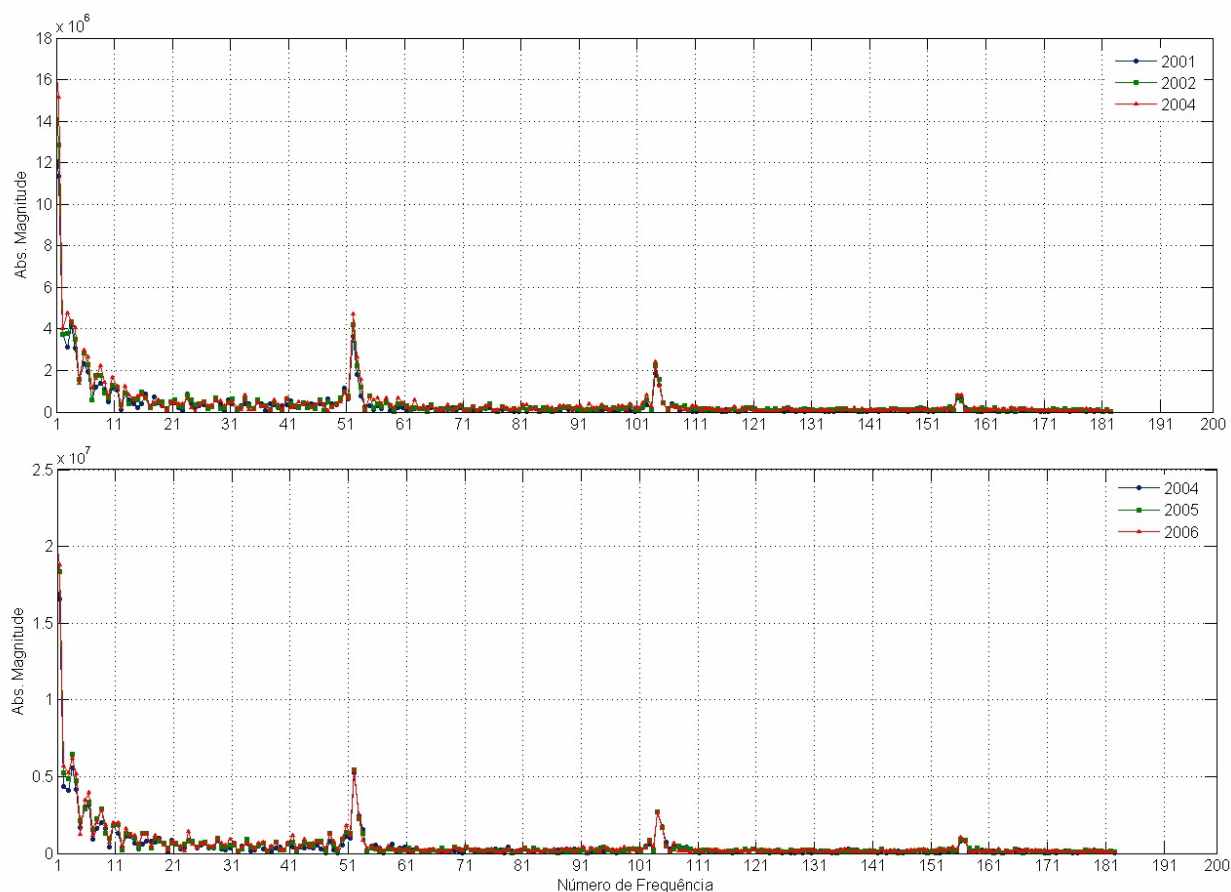
O objectivo desta secção será o de aplicar a transformada de Fourier para realizar uma análise espectral ao diagrama de carga do sistema de transporte de gás natural em alta pressão e analisar a existência de frequências dominantes.

Os dados disponíveis, são relativos a quantidades diárias anuais, i.e. a frequência de amostragem (f_s) é diária. De acordo com o teorema de amostragem, qualquer sinal contínuo deve ser discretizado com uma frequência duas vezes superior à frequência máxima do sinal, $f > f_s/2$. A frequência $f_s/2$ denomina-se por frequência de Nyquist e tem como consequência a limitação da frequência mínima de amostragem. Desta forma, a periodicidade mínima a que a transformada de Fourier aplicada pode ser sensível é de 3 dias.

Na Figura 4-18 são apresentados os resultados, no domínio da frequência, da análise espectral aos diagramas de carga para os anos de 2001 a 2006. São apresentados os valores do módulo em função do número de frequência. Da análise da Figura 4-18 pode afirmar-se que:

- A 1ª frequência traduz o valor médio da função de carga do SNGN (não apresentado na Figura 4-18, por razões de escala).
- Até à 12ª frequência, situam-se os efeitos sazonais verificados no SNGN.
- O primeiro número de frequência bem definido é a 52ª.
- Após a 52ª frequência ocorrem dois múltiplos desta.

Figura 4-18 – Espectro de frequências de 2001 a 2006, quantidades totais, em valor absoluto



A 52ª frequência está associada ao número de semanas anual. Desta forma conclui-se que o perfil de consumos semanal é periódico e consistente para os anos de 2001 a 2006.

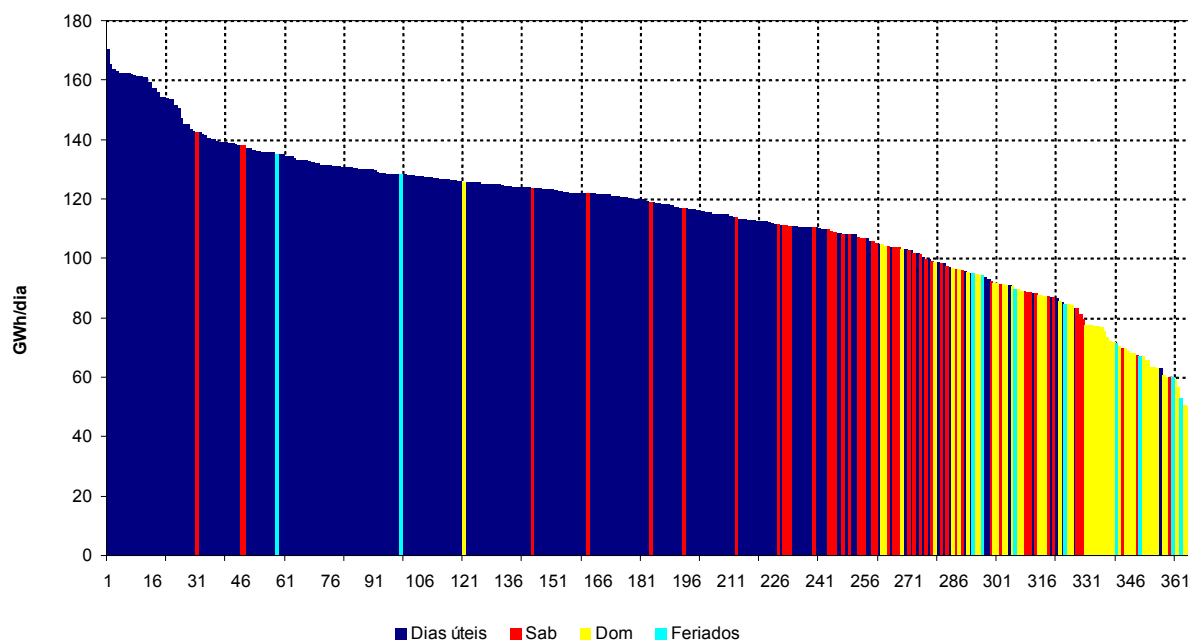
4.4.1.2 ANÁLISE QUALITATIVA

Concluindo, da análise espectral, que a periodicidade de maior grau é a semanal e que este padrão é coerente em todos os anos, interessa diferenciar o perfil de consumos e analisar as diferenças entre os dias da semana. De seguida são apresentadas figuras que pretendem evidenciar as diferenças entre os diferentes dias da semana para o período de amostragem de 2004 a 2006.

Nas Figura 4-19, Figura 4-22 e Figura 4-25 apresentam-se, para os anos de 2004 a 2006, os diagramas de carga classificados das saídas do SNGN, com excepção do ponto transfronteiriço em Valença do Minho. Não foi considerado o referido ponto de saída dada a inexistência de dados relativos a 2004, Figura 4-19. Estas figuras resultam da ordenação decrescente do consumo agregado, considerando o respectivo dia da semana em que ocorre, dia útil, sábado, domingo ou feriado.

Relativamente ao ano 2004, observa-se que os consumos mais elevados ocorrem, maioritariamente, durante os dias úteis da semana. No extremo oposto, ocorrem os feriados e os domingos com os menores consumos.

Figura 4-19 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2004 (gasoduto)



As Figura 4-20 e Figura 4-21 confirmam o exposto acima, i.e., globalmente os dias úteis apresentam os maiores consumos em oposição aos feriados e domingos onde se observam consumos inferiores. Na Figura 4-21 apresenta-se o valor médio mensal para cada dia da semana. Uma vez mais a ordenação das curvas corrobora o exposto acima.

As evidências apontadas são coerentes para os anos de 2005 e 2006, como se demonstra de seguida.

Figura 4-20 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semana, 2004 (gasoduto)

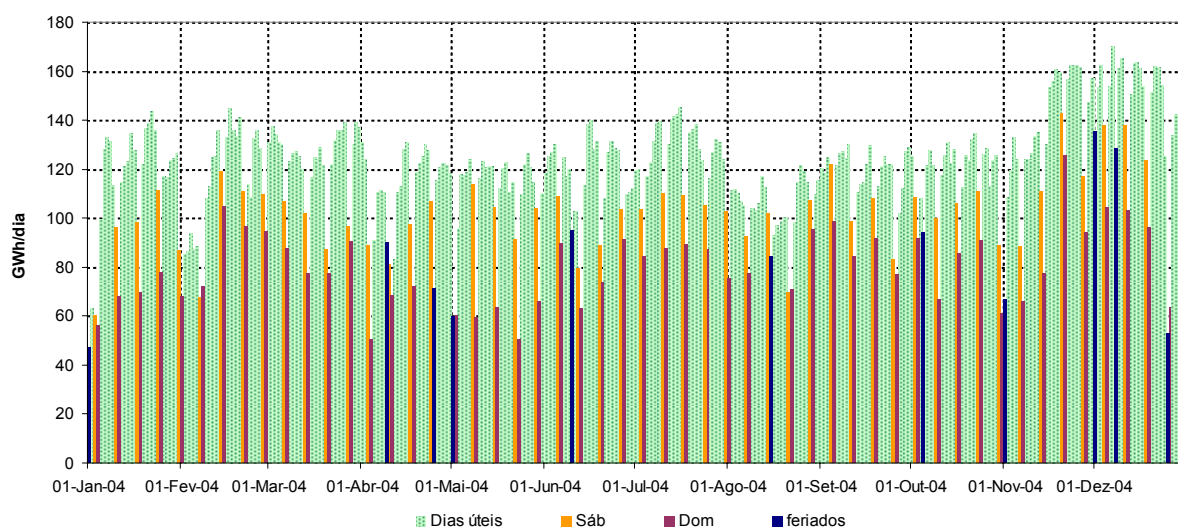


Figura 4-21 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2004 (gasoduto)

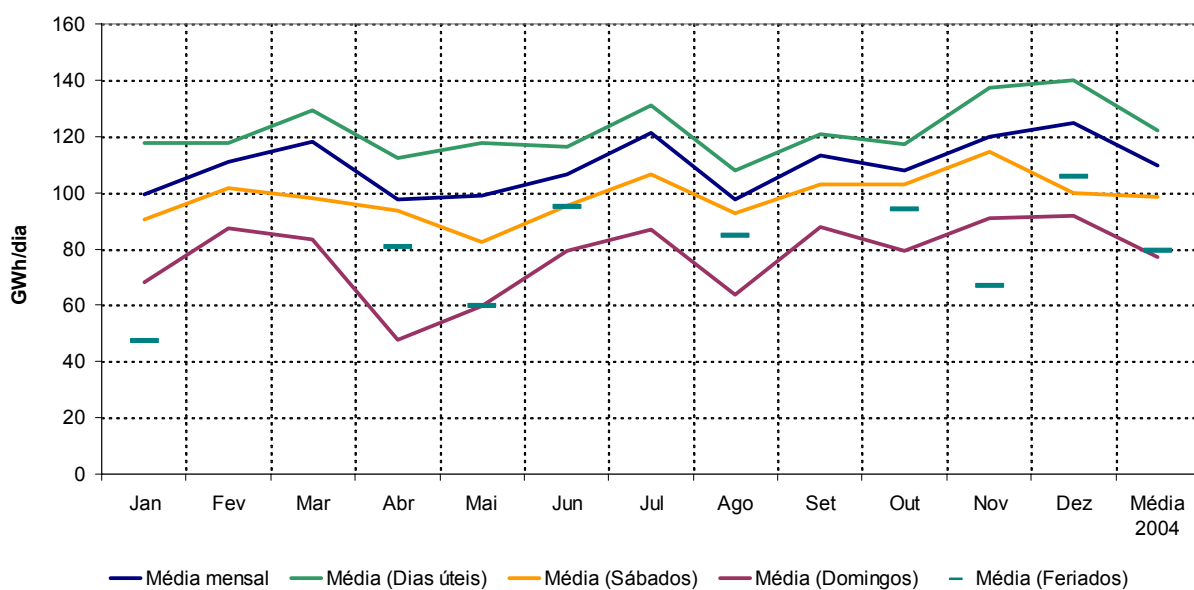


Figura 4-22 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2005

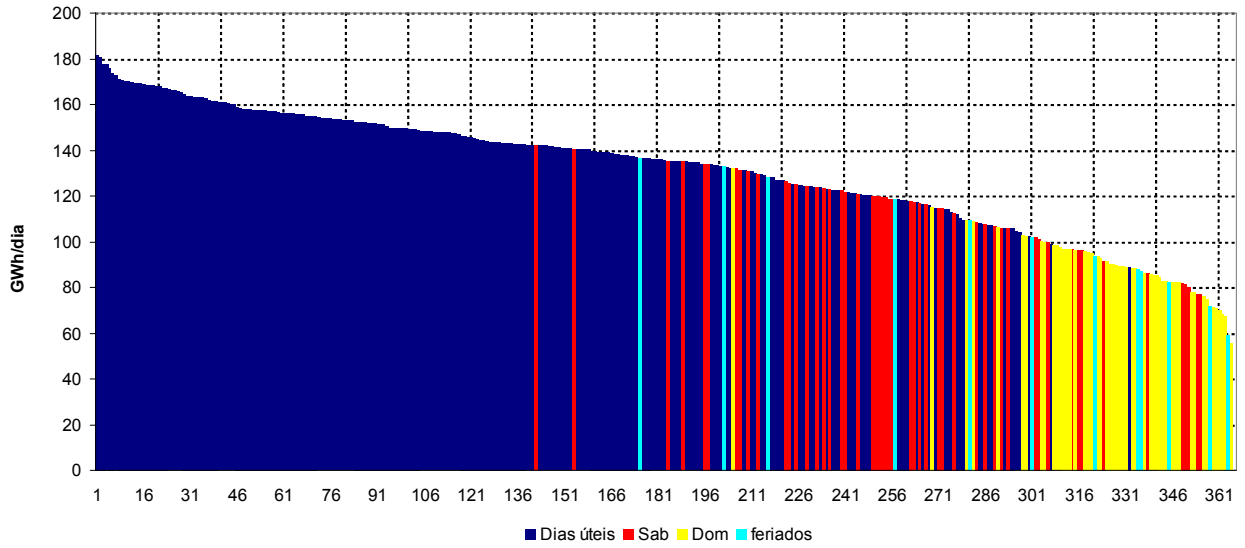


Figura 4-23 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semanal, 2005

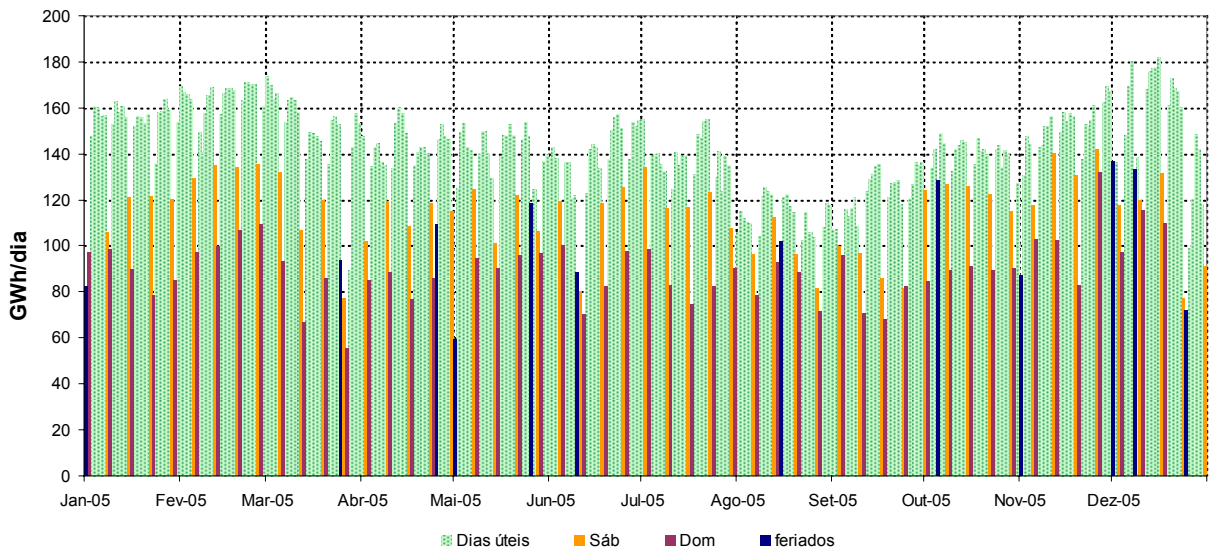


Figura 4-24 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2005

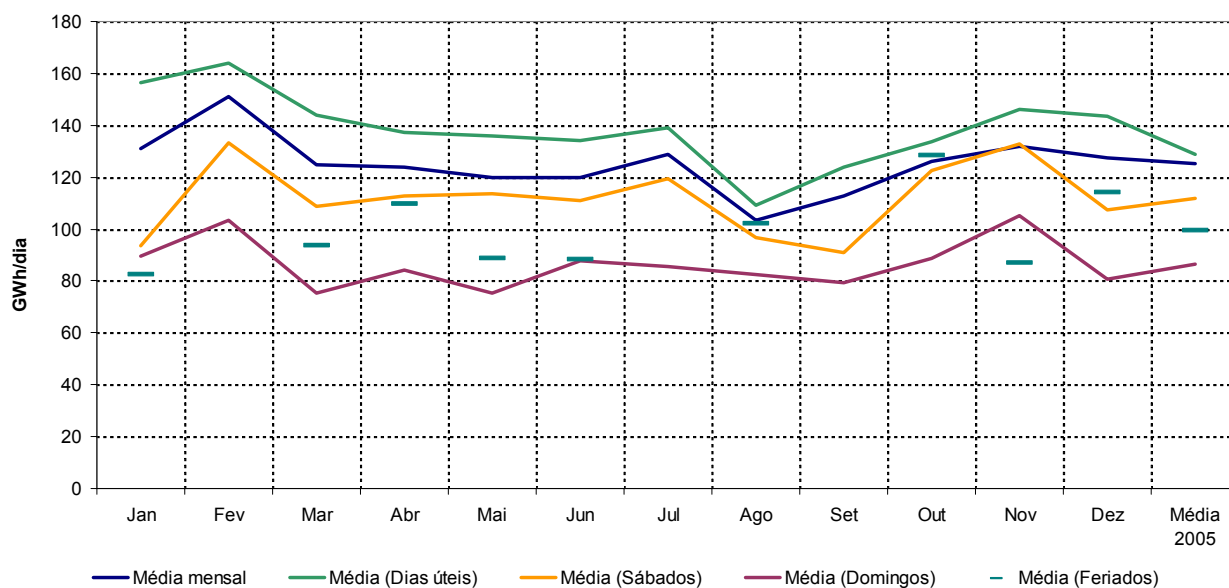


Figura 4-25 – Quantidades diárias ordenadas por ordem decrescente e por dia da semana, 2006

