

**ANÁLISE DA EVOLUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA  
PROCURA  
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2009-2010**

Junho 2009

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>EVOLUÇÃO DO CONSUMO ATÉ 2008 .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2009-2010 .....</b>	<b>9</b>
3.1	Previsões das empresas por tipo de consumidor .....	9
3.2	Análise estatística dos consumos dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	11
<b>4</b>	<b>CENÁRIOS ADOPTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES.....</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2009-2010.....</b>	<b>19</b>
5.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural .....	19
5.2	Balanço de energia no SNGN para 2009-2010 .....	21
5.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN .....	24
<b>6</b>	<b>UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS .....</b>	<b>27</b>
6.1	Rede de transporte e infra-estruturas de Alta Pressão.....	27
6.2	Redes de distribuição .....	27
6.2.1	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária.....	27
6.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem .....	29
6.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais .....	30
6.3	Comercialização de último recurso .....	31
6.4	Comercialização em regime de mercado.....	31
<b>7</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2009-2010.....</b>	<b>33</b>
7.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das infra-estruturas e da rede de transporte.....	33
7.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	33
7.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	33
7.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	34
7.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	34
7.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição .....	34
7.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	34
7.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	35
7.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	35
7.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso.....	36
7.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas .....	36
7.3.2	Tarifa de Energia para grandes clientes .....	36
7.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas .....	36

7.3.4	Tarifa de Comercialização a grandes clientes .....	36
7.3.5	Tarifas de Comercialização retalhista .....	37
7.4	Quantidades consideradas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais .....	37
7.4.1	Tarifas de venda a clientes finais a grandes clientes .....	37
7.4.1.1	Grandes Clientes Ligados à Rede de Transporte.....	38
7.4.1.2	Grandes Clientes Ligados à Rede de Distribuição .....	38
7.4.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas .....	38
7.4.2.1	Beiragás .....	38
7.4.2.2	Dianagás .....	39
7.4.2.3	Duriensegás.....	40
7.4.2.4	Lisboagás .....	41
7.4.2.5	Lusitaniagás.....	42
7.4.2.6	Medigás .....	43
7.4.2.7	Paxgás.....	44
7.4.2.8	Setgás .....	46
7.4.2.9	Sonorgás .....	47
7.4.2.10	Tagusgás.....	48
7.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de rede para aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores.....	49
7.5.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a entregas dos operadores de rede .....	49
7.5.1.1	Rede de Transporte.....	50
7.5.1.2	Beiragás .....	50
7.5.1.3	Dianagás .....	51
7.5.1.4	Duriensegás.....	52
7.5.1.5	Lisboagás .....	53
7.5.1.6	Lusitaniagás.....	54
7.5.1.7	Medigás .....	55
7.5.1.8	Paxgás.....	56
7.5.1.9	Portgás .....	57
7.5.1.10	Setgás .....	58
7.5.1.11	Sonorgás .....	59
7.5.1.12	Tagusgás.....	60
<b>8</b>	<b>PERÍODOS TARIFÁRIOS.....</b>	<b>63</b>
8.1	Período de ponta na rede de transporte .....	63
8.2	Período de ponta nas redes de distribuição.....	63
<b>9</b>	<b>FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS.....</b>	<b>65</b>
9.1	Proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT .....	66
9.1.1	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN.....	66
9.1.2	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.....	68
9.1.3	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo ...	70
9.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção .....	70
9.1.3.2	Autoconsumos no processo de extracção .....	72
9.1.3.3	Autoconsumos em “Stand-by” .....	74
9.1.3.4	Purgas de gás natural.....	74
9.1.3.5	Proposta da REN Gasodutos, na sua qualidade de gestor técnico global do SNGN .....	75

---

9.2	Proposta de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	75
9.2.1	Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em MP e BP .....	76
9.2.2	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Unidades Autónomas de Gás natural – UAG .....	78
9.3	Análise da ERSE às propostas .....	79
9.3.1	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNT de gás natural.....	79
9.3.2	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL .....	80
9.3.3	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo .....	80
9.3.4	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	81
9.4	Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN para o ano gás 2009-2010.....	82

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Gás natural consumido em Portugal em 2008 .....	4
Figura 2-2 - Evolução das vendas de gás natural.....	5
Figura 2-3 - Taxas de crescimento médio anual do consumo .....	6
Figura 2-4 - Peso dos diferentes tipos de consumidores no consumo de gás natural .....	6
Figura 2-5 - Índice de produtividade hidroelétrica e peso da produção dos PRE na produção total .....	7
Figura 2-6 - Evolução do consumo do gás natural por parte dos centros electroprodutores .....	8
Figura 3-1 - Sazonalidade do consumo de gás natural dos clientes dos CURr .....	11
Figura 3-2 - Modelo ARIMA.....	12
Figura 3-3 - Modelo cointegrado .....	14
Figura 4-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 na perspectiva dos comercializadores.....	16
Figura 4-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 na perspectiva dos operadores de redes.....	17
Figura 4-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 perspectiva redes e comercializadores.....	18
Figura 5-1 - Fluxos de energia no SNGN em 2009/10.....	25

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Previsões de consumos dos operadores das redes.....	9
Quadro 3-2 - Previsões de consumos dos comercializadores.....	10
Quadro 3-3 - Previsões das empresas e resultados dos modelos .....	14
Quadro 5-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2009-2010 .....	22
Quadro 5-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2009-2010 .....	23
Quadro 5-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2009-2010 .....	23
Quadro 5-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2009-2010 .....	24
Quadro 6-1 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais .....	28
Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	33
Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	33
Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	34
Quadro 7-4 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso Geral do Sistema .....	34
Quadro 7-5 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	35
Quadro 7-6 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição.....	35
Quadro 7-7 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso Global do Sistema.....	35
Quadro 7-8 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes .....	36
Quadro 7-9 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia para grandes clientes.....	36
Quadro 7-10 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas .....	36
Quadro 7-11 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização a grandes clientes.....	37
Quadro 7-12 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> (n) por ano.....	37
Quadro 7-13 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m <sup>3</sup> (n) por ano.....	37
Quadro 7-14 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão .....	38
Quadro 7-15 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m <sup>3</sup> por ano .....	38
Quadro 7-16 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Beiragás.....	38
Quadro 7-17 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Beiragás.....	39

Quadro 7-18 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Beiragás .....	39
Quadro 7-19 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Dianagás .....	39
Quadro 7-20 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Dianagás.....	40
Quadro 7-21 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Dianagás .....	40
Quadro 7-22 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Duriensegás.....	40
Quadro 7-23 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Duriensegás.....	41
Quadro 7-24 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Duriensegás .....	41
Quadro 7-25 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Lisboaagás .....	41
Quadro 7-26 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Lisboaagás .....	42
Quadro 7-27 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Lisboaagás .....	42
Quadro 7-28 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Lusitaniagás.....	42
Quadro 7-29 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Lusitaniagás.....	43
Quadro 7-30 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Lusitaniagás .....	43
Quadro 7-31 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Medigás .....	43
Quadro 7-32 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Medigás .....	44
Quadro 7-33 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Medigás.....	44
Quadro 7-34 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Paxgás.....	44
Quadro 7-35 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Paxgás.....	45
Quadro 7-36 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Paxgás .....	45
Quadro 7-37 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - EDP Gás SU.....	45
Quadro 7-38 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - EDP Gás SU.....	46
Quadro 7-39 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - EDP Gás SU .....	46
Quadro 7-40 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Setgás.....	46



Quadro 7-41 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Setgás.....	47
Quadro 7-42 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Setgás .....	47
Quadro 7-43 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Sonorgás.....	47
Quadro 7-44 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Sonorgás.....	48
Quadro 7-45 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Sonorgás .....	48
Quadro 7-46 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Tagusgás .....	48
Quadro 7-47 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano - Tagusgás .....	49
Quadro 7-48 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Tagusgás.....	49
Quadro 7-49 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 .....	50
Quadro 7-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	50
Quadro 7-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	50
Quadro 7-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	51
Quadro 7-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	51
Quadro 7-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	51
Quadro 7-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	52
Quadro 7-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	52
Quadro 7-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	52
Quadro 7-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	53
Quadro 7-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	53

Quadro 7-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	53
Quadro 7-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	54
Quadro 7-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	54
Quadro 7-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	54
Quadro 7-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	55
Quadro 7-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	55
Quadro 7-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	55
Quadro 7-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	56
Quadro 7-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	56
Quadro 7-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	56
Quadro 7-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	57
Quadro 7-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	57
Quadro 7-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	57
Quadro 7-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	58
Quadro 7-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	58
Quadro 7-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	58
Quadro 7-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	59
Quadro 7-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	59

---

Quadro 7-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	59
Quadro 7-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	60
Quadro 7-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	60
Quadro 7-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m <sup>3</sup> por ano .....	60
Quadro 7-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão .....	61
Quadro 8-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2009-2010 .....	63
Quadro 8-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2009-2010 .....	63
Quadro 9-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos .....	66
Quadro 9-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG em 2007-2008 .....	68
Quadro 9-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008 .....	69
Quadro 9-4 - Processo de injeção .....	71
Quadro 9-5 - Parâmetros de operação de injeção .....	71
Quadro 9-6 - Factor de ajustamento para o processo de injeção .....	71
Quadro 9-7 - Dados reais disponíveis para a injeção .....	72
Quadro 9-8 - Processo de extracção .....	73
Quadro 9-9 - Operação do sistema de extracção .....	73
Quadro 9-10 - Factor de ajustamento para o processo de extracção .....	73
Quadro 9-11 - Dados reais de extracção .....	74
Quadro 9-12 - Autoconsumos em “Stand-by” .....	74
Quadro 9-13 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo .....	75
Quadro 9-14 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição .....	76



## 1 INTRODUÇÃO

A análise da procura de gás natural prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) e no cálculo dos preços das várias tarifas cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos permitidos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada das diversas infra-estruturas do sistema de gás natural bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de facturação.

A rápida evolução dos consumos de gás natural em Portugal, quer via consumos domésticos e industriais quer pela instalação de novos centros electroprodutores, determinou grandes investimentos nas infra-estruturas de transporte e de recepção de GNL, os quais foram alinhados com a procura futura. Em resultado dessa realidade, foi previsto um mecanismo de alisamento dos proveitos dessas infra-estruturas de forma a aumentar a aderência do perfil temporal de pagamentos e da procura. A determinação do nível da procura nacional em cada ano é por esta razão um factor crítico no cálculo das tarifas e proveitos para o ano gás.

Nos capítulos 2 a 4 deste documento analisa-se a evolução histórica e prospectiva do consumo de gás natural.

Nos capítulos 5 a 7 é apresentado o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural e uma caracterização exaustiva das quantidades associadas a cada tarifa regulada. São igualmente descritos os pressupostos que determinaram os resultados obtidos.

São ainda incluídos no documento os períodos de ponta nas redes de transporte e de distribuição e a definição e justificação dos factores de ajustamento para perdas nas infra-estruturas.



## 2 EVOLUÇÃO DO CONSUMO ATÉ 2008

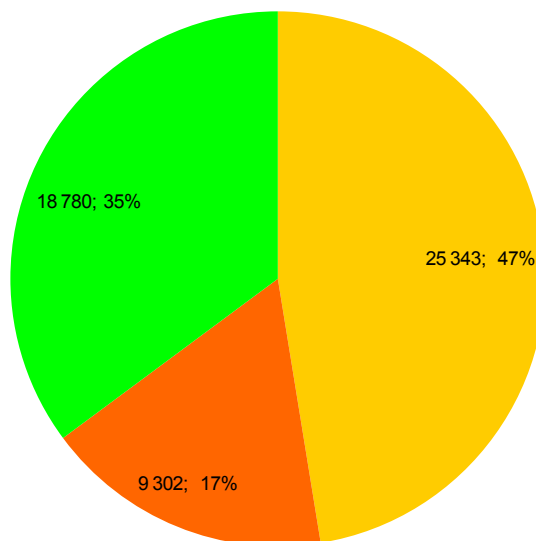
Os consumos de gás natural podem ser classificados em centros electroprodutores, grandes clientes e comercializadores de último recurso retalhista (CURr). Até 2006, os CURr corresponderam aos distribuidores regionais.

Os grandes clientes são os consumidores industriais que consomem anualmente acima de 2 milhões de metros cúbicos normais. Os centros electroprodutores, os grandes clientes e os distribuidores regionais foram, até ao final 2006, fornecidas em regime de exclusividade pela Transgás, SA.

Os centros electroprodutores que consumiam gás natural são a Tapada do Outeiro, a Termoeléctrica do Ribatejo (TER) e o Carregado. As duas primeiras são centrais de ciclo combinado concebidas para operarem a gás natural enquanto a do Carregado é uma central de turbina a vapor, originalmente concebida para queimar fuelóleo, parcialmente convertida para gás natural. Desde Janeiro de 2007, os centros electroprodutores passaram a ser elegíveis podendo ser fornecidos no mercado liberalizado.

Até 2006, os grandes clientes eram abastecidos pela Transgás, SA e pelos distribuidores regionais, sendo apenas clientes da primeira. Com a reestruturação do sector do gás natural estes clientes passaram a ser fornecidos (fisicamente) pela REN Gasodutos ou pelos Operadores das Redes de Distribuição, ORD, mantendo-se clientes da Transgás, SA enquanto comercializador de último recurso grossista (CURg). Desde Janeiro de 2008 estes consumidores podem optar pelo mercado liberalizado e escolherem o seu comercializador. Em Dezembro de 2007, antes da liberalização deste segmento de mercado, existiam 185 grandes clientes.

Os CURr fornecem os restantes consumidores, estando os seus clientes igualmente segmentados em função do seu consumo. Existem 11 CURr, que tinham em Junho de 2008 cerca de 1 033 milhares de clientes. Em 2008, o gás natural consumido pelos centros electroprodutores representou 47% do total, o consumo dos grandes clientes representou 35% e apenas 17% do gás natural foi consumido pelos clientes dos CURr, apesar de representarem a quase totalidade dos consumidores de gás natural.

**Figura 2-1 - Gás natural consumido em Portugal em 2008**

Unidade: GWh

■ Centros electroprodutores      ■ CURr      ■ Grandes Clientes

Fonte: REN, Galp

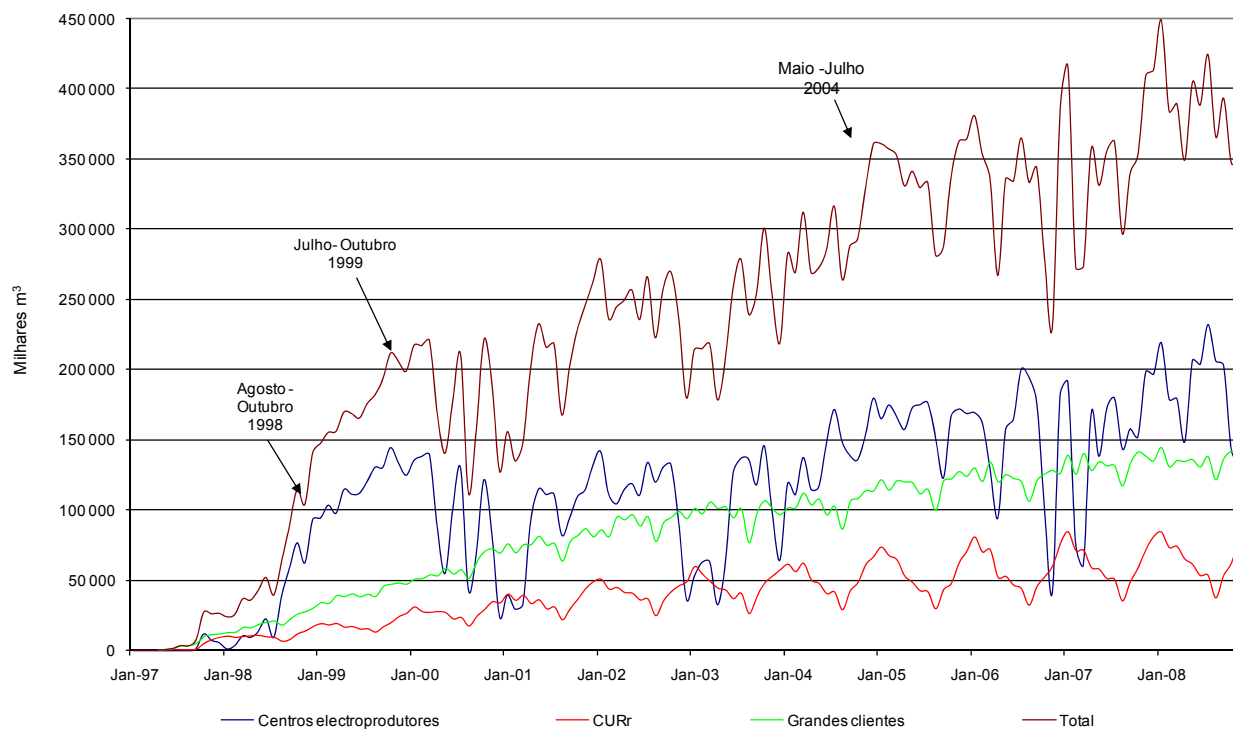
A Figura 2-2 apresenta a evolução do consumo mensal de gás natural desde Janeiro de 1997, repartido por tipo de consumidores.

Da análise da figura salientam-se os seguintes aspectos:

- O consumo total de gás natural tem estado muito dependente do consumo dos centros electroprodutores.
- O peso dos centros electroprodutores origina um comportamento volátil no consumo total.
- O gás natural consumido pelos grandes clientes tem crescido de uma forma relativamente constante.
- O consumo dos CURr caracteriza-se por uma forte sazonalidade: entre 1999 e 2008 os consumos mínimos verificaram-se sempre nos meses de Agosto e os consumos máximos nos meses de Janeiro ou de Dezembro.



Figura 2-2 - Evolução das vendas de gás natural



Fonte: Galp, REN

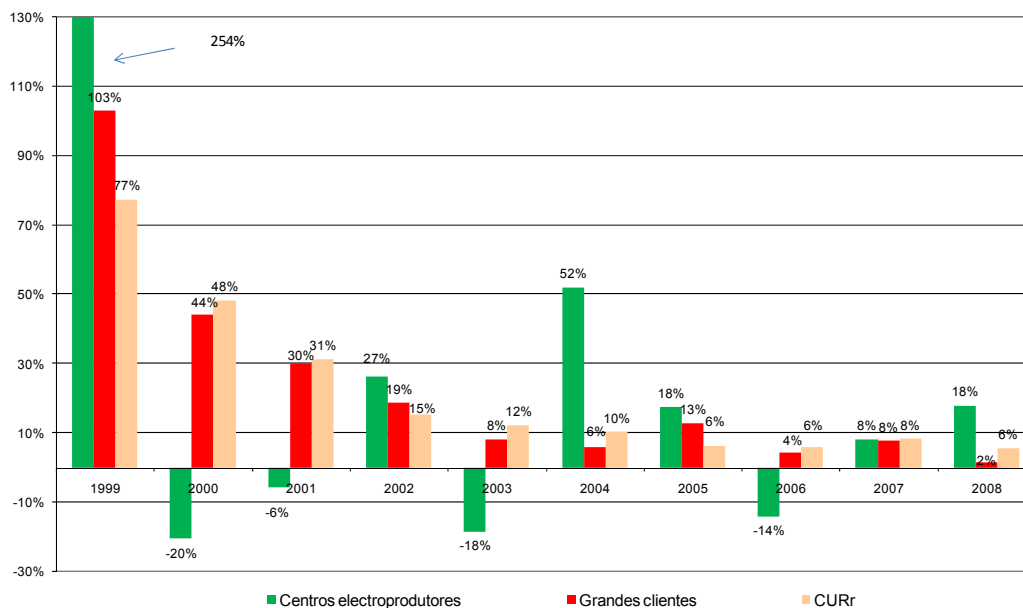
A Figura 2-3 apresenta as taxas de crescimento médias anuais dos consumos de gás natural dos centros electroprodutores, dos grandes clientes e dos CURr. Observa-se:

- Uma desaceleração do crescimento do consumo.
- Os centros electroprodutores alternam taxas de crescimento negativas com taxas de crescimento positivas.

A volatilidade do consumo do gás natural pode ser medida pelo desvio-padrão das variações mensais do consumo. Entre 2000 e 2008, os desvios-padrão das variações mensais dos consumos foram de:

- 81% no caso dos centros electroprodutores.
- 31% no caso dos grandes clientes.
- 24% no caso dos CURr.

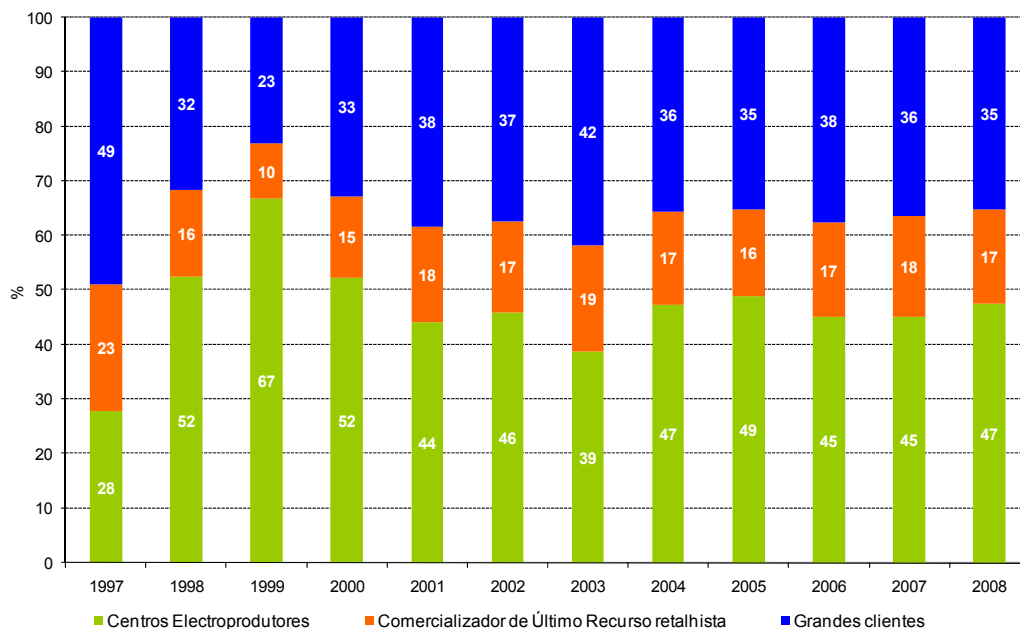
Figura 2-3 - Taxas de crescimento médio anual do consumo



Fonte: Galp, REN

Apesar da volatilidade do consumo de gás natural o peso de cada tipo de consumidor no consumo nacional não tem variado muito nos últimos anos.

Figura 2-4 - Peso dos diferentes tipos de consumidores no consumo de gás natural

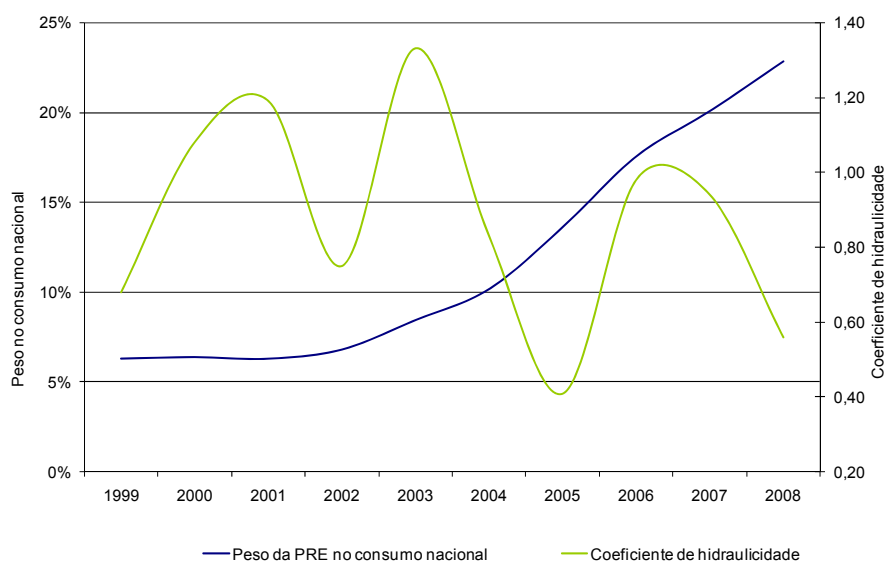


Fonte: Galp, REN

Para além da entrada de novos grupos geradores, a grande volatilidade dos consumos dos centros electroprodutores deve-se à evolução da hidraulicidade, que torna mais ou menos competitiva a produção de energia eléctrica de origem térmica. Por outro lado, o crescimento da PRE tem limitado a evolução da produção de gás natural por parte das centrais convencionais, nomeadamente das centrais de ciclo combinado a gás natural. No contexto mais alargado do MIBEL, estas condicionantes da produção de energia eléctrica esbatem-se, embora não deixem de ter uma grande importância.