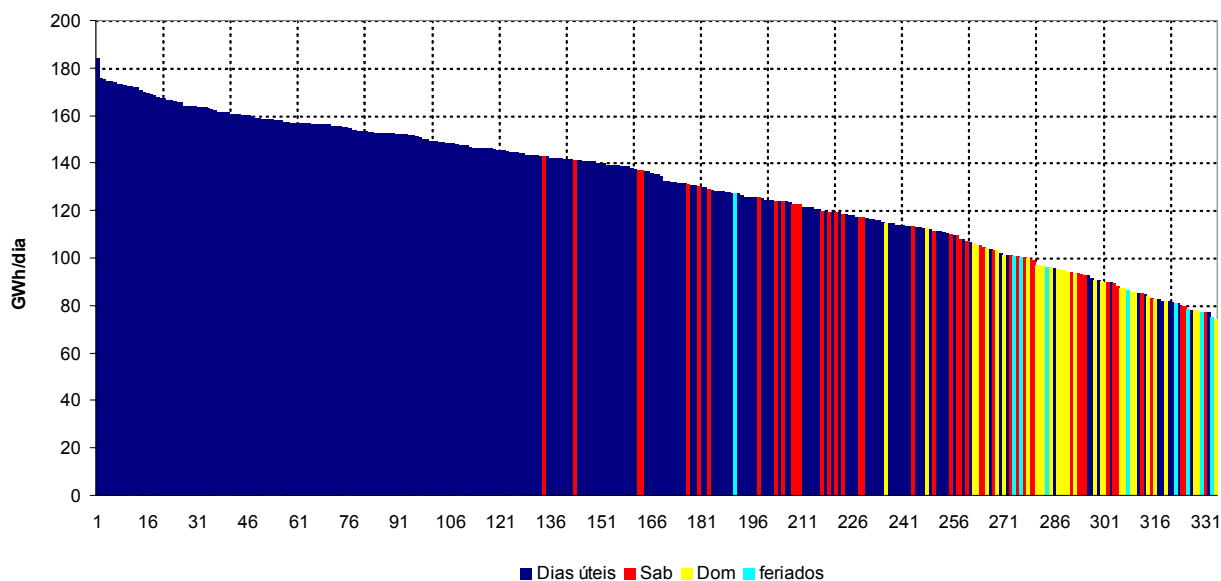


Figura 4-26 – Evolução das quantidades agregadas transportadas na RNTGN, diferenciada por tipo de dia da semanal, 2006

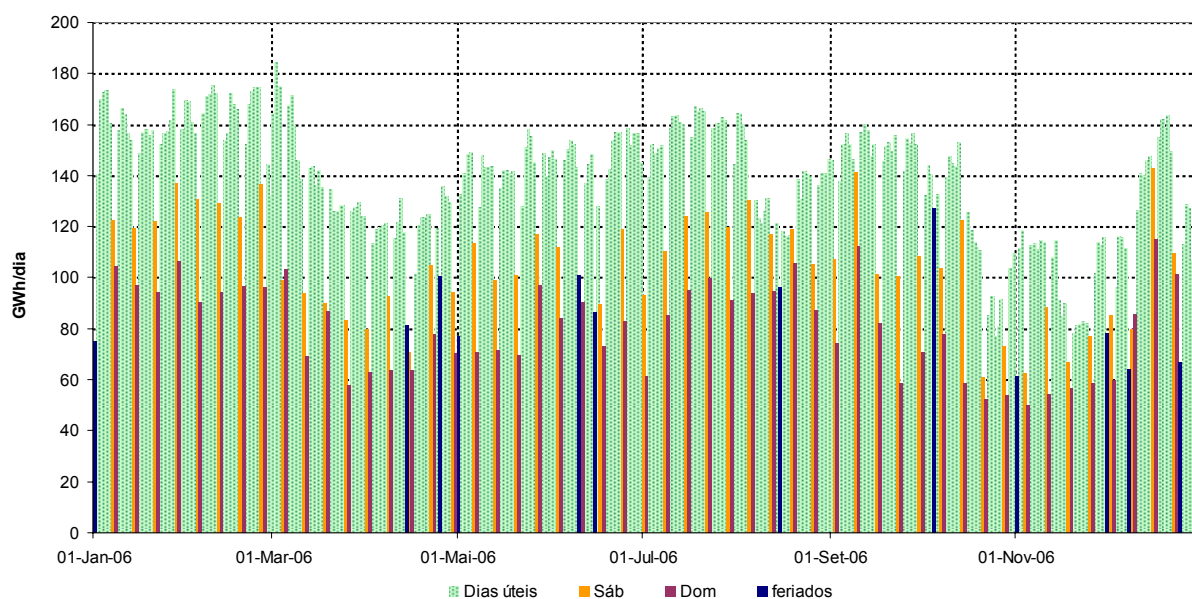
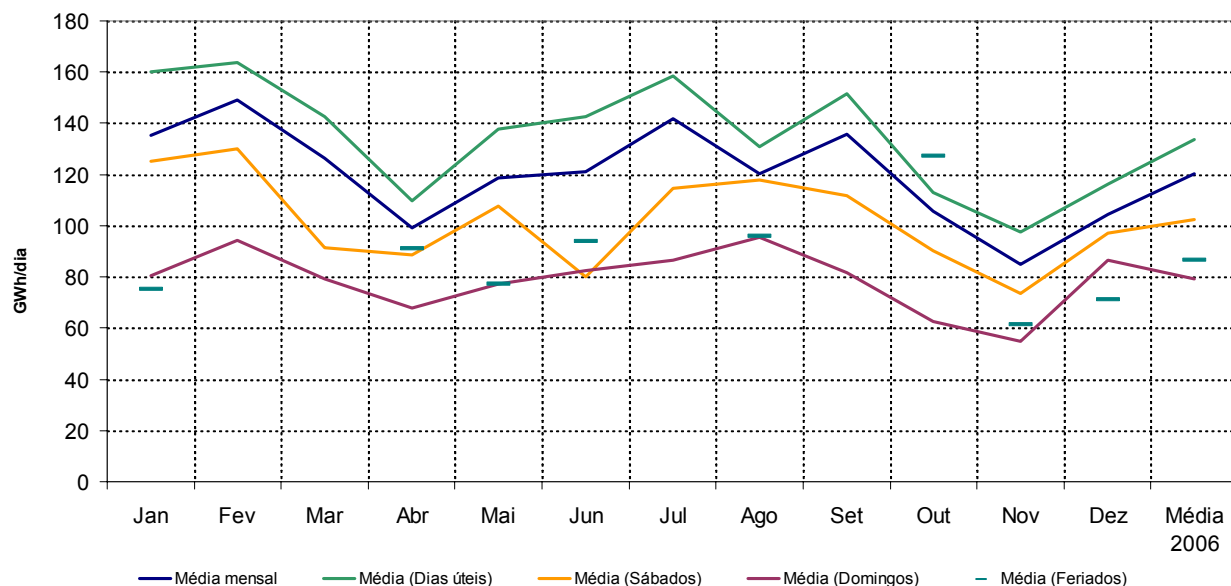
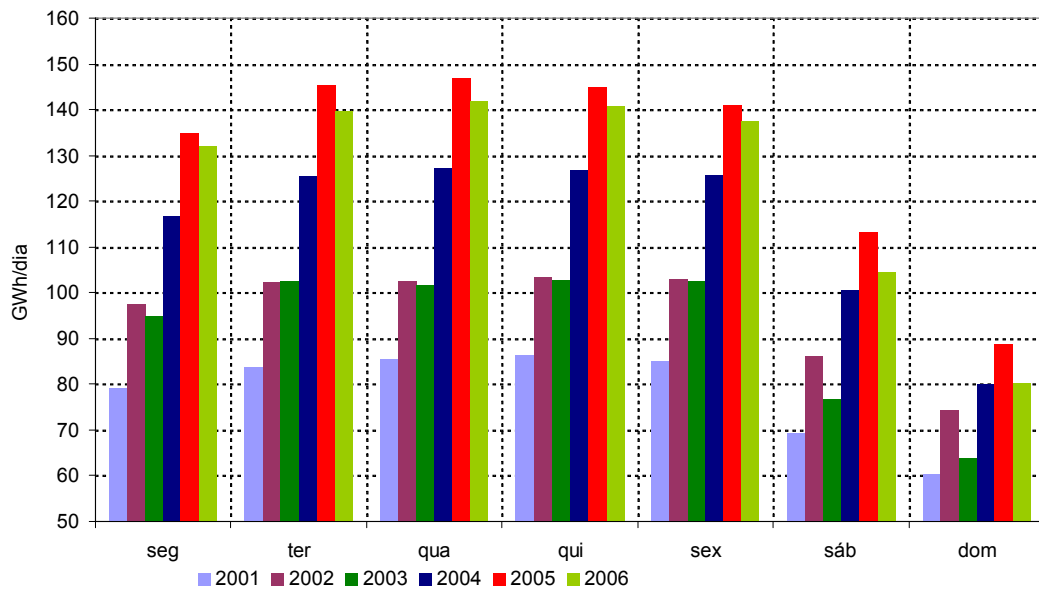


Figura 4-27 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, 2006



Neste ponto é clara a diferença existente nos consumos entre os diferentes dias da semana, nomeadamente entre os dias úteis e os fins-de-semana e feriados. É possível ainda acrescentar outro paradigma de consumo dentro dos dias úteis. A Figura 4-28 mostra que, globalmente, a quarta-feira é o dia da semana onde em média se verificam os maiores consumos. Tal facto poderá ser correlacionado com a existência de feriados e de “pontes” entre os dias de feriados.

Figura 4-28 – Evolução do valor médio anual por dia da semana (Gasoduto)



Na Figura 4-29 é apresentada a evolução dos valores médios mensais, desagregados por dia da semana, para o período de 2001 a 2006, sem incluir a saída transfronteiriça de Valença do Minho.

Figura 4-29 – Evolução do valor médio mensal por tipo de dia da semana, de 2001 a 2006 (gasoduto)



4.4.1.3 ANÁLISE QUANTITATIVA

Como foi referido no capítulo 4.1, a estrutura dos custos marginais de transporte de gás natural em alta pressão deverá orientar a estrutura das tarifas, nomeadamente a localização dos períodos tarifários. Contudo, na falta de informação sobre os custos marginais horários/diários, a localização dos períodos tarifários pode ser feita através de uma outra variável que condicione esses custos marginais.

Foram estudados cenários de localização dos períodos tarifários para os anos 2001 a 2006, tendo sido aplicada uma função objectivo quadrática, apresentada de seguida.

$$F(pt, fp) = \left[\sum_{i \in pt} \frac{(P_i - \langle P_{pt} \rangle)^2}{2} \Big|_{pt} + \sum_{i \in ch} \frac{(P_i - \langle P_{ch} \rangle)^2}{2} \Big|_{fp} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Em que:

- $F(pt, fp)$ função objectivo, a minimizar, que depende da localização dos períodos tarifários: dias de ponta (pt) e dias fora de ponta (fp).
- i diário.
- P_i potência média diária referida à saída, para o período i do ano t .
- $\langle P_{pt} \rangle$ potência média referida à saída no período de ponta, no ano t .
- $\langle P_{fp} \rangle$ potência média referida à saída no período de fora de ponta, no ano t .

A função objectivo utilizada traduz a diferença, em unidades de energia, entre o diagrama rectangularizado, resultante das capacidades médias nos períodos tarifários de ponta e fora de ponta, e as capacidades reais do diagrama de carga do sistema referido ao transporte.

Os resultados obtidos são apresentados neste capítulo.

A função objectivo é aplicada ao ano t e o seu mínimo é obtido por variação da localização temporal dos períodos tarifários a estabelecer, tendo em atenção as várias restrições aplicáveis.

As restrições básicas são: a existência de dois períodos horários distintos: períodos de ponta e períodos fora de ponta, como estabelecido no Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-5 apresentam-se os resultados da função objectivo em função dos períodos de ponta considerados, com periodicidade semanal. É considerado como cenário de referência o caso em que todos os dias da semana, em todos os meses do ano, são considerados como períodos fora de ponta. Nesta análise todos os feriados são definidos como domingos.

Quadro 4-5 – Resultados da função objectivo em função do período de ponta

Ano	Feriados e							Função Objectivo [GWh]	Δ F.Objectivo
	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingos		
2001	0	0	0	0	0	0	0	359,53	
2002	0	0	0	0	0	0	0	325,41	
2003	0	0	0	0	0	0	0	437,61	
2004	0	0	0	0	0	0	0	450,05	
2005	0	0	0	0	0	0	0	497,76	
2006	0	0	0	0	0	0	0	596,06	
2001	1	1	1	1	1	1	0	357,30	-0,6%
2002	1	1	1	1	1	1	0	325,24	-0,1%
2003	1	1	1	1	1	1	0	407,59	-6,9%
2004	1	1	1	1	1	1	0	347,52	-22,8%
2005	1	1	1	1	1	1	0	377,97	-24,1%
2006	1	1	1	1	1	1	0	472,71	-20,7%
2001	1	1	1	1	1	0	0	351,67	-2,2%
2002	1	1	1	1	1	0	0	320,01	-1,7%
2003	1	1	1	1	1	0	0	433,45	-1,0%
2004	1	1	1	1	1	0	0	333,57	-25,9%
2005	1	1	1	1	1	0	0	345,09	-30,7%
2006	1	1	1	1	1	0	0	436,48	-26,8%
2001	1	1	1	1	0	0	0	346,87	-3,5%
2002	1	1	1	1	0	0	0	309,24	-5,0%
2003	1	1	1	1	0	0	0	437,46	0,0%
2004	1	1	1	1	0	0	0	393,82	-12,5%
2005	1	1	1	1	0	0	0	417,44	-16,1%
2006	1	1	1	1	0	0	0	511,64	-14,2%
2001	0	1	1	1	1	0	0	344,56	-4,2%
2002	0	1	1	1	1	0	0	325,49	0,0%
2003	0	1	1	1	1	0	0	386,06	-11,8%
2004	0	1	1	1	1	0	0	364,12	-19,1%
2005	0	1	1	1	1	0	0	390,06	-21,6%
2006	0	1	1	1	1	0	0	494,91	-17,0%

1 Pontas
0 Fora pontas

Na última coluna, lado direito, do Quadro 4-5 é apresentada a variação dos resultados da função objectivo em relação ao cenário de referência definido.

O Quadro 4-6 resume os resultados óptimos para cada ano dos períodos de ponta e fora de ponta. Os anos de 2001, 2002 e 2003 apresentam resultados particulares relativamente aos restantes. Para os anos 2001 e 2003 os períodos de ponta óptimos correspondem ao caso em que os fins-de-semana e a segunda feira são considerados como períodos fora de ponta. No ano 2002 a minimização ocorre com a

sexta-feira e fins-de-semana como períodos fora de ponta. Para os restantes anos, a minimização da função objectivo ocorre com:

- Período de ponta – todos os dias úteis.
- Período fora de ponta – todos os fins-de-semana e feriados.

Quadro 4-6 – Combinação óptima para períodos de ponta e fora ponta, de 2001 a 2006

Ano	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Feriados e Domingos	Função Objectivo [GWh]
2001	0	1	1	1	1	0	0	344,56
2002	1	1	1	1	0	0	0	309,24
2003	0	1	1	1	1	0	0	386,06
2004	1	1	1	1	1	0	0	333,57
2005	1	1	1	1	1	0	0	345,09
2006	1	1	1	1	1	0	0	436,48

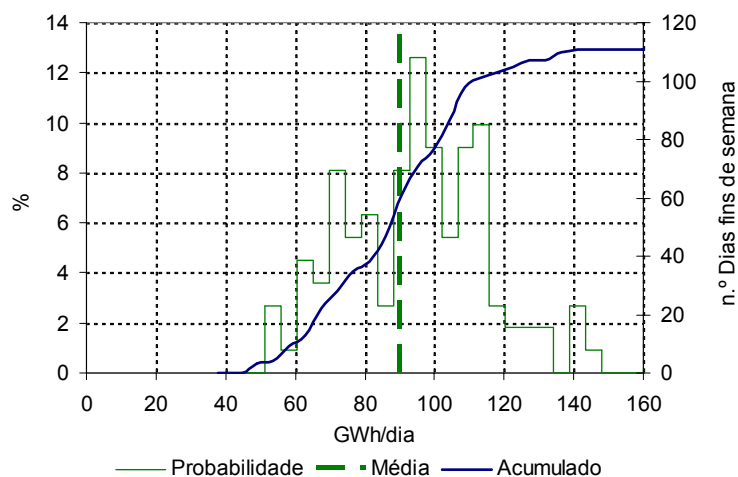
1 Pontas
0 Fora pontas

Da Figura 4-30 à Figura 4-38 apresenta-se a distribuição das capacidades referidas ao transporte, o seu valor médio e a frequência acumulada para cada um dos anos 2004, 2005 e 2006, sem discriminação mensal, em que os dias úteis são considerados como períodos de ponta e os fins-de-semana e feriados como períodos fora de ponta. Apresentam-se, também, algumas medidas de tendência central relevantes, nomeadamente a mediana (valor que divide o conjunto das potências verificadas em dois intervalos com o mesmo número de elementos), a moda (potência que ocorreu com maior frequência) bem como os valores mínimo e máximo, e o desvio padrão (medida de dispersão).