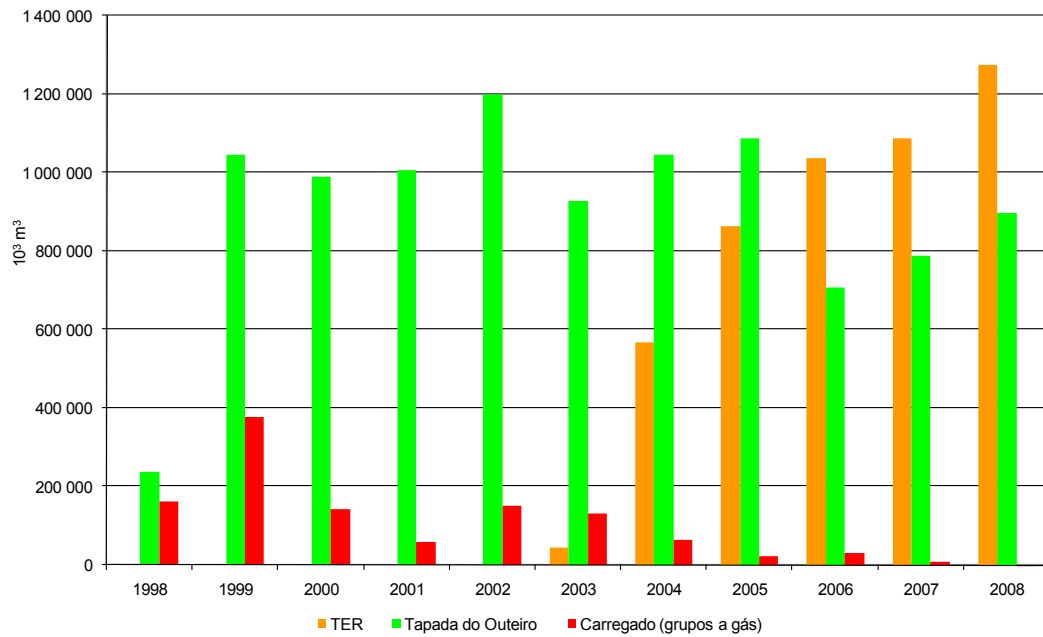
A Figura 2-5 apresenta a evolução do índice de produtividade hidroeléctrica e do peso da Produção em Regime Especial (PRE) no consumo nacional, factores que condicionam o consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores.

**Figura 2-5 - Índice de produtividade hidroeléctrica e peso da produção dos PRE na produção total**



Fonte: REN

Assim, face às restrições referidas à evolução da produção de gás natural por parte das centrais de ciclo combinado a gás natural, o aparecimento da TER teve um impacto acrescido na limitação das produções das centrais a gás natural já existentes. Este facto é evidenciado na Figura 2-6.

**Figura 2-6 - Evolução do consumo do gás natural por parte dos centros electroprodutores**

Fonte : REN, Galp

### 3 PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2009-2010

#### 3.1 PREVISÕES DAS EMPRESAS POR TIPO DE CONSUMIDOR

As empresas do sector do gás natural apresentaram diferentes previsões para o consumo de gás natural para o ano gás 2009-2010. As previsões de cada empresa reflectem as suas perspectivas quanto à evolução do mercado. Estas diferentes expectativas estão bastante influenciadas pela própria natureza da actividade que exercem. Assim, enquanto os operadores das redes terão que considerar no planeamento das suas actividades a evolução das capacidades, os comercializadores têm as suas actividades directamente relacionadas com a evolução do consumo.

Deste modo, comparam-se separadamente as previsões efectuadas pelos operadores de rede e pelos comercializadores.

O Quadro 3-1 mostra que as previsões do Operador da Rede de Transporte (ORT), divergem das previsões dos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) quanto ao consumo global na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN). Porém, o facto que merece mais destaque nas previsões da REN diz respeito ao consumo total dos grandes clientes em Alta Pressão (AP) que cresce para mais do triplo face ao ocorrido no ano gás 2007-2008. Este crescimento deve-se aos consumos de novos grandes clientes previstos entrarem em actividade no decorrer do ano gás 2009-2010. Se esta previsão se verificar, o peso dos grandes clientes no consumo total crescem significativamente. Refira-se que a REN gasodutos prevê igualmente a entrada em serviço de um novo centro electroprodutor no ano gás 2009-2010.

**Quadro 3-1 - Previsões de consumos dos operadores das redes**

	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	[(b)-(a)]/(a)	Ano gás 2009-2010		Unid: GWh	
				Previsões REN + Previsões ORD para UAG	Previsões ORD	[(c)-(b)]/(b)	[(d)-(b)]/(b)
	(a)	(b)	%	(c)	(d)	%	%
<b>RNDGN</b>	<b>23 703</b>	<b>27 327</b>	<b>15%</b>	<b>28 482</b>	<b>25 317</b>	<b>4%</b>	<b>-7%</b>
<b>Grande clientes AP</b>	<b>4 053</b>	<b>4 406</b>	<b>9%</b>	<b>13 125</b>	<b>-</b>	<b>198%</b>	<b>-</b>
Novos grandes clientes em AP previstos para 2009-2010	-	-	-	8 722	-	-	-
Grandes clientes em AP anteriores 2009-2010	4 053	4 406	-	4 403	-	0%	-
<b>Mercado eléctrico sem nova central</b>	<b>25 010</b>	<b>24 208</b>	<b>-3%</b>	<b>24 208</b>	<b>-</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>Nova central</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>3 438</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: ORT, ORDs

No que diz respeito aos comercializadores, as previsões de consumo dos CURr apontam para menores crescimentos do que as do CURg.

Registe-se que ao contrário da REN, o CURg não apresenta um cenário de evolução para o ano gás 2009-2010 muito expansionista face ao ano gás 2008-2009. Porém, as previsões do CURg não incorporam previsões para o mercado liberalizado para além dos 3 500 GWh transferidos através de leilão, do mercado regulado para o mercado liberalizado.

### Quadro 3-2 - Previsões de consumos dos comercializadores

	Unid: GWh						
	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	[(b)-(a)]/(a)	Ano gás 2009-2010 Previsões CURg	Ano gás 2009-2010 Previsões CURr	[(c)-(b)]/(b)	[(d)-(b)]/(b)
	(a)	(b)	%	(c)	(d)	%	%
CUR retalhistas	8 985	9 122	2%	9 828	9 467	8%	4%
Grandes clientes mercado regulado	18 794	21 835	16%	19 965	-	-9%	-
Grandes clientes leilão	0	0	-	3 500	-	-	-

Fonte: CURg, CURr

Assim, por tipo de consumidores consideram-se as seguintes previsões para o consumo de gás natural para o ano gás 2009-2010:

- Centros electroprodutores, previsão da REN Gasodutos.
- Grandes clientes em AP do mercado livre e regulado, previsão da REN Gasodutos.
- Grandes clientes em AP ou Média Pressão (MP) do mercado regulado e do leilão, previsão do CURg.

As previsões da REN Gasodutos para os centros electroprodutores, muito semelhantes aos valores implícitos nas tarifas para o ano gás 2008-2009, têm em conta os múltiplos factores, com maior ou menor grau de previsibilidades, que condicionam os consumos dos centros electroprodutores. Alguns destes factores já foram anteriormente referidos, como sejam a hidráulidade, e a PRE, outros ainda poderiam ser acrescentados, designadamente o preço relativo do gás natural e a entrada em serviço de novas centrais de ciclo combinado a gás natural em Espanha.

Deste modo, aceitam-se as previsões da REN Gasodutos para o consumo dos centros electroprodutores.

No que diz respeito às previsões para os grandes clientes, estas estão bastante dependentes da entrada em serviço atempada das respectivas instalações, que na sua grande maioria são centrais de cogeração. Assim, ao contrário dos anos anteriores, não é adequado analisar estes dados aplicando modelos previsionais<sup>1</sup>, que projectam no futuro as observações de valores ocorridos. Neste contexto, a definição do consumo previsto para os grandes clientes foi efectuada em harmonia com o estabelecido

<sup>1</sup> Nos anos anteriores aplicaram-se modelos ARIMA Autoregressivo, AR, Integrados, I, e d média móvel, MA.

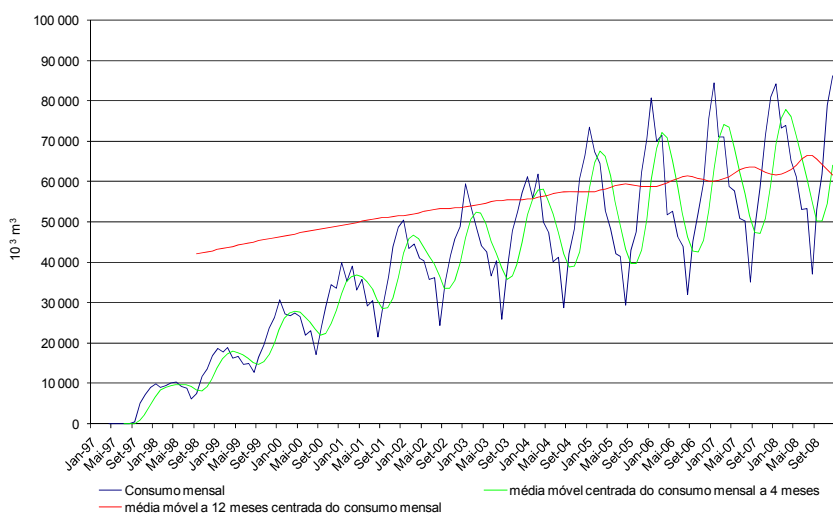
para o mercado liberalizado e com as previsões do CURg para o consumo dos grandes clientes do mercado regulado.

Por outro lado, o consumo dos clientes dos CURr apresenta uma evolução que segue um padrão bem definido, que possibilita a aplicação de metodologias estatísticas e econométricas para o estudo do padrão de evolução do consumo.

### 3.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS CONSUMOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

A Figura 3-1 evidencia o carácter sazonal do consumo dos clientes dos CURr. A aplicação de médias móveis a 12 meses consegue representar a série de forma alisada, é também possível identificar uma clara tendência de crescimento da série temporal.

**Figura 3-1 - Sazonalidade do consumo de gás natural dos clientes dos CURr**



Tendo em conta as características da série temporal definiu-se um modelo previsional ARIMA. A definição do modelo ARIMA é um processo interactivo, que visa a definição de um modelo estacionário<sup>2</sup> e aderente às observações<sup>3</sup>. O modelo ARIMA<sup>4</sup> adoptado tem grau de integração 2, com sazonalidade para um período de 12 meses, sendo que para a componente de sazonalidade aplicou-se igualmente um

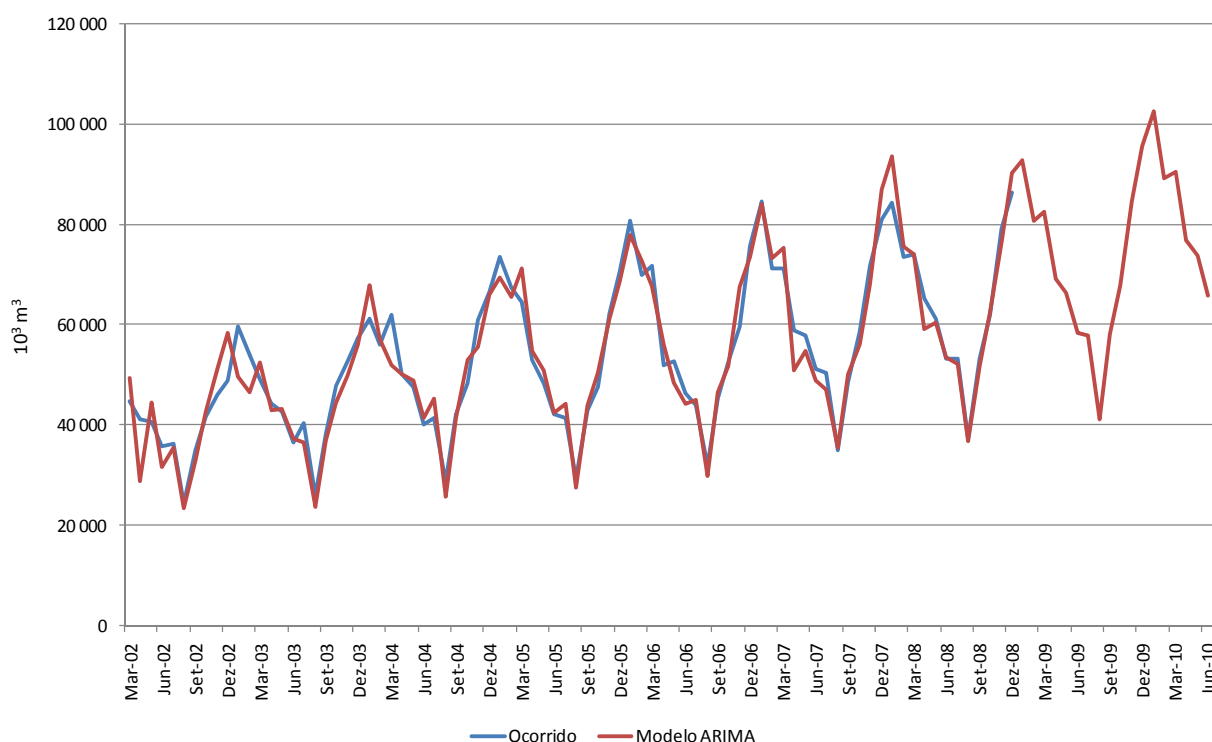
<sup>2</sup> Em sentido lato uma série é estacionária quando a variância e a média são constantes e quando os resíduos são resíduos brancos, isto é,  $E(\epsilon_t)=0$  e  $Var(\epsilon_t)=\sigma^2$ . Os testes aumentados de *Dick-Fuller* efectuados (até à ordem 5) rejeitam a hipótese nula de raiz unitária.

<sup>3</sup> Para este fim foram utilizados os critérios de informação Schwarz e Akaike.

grau de integração 2. Tendo em conta as análises efectuadas à autocorrelação dos resíduos e à autocorrelação parcial dos resíduos, incluíram-se termos de regressão e de média móvel dos erros.

A Figura 3-2 compara os valores mensais dos consumos dos clientes dos CURr entre Janeiro de 2002 e Dezembro de 2008<sup>5</sup>, com os valores obtidos com a aplicação do modelo. Observa-se uma boa aderência do modelo às observações. Porém, ao basear-se apenas no comportamento passado de um mercado que ainda não tinha atingido a maturidade durante grande parte do período, o modelo poderá estar a sobrestimar a evolução futura do consumo de gás natural.

**Figura 3-2 - Modelo ARIMA**



Deste modo, procurou-se aplicar outra técnica estatística para além do modelo ARIMA que permitisse evidenciar efeitos de causalidade entre a evolução do consumo e outras variáveis.

Tendo em conta que a série do consumo dos CURr não é estacionária é necessário encontrar variáveis cointegradas com o consumo do gás natural, isto é, variáveis que resultem num modelo estacionário<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> ARIMA (1,2,2) (2,2,2)

<sup>5</sup> Período com base no qual se definiu o modelo.

<sup>6</sup> Quando se pretende definir a relação entre duas séries temporais, é comum verificar-se problemas relacionados com variáveis espúrias. A cointegração de duas variáveis permite ultrapassar este problema. Se existe um  $\beta$  diferente de 0, tal que  $Y_t - \beta x_t$  é um processo de integração de ordem 0, isto é, estacionário e com autocorrelação dos resíduos que apenas depende do histórico destas duas variáveis,  $\beta$  é o vector de cointegração.



A cointegração de duas variáveis deve ser sustentada numa interpretação económica das mesmas.

Para determinar se dois vectores são cointegrados há que garantir que os resíduos da regressão linear<sup>7</sup> sejam estacionários. No caso presente seguiram-se estes procedimentos, sendo que os testes efectuados<sup>8</sup> aos resíduos rejeitam a hipótese da não estacionariedade dos resíduos.

O modelo definido<sup>9</sup> deste modo incorpora as seguintes variáveis: Tendência, (*trend*); Temperatura média no mês *t*; Consumo de gás natural no mês *t-12*.

Importa salientar que o abrandamento no crescimento do consumo do gás natural dos CURr evidencia a crescente maturidade do sector, reduzindo o papel determinante da tendência enquanto variável explicativa. Deste modo, no futuro outras variáveis explicativas poderão ser incorporadas no modelo, nomeadamente variáveis relacionadas com a actividade económica<sup>10</sup>. Os testes efectuados ao modelo rejeitam as hipóteses nulas de heteroscedasticidade, de autocorrelação dos resíduos e de incorrecta forma funcional, indicando que o mesmo se encontra metodologicamente coerente com as características da realidade que pretende explicar.

A Figura 3-3 compara os valores mensais dos consumos dos clientes dos CURr entre Janeiro de 2003 e Dezembro de 2008<sup>11</sup>, com os valores obtidos com a aplicação do modelo. No período em análise, os resultados deste modelo apresentam boa aderência à realidade.

---

<sup>7</sup> Aplicando o método dos mínimos quadrados

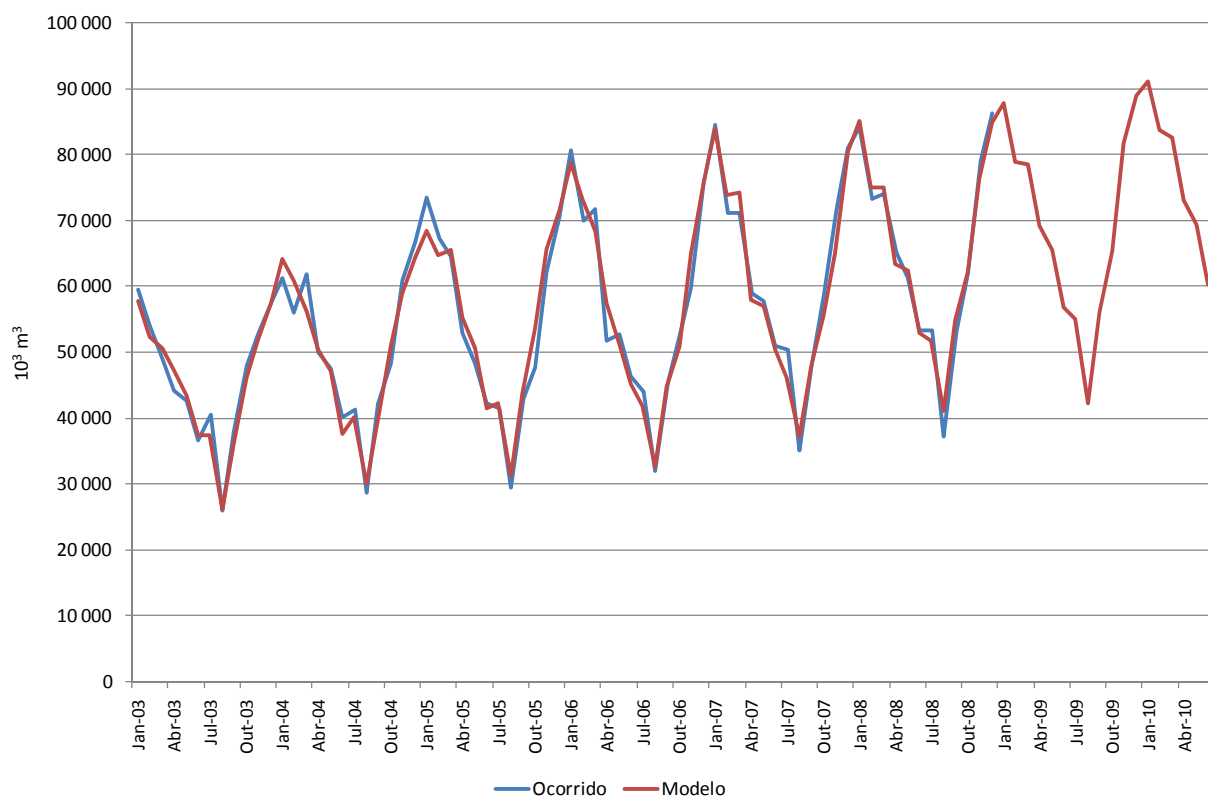
<sup>8</sup> Testes aumentados de *Dick-Fuller*.

<sup>9</sup>  $Y_t = 3,04 - 0,938Temp._t + 0,068 Trend + 0,734y_{t-12}$ .

<sup>10</sup> Para além destas variáveis, para séries de maior dimensão outras variáveis poderiam ser incorporadas, nomeadamente que reflectam o efeito calendário.

<sup>11</sup> Período com base no qual se definiu o modelo.

Figura 3-3 - Modelo cointegrado



Conforme se apresenta no Quadro 3-3, o modelo cointegrado prevê um crescimento mais moderado do consumo do que o modelo ARIMA. As previsões do modelo cointegrado estão muito próximas das do CURg. Porém, considera-se que os CURr têm mais conhecimentos dos mercados onde desenvolvem as suas actividades do que o CURg. Acresce ainda que o modelo cointegrado não incorpora ainda variáveis relacionadas com a actividade económica, quando o actual contexto económico aconselha à adopção de cenários mais conservadores de evolução do consumo, tais como os apresentados pelos CURr.

Quadro 3-3 - Previsões das empresas e resultados dos modelos

Jan-Dez 2008 (1)	Julho 2007 - Junho 2008	Jul 2009 -Jun 2010				%	%	%	%
		CURg (2)	CURr (3)	ARIMA (4)	Modelo cointegrado (5)				
782 214	756 269	842 337	811 432	904 878	849 583	7,7%	3,7%	15,7%	8,6%

Unidade: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

#### **4 CENÁRIOS ADOPTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES**

As previsões de consumo de gás natural por tipo de consumidores seguiram as seguintes grandes linhas de orientação:

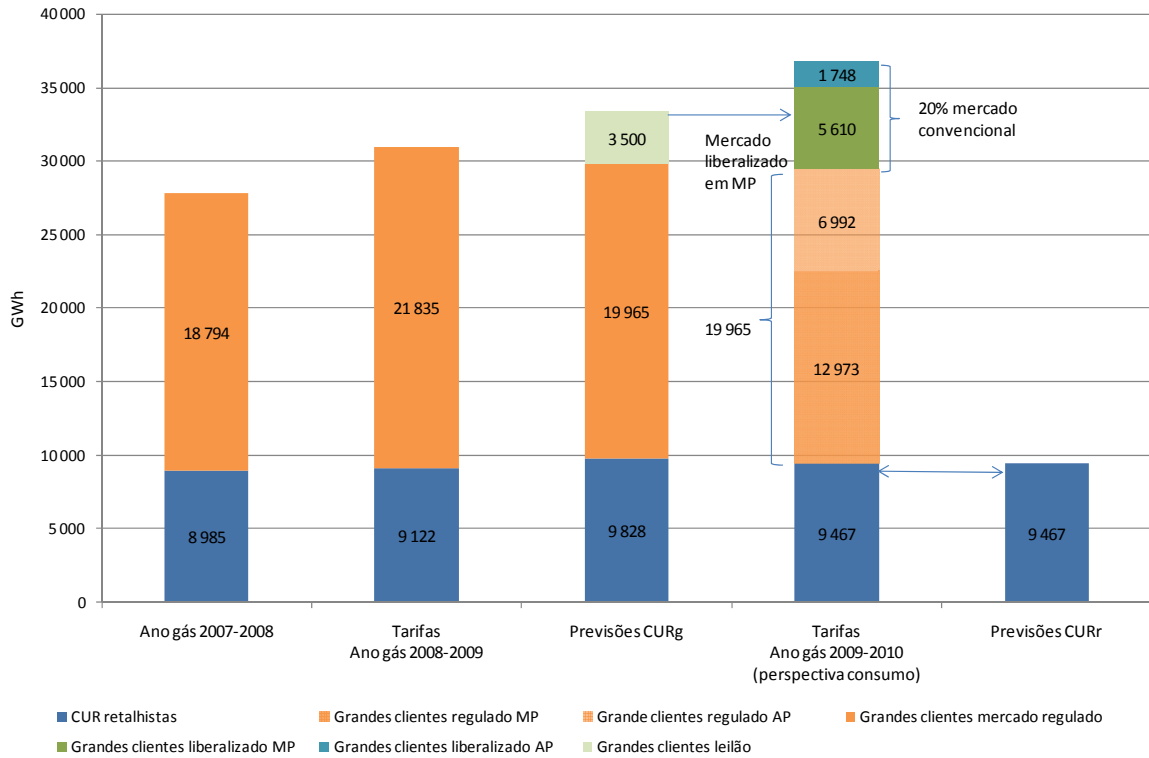
- Consumo total dos grandes clientes implícito nas previsões das empresas.
- Consumo implícito por nível de pressão.
- Peso do mercado livre face ao mercado regulado.