As Figura 4-32, Figura 4-35 e Figura 4-38 apresentam a distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos períodos de ponta e nos períodos fora de ponta. Os resultados são coerentes entre os vários anos e de acordo com o esperado:

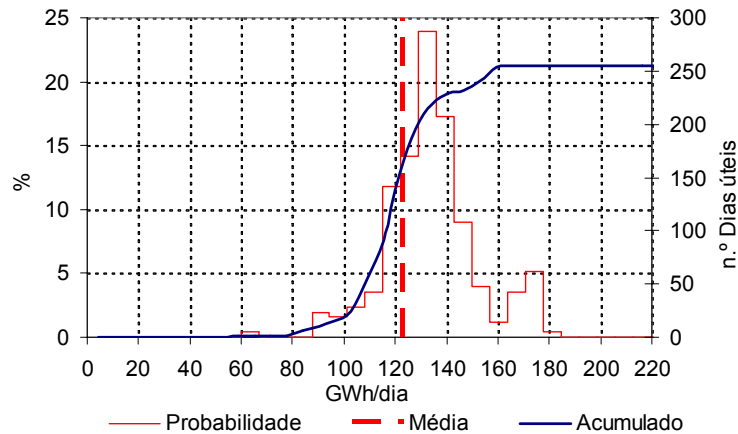
- A média da capacidade diária dos períodos de ponta é superior à média da capacidade diária dos períodos fora de ponta.
- As capacidades máximas diárias dos períodos de ponta e dos períodos fora de ponta são bastante distintas.
- As curvas de distribuição dos períodos de ponta e dos períodos fora de ponta, apresentam zonas de intercessão que indicam que alguns períodos considerados como de ponta apresentam valores de capacidade inferiores aos ocorridos em períodos fora de ponta, e vice versa. Pretende-se que estas ocorrências sejam minimizadas, com o objectivo de alocar os custos das infra-estruturas de transporte aos utilizadores que realmente as condicionam.

Figura 4-30 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2004



Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
47.049.232	90.344.047	90.998.336	90.655.115	142.483.222	18.879.603	20,90

Figura 4-31 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2004



Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
62.894.213	125.391.000	124.851.551	124.515.894	170.515.152	37.897.599	30,22

Figura 4-32 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2004

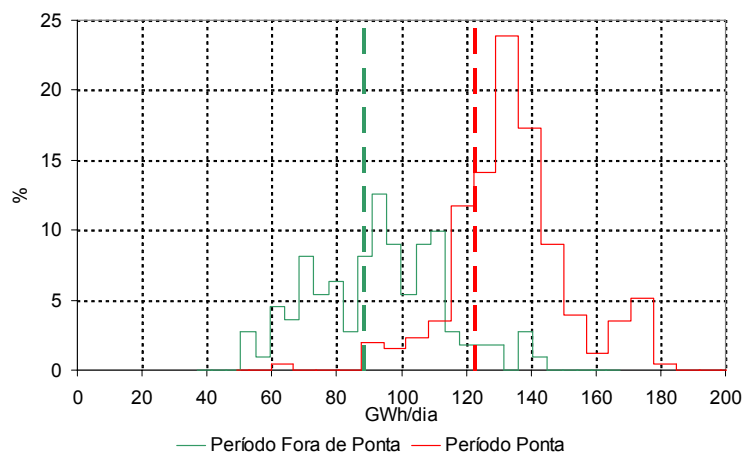
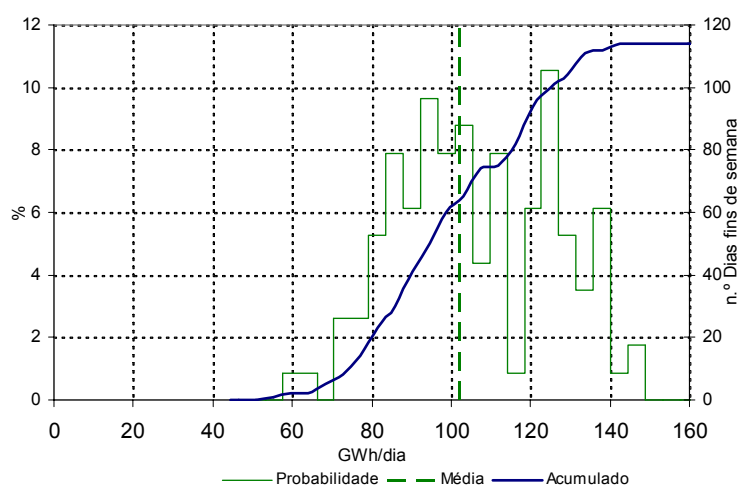
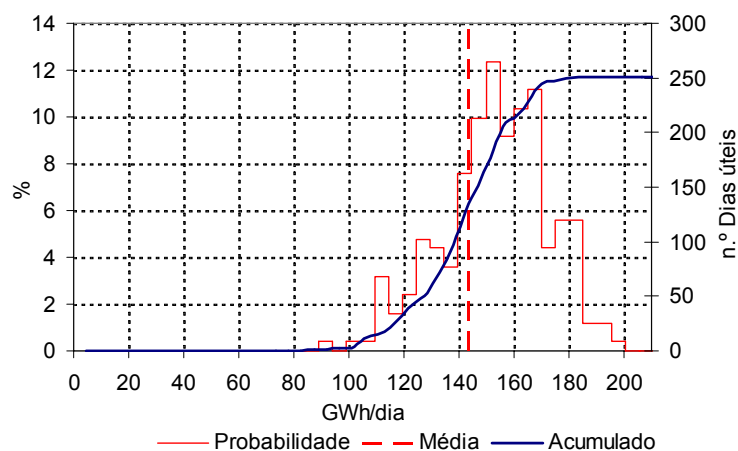


Figura 4-33 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2005



Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
55.587.851	102.014.936	99.011.992	120.413.836	142.173.263	21.477.614	21,05

Figura 4-34 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2005



Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
89.096.954	143.572.004	143.921.147	142.282.928	181.757.589	43.085.101	30,01

Figura 4-35 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2005

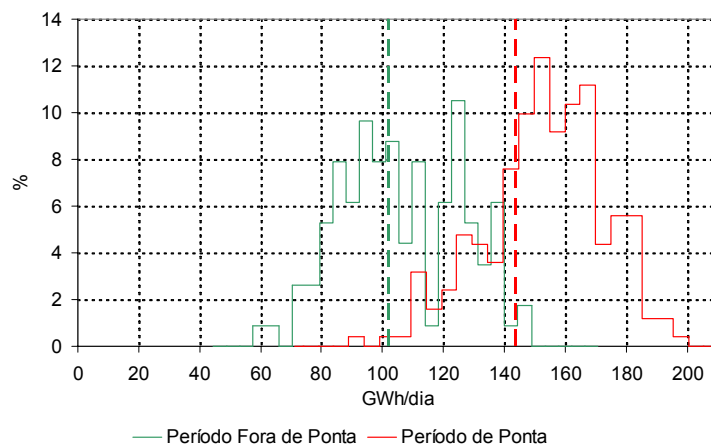
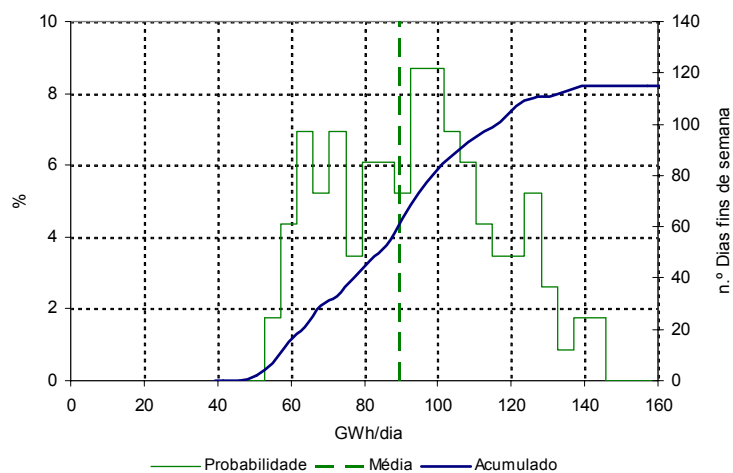
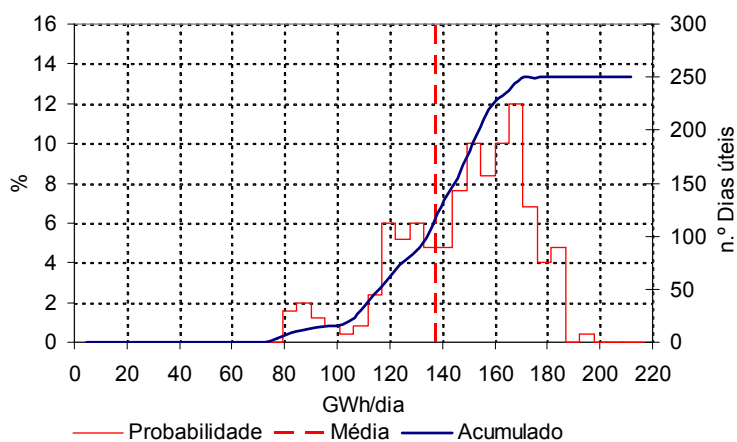


Figura 4-36 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos fins-de-semana de 2006



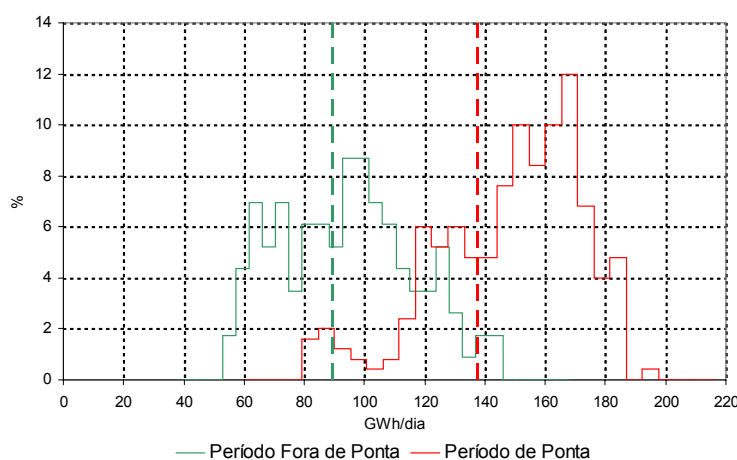
Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
49.277.078	89.668.583	91.010.183	92.842.803	140.067.441	19.173.107	21,38

Figura 4-37 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis de 2006



Mínimo dia	Média dia	Mediana dia	Moda dia	Máximo dia	Desvio Padrão	
GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	GWh/dia	%
75.501.752	137.547.240	141.590.943	155.006.497	180.450.392	41.430.041	30,12

Figura 4-38 – Distribuição, média e frequência acumulada da capacidade diária de transporte nos dias úteis e fins-de-semana de 2006



4.4.2 PERÍODO DE PONTA PARA A RNTGN

Os períodos de ponta e fora de ponta, da RNTGN, podem ser definidos como:

- Período de ponta – todos os dias úteis.
- Período fora de ponta – todos os fins-de-semana e feriados.
- Os períodos são iguais para todos os meses do ano gás.

Estes períodos são definidos por um lado por se verificar uma oscilação acentuada do diagrama de carga em base semanal, e por outro lado, porque a consideração destes períodos permite maximizar a qualidade da sua localização obtida mediante a minimização de uma função (erro quadrático dos desvios) criada para o efeito.

A consideração destes períodos tarifários permite assegurar que a ponta do diagrama de carga agregado apresenta uma probabilidade elevada de ocorrência no período de ponta. Em contrapartida, os períodos de menor consumo apresentam também uma probabilidade elevada de ocorrerem nos períodos fora de ponta.

As figuras seguintes representam graficamente as capacidades médias consideradas nos períodos de ponta e nos períodos fora de ponta e os valores médios anuais dos diferentes dias da semana, para os anos de 2004 a 2006.

Figura 4-39 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora de ponta, para 2004

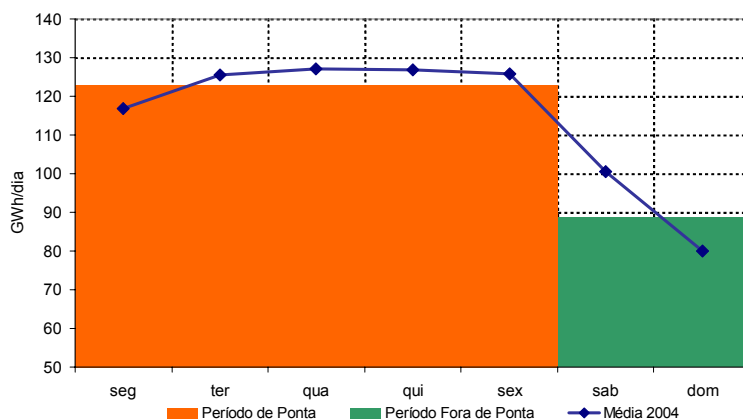


Figura 4-40 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora de ponta, para 2005

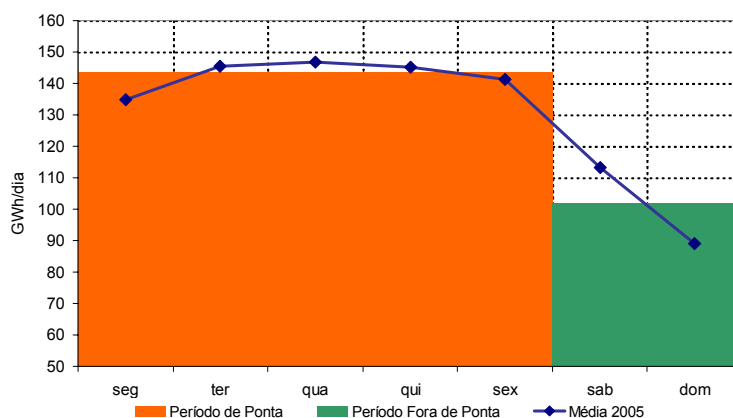
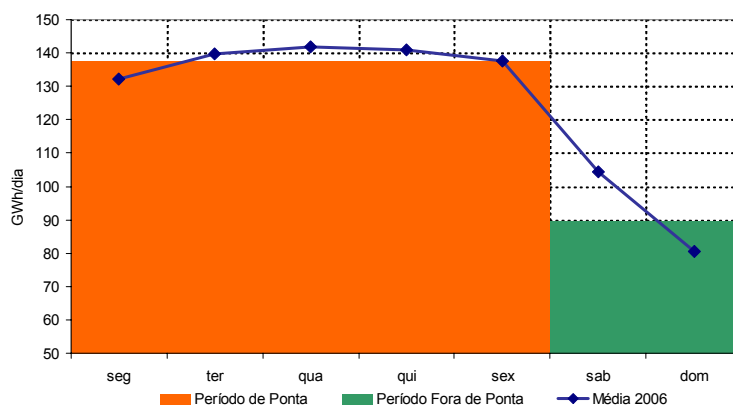


Figura 4-41 – Capacidades médias nos períodos de ponta e nos períodos fora de ponta, para 2006



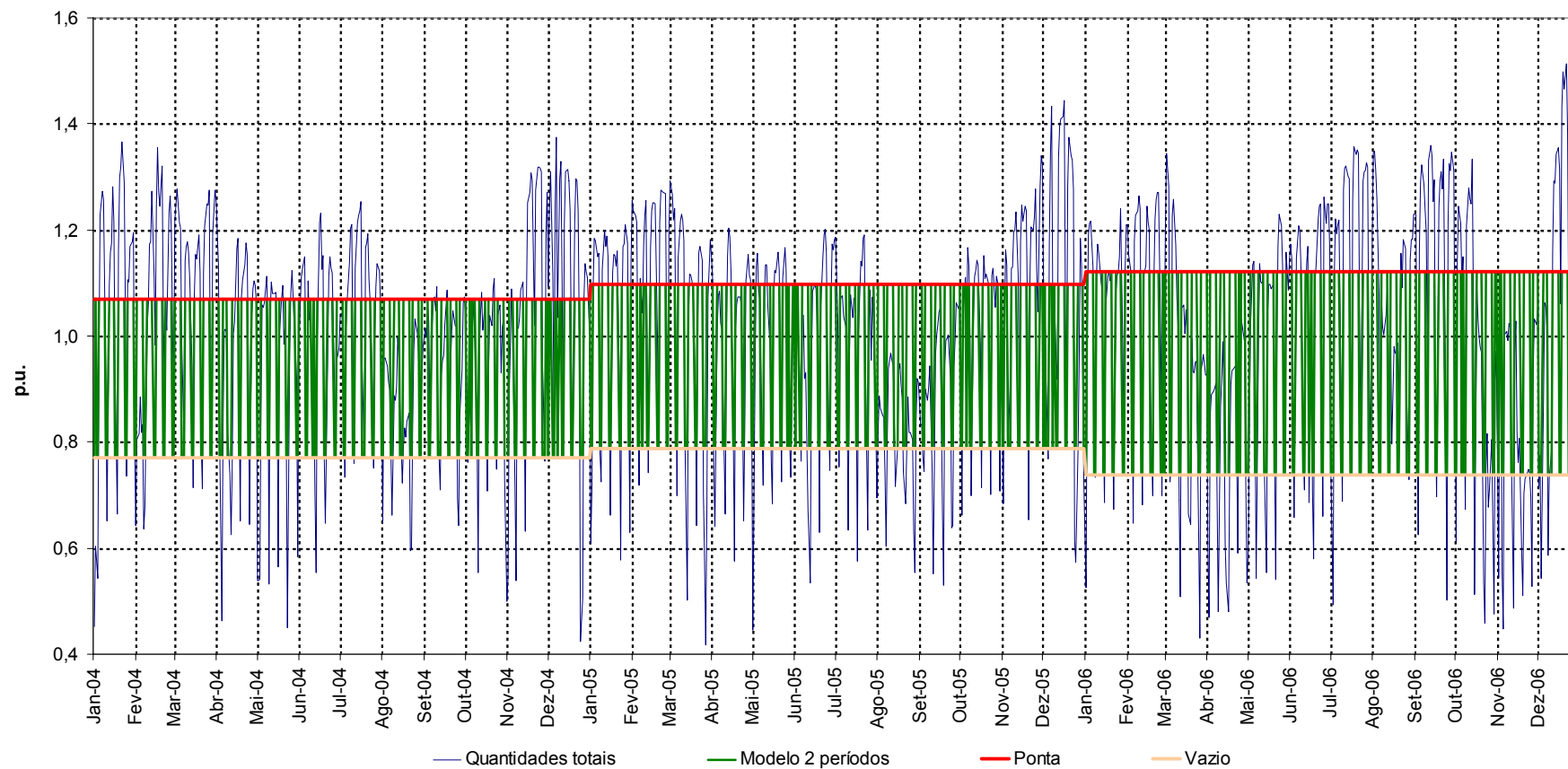
O período de ponta, determinado através dos dias úteis, apresenta contudo o inconveniente de ter uma duração muito alargada, o que prejudica a transmissão de sinais preço de intensidade adequada, indutores de uma utilização racional da infra-estrutura no médio-longo prazo. Por esta razão a par da utilização de um preço de energia aplicável no período de ponta, onde com elevada probabilidade

ocorrerão os picos de consumo ou os valores máximos de capacidade do gasoduto, há que utilizar outro preço a aplicar a outra variável que com probabilidade traduza a contribuição de cada agente individual para a ponta agregada do gasoduto. Esta última variável corresponde à capacidade utilizada nos pontos de entrega que se caracteriza no ponto seguinte.

Na Figura 4-42 é apresentada a curva conjunta dos consumos totais agregada e das respectivas curvas rectangularizadas, para o período de 2004 a 2006. A curva rectangularizada, resulta da média anual dos dias úteis como valor máximo, representada na figura a vermelho, e da média dos fins-de-semana e feriados como valor mínimo, representada a castanho. Estas médias pretendem simular os períodos de ponta e os períodos fora de ponta, respectivamente.

Verifica-se que do ano 2004 para o ano 2005 o valor médio para o período fora de pontas aumentou, traduzindo o efeito da presença dos centros electroprodutores durante os fins-de-semana e feriados, em oposição ao que se verifica do ano 2005 para o ano 2006, em que o valor médio do período fora de pontas diminuiu, mesmo em relação ao ano 2004, traduzindo o efeito da ausência dos centros electroprodutores durante os fins-de-semana e feriados. Por outro lado, o valor médio do período de pontas aumentou, aproximadamente na mesma proporção entre os diferentes anos, evidenciando o crescimento no consumo de gás natural em Portugal continental.

Figura 4-42 – Quantidades totais reais e valores médios para os períodos de ponta e fora de ponta de 2004 a 2006 (p.u.)



4.5 ANÁLISE DA CAPACIDADE UTILIZADA NOS PONTOS DE ENTREGA DA RNTGN

O período de ponta a considerar no preço da energia de ponta foi definido através da distinção entre dias úteis e fins-de-semana ou feriados. No entanto, esta definição apresenta o inconveniente de conduzir a uma duração bastante alargada para o referido período, o que poderá resultar numa transmissão ineficaz do sinal preço com consequências indesejáveis na utilização racional das infra-estruturas.

Assim, procurando uma melhor tradução da contribuição de cada agente individual para a ponta agregada da rede de transporte procede-se à caracterização da capacidade utilizada por ponto de entrega da RNTGN para a sua utilização como variável de facturação.

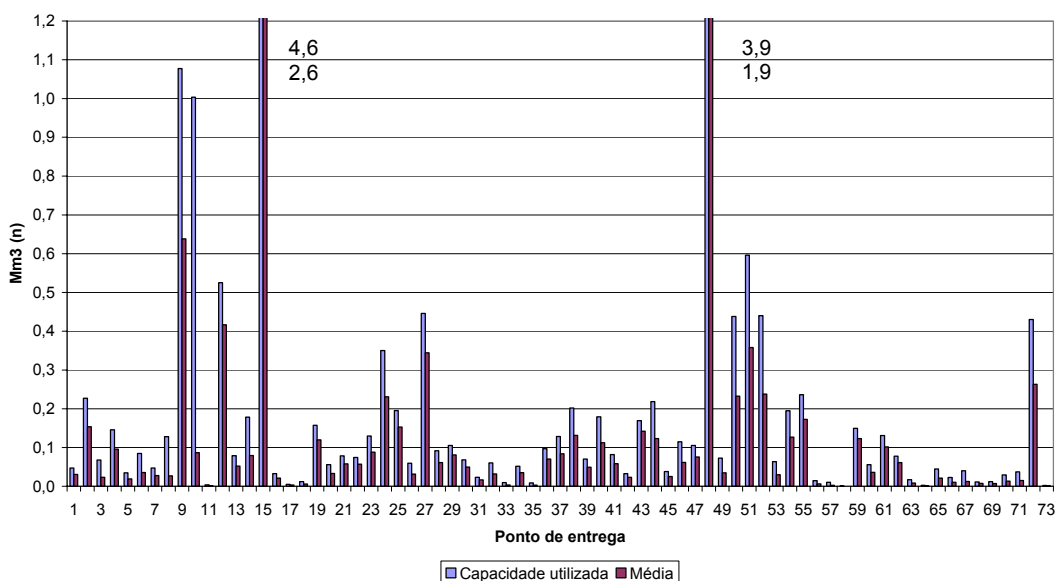
4.5.1 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACIDADE UTILIZADA

A capacidade utilizada corresponde ao máximo consumo diário registado nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita, em unidades de energia. Seguidamente caracteriza-se a capacidade utilizada para os anos 2006, 2005 e 2004.

CAPACIDADE UTILIZADA EM 2006

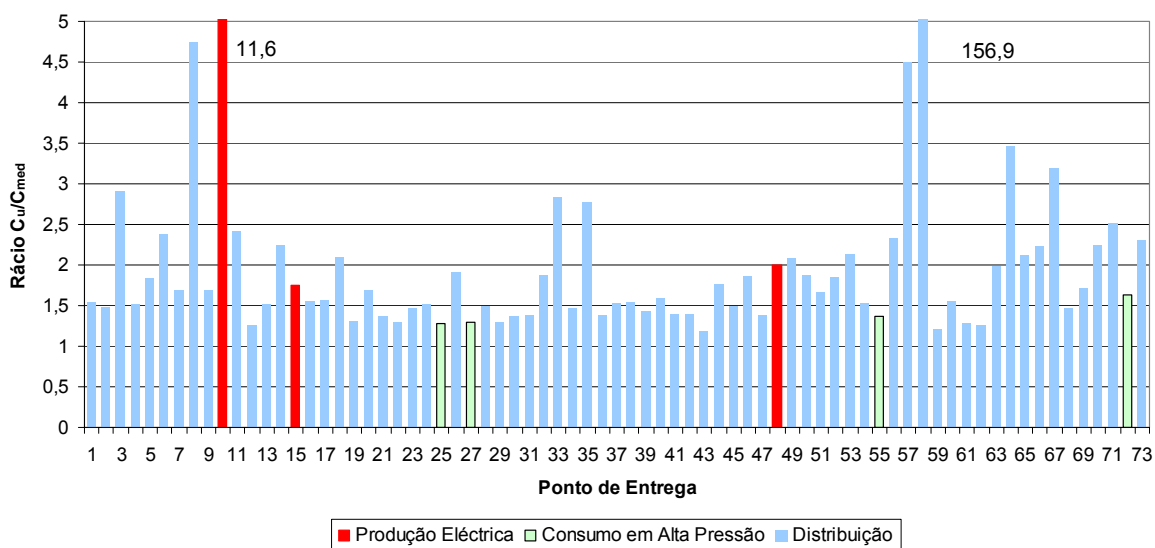
A Figura 4-43 apresenta, para cada um dos pontos de entrega, a capacidade utilizada e a capacidade média, considerada como a média diária do consumo em cada ponto de entrega, verificadas no ano de 2006.

Figura 4-43 – Capacidade utilizada e Capacidade média em 2006



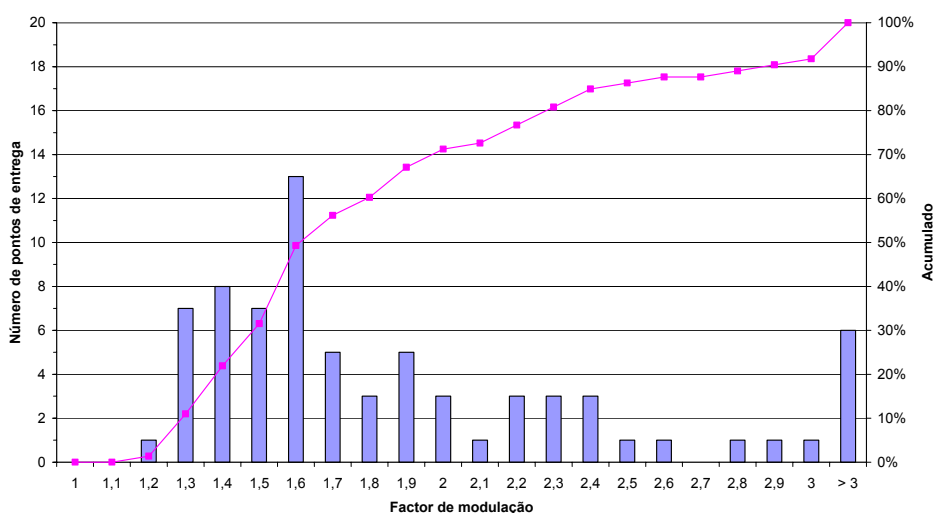
O rácio C_u/C_{med} , também chamado factor de modulação, traduz a regularidade do perfil de consumo de um cliente ou de um ponto de entrega. A Figura 4-44 apresenta este rácio para o ano de 2006:

Figura 4-44 – Rácio C_u/C_{med} para o ano de 2006



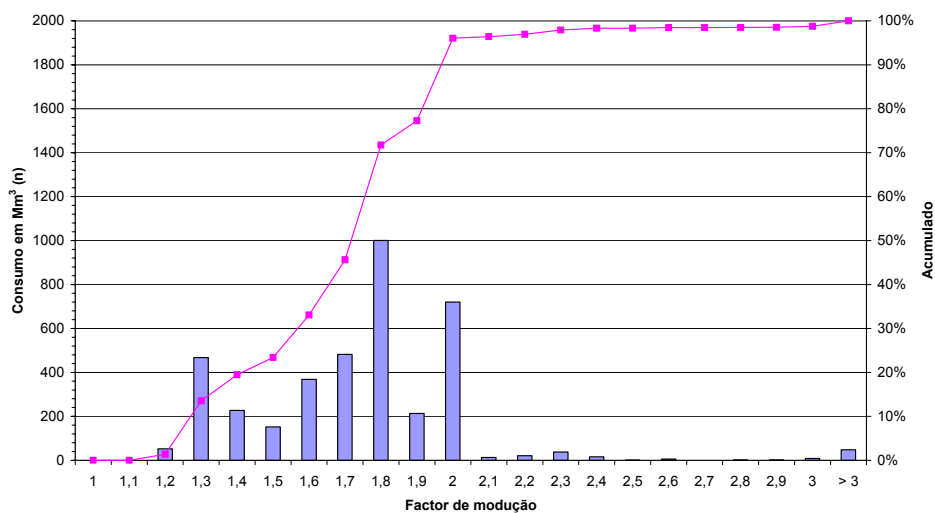
Efectuando a classificação do factor de modulação, por número de pontos de entrega e consumo, obtém-se, respectivamente, a Figura 4-45 e a Figura 4-46.

Figura 4-45 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2006



Verifica-se que a maioria dos pontos de entrega apresentam um factor de modulação inferior a 3 sendo que metade destes apresenta um factor de modulação igual ou inferior a 1,6.

Figura 4-46 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2006

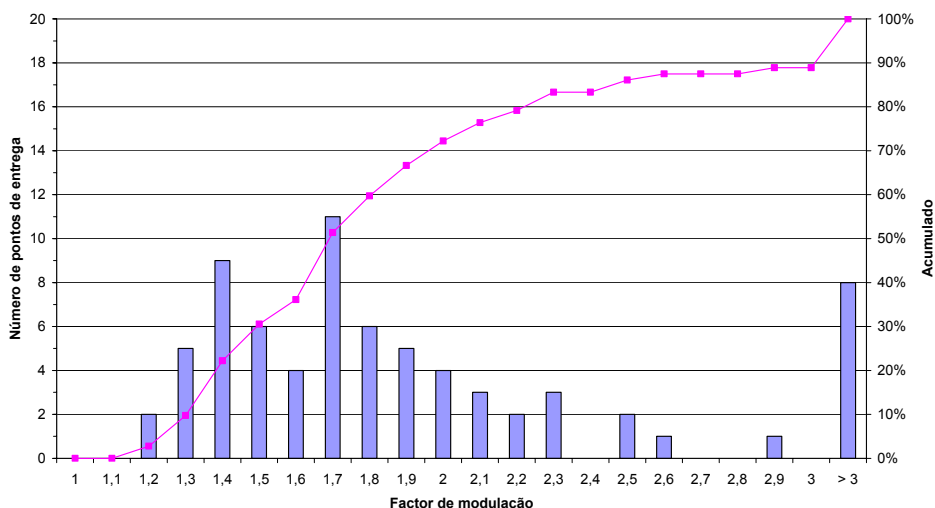


A Figura 4-46 mostra que cerca de 50% dos consumos apresentam um factor de modulação igual ou inferior a 1,7 e que praticamente a totalidade dos consumos se traduz num factor de modulação igual ou inferior a 2, ou seja a quase totalidade dos consumos tem um consumo médio de cerca de metade da capacidade utilizada.

CAPACIDADE UTILIZADA EM 2005

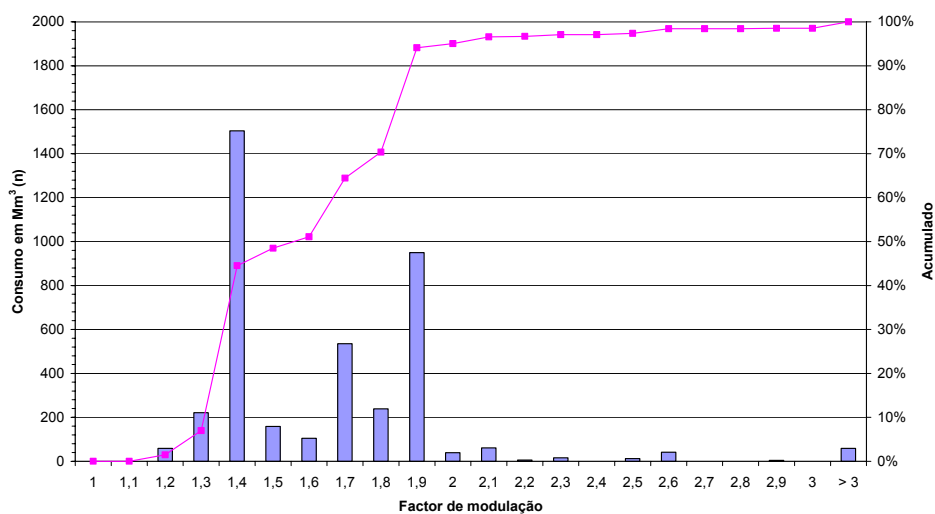
A Figura 4-47 e a Figura 4-48 apresentam a informação classificada referente ao factor de modulação, para o ano de 2005.

Figura 4-47 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2005



Observa-se que a maioria, aproximadamente 90%, dos pontos de entrega apresenta um factor de modulação igual ou inferior a 3 e que metade destes tem um factor de modulação igual ou inferior a 1,7.

Figura 4-48 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2005

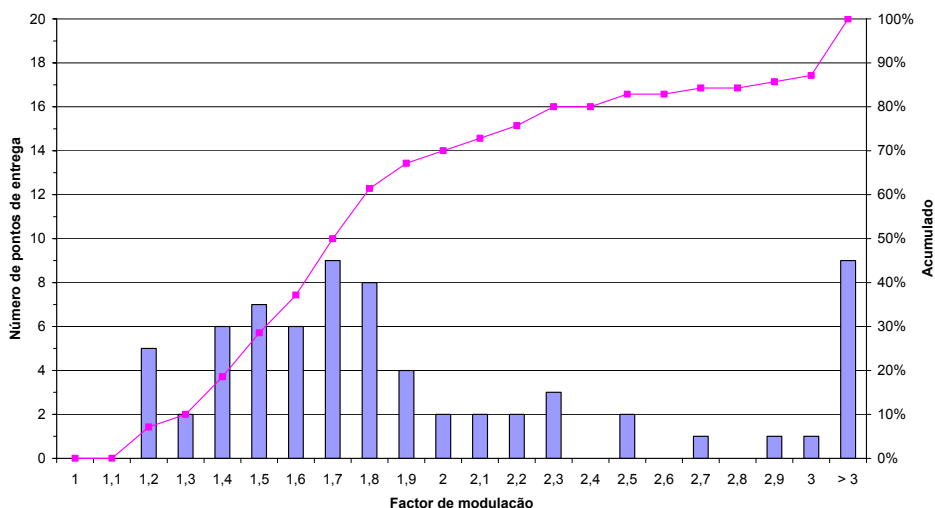


A maioria do consumo (95%) é caracterizado por um factor de modulação igual ou inferior a 2 enquanto metade destes apresentam um factor de modulação igual ou inferior a 1,6.

CAPACIDADE UTILIZADA EM 2004

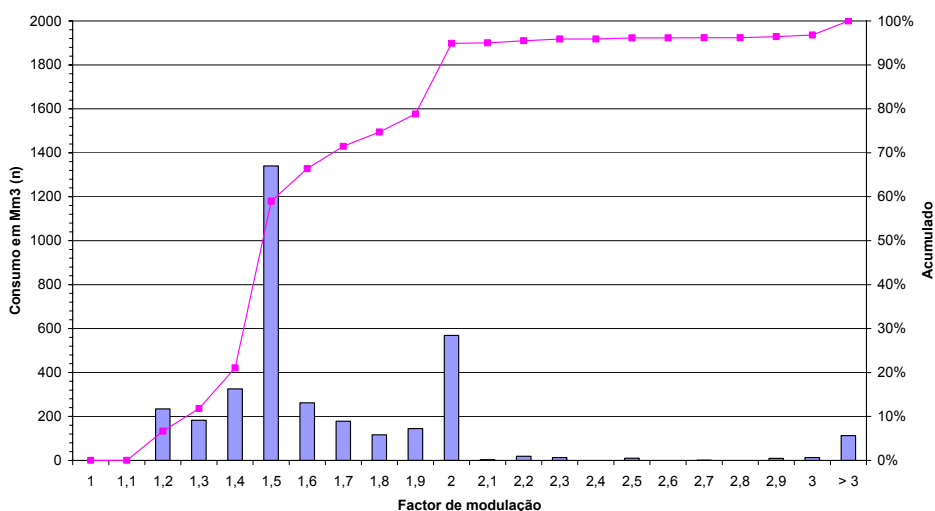
A Figura 4-49 e a Figura 4-50 apresentam a classificação do factor de modulação considerando informação referente ao ano de 2004.