Resumidamente, as previsões de consumo para o ano gás 2009-2010 tiveram em consideração os seguintes pressupostos:

- Respeitaram-se as previsões dos CURr e do CURg (neste caso para os grandes clientes), tendo em conta os conhecimentos que têm dos seus respectivos mercados.
- Consideram-se as previsões da REN para os centros electroprodutores.
- As previsões para cada ORD correspondem às previsões da REN (e dos ORD, no caso das UAG). No caso da Tagusgás considerou-se o ocorrido no ano civil 2008 (últimos dados reais) devido às grandes diferenças existentes entre as previsões da REN Gasodutos e da empresa.
- Considerou-se que 20% do consumo na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural e 20% do consumo dos grandes clientes em Alta Pressão correspondem ao mercado livre.

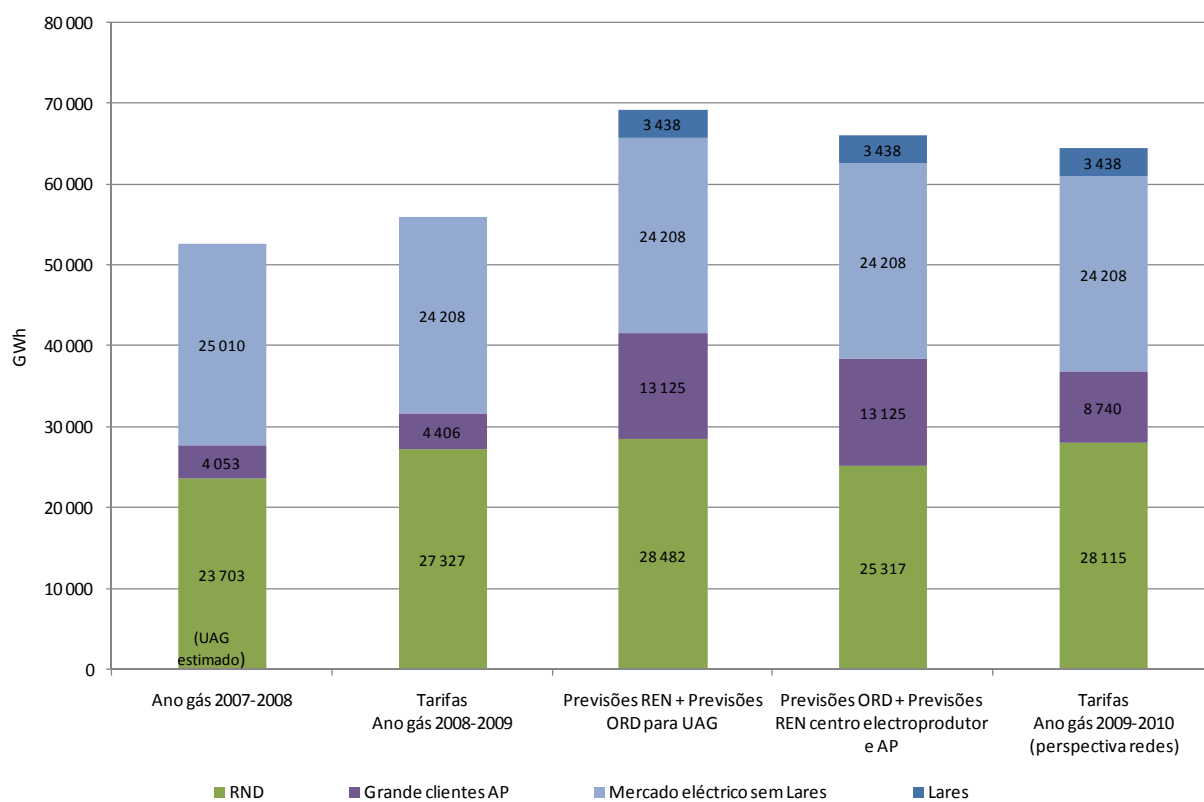
A Figura 4-1 mostra que as previsões para o ano gás 2009-2010 respeitam as previsões do CURg para os grandes clientes no mercado regulado, assim como as previsões dos CURr. As quantidades para além das previsões do CUR grossista dizem respeito às parcelas de consumo definidas para o mercado liberalizado, que correspondem a 20% do consumo no mercado convencional.

**Figura 4-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 na perspectiva dos comercializadores**



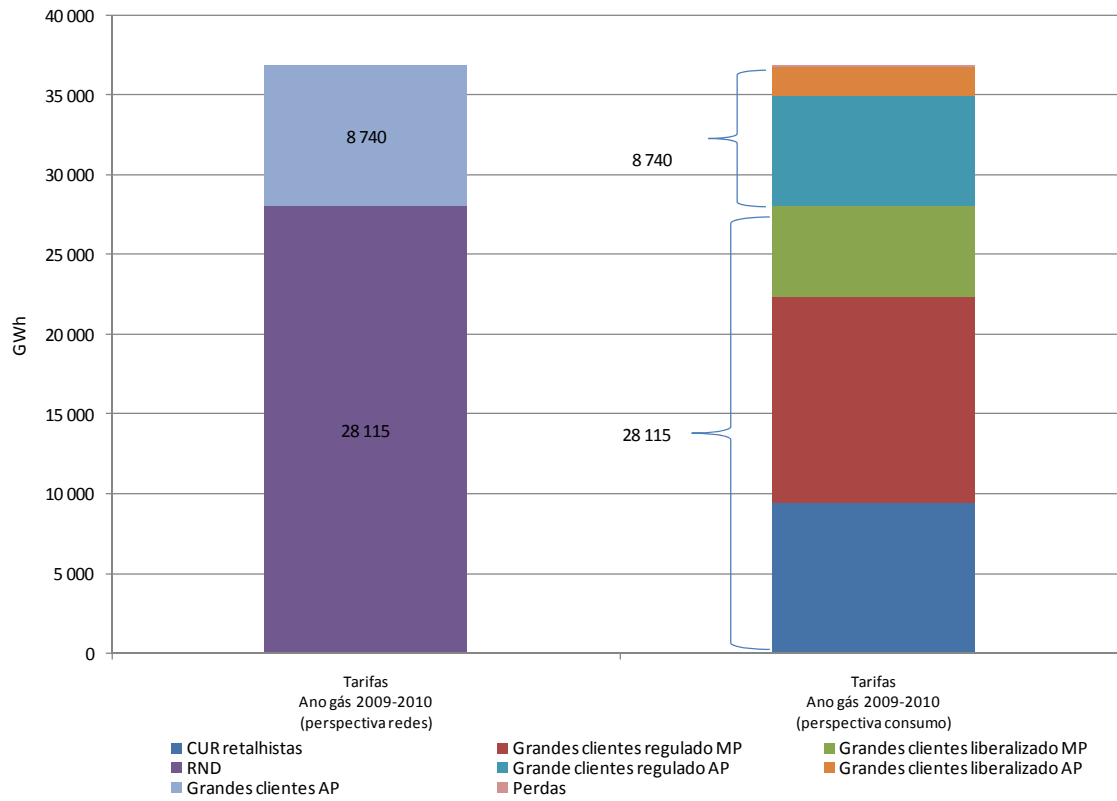
A Figura 4-2 mostra que o cenário adoptado para o ano gás 2009-2010 apenas difere substancialmente das previsões da REN no que diz respeito aos consumos dos grandes clientes em AP. As previsões para os grandes clientes em AP situam-se entre os valores implícitos nas tarifas 2008-2009 e os valores previstos pela REN. Observa-se igualmente que o cenário de previsões resulta num consumo agregado inferior ao que resultaria da aceitação:

- De todas as previsões da REN Gasodutos;
- Das previsões dos ORD para a média pressão, conjuntamente com a aceitação das previsões da REN para os grandes clientes em AP e para os centros electroprodutores.

**Figura 4-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 na perspectiva dos operadores de redes**

A Figura 4-3 compatibiliza as duas perspectivas, redes e comercializadores, do consumo previsto para o ano gás 2009-2010.

**Figura 4-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2009-2010 perspectiva redes e comercializadores**



## 5 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2009-2010

A caracterização do Balanço de Energia do SNGN tem por objectivo determinar a previsão de quantidades de gás natural para as saídas e entradas do SNGN, em particular nas infra-estruturas e rede de transporte em Alta Pressão e nas redes de distribuição.

O Balanço de energia pode ser apresentado segundo duas perspectivas diferentes: a perspectiva física e a perspectiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo satisfazer as necessidades criadas pelo cálculo de tarifas reguladas de uso das infra-estruturas e de venda a clientes finais.

Este capítulo considera os pressupostos assumidos no capítulo anterior para a previsão do consumo nacional e detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para 2009-2010, apresentando esse mesmo balanço.

### 5.1 METODOLOGIA DE PREVISÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A metodologia de previsão do balanço de energia é um exercício de conciliação entre as abordagens *top-down* e *bottom-up*. Em particular, deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macro-económicos, novos investimentos, etc.) com a informação distribuída das previsões regionais elaboradas pelos diversos operadores de rede e comercializadores.

A determinação da previsão do consumo nacional para os grandes consumidores industriais e para os consumidores mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) foi descrita na análise da evolução da procura.

Ao consumo referido são acrescentadas as previsões individuais efectuadas para cada centro electroprodutor ordinário, ligados na rede de transporte. Foram aceites as previsões da REN Gasodutos para estes consumos. A este respeito nota-se que o balanço para 2009-10 considera a entrada em funcionamento da nova Central de Lares no decurso do ano gás, ainda que com alguns meses em fase de testes de comissionamento.

A partir do consumo nacional assim definido, a construção do balanço de energia acontece por desagregação sucessiva dos valores agregados de consumo e a sua distribuição física no sistema de gás natural (por nível de pressão de ligação, por região, etc.).

Em seguida sumarizam-se diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para 2009-2010.

- 
- Aceitaram-se as previsões do operador da rede de transporte para os consumos dos centros electroprodutores ordinários, ligados na rede de transporte.
  - A previsão do saldo das injeções no armazenamento subterrâneo considerou o acréscimo de quantidades de reservas estratégicas devido ao aumento de consumos.
  - As previsões da energia entrada nas redes de distribuição correspondem às previsões do operador da rede de transporte, acrescidas das previsões dos operadores das redes de distribuição no caso das Unidades Autónomas de Gás. No caso do operador da rede de distribuição Tagusgás, considerou-se o consumo ocorrido no ano civil de 2008 (última informação disponível).
  - Aceitaram-se as previsões globais de consumo de cada comercializador de último recurso retalhista e do comercializador de último recurso grossista para os seus fornecimentos.
  - Estimou-se o consumo dos clientes no mercado liberalizado em 20% do consumo na RNDGN e também de 20% do consumo dos grandes clientes em alta pressão. Na previsão dos consumos no mercado liberalizado está implícito o volume de 0,3 bcm (3,5 TWh) de gás abrangido pelo leilão do CUR grossista, nos termos previstos no Regulamento das Relações Comerciais. Considerou-se que os clientes fornecidos com gás adquirido no leilão estão nas 3 redes de distribuição de maior consumo (Lusitaniagás, LisboaGás e Portgás).
  - Considerou-se que os clientes no mercado liberalizado situados nas redes de distribuição apresentam consumos anuais superiores a 1 milhão de m<sup>3</sup>.
  - Considerou-se a informação recebida sobre a caracterização efectiva de consumos no ano gás 2007-2008 e as previsões enviadas pelas empresas reguladas para 2009-2010. A informação sobre quantidades deve considerar-se ainda instável devido à juventude do sistema tarifário e à fase de adaptação dos sistemas de informação comerciais.
  - A previsão do consumo total dos grandes clientes em alta pressão ficou aquém dos valores enviados pela REN Gasodutos, em virtude de se considerar um atraso em alguns investimentos previstos para novas instalações de consumo de gás.
  - Quanto às fontes de aprovisionamento, foi previsto um volume de energia recebida no terminal de Sines equivalente ao total das aquisições de GNL previstas pelo Comercializador do SNGN, acrescido do consumo da nova central de Lares.
  - O balanço considerou ainda o nível de perdas e autoconsumos na infra-estrutura decorrente dos factores de ajustamento para perdas.