Figura 4-49 – Classificação do factor de modulação por número de pontos de entrega para o ano de 2004



Tal como para o ano de 2005, a quase totalidade dos pontos de entrega apresenta um factor de modulação inferior a 3, sendo que metade destes se caracteriza por um factor de modulação igual ou inferior a 1,7.

Figura 4-50 – Classificação do factor de modulação por consumo para o ano de 2004



Observa-se que mais de metade dos consumos conduzem a valores para o factor de modulação iguais ou inferiores a 1,5. A quase totalidade dos consumos apresenta um factor de modulação igual ou inferior a 2.

CAPACIDADE UTILIZADA CONSIDERANDO OS ANOS DE 2006, 2005 E 2004

Na Figura 4-51 e na Figura 4-52 resumem-se os resultados anteriores, apresentando-se a classificação acumulada do factor de modulação segundo o número de pontos de entrega e o consumo para os anos de 2004, 2005 e 2006.

Figura 4-51 – Classificação acumulada do factor de modulação por número de pontos de entrega para os anos de 2004, 2005 e 2006

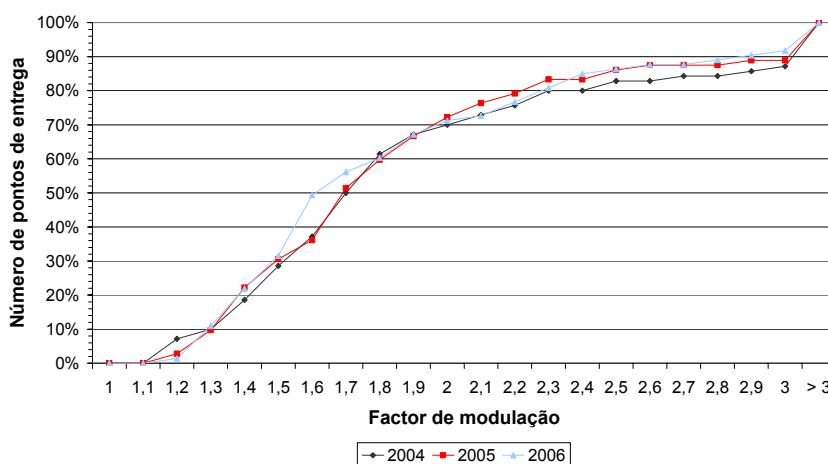
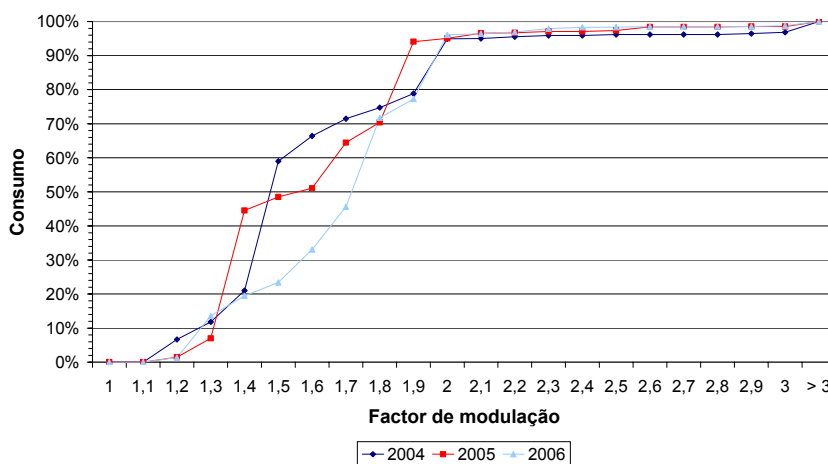


Figura 4-52 – Classificação acumulada do factor de modulação por consumo para os anos de 2004, 2005 e 2006



Verifica-se existir uma grande uniformidade no comportamento referente ao factor de modulação dos pontos de entrega para os anos de 2004, 2005 e 2006.

As curvas classificadas acumuladas do factor de modulação por consumo apresentam taxas de crescimento superiores às curvas classificadas por ponto de entrega o que revela que os pontos de entrega com maior consumo apresentam os menores factores de modulação.

4.5.2 CONTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE UTILIZADA EM CADA PONTO DE ENTREGA PARA A PONTA DO DIAGRAMA DE CARGA

Como referido, a utilização dos dias úteis como período de ponta conduz a um alargamento deste período, o que pode traduzir-se num sinal de ponta de eficácia insatisfatória.

Assim, importa analisar a variável capacidade utilizada, C_u , como eventual driver de custo associado aos períodos de maior consumo da rede de transporte.

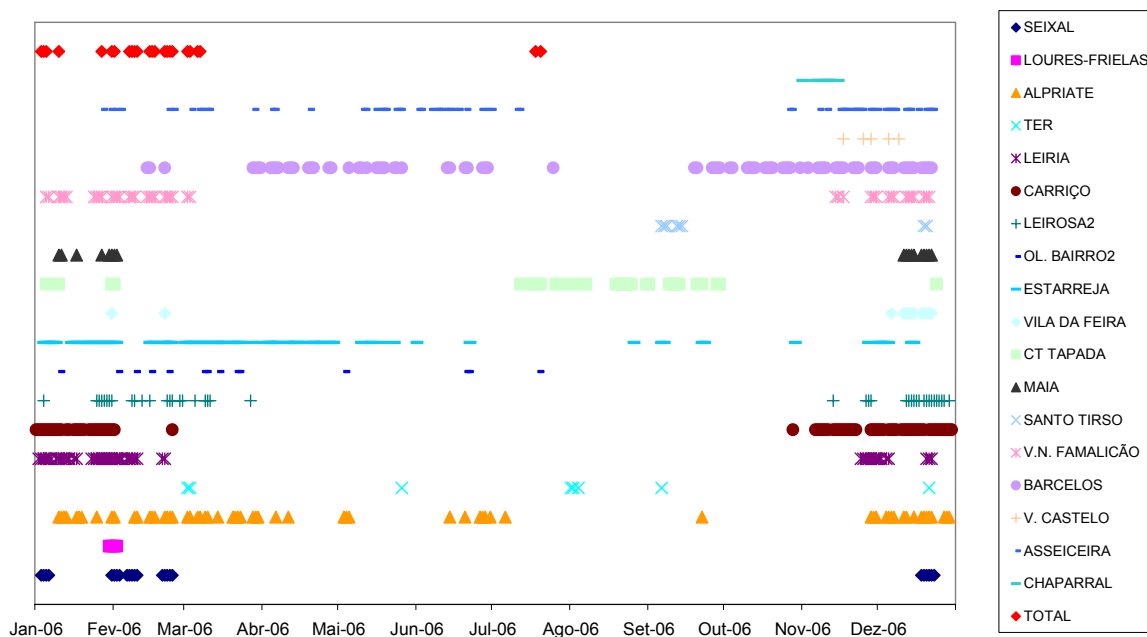
Assim, na análise seguinte procura-se identificar alguns contributos relevantes da capacidade utilizada em cada ponto de entrega para a ponta agregada do diagrama de carga.

MÁXIMOS DIÁRIOS LOCAIS

A Figura 4-53 mostra os (dezoito) pontos de entrega que representam 80% do consumo total verificado no ano de 2006. Na Figura 4-53 são assinalados os dias em que o consumo diário local foi superior a 90% do máximo diário verificado para esse ponto de entrega nesse ano.

Adicionalmente, na parte superior da figura indicam-se os dias do ano de 2006 em que o consumo agregado foi superior a 90 % do máximo diário verificado no ano.

Figura 4-53 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2006



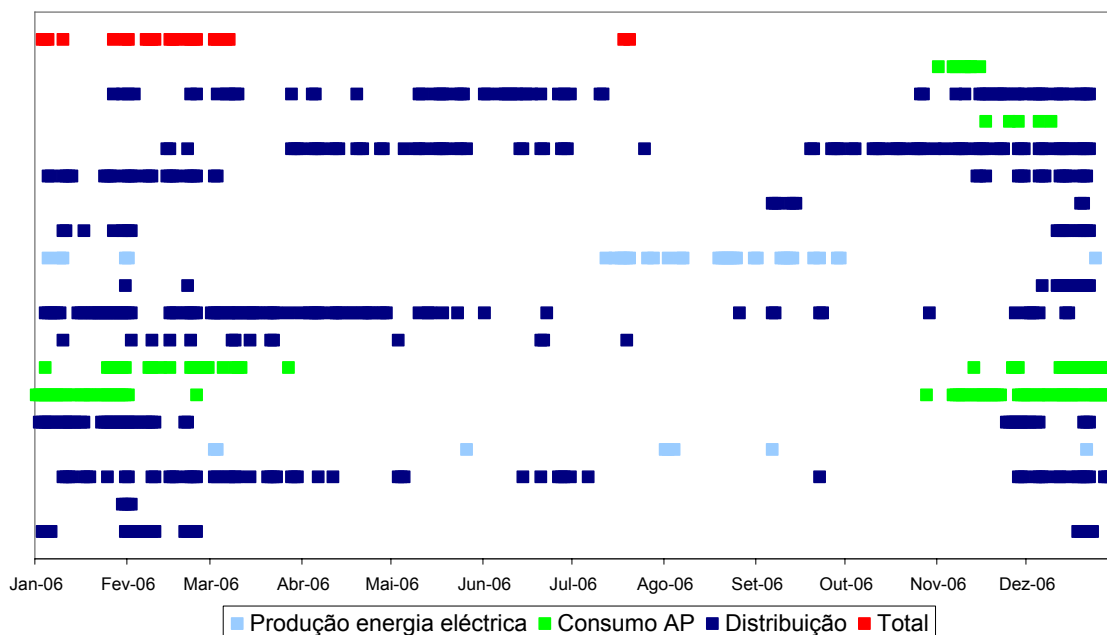
Verifica-se que, para a maioria dos pontos de entrega, os máximos locais ocorrem nos meses correspondentes ao Inverno.

Como excepção evidente a esta conclusão surge o comportamento das centrais eléctricas, em particular a central da Tapada do Outeiro, como seria de esperar dada a influência da hidraulicidade na utilização do parque electroprodutor. Por outro lado, a outra grande central térmica de ciclo combinado, a Central do Ribatejo (TER), raramente ultrapassa 90% do seu máximo local diário verificado no ano de 2006. Mesmo assim, a maioria dos seus registos, tal como para a central da Tapada do Outeiro, verificam-se nos meses de Verão.

Globalmente é possível concluir que num número elevado de pontos de entrega surgem diversas ocorrências de valores máximos de capacidade não coincidentes com os máximos do diagrama de carga agregado.

A Figura 4-54 foi elaborada a partir da Figura 4-53 e permite avaliar os máximos diários locais, por ponto de entrega, sabendo o tipo de consumo associado a cada ponto de entrega relevante, a saber: (i) produção de energia eléctrica, (ii) consumos industriais em alta pressão e (iii) consumos ligados às redes de distribuição.

Figura 4-54 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2006



A Figura 4-55 e a Figura 4-56 foram elaboradas com base nos mesmos pressupostos, ou seja os mesmos pontos de entrega e o mesmo patamar relativamente ao máximo diário local, que a Figura 4-53 e Figura 4-54, mas considerando dados referentes ao ano de 2005.

Figura 4-55 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2005

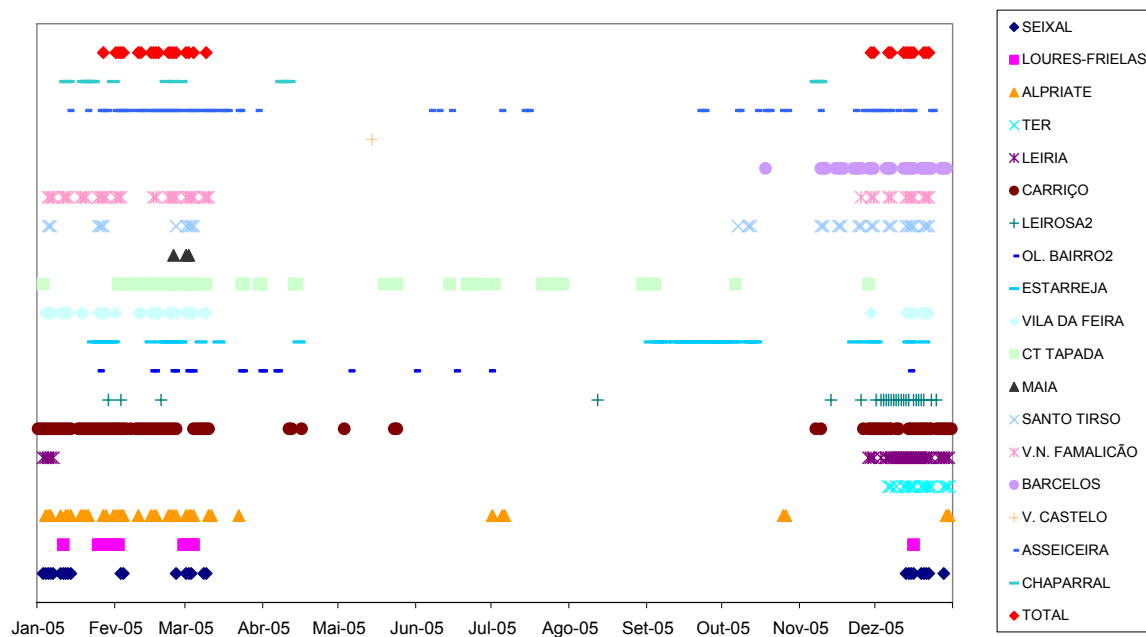
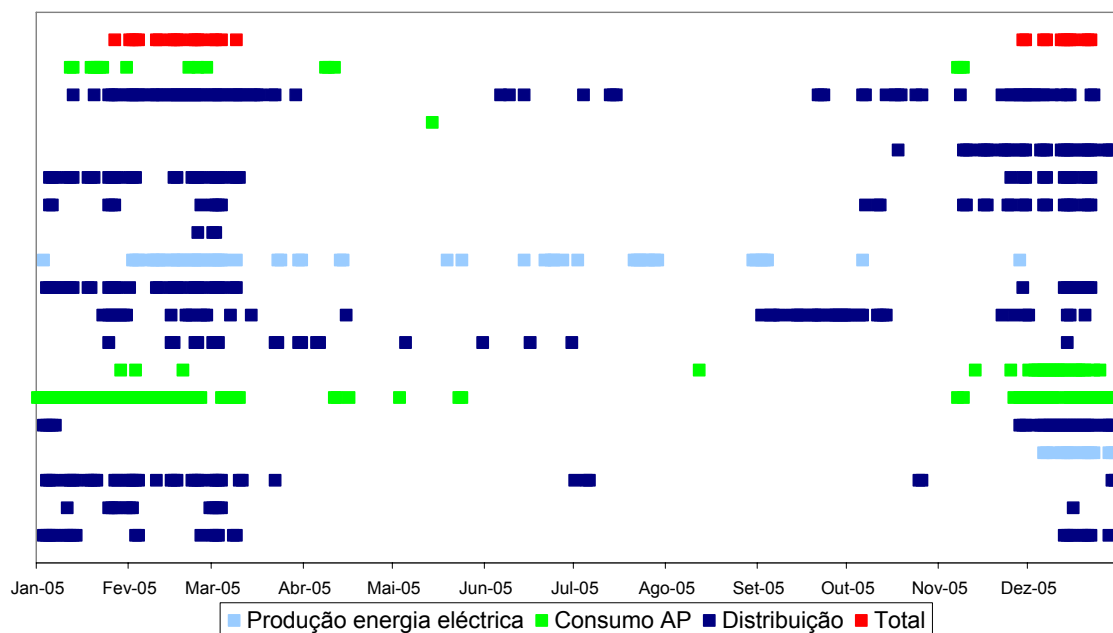


Figura 4-56 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2005



Em termos globais verifica-se um comportamento semelhante ao observado para o ano de 2006, com a excepção do comportamento verificado por parte das centrais de ciclo combinado, que está fortemente condicionado pela hidraulicidade do ano em análise.

Na sequência do que foi referido anteriormente, e partindo de informação referente ao ano de 2004, elaboraram-se as figuras seguintes.