## **PERDAS E AUTO CONSUMOS NAS REDES**

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores, etc.

As perdas e autoconsumos são definidas segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás natural. Estes factores de perdas são descritos no final deste documento.

## **5.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2009-2010**

De acordo com as previsões recebidas das empresas, com a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados, determina-se o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural para 2009-2010. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

**Quadro 5-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2009-2010**

RNTGN	Balanço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 292
	1.1 Campo Maior	27 292
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	37 759
	2.1 Injecções RNT	37 107
	2.2 Camião cisterna	652
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	65 051
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	64 399
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	415
	8 Centros electroprodutores	27 646
	9 Clientes industriais em AP	8 740
	10 Redes de distribuição (interligadas)	27 528
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	64 328
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	71
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	63 913
	<b>Balanço físico de gás natural na RNDGN</b>	
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	27 528
	16 Redes abastecidas por UAG	588
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	28 115
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	14 106
	19 Clientes em BP	13 944
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	66
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	28 115
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
22=10=21	22 Total de saídas da RNDGN	28 050
	22.1 Beiragás	782
	22.2 Dianagás	82
	22.3 Dourogás	112
	22.4 Duriensegás	206
	22.5 Lisboaagás	7 148
	22.6 Lusitaniagás	9 146
	22.7 Medigás	78
	22.8 Paxgás	12
	22.9 Portgás	6 832
	22.10 Setgás	2 220
	22.11 Tagusgás	1 431

Além do balanço energético, a previsão da procura também fornece ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente (apresentado no quadro seguinte).

**Quadro 5-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2009-2010**

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	6		6	12
Clientes nas redes de distribuição	174	1 131 821	1 255	1 133 250
Beiragás	7	42 094	22	42 123
Dianagás	0	5 430	0	5 430
Sonorgás	0	9 658	0	9 658
Duriensegás	1	22 387	0	22 388
Lisboagás	24	486 576	293	486 893
Lusitaniagás	70	179 146	480	179 696
Medigás	0	13 804	0	13 804
Paxgás	0	3 186	0	3 186
Portgás/EDPgás	52	200 477	297	200 826
Setgás	11	142 707	93	142 811
Tagusgás	8	26 355	71	26 435
Total de consumidores de GN	180	1 131 821	1 261	1 133 262

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infra-estrutura e por comercializador de último recurso, assenta na caracterização de quantidades na perspectiva de cada um destes agentes. Em resumo, apresentam-se de seguida as quantidades de energia fornecidas por cada comercializador de último recurso e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado (sujeitas ao pagamento das tarifas de acesso e a contratos bilaterais com os comercializadores de mercado).

**Quadro 5-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2009-2010**

Unidades: GWh

Fornecimentos	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	6 992		29 394	36 386
Clientes nas redes de distribuição	12 973	9 467	5 610	28 050
Beiragás	293	451	38	782
Dianagás	0	82	0	82
Sonorgás	0	112	0	112
Duriensegás	14	192	0	206
Lisboagás	2 431	2 866	1 851	7 148
Lusitaniagás	5 353	2 021	1 772	9 146
Medigás	0	78	0	78
Paxgás	0	12	0	12
Portgás / EDPgás SU	2 699	2 463	1 669	6 832
Setgás	1 239	822	159	2 220
Tagusgás	943	367	121	1 431
Total de consumidores de GN	19 965	9 467	35 004	64 435

Nas previsões do Balanço de Energia para 2009-2010 o mercado liberalizado de gás natural tem uma importância assinalável. O quadro seguinte evidencia que cerca de 54% do consumo nacional estará no mercado livre. A partir de Janeiro de 2010 todos os consumidores serão elegíveis para escolher o fornecedor de gás natural.

**Quadro 5-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2009-2010**

<b>Consumo</b>		
	<b>ML</b>	<b>MR</b>
<b>Cientes &gt; 10 000 m3</b>	57%	43%
<b>RNT</b>	81%	19%
<b>RND</b>	23%	77%
<b>Cientes BP &lt; 10 000 m3</b>	0%	100%
<b>Total</b>	54%	46%
<b>Número de clientes</b>		
	<b>ML</b>	<b>MR</b>
<b>Cientes &gt; 10 000 m3</b>	20,3%	79,7%
<b>RNT</b>	48,6%	51,4%
<b>RND</b>	20,2%	79,8%
<b>Cientes BP &lt; 10 000 m3</b>	0,0%	100,0%
<b>Total</b>	0,1%	99,9%

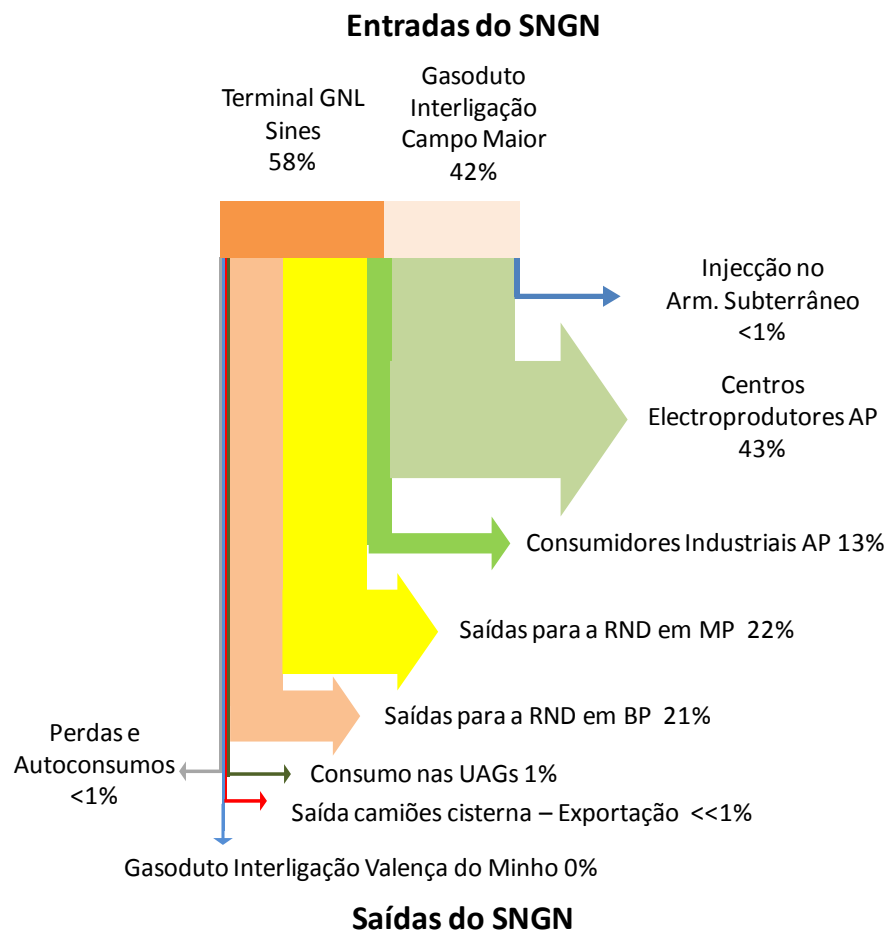
### 5.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente, importa reter a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o grande peso dos consumos das centrais eléctricas no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente, salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição, correspondem na maioria ao mercado industrial. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspecto relevante pela sua particularidade na Península Ibérica é a distribuição de gás natural a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás natural liquefeito, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás Natural é reduzida.

A figura seguinte ilustra qualitativamente os fluxos de energia no SNGN.

Figura 5-1 - Fluxos de energia no SNGN em 2009/10





## 6 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS

### 6.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão é especialmente afectada pela dinâmica do mercado grossista no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais (ou nos contratos de aprovisionamento de longo prazo). De facto, não apenas a origem do gás natural entrado na rede de transporte oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia) e o terminal de Sines (com origem em países mais longínquos como a Nigéria), como ainda o volume do consumo depende do preço do gás na medida em que os centros electroprodutores são especialmente sensíveis a esta variável.

Os factos mais relevantes que se prevêem afectar a utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão são a entrada em exploração de uma nova central de ciclo combinado a gás natural, em Lares, de 862 MW (potência eléctrica instalada) e um aumento significativo da previsão do número total de grandes clientes face às previsões para o ano gás 2008-2009.

A previsão de quantidades nas infra-estruturas de Alta Pressão baseou-se no histórico obtido no ano gás 2007-2008 ( $t-2$ ). A estrutura de quantidades prevista para o ano gás 2009-2010 ( $t$ ) resulta do escalamento das quantidades registadas no ano gás  $t-2$  para o volume de energia determinado na previsão global da procura por infra-estrutura. Esta metodologia foi ainda completada com a integração de nova informação de detalhe sobre os factos mais relevantes que justifiquem uma alteração global do comportamento da procura (por exemplo, a existência de uma nova central a gás natural de cuja potência se conhece o valor antecipadamente) e o aumento do número dos grandes clientes.

### 6.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

#### 6.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

A partir do balanço de energia previsto para o SNGN em 2009-2010, é construída uma caracterização desagregada da procura para suportar o cálculo tarifário. Esta caracterização deve incluir não apenas o consumo mas todas as quantidades associadas às variáveis de facturação do sistema tarifário.

#### SISTEMA TARIFÁRIO RESULTANTE DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO GÁS NATURAL

Em 2006, no contexto da regulação económica do sector do gás natural, foi publicado pela ERSE o Regulamento Tarifário para o Gás Natural. Este regulamento veio estabelecer o novo sistema tarifário

aplicável às actividades reguladas e a metodologia de cálculo das tarifas por actividade e das tarifas de venda a clientes finais.

Da aplicação do regulamento decorre uma alteração das opções tarifárias existentes e das variáveis de facturação utilizadas. Nomeadamente, são uniformizadas as tarifas aplicáveis no território nacional.

As variáveis de facturação do novo sistema tarifário aplicável desde Julho de 2008 aos consumidores finais e as respectivas unidades são:

- Energia (em kWh).
- Energia no período de ponta (em kWh).
- Capacidade utilizada, correspondente ao máximo consumo diário nos 12 meses que antecedem a factura (em kWh/dia).
- Número de pontos de entrega (para cobrança de um termo fixo mensal).

#### REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de facturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de facturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

**Quadro 6-1 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais**

Variável de facturação	Leitura diária (telecontagem)	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia em período de ponta	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia	€/kWh	€/kWh	€/kWh

O detalhe sobre os segmentos de consumidores onde será aplicável a telecontagem está definido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Actualmente, todos os consumidores com consumos anuais superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup> têm telecontagem.

O Regulamento de Relações Comerciais define ainda que os consumidores com consumo anual superior a 10 mil m<sup>3</sup> têm leitura mensal.



Aos clientes nas redes de distribuição em Baixa Pressão com consumos superiores a 1 milhão de m<sup>3</sup> é permitida a opção pelas tarifas de Média Pressão (quer na tarifa de acesso às redes quer na tarifa de venda a clientes finais). Assim, a caracterização da procura considerou que estes clientes exercem essa opção.

#### **FACTURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)**

Por razões de custo, as tecnologias de medição no sector do gás natural utilizadas nos clientes com menor consumo medem volumes de gás e não energia fornecida. De facto, a medição do fluxo de energia na distribuição de gás natural é um processo complexo e caro.