Figura 4-57 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante para o ano de 2004

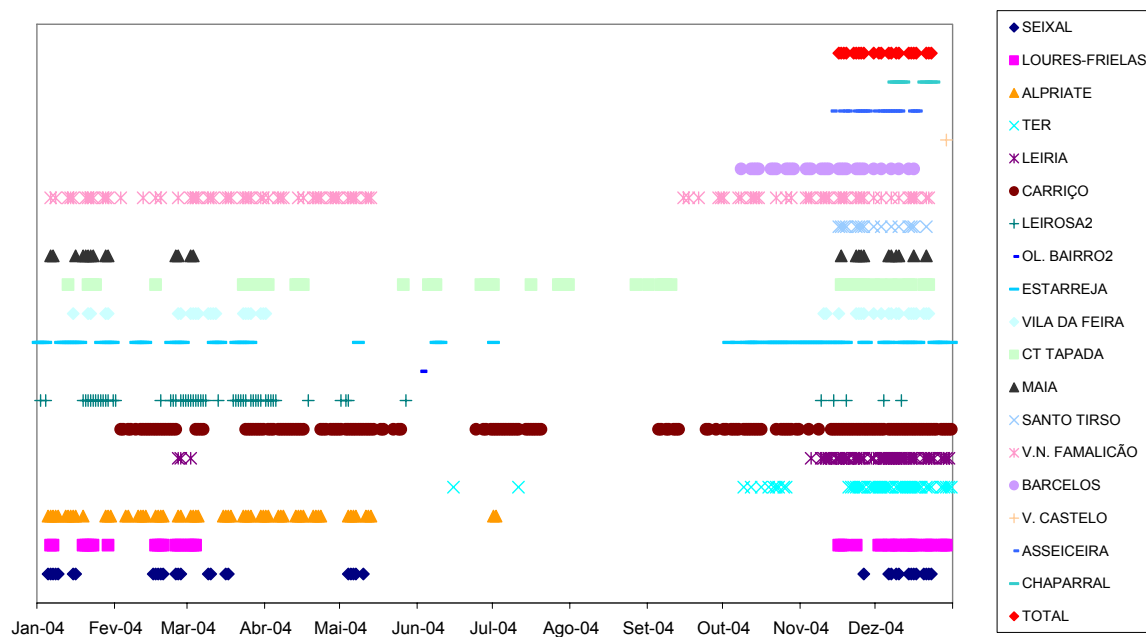
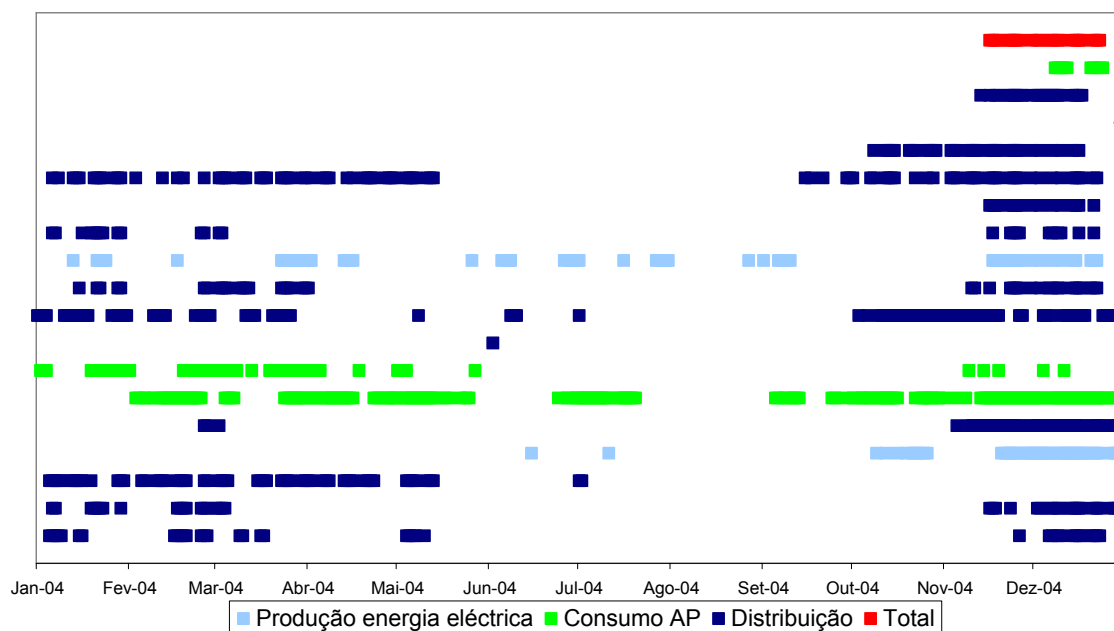


Figura 4-58 – Máximos diários locais por ponto de entrega relevante e por tipo de consumo para o ano de 2004



Verifica-se um comportamento semelhante ao observado para os anos de 2006 e 2005.

INDICADOR DE CONTRIBUIÇÃO PARA A PONTA

Procurou-se estabelecer um indicador de contribuição para a ponta. O indicador referido caracteriza cada ponto de entrega à saída da RNTGN segundo o seu consumo no dia em que o diagrama agregado foi mais elevado.

Em particular, o indicador de contribuição para a ponta é determinado a partir do valor médio do consumo diário num ponto de entrega, em percentagem do valor máximo local desse ponto de entrega nos dias em que o consumo agregado é máximo, de acordo com a expressão seguinte.

Para calcular o indicador, tomaram-se os 36 dias de maior consumo do diagrama agregado, o que representa os dias em que o consumo agregado foi, pelo menos, 88% do seu valor máximo diário do ano. Este número de dias representa 10% dos dias em 2006.

A seguinte expressão sintetiza o referido:

$$I_i = \frac{\sum_{d \in D_{máx}} C_d^i / C_{máx}^i}{N_D}$$

Com:

i – Ponto de entrega.

I_i – Indicador para o ponto de entrega i .

d – Dia d .

$D_{máx}$ – Conjunto de dias em que o diagrama de consumo agregado é, pelo menos, 88 % do seu valor máximo anual.

N_D – Número de dias em $D_{máx}$.

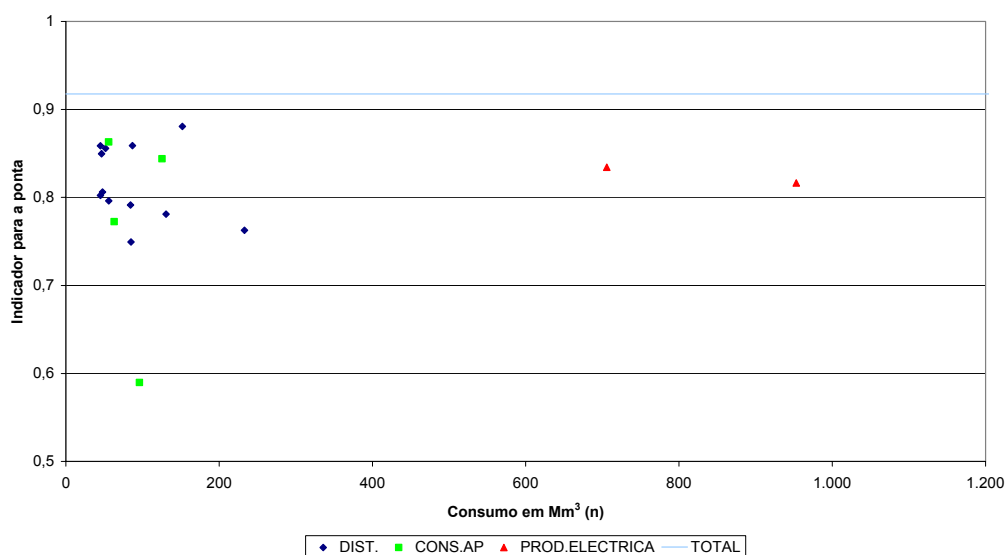
C_d^i – Consumo de gás natural no dia d no ponto de entrega i .

$C_{máx}^i$ – Consumo diário máximo durante o ano, no ponto de entrega i .

O valor do indicador definido é maximizado quando os maiores valores de consumo num dado ponto de entrega coincidem com os dias de maior consumo do diagrama agregado.

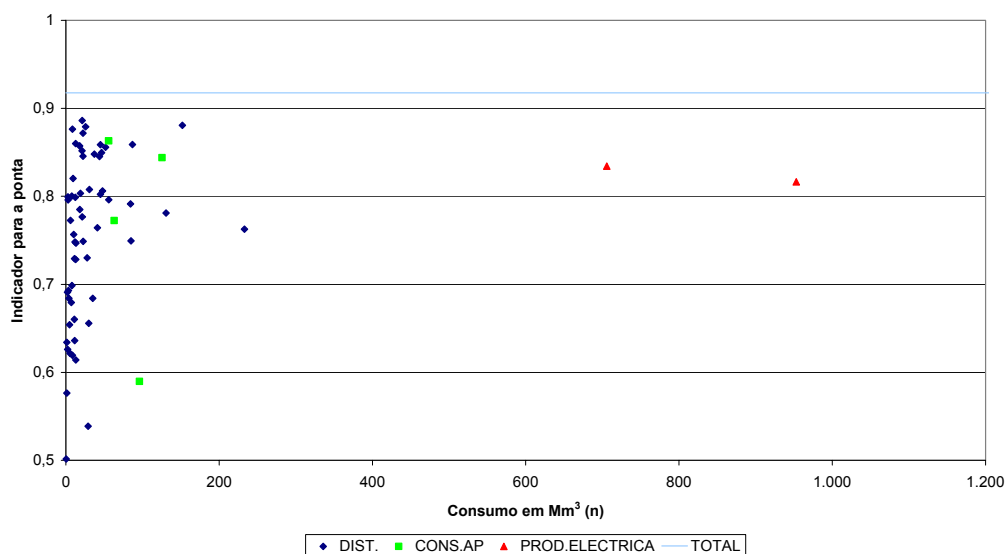
A Figura 4-59 apresenta os resultados referentes ao ano de 2006, em função do consumo total de cada ponto de entrega, considerando apenas, os pontos de entrega mais relevantes, ou seja aqueles que representam 80% do consumo agregado na RNTGN. São identificados os pontos correspondentes a consumos de gás natural para produção de energia eléctrica, consumos industriais em alta pressão e consumos ligados às redes de distribuição. Na figura apresenta-se, também, o valor do indicador aplicado ao diagrama de carga agregado (total).

Figura 4-59 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2006



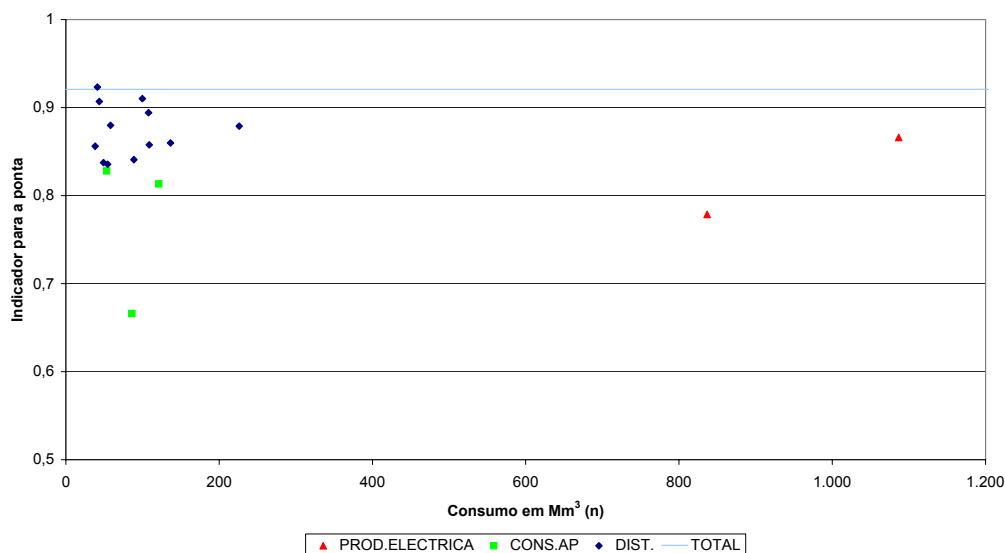
A Figura 4-60 é semelhante à Figura 4-59, tendo no entanto a particularidade de se considerarem todos os pontos de entrega.

Figura 4-60 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2006



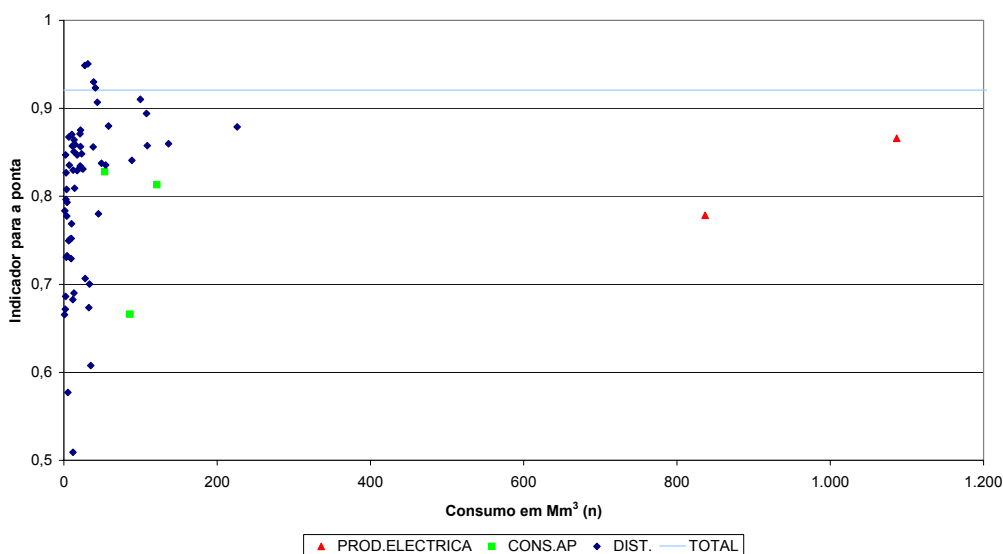
A Figura 4-61 mostra os referidos indicadores, considerando apenas os pontos de entrega relevantes, para o ano de 2005.

Figura 4-61 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2005



A Figura 4-62 é semelhante à Figura 4-61, com a particularidade de se considerarem todos os pontos de entrega.

Figura 4-62 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2005



A Figura 4-63 e a Figura 4-64 apresentam os indicadores de contribuição para a ponta, considerando, por um lado, os pontos de entrega relevantes, e por outro, todos os pontos de entrega para o ano de 2004.

Figura 4-63 – Indicador de contribuição para a ponta considerando pontos de entrega relevantes para o ano de 2004

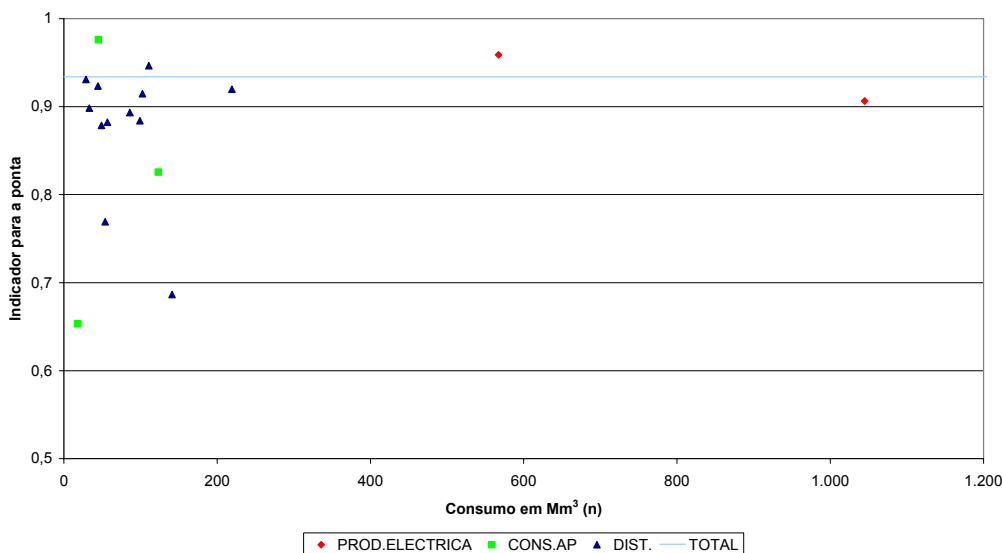
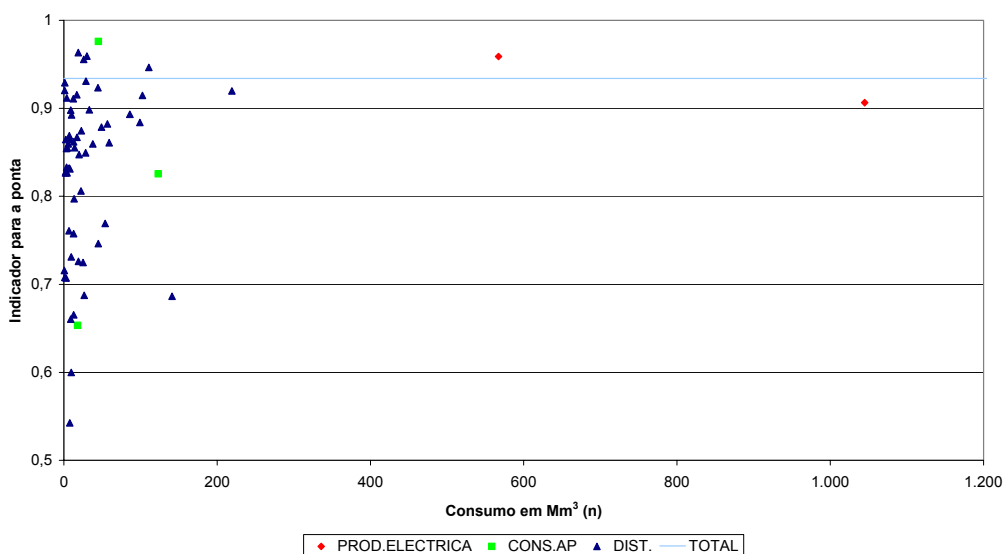
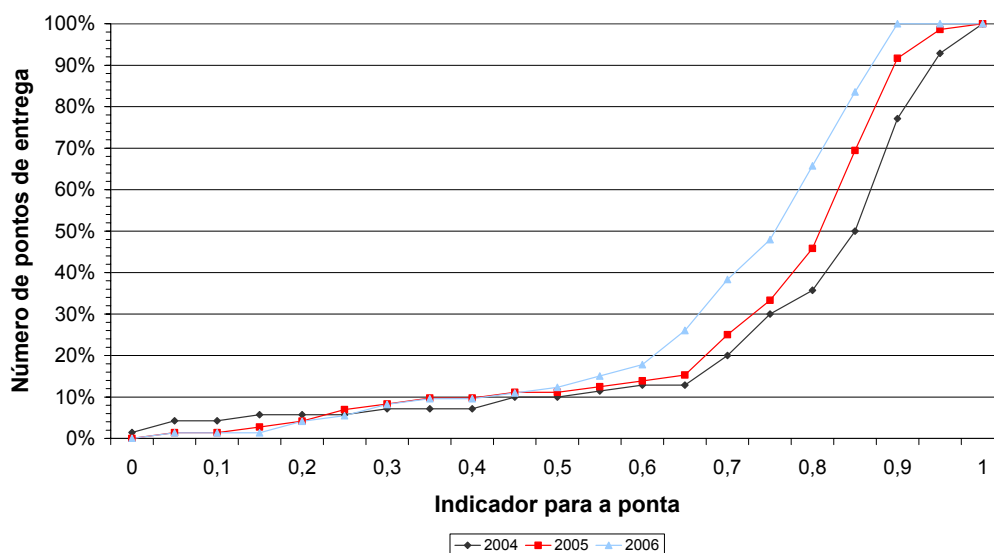


Figura 4-64 – Indicador de contribuição para a ponta considerando todos os pontos de entrega para o ano de 2004



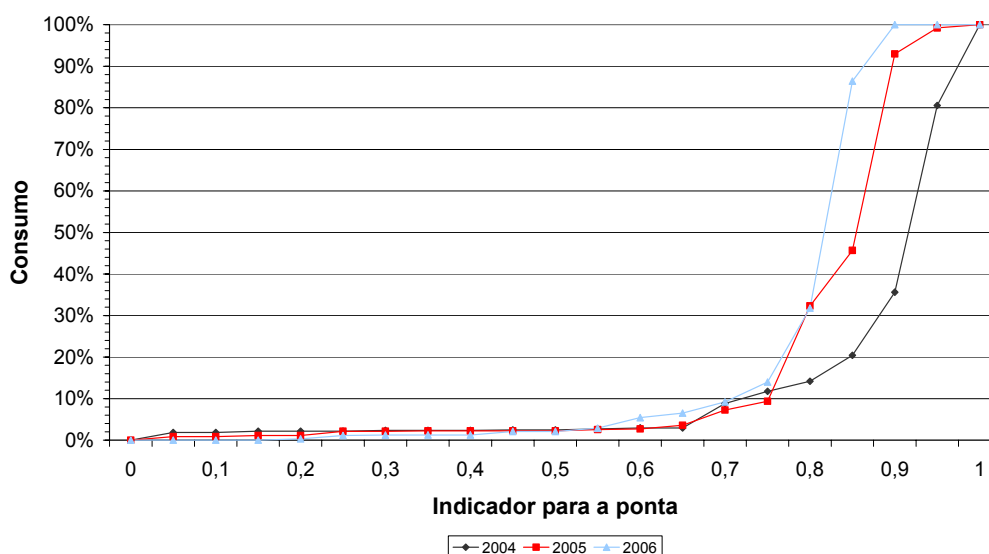
A Figura 4-65 mostra a classificação do indicador para a ponta por número de pontos de entrega, para os anos de 2004, 2005 e 2006.

Figura 4-65 – Classificação acumulada do indicador para a ponta por número de pontos de entrega para os anos de 2004, 2005 e 2006



A Figura 4-66 mostra a classificação do indicador para a ponta por consumo, para os anos de 2004, 2005 e 2006.

Figura 4-66 – Classificação acumulada do indicador para a ponta por consumo para os anos de 2004, 2005 e 2006



Analisando as figuras anteriores, para os anos de 2004, 2005 e 2006 verifica-se que os maiores consumidores apresentam indicadores de contribuição para a ponta tipicamente superiores.

Quando também se consideram os consumidores ou pontos de entrega mais pequenos surgem alguns casos de indicadores de contribuição para a ponta bastante baixos, podendo-se assim concluir que estes consumidores contribuem pouco para a ponta agregada de consumo.

Assim, a utilização da variável capacidade utilizada, C_u , para facturação dos troços comuns da RNTGN conduz a alguma distorção de pagamentos nestes casos de consumidores mais pequenos.

Por outro lado, para a maior parte dos pontos de entrega, em particular os de maior consumo, a dispersão do indicador é reduzida significando uma boa aderência da variável capacidade utilizada, C_u , ao objectivo traçado.

4.5.3 ESTRUTURA DE PAGAMENTOS DOS TROÇOS COMUNS DA REDE DE TRANSPORTE

A variável de facturação energia em períodos de ponta pretende reflectir os custos com os troços comuns (centrais) do gasoduto. Este racional resulta da evidência que a expansão da capacidade da rede de transporte, procurando evitar congestionamentos nesses períodos, é essencialmente devida à energia a transportar em períodos de ponta. No entanto, esta variável de facturação, a energia em períodos de ponta, apresenta o inconveniente de poder resultar num insuficiente sinal preço devido ao carácter alargado do período de ponta (todos os dias úteis).

Assim, pretende-se averiguar a viabilidade da utilização da capacidade utilizada como variável de facturação complementar, de modo a reflectir os custos associados aos troços comuns da rede de transporte.

Para tal comparam-se as estruturas de pagamentos resultantes da utilização da capacidade utilizada e da energia em períodos de ponta com a estrutura de pagamentos associada à capacidade por ponto de entrega, síncrona com a ponta do diagrama agregado.

Esta capacidade síncrona foi definida para este efeito como sendo o valor do consumo diário de um dado ponto de entrega nos dias em que o consumo agregado verificou as maiores ocorrências. Considera-se que os custos com os troços comuns da rede de transporte seriam facturados a cada ponto de entrega por aplicação de um preço de capacidade ao valor do consumo médio diário do ponto de entrega, nos dias de máximo do diagrama agregado.

Esta variável, capacidade síncrona, permite transmitir aos utilizadores, à posteriori, uma correcta imputação de custos com a rede de transporte, embora não seja definida no Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural.

Considera-se, com base na informação disponível e admitindo algumas simplificações, a capacidade síncrona por ponto de entrega como o consumo médio em dado ponto de entrega, durante o período correspondente aos dias em que o consumo diário total excede 88% (10% do ano de 2006) do máximo do consumo máximo diário total verificado.

Para comparar a estrutura de pagamentos quando é utilizada como variável a capacidade utilizada por ponto de entrega ou a energia consumida em períodos de ponta, ou seja nos dias úteis, foram elaborados alguns histogramas onde se representa a relação entre cada uma destas estruturas de pagamentos e a estrutura de pagamentos resultante da capacidade síncrona calculada para cada ponto de entrega, conforme indicado anteriormente.

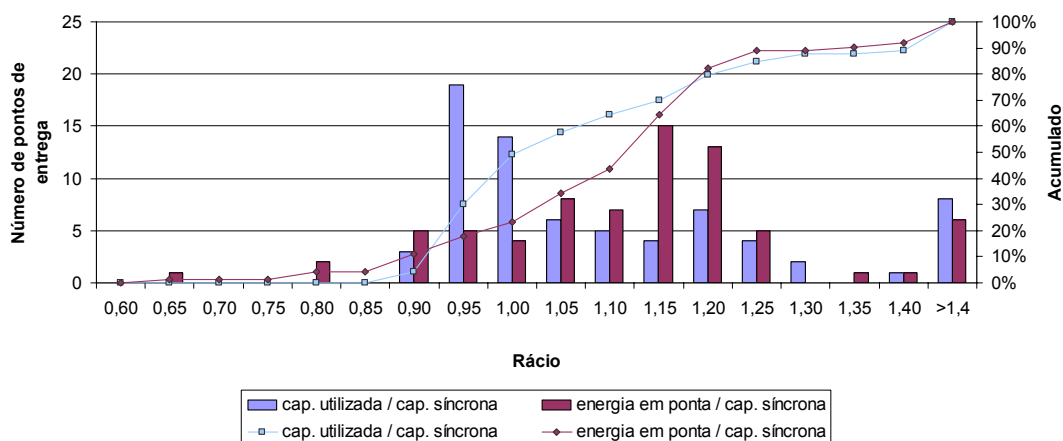
Os histogramas contabilizam o número de pontos de entrega e o consumo para cada classe de intervalos de relações entre estruturas de pagamentos. Assim, quando o valor do rácio apresentado é unitário as estruturas de pagamento em comparação coincidem. Este valor unitário é o valor desejável na medida em que se pretende escolher uma variável que produza resultados semelhantes aos da referência (capacidade síncrona).

O histograma ideal, ou seja, o resultado que melhor traduz a aderência aos *drivers* de custo dos troços comuns da rede de transporte, é um histograma que é zero até à classe de valor 1 e depois passa a 100%. Este diagrama significaria que, para todos os pontos entrega, a estrutura de pagamentos da variável de facturação em análise coincidiria com a estrutura da variável de referência.

Ano 2006

A Figura 4-67 apresenta o histograma referente ao número de pontos de entrega em cada uma das classes consideradas para o ano de 2006.

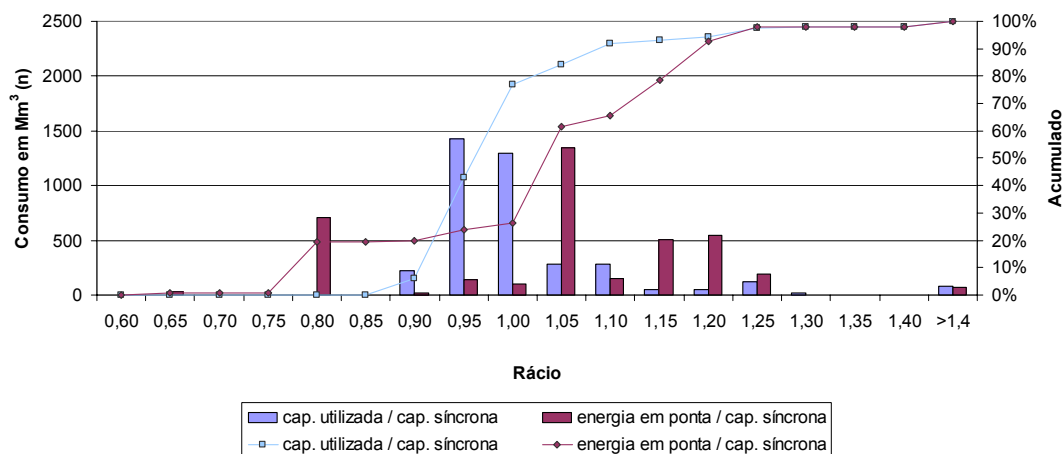
Figura 4-67 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2006



A Figura 4-68 apresenta o histograma referente ao consumo em cada uma das classes consideradas para o ano de 2006.

É de assinalar que a utilização da capacidade utilizada por ponto de entrega resulta no facto de metade dos pontos de entrega se localizar até à relação unitária entre as estruturas de pagamento consideradas (capacidade utilizada e capacidade síncrona).

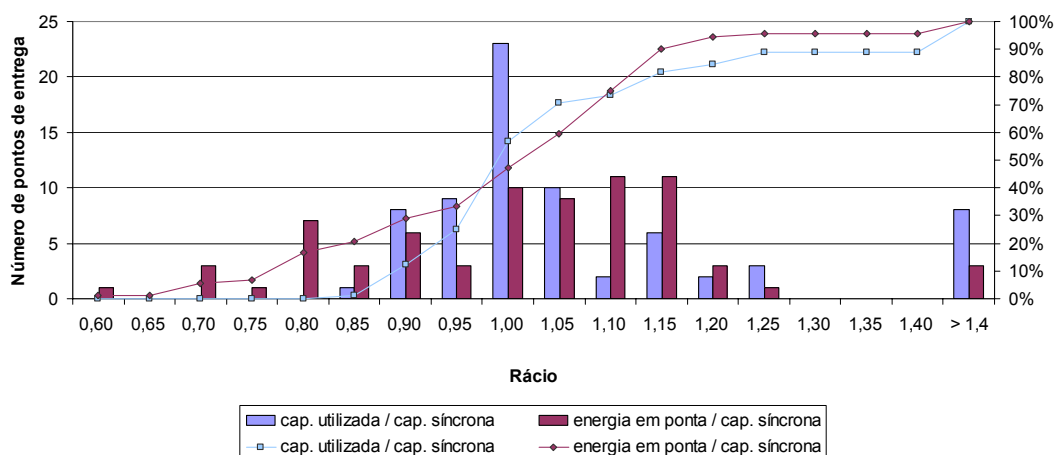
Figura 4-68 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2006



Ano 2005

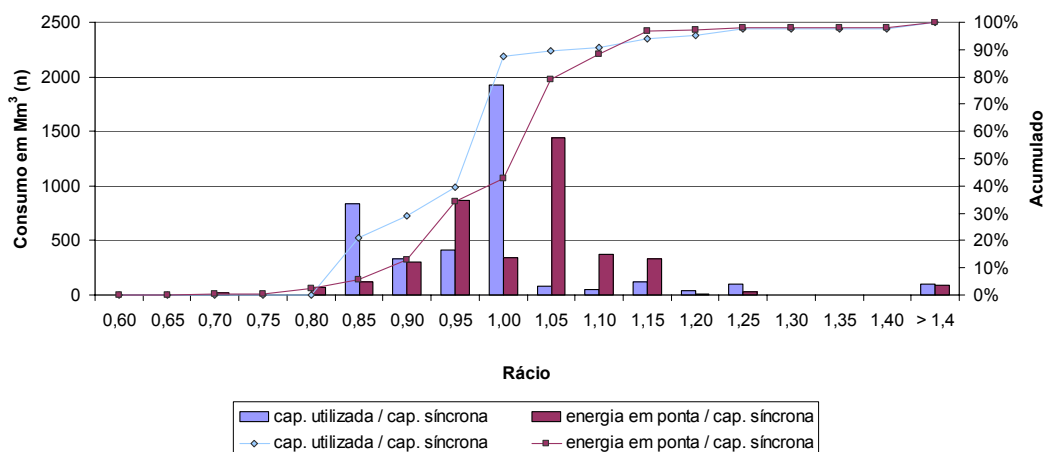
As figuras seguintes são análogas às anteriores tendo-se, no entanto, considerado dados referentes ao ano de 2005.

Figura 4-69 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2005



Ambas as estruturas de pagamento apresentam aproximadamente 50% dos pontos de entrega até à respectiva relação unitária das estruturas de pagamento.

Figura 4-70 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2005

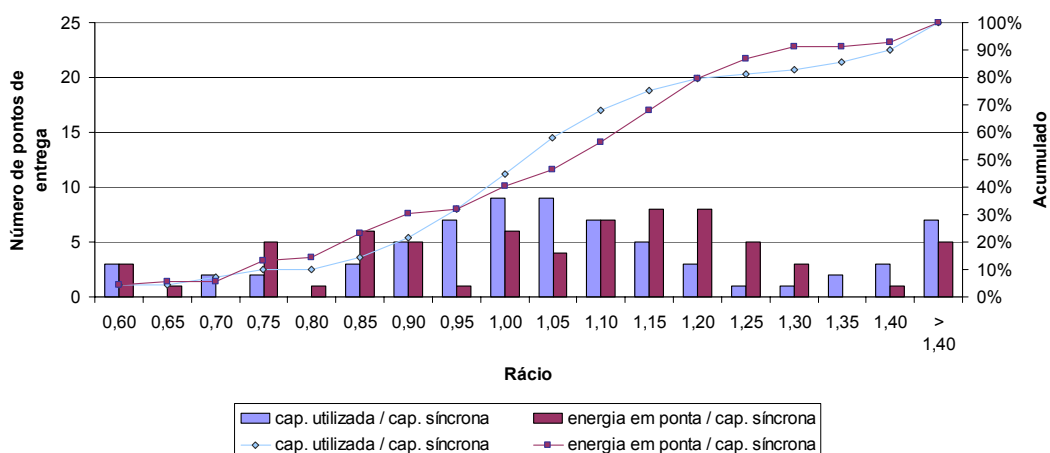


Verifica-se que a utilização da energia consumida em períodos de ponta conduz a que cerca de 50% dos consumos se verifiquem até à relação unitária entre esta estrutura de pagamento e a capacidade síncrona.

Ano 2004

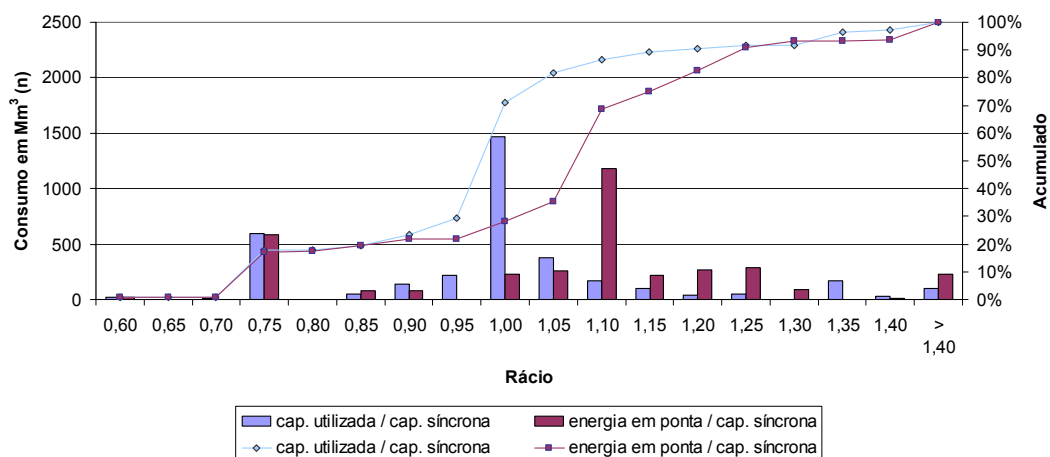
As figuras seguintes, relativas ao ano de 2004, são análogas às apresentadas anteriormente.

Figura 4-71 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no número de pontos de entrega para o ano de 2004



Tal como observado para o ano de 2005, ambas as estruturas de pagamento apresentam aproximadamente 50% dos pontos de entrega até à respectiva relação unitária entre as mesmas.

Figura 4-72 – Comparação de estruturas de pagamentos com base no consumo para o ano de 2004



ANÁLISE RESUMO PARA OS ANOS 2004 A 2006

O Quadro 4-7 apresenta uma síntese da informação indicada nos histogramas anteriores relativa ao rácio entre uma estrutura de pagamentos baseada na capacidade utilizada e uma estrutura de pagamentos baseada na capacidade síncrona para os anos de 2004, 2005 e 2006.

Neste quadro apresenta-se na parte superior o valor do rácio entre as estruturas de pagamentos baseadas na capacidade utilizada e na capacidade síncrona no ponto correspondente a 50% do valor acumulado de pontos de entrega e de consumos, ou seja, no percentil 50% dos pontos de entrega e de consumo. Na parte inferior do quadro apresenta-se a diferença de rácios para os pontos correspondentes aos percentis 25% e 75% respectivamente. Quanto maior esta diferença, menos inclinada é a curva de distribuição acumulada e portanto maior é a variação entre as estruturas de pagamento.

Quadro 4-7 – Síntese da análise ao rácio entre as estruturas de pagamentos referentes à capacidade utilizada e à capacidade síncrona para os anos de 2004, 2005 e 2006

Rácio entre estruturas de pagamento ou impacte tarifário associado à variável de facturação capacidade utilizada	2004	2005	2006
Percentil 50% dos pontos de entrega	1,01 (+1 %)	0,99 (-1 %)	1,01 (+1 %)
Percentil 50% dos consumos	0,99 (-1 %)	0,96 (-4 %)	0,96 (-4 %)
Diferença dos rácios associados aos percentis 25% e 75% ou variação entre impactes tarifários dos percentis 25% e 75%	2004	2005	2006
pontos de entrega	0,23 (23%)	0,16 (16%)	0,21 (21%)
consumos	0,10 (10%)	0,07 (7%)	0,04 (4%)

O Quadro 4-8 é semelhante ao anterior com a particularidade de se considerar o rácio entre as estruturas de pagamentos baseadas na energia em período de pontas e a capacidade síncrona.