Todavia, o consumidor de gás natural compra energia, independentemente do volume que lhe seja entregue. Historicamente, as empresas do sector do gás natural ultrapassaram esta questão anunciando no segmento residencial e serviços preços comparáveis em m<sup>3</sup> de referência, ou seja, preços em unidade de volume mas em condições de pressão, temperatura e poder calorífico de referência. Para garantir uma maior comparabilidade dos preços a ERSE definiu a sua publicação em unidades de energia (kWh) em vez de volume. Esta comparabilidade dos preços é importante quer entre formas de energia diferentes, como a electricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em Alta Pressão é directamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás natural medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada factura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para efeito do cálculo tarifário, todas as quantidades foram consideradas em unidades de energia.

#### **6.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM**

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás natural em cada ponto de entrega.

Nos consumidores domésticos, por exemplo, apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de facturação, para aplicação das tarifas por actividade no modelo tarifário. Em particular:

- A energia em período de ponta é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em período de ponta, utilizou-se uma relação de 96% nos fornecimentos de BP< e de 94% em BP> e MP. Registe-se que atendendo ao período de ponta definido, correspondente aos meses de Setembro a Julho, a relação mínima entre energia de ponta e energia anual caso o consumo fosse uniforme ao longo do ano seria de 91,7%. Na prática, a redução do consumo nas redes de distribuição no mês de Agosto reflecte-se num valor superior para esta relação.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medindo-se em dias. Na ausência de informação sobre o consumo diário na maior parte dos consumidores, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro modulação, a saber:

- Consumos  $\leq 10$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação entre 10 a 15 dias
- 10 mil m<sup>3</sup>/ano < consumos  $\leq 100$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 60 dias
- 100 mil m<sup>3</sup>/ano < consumos  $\leq 2\,000$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 150 dias
- Consumos  $\geq 2\,000$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação de 200 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o factor de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (artigo 113.º, expressão 91). Este factor relaciona o consumo médio no período de ponta, dos consumidores ligados na rede de Baixa Pressão, com o valor diário máximo desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este factor.

### 6.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infra-estrutura, por nível de pressão e opção tarifária, o tratamento das quantidades no contexto do sistema tarifário considerou ainda a definição de perfis de consumo nacionais.

De facto, os consumidores de cada segmento de consumo apresentam semelhanças entre regiões diferentes do país. No entanto, também apresentam diferenças que tanto podem ser circunstanciais

(devido a um desvio aleatório do consumo de um conjunto de consumidores face à média nacional) como estruturais (devido, por exemplo, a estarem em regiões com clima mais frio).

O princípio da uniformidade tarifária das tarifas reguladas de gás natural, ainda que aplicado de forma gradual nas tarifas de venda a clientes finais, obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por actividade. Só assim se promove uma convergência tarifária, mais ou menos gradual, para uma tarifa única no território nacional.

Por esta razão, a conversão dos preços das tarifas por actividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por actividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

Estes perfis de consumo nacionais foram definidos através da caracterização global de quantidades apresentada anteriormente e utilizando os mesmos pressupostos relativamente à distribuição da energia por período tarifário ou à modulação da capacidade utilizada.

### **6.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

A caracterização da procura no âmbito das tarifas de venda a clientes finais coincide com a procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspectiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas de venda a clientes finais. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas. As tarifas de venda a clientes finais são fixadas separadamente para cada comercializador de último recurso e são tendencialmente uniformes.

Os operadores de rede aplicam aos comercializadores de último recurso as tarifas de acesso às redes nacionais.

### **6.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO**

O Decreto-Lei n.º 140/2006, retira os centros electroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso. Assim, o sector de gás natural em Portugal inicia a sua fase de liberalização progressiva desde logo com metade do consumo de gás em regime de mercado livre.

Actualmente, todos os consumidores com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> podem escolher o fornecedor de gás natural. Para os restantes consumidores, o citado Decreto-Lei nº 140/2006 estabelece o calendário de liberalização para 1 de Janeiro de 2009.

Para além do direito de escolha de fornecedor, concedido pelo legislador com o calendário faseado, a elegibilidade efectiva requer pelo menos a existência de:

- Tarifas reguladas de acesso às redes.
- Plataforma de acerto de contas e de gestão do mercado.
- Procedimentos definidos para a mudança de fornecedor.
- Comercializadores de mercado.

Todos estes requisitos existem em 2009-2010 pelo que o mercado livre tem condições materiais para se desenvolver.

Na previsão da procura foram considerados consumos em mercado relativos aos centros electroprodutores em regime ordinário e a 20% do consumo na RNDGN e de 20% do consumo dos grandes clientes em alta pressão.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de facturação, para os consumidores em mercado seguiu os mesmos princípios e parâmetros que a caracterização de quantidades na comercialização de último recurso.

## 7 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2009-2010

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por actividade e de vendas a clientes finais.

### 7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

#### 7.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL					
	Capacidade utilizada	Energia Recepção	Energia Regaseificação	Número de carregamentos	Energia armazenada*
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)		MWh/dia
Entregas à RNTGN	155 745 174	33 668 867	33 668 867		905 032
Entregas a camiões cisterna		652 000		2 160	18 968
Entregas à RNTGN - Curta Duração	14 349 100	3 438 000	3 438 000		218 756

\* Valor médio diário

#### 7.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

**Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Energia injectada	Energia extraída	Energia armazenada*
	(MWh)	(MWh)	MWh/dia
Entregas OAS	414 685	0	2 042 639

\* Valor médio diário

### 7.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte. São também apresentadas as quantidades relativas aos pontos de entrega às redes de distribuição.

**Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE			
	Capacidade utilizada	Energia	
		Ponta	Simplex
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)
Entregas da RNTGN	280 625 546	47 681 341	63 859 134
Entregas às UAG	3 028 091	444 759	587 721
Tarifa de Curtas Utilizações	5 417 143	54 171	54 171
<b>Entregas aos ORD</b>	<b>120 463 739</b>	<b>21 276 312</b>	<b>28 115 290</b>

### 7.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Geral do Sistema.

São também apresentadas as quantidades relativas aos pontos de entrega às redes de distribuição.

**Quadro 7-4 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso Geral do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	
	Energia
	(MWh)
Entregas da RNTGN	63 913 305
Entregas às UAG	587 721
<b>Entregas aos ORD</b>	<b>28 115 290</b>

## 7.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 7.2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 7-5 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
	Leitura		Ponta	Fora de Ponta	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	
URD <sub>MP</sub>	193	1 091	26 417 170	1 541 860	138 853 899
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações	2		58 837	61 374	2 686 962
URD <sub>BP&gt;</sub>	0	4 918	4 996 632	216 004	44 119 519
URD <sub>BP&lt;</sub>	1 127 046		3 357 565	145 208	291 762 239

### 7.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.

**Quadro 7-6 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	(MWh)	
	Ponta	Fora de Ponta
Energia	26 494 540	1 604 356

### 7.2.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema.

**Quadro 7-7 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia	28 098 896

### 7.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

#### 7.3.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.

**Quadro 7-8 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas e grandes clientes**

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA AOS CUR RETALHISTAS	(MWh)
Energia	29 476 072

#### 7.3.2 TARIFA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia para grandes clientes.

**Quadro 7-9 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia para grandes clientes**

TARIFA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES	(MWh)
Energia	19 973 983

#### 7.3.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas.

**Quadro 7-10 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	(MWh)
Energia	9 502 090

#### 7.3.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes.



**Quadro 7-11 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização a grandes clientes**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES	TERMO FIXO
Número de clientes	180

**7.3.5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO RETALHISTA**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das tarifas de Comercialização de último recurso retalhista.

**TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup> (N) POR ANO****Quadro 7-12 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização em BP para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (n) por ano**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ≤ 10 000 m <sup>3</sup> POR ANO	TERMO FIXO
Número de clientes	1 127 046

**TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS SUPERIORES A 10 000 m<sup>3</sup> (N) POR ANO E INFERIORES A 2 MILHÕES DE m<sup>3</sup> (N) POR ANO****Quadro 7-13 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para a Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m<sup>3</sup> (n) por ano**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS > 10 000 m <sup>3</sup> e < 2 MILHÕES m <sup>3</sup> POR ANO	TERMO FIXO
Número de clientes total	4 775
10 000 m <sup>3</sup> < Consumos < 100 000 m <sup>3</sup>	2782
100 000 m <sup>3</sup> < Consumos < 2 000 000 m <sup>3</sup>	1993

**7.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS****7.4.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A GRANDES CLIENTES**

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes (clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>), segundo as redes a que estão ligados.

## 7.4.1.1 GRANDES CLIENTES LIGADOS À REDE DE TRANSPORTE

**Quadro 7-14 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO				Transgás
Opção Tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Ponta	Ponta	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	6	1 829 096	5 162 693	34 958 945
Curtas utilizações	0	0	0	0

## 7.4.1.2 GRANDES CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

**Quadro 7-15 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS MÉDIA PRESSÃO > 2 000 000 m <sup>3</sup> /ano				Transgás
Opção Tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Ponta	Ponta	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	172	824 439	12 028 463	64 264 510
Curtas utilizações	2	61 374	58 837	2 686 962

## 7.4.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas.

## 7.4.2.1 BEIRAGÁS

**Quadro 7-16 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Beiragás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)		
Escalão 1	0 - 220	24 129		35 037
Escalão 2	221 - 500	10 372		32 710
Escalão 3	501 - 1 000	6 854		41 097
Escalão 4	1 001 - 10 000	454		12 335

**Quadro 7-17 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Beiragás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	121	724	45 389	
	≥ 100 001	119	3 261	204 425	

**Quadro 7-18 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Beiragás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	17	102	6 379	
	≥ 100 001	27	1 099	68 877	

## 7.4.2.2 DIANAGÁS

**Quadro 7-19 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Dianagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DIANAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	4 958	6 782		
Escalão 2	221 - 500	165	425		
Escalão 3	501 - 1 000	84	491		
Escalão 4	1 001 - 10 000	200	5 703		

**Quadro 7-20 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Dianagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DIANAGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	12	181	3 216	
	≥ 100 001	10	2 977	52 916	

**Quadro 7-21 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Dianagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	1	513	9 112	

7.4.2.3 DURIENSEGÁS

**Quadro 7-22 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Duriensegás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DURIENSEGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	11 596			20 056
Escalão 2	221 - 500	6 132			21 656
Escalão 3	501 - 1 000	3 936			28 863
Escalão 4	1 001 - 10 000	558			13 566

**Quadro 7-23 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Duriensegás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	102	16	22 747	
	≥ 100 001	58	50	72 289	

**Quadro 7-24 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Duriensegás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	4	9	12 448	

## 7.4.2.4 LISBOAGÁS

**Quadro 7-25 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - LisboaGás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LISBOAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	204 754	462 587		
Escalão 2	221 - 500	242 849	703 868		
Escalão 3	501 - 1 000	36 062	317 371		
Escalão 4	1 001 - 10 000	1 777	86 169		

**Quadro 7-26 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Lisboagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	862	10 530	235 217	
	≥ 100 001	234	37 493	837 500	

**Quadro 7-27 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Lisboagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	16	201	4 481	
	≥ 100 001	23	7 293	162 917	

7.4.2.5 LUSITANIAGÁS

**Quadro 7-28 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Lusitaniagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	74 319			127 699
Escalão 2	221 - 500	83 964			238 194
Escalão 3	501 - 1 000	18 900			162 920
Escalão 4	1 001 - 10 000	931			44 234

**Quadro 7-29 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Lusitaniagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	579	6 021	135 261	
	≥ 100 001	355	43 871	985 560	

**Quadro 7-30 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Lusitaniagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	43	446	10 029	
	≥ 100 001	55	11 368	255 372	

7.4.2.6 MEDIGÁS

**Quadro 7-31 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Medigás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				MEDIGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	13 516	8 925		
Escalão 2	221 - 500	21	60		
Escalão 3	501 - 1 000	0	0		
Escalão 4	1 001 - 10 000	242	3 066		

**Quadro 7-32 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Medigás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				MEDIGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	5	36	882	
	≥ 100 001	18	2 186	53 172	

**Quadro 7-33 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Medigás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	1	376	9 156	

7.4.2.7 PAXGÁS

**Quadro 7-34 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Paxgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PAXGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	3 074	2 055		
Escalão 2	221 - 500	16	88		
Escalão 3	501 - 1 000	15	111		
Escalão 4	1 001 - 10 000	68	1 545		