Quadro 4-8 – Síntese da análise ao rácio entre as estruturas de pagamentos referentes à energia de pontas e à capacidade síncrona para os anos de 2004, 2005 e 2006

Rácio entre estruturas de pagamento ou impacte tarifário associado à variável de facturação energia em períodos de ponta	2004	2005	2006
Percentil 50% dos pontos de entrega	1,06 (+6%)	1,01 (+1%)	1,11 (+11%)
Percentil 50% dos consumos	1,06 (+6%)	1,04 (+4%)	1,02 (+2%)
Diferença dos rácios associados aos percentis 25% e 75% ou variação entre impactes tarifários dos percentis 25% e 75%	2004	2005	2006
pontos de entrega	0,32 (32%)	0,21 (21%)	0,15 (15%)
consumos	0,15 (15%)	0,12 (12%)	0,16 (16%)

Da análise das figuras e quadros anteriores conclui-se que ambas as variáveis de facturação (energia em períodos de ponta e capacidade utilizada) resultam em estruturas de pagamento que não coincidem com a estrutura objectivo para facturação dos custos com os troços comuns da rede de transporte.

A capacidade utilizada mostra-se mais equitativa em termos do impacte por ponto de entrega (o número de pontos de entrega com impactes negativos é aproximadamente o mesmo que com impactes positivos). Contudo, verifica-se que os pontos de entrega com maior consumo apresentarão pagamentos inferiores aos que resultariam da aplicação duma tarifa baseada na capacidade síncrona. A energia em períodos de ponta favorece a equidade em termos de consumo, na medida em que o consumo que observa impactes positivos quase iguala o consumo que regista impactos negativos, não havendo distorções entre grandes e pequenos consumos de energia. Estas observações são relativamente consistentes ao longo dos anos analisados, de 2004 a 2006.

Por outro lado, pode caracterizar-se a dispersão dos impactes produzidos pela escolha de uma ou outra variável. Como medida de dispersão analisou-se a banda de variação do rácio de pagamentos entre o percentil 25 e o percentil 75, por observação dos histogramas. Neste âmbito, verifica-se que a dispersão dos impactes por ponto de entrega é moderada e com valores semelhantes nas duas variáveis de facturação. Quanto à dispersão dos impactes por consumo, a variável capacidade utilizada apresenta valores mais reduzidos do que a variável energia em períodos de ponta.

Assim pode-se concluir de forma positiva acerca da validade de se considerar a capacidade utilizada por ponto de entrega como variável de facturação a reflectir os custos associados ao investimento nos troços comuns da rede transporte.

Consequentemente optou-se por recuperar os custos dos troços comuns da rede de transporte através quer da capacidade utilizada quer da energia em períodos de ponta.

No documento “Determinação da Estrutura Tarifária” determinam-se os custos incrementais associados aos troços comuns da rede de transporte imputáveis quer à capacidade utilizada quer à energia em períodos de ponta.

4.6 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é facturada pelo operador da rede transporte, detentor das infra-estruturas de transporte, aos utilizadores de rede, nomeadamente, clientes ligados directamente à rede de transporte (inclui centros electroprodutores) e operadores de redes de distribuição, incluindo as redes de distribuição local.

O modelo tarifário do tipo selo postal implica uma tarifa de Uso da Rede de Transporte, igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo e do ponto de entrada do gás na rede de transporte, ou seja, implica assumir uniformidade tarifária.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte aplica-se às saídas ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

Como estabelecido no artigo 46.º do Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Transporte são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de capacidade utilizada, definidos em euros por kWh/dia, por mês.
- b) Preços de energia com diferenciação entre períodos de ponta e fora de ponta, definidos em euros por kWh.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de Transporte, aplicáveis às entregas em Alta Pressão, são referidos à saída da RNTGN.

No Quadro 4-9 são apresentados valores históricos referentes à capacidade utilizada, energia e energia em período de ponta das entregas da RNTGN em alta pressão, entre 2004 e 2006. Uma vez mais, nesta análise não é considerado o ponto de saída transfronteiriço de Valença do Minho.

Quadro 4-9 – Quantidades associadas às variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, relativas aos pontos de entrega da RNTGN em alta pressão, entre 2004 e 2006

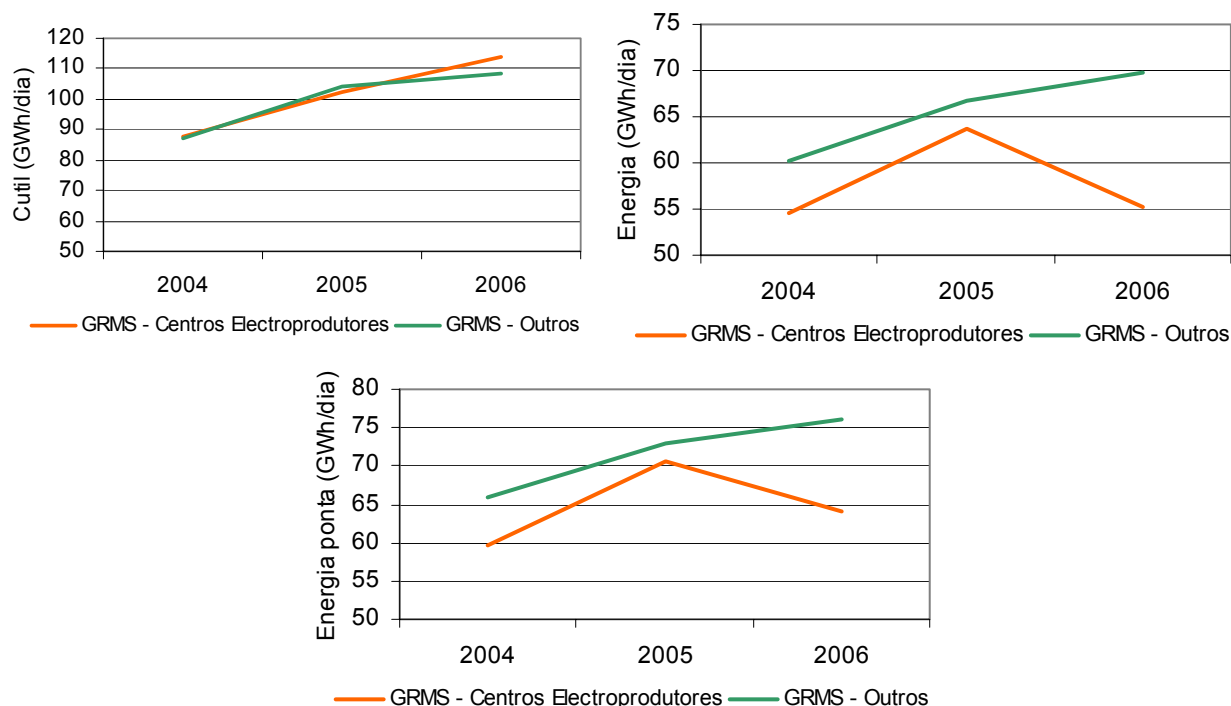
RNTGN	Cutil anual GWh/dia	Cutil mensal GWh/dia	W GWh	Wp GWh	N. GRMS
2004	2 102	175	42 003	31 975	70
2005	2 475	206	47 666	36 037	72
2006	2 670	222	45 599	35 080	73
<i>Variações</i>					
2005/04	18%	18%	13%	13%	3%
2006/05	8%	8%	-4%	-3%	1%

Legenda: Cutil – Capacidade utilizada; W – energia; Wp – energia em períodos de ponta; GRMS – estação de medida em cada ponto de entrega.

De alguma forma, verifica-se um desacoplamento entre a evolução da capacidade utilizada e das energias entregues. Em 2006 ocorreu um menor índice de produção térmica no *mix* de produção de electricidade, em relação a 2004 e 2005. À redução de consumos de gás natural não correspondeu uma evolução equivalente na capacidade utilizada.

Na Figura 4-73 apresentam-se as evoluções das variáveis de facturação associadas à tarifa de Uso da Rede de Transporte para os anos de 2004 a 2006, desagregadas entre entregas de gás aos centros electroprodutores e outros pontos de entrega.

Figura 4-73 – Evolução das quantidades associadas a cada variável de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte entre 2004 e 2006



4.7 PREVISÃO DE QUANTIDADES PARA O ANO GÁS 2007-2008

A previsão da REN Gasodutos para o consumo total anual de gás natural abastecido através da RNTGN, para o ano gás de 2007-2008 é de 51 319 GWh. A previsão da quantidade associada à energia de ponta pressupõe uma estrutura de consumos semelhante à de 2006 (tomando a mesma relação entre o consumo médio diário em dias úteis (períodos de ponta) e o consumo médio diário total). Relativamente à evolução da capacidade utilizada, a previsão da ERSE assume uma taxa de crescimento anual semelhante à verificada nesta variável entre 2005 e 2006. Além das quantidades relativas às entregas da RNTGN em alta pressão, consideram-se as entregas de gás natural a redes abastecidas por GNL, em que a capacidade útil prevista é calculada com base na estrutura de quantidades determinada para a RNTGN. Os valores de previsões para 2007-2008 são apresentados no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 – Previsão das quantidades associadas à facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para o ano gás 2007-2008

<i>URT</i>	<i>C_{util} mensal [GWh/dia]</i>	<i>W [GWh]</i>	<i>W_p [GWh]</i>
RNTGN	249	51.319	39.529
UAG	2	462	356
Total SNGN	251	51.781	39.885

Legenda: C_{util} – Capacidade utilizada; W – energia; W_p – energia em períodos de ponta.

Na Figura 4-74 e Figura 4-75 são apresentadas as evoluções das quantidades associadas à facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, de 2004 ao ano gás 2007-2008.

Figura 4-74 – Evolução da capacidade útil mensal entre 2004 e o ano gás 2007-2008

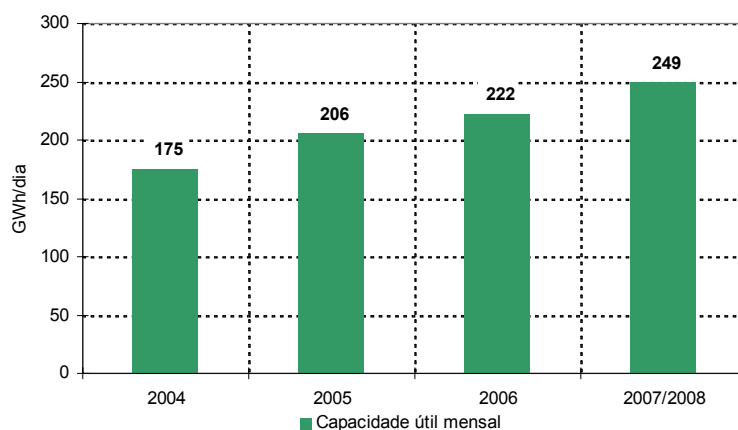
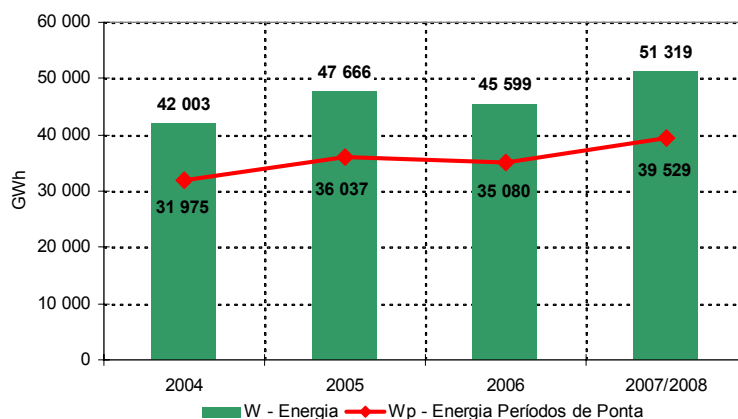


Figura 4-75 -- Evolução da energia e da energia em períodos de ponta entre 2004 e o ano gás 2007-2008



Pela semelhança implícita entre as quantidades a facturar no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema e na tarifa de Uso da Rede de Transporte, apresenta-se ainda a previsão de quantidades a facturar na

tarifa de Uso Global do Sistema em 2007-2008, determinada a partir dos pressupostos referidos anteriormente.

Quadro 4-11 – Previsão das quantidades associadas à facturação da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano gás 2007-2008

<i>UGS</i>	<i>W [GWh]</i>
RNTGN	51.319
UAG	462
Total SNGN	51.781

Legenda: W – energia.

5 BALANÇO DE ENERGIA E SÍNTESE DA PROCURA POR INFRA-ESTRUTURA PARA O ANO GÁS 2007-2008

No Quadro 5-1, Quadro 5-2 e Quadro 5-3 sintetizam-se os valores previstos das quantidades para o ano gás 2007-2008 para as diferentes infra-estruturas que constituem o SNGN.

Quadro 5-1 – Previsão de quantidades, no Terminal de Recepção, armazenagem e de regaseificação de GNL, para o ano gás 2007-2008

<i>Recepção</i>		
Nº de navios	m ³ GNL	GWh
26	3 689 591	25 669
<i>Armazenamento GNL</i>		
	m ³ GNL	GWh
	114 754	799
<i>Regaseificação</i>		
Energia emitida [GWh]	Capacidade utilizada	
	Mensal [GWh/dia]	Anual [GWh/dia]
25 145	156	1 875
<i>Camiões Cisterna</i>		
Nº de Camiões	m ³ GNL	GWh
1 750	77 625	524

Quadro 5-2 – Previsão de quantidades, no Armazenamento subterrâneo, para o ano gás 2007-2008

Energia injectada [GWh/ano]	Energia extraída [GWh/ano]	Energia armazenada [GWh/dia]	
		Mínimo	Máximo
1.035	143	2.757	3.650

Quadro 5-3 – Previsão de quantidades, no gasoduto de transporte de gás natural, para o ano gás 2007-2008

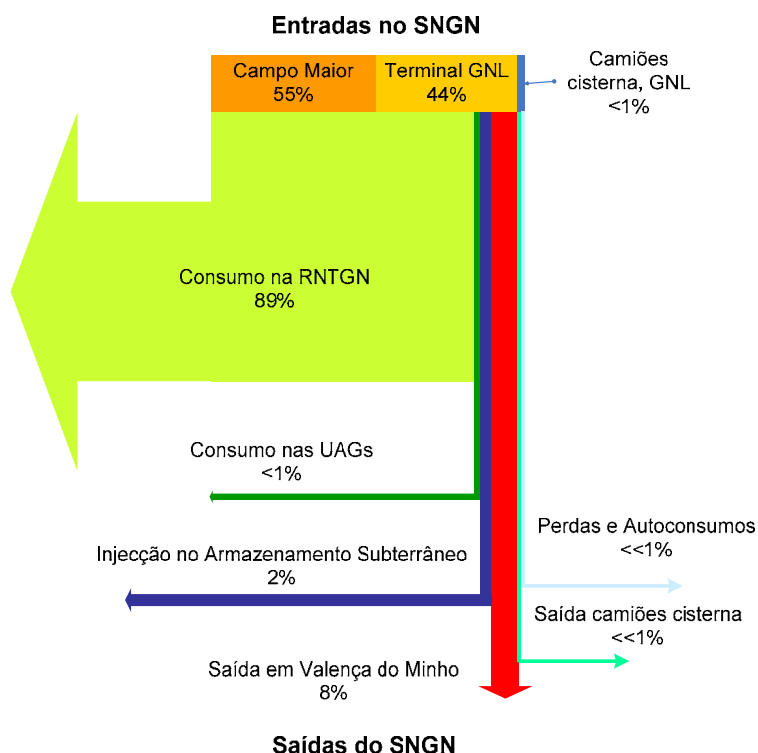
<i>URT</i>	<i>C_{util} mensal [GWh/dia]</i>	<i>W [GWh]</i>	<i>W_p [GWh]</i>
RNTGN	249	51.319	39.529
UAG	2	462	356
Total SNGN	251	51.781	39.885

<i>UGS</i>	<i>W [GWh]</i>
RNTGN	51.319
UAG	462
Total	51.781

Legenda: URT – Tarifa de Uso da Rede de Transporte; UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema.

A Figura 5-1 ilustra os fluxos no sistema nacional de gás natural previstos para o ano gás 2007-2008. Sucintamente, 55% do gás natural que entrará em Portugal Continental virá por gasoduto, via Campo Maior, e 44% entrará via Terminal de GNL de Sines. 89% deste gás será consumido pelos grandes centros electroprodutores, distribuidoras regionais e outros consumidores directos. As redes de distribuição isoladas (abastecidas por camião cisterna), em Portugal e em Espanha, e as injeções no Armazenamento subterrâneo representam consumos inferiores a 1% e 2% do total do gás adquirido, respectivamente. Finalmente, 8% do gás que entra no sistema de Transporte de gás natural será entregue no ponto de saída transfronteiriço de Valença do Minho.

Figura 5-1 – Previsão dos fluxos de energia no SNGN para o ano gás 2007-2008



A diferença de valores existente entre o Quadro 5-1 e o Quadro 5-3, no que respeita à energia consumida nas UAGs, corresponde à exportação de GNL via camião cisterna.

No Quadro 5-4 apresenta-se o balanço do SNGN para o ano gás 2007-2008.

Quadro 5-4 – Fluxos de entradas e saídas de energia do SNGN, para o ano gás 2007-2008

Entradas no SNGN	GWh/ano	%
Campo Maior	31.686	55,1%
Terminal		
<i>Emissão RNTGN</i>	25.145	43,7%
<i>Camiões cisterna</i>	524	0,9%
Extracções do Armazenamento Sub.	143	0,2%
Total	57.498	100%
Saídas do SNGN		
RNTGN	51.319	89,3%
Camiões cisterna (UAGs)	462	0,8%
Total consumo	51.781	90,1%
Injecções no Armazenamento Sub.	1.285	2,2%
Total Nacional	53.066	92,4%
Exportação		
<i>Valença do Minho</i>	4.316	7,5%
<i>Camiões cisterna</i>	62	0,1%
Total	57.444	100%
Perdas e autoconsumos	54	0,09%