**Quadro 7-35 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Paxgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PAXGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	13	295	8 009	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 7-36 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Paxgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

7.4.2.7.1 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

**Quadro 7-37 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - EDP Gás SU**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				EDP GÁS SU	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	43 749	29 221		
Escalão 2	221 - 500	83 344	216 120		
Escalão 3	501 - 1 000	69 116	405 079		
Escalão 4	1 001 - 10 000	2 734	40 174		

**Quadro 7-38 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - EDP Gás SU**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				EDP GÁS SU	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	615	11 779	254 138	
	≥ 100 001	813	55 018	1 187 077	

**Quadro 7-39 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - EDP Gás SU**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS SU	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	18	349	7 528	
	≥ 100 001	88	11 384	245 631	

## 7.4.2.8 SETGÁS

**Quadro 7-40 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Setgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SETGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	61 783			97 509
Escalão 2	221 - 500	69 801			184 024
Escalão 3	501 - 1 000	10 312			60 387
Escalão 4	1 001 - 10 000	580			16 977

**Quadro 7-41 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Setgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	164	2 516	49 341	
	≥ 100 001	63	17 020	333 789	

**Quadro 7-42 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Setgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	5	2 931	57 478	

## 7.4.2.9 SONORGÁS

**Quadro 7-43 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Sonorgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SONORGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	8 566	15 717	
Escalão 2	221 - 500	615	3 507	
Escalão 3	501 - 1 000	257	2 942	
Escalão 4	1 001 - 10 000	145	4 424	

**Quadro 7-44 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Sonorgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SONORGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	59	967	24 766	
	≥ 100 001	15	1 929	49 398	

**Quadro 7-45 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Sonorgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	1	332	8 506	

## 7.4.2.10 TAGUSGÁS

**Quadro 7-46 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Tagusgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				TAGUSGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	24 019	36 671		
Escalão 2	221 - 500	981	2 620		
Escalão 3	501 - 1 000	1 046	7 697		
Escalão 4	1 001 - 10 000	52	2 090		

**Quadro 7-47 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano - Tagusgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	133	573	22 389	
	≥ 100 001	83	5 322	207 818	

**Quadro 7-48 - Quantidades para o ano gás 2009-2010 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão - Tagusgás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	22	94	3 670	
	≥ 100 001	21	1 939	75 717	

## 7.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES

### 7.5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS A ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a entregas dos operadores de rede. No caso dos consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, são apresentadas as quantidades por escalão de consumo.

## 7.5.1.1 REDE DE TRANSPORTE

**Quadro 7-49 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção Tarifária	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Ponta	Ponta	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
<b>Diária</b>	11	9 481 777	26 849 788	163 189 898
<b>Curtas utilizações</b>	1	0	54 171	5 417 143

## 7.5.1.2 BEIRAGÁS

**Quadro 7-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	24 129	35 037	
Escalão 2	221 - 500	10 372	32 710	
Escalão 3	501 - 1 000	6 854	41 097	
Escalão 4	1 001 - 10 000	454	12 335	

**Quadro 7-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Ponta	Ponta	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
<b>Diária</b>	0	0	0	0
<b>Mensal</b>	10 000 - 100 000	129	822	46 997
	≥ 100 001	120	3 380	206 362

**Quadro 7-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		7	15 218	277 434	1 463 258
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	18	111	6 538	
	≥ 100 001	40	3 034	100 526	

## 7.5.1.3 DIANAGÁS

**Quadro 7-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DIANAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	4 958	6 782		
Escalão 2	221 - 500	165	425		
Escalão 3	501 - 1 000	84	491		
Escalão 4	1 001 - 10 000	200	5 703		

**Quadro 7-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DIANAGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	12	181	3 216	
	≥ 100 001	10	2 977	52 916	

**Quadro 7-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	1	513	9 112	

## 7.5.1.4 DURIENSEGÁS

**Quadro 7-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DURIENSEGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	11 596			20 056
Escalão 2	221 - 500	6 132			21 656
Escalão 3	501 - 1 000	3 936			28 863
Escalão 4	1 001 - 10 000	558			13 566

**Quadro 7-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	102	16	22 747	
	≥ 100 001	58	50	72 289	



**Quadro 7-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		1	920	13 043	69 815
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	4	9	12 448	

## 7.5.1.5 LISBOAGÁS

**Quadro 7-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LISBOAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	204 754	462 587		
Escalão 2	221 - 500	242 849	703 868		
Escalão 3	501 - 1 000	36 062	317 371		
Escalão 4	1 001 - 10 000	1 777	86 169		

**Quadro 7-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	965	11 971	257 901	
	≥ 100 001	246	39 229	864 825	

**Quadro 7-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		31	251 275	3 481 162	18 662 186
Curtas utilizações		1	31 306	32 261	1 470 047
Mensal	10 000 - 100 000	17	213	4 674	
	≥ 100 001	191	33 167	570 267	

## 7.5.1.6 LUSITANIAGÁS

**Quadro 7-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	74 319			127 699
Escalão 2	221 - 500	83 964			238 194
Escalão 3	501 - 1 000	18 900			162 920
Escalão 4	1 001 - 10 000	931			44 234

**Quadro 7-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	744	8 319	171 443	
	≥ 100 001	373	46 639	1 029 142	

**Quadro 7-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	Fora de Ponta	
		(nº clientes)		(MWh)	(MWh)
Diária		76	403 928	5 911 872	31 579 001
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	52	566	11 912	
	≥ 100 001	337	54 536	935 003	

## 7.5.1.7 MEDIGÁS

**Quadro 7-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				MEDIGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	13 516	8 925	
Escalão 2	221 - 500	21	60	
Escalão 3	501 - 1 000	0	0	
Escalão 4	1 001 - 10 000	242	3 066	

**Quadro 7-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				MEDIGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	Fora de Ponta	
		(nº clientes)		(MWh)	(MWh)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	5	36	882	
	≥ 100 001	18	2 186	53 172	

**Quadro 7-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção Tarifária	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)		
		Diária	0		0
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	1	376	9 156	

## 7.5.1.8 PAXGÁS

**Quadro 7-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PAXGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	3 074	2 055		
Escalão 2	221 - 500	16	88		
Escalão 3	501 - 1 000	15	111		
Escalão 4	1 001 - 10 000	68	1 545		

**Quadro 7-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PAXGÁS	
Opção Tarifária	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)		
		Diária	0		0
Mensal	10 000 - 100 000	13	295	8 009	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 7-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

7.5.1.9 PORTGÁS

**Quadro 7-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PORTGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	43 749			29 221
Escalão 2	221 - 500	83 344			216 120
Escalão 3	501 - 1 000	69 116			405 079
Escalão 4	1 001 - 10 000	2 734			40 174

**Quadro 7-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	719	13 155	277 064	
	≥ 100 001	825	56 676	1 214 693	

**Quadro 7-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Ponta	Ponta	
		(MWh)	(MWh)	
Diária	59	228 737	3 643 019	19 358 782
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	20	378	8 013
	≥ 100 001	260	36 423	662 828

## 7.5.1.10 SETGÁS

**Quadro 7-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SETGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	61 783	97 509	
Escalão 2	221 - 500	69 801	184 024	
Escalão 3	501 - 1 000	10 312	60 387	
Escalão 4	1 001 - 10 000	580	16 977	

**Quadro 7-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Ponta	Ponta	
		(MWh)	(MWh)	
Diária	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	198	2 990	56 811
	≥ 100 001	67	17 592	342 787

**Quadro 7-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		11	81 530	1 157 951	6 197 406
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	60	11 374	190 411	

## 7.5.1.11 SONORGÁS

**Quadro 7-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SONORGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	8 566	15 717		
Escalão 2	221 - 500	615	3 507		
Escalão 3	501 - 1 000	257	2 942		
Escalão 4	1 001 - 10 000	145	4 424		

**Quadro 7-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				SONORGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	59	967	24 766	
	≥ 100 001	15	1 929	49 398	

**Quadro 7-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS	
Opção Tarifária		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	1	332	8 506	

## 7.5.1.12 TAGUSGÁS

**Quadro 7-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				TAGUSGÁS	
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		
		(nº clientes)	(MWh)		
Escalão 1	0 - 220	24 019			36 671
Escalão 2	221 - 500	981			2 620
Escalão 3	501 - 1 000	1 046			7 697
Escalão 4	1 001 - 10 000	52			2 090

**Quadro 7-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Baixa Pressão, superiores a 10.000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m <sup>3</sup> POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Ponta	Ponta	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	156	891	27 381	
	≥ 100 001	85	5 704	213 832	



**Quadro 7-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2009-2010 em Média Pressão**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Ponta	Ponta		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
<b>Diária</b>	7	48 223	838 591	4 434 068	
<b>Curtas utilizações</b>	1	30 067	26 576	1 216 915	
<b>Mensal</b>	10 000 - 100 000	25	138	4 364	
	≥ 100 001	63	8 419	177 738	



## 8 PERÍODOS TARIFÁRIOS

### 8.1 PERÍODO DE PONTA NA REDE DE TRANSPORTE

Como definido no documento da “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2007-2008”, o período de ponta na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) inclui todos os dias úteis do ano gás (Quadro 8-1).

**Quadro 8-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2009-2010**

Período de ponta	Período fora de ponta
Dias úteis	Fins-de-semana e feriados nacionais

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 definido.

### 8.2 PERÍODO DE PONTA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como definido no documento da “Análise da evolução e caracterização da procura de gás natural no ano gás 2008-2009”, o período de ponta na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) corresponde aos meses de Setembro a Julho (Quadro 8-2).

**Quadro 8-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2009-2010**

Período de ponta	Período fora de ponta
Setembro a Julho	Agosto



## 9 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do n.º 7 do artigo 18.º do Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações (RARII), aprovado pelo Despacho n.º 19 624-A/2006 (2.ª série), de 25 de Setembro de 2006, o operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os operadores das diferentes infra-estruturas, deve apresentar à ERSE proposta de valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infra-estruturas do SNGN, até ao dia 15 de Dezembro de cada ano, devidamente justificadas.

Os factores de ajustamentos para perdas e autoconsumos são diferenciados por infra-estrutura, nomeadamente, o terminail de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo gás natural, as UAGs, a RNTGN e as redes de distribuição em MP e em BP.

A proposta dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2009-2010, foi enviada pela REN Gasodutos, relativamente às infra-estruturas da RNTIAT, não tendo sido contemplados os valores referentes à RNDGN, nomeadamente as UAG e as redes de distribuição em MP e BP.

A Portgás e, posteriormente, as empresas do Grupo Galp – LisboaGás, Setgás, Lusitâniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás – enviaram propostas relativamente aos factores de perdas e autoconsumos a aplicar na RNDGN.

Este procedimento corresponde a um incumprimento daquilo que se encontra estabelecido no RARII por parte dos operadores das redes de distribuição que deveriam ter enviado atempadamente, ao operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, as suas propostas de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos das respectivas infra-estruturas, de modo a permitir o envio à ERSE, por parte da REN Gasodutos, de uma proposta consolidada e coordenada dos referidos factores de ajustamento. Todo este processo deveria decorrido até ao passado dia 15 de Dezembro. Apesar deste incumprimento, a ERSE entendeu aceitar excepcionalmente as propostas dos operadores das redes de distribuição, na expectativa de que, no próximo ano gás, todo este processo venha a decorrer de uma forma coordenada, conforme o previsto no RARII.

Os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são aplicados para efeito da determinação das quantidades de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infra-estruturas da RPGN, de modo a garantir a entrega do gás natural necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respectivos clientes, de acordo com o estabelecido no RARII.

Os ajustamentos para perdas e autoconsumos também são aplicados aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infra-estrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

## 9.1 PROPOSTA DA REN GASODUTOS PARA OS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os factores de ajustamentos para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2009-2010, apresentados no Quadro 9-1.

**Quadro 9-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos**

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
RNTGN	0,11
Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0
Armazenamento subterrâneo	0,85

Nos pontos 9.1.1, 9.1.2 e 9.1.3 é apresentado um resumo das justificações para esta proposta de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos por parte do operador da rede de transporte.

### 9.1.1 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

A REN Gasodutos, apresentou uma proposta à ERSE de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na rede nacional de transporte para o ano gás de 2009-2010.

A metodologia apresentada pela REN Gasodutos para a determinação das perdas e autoconsumos assenta no princípio de que as perdas globais de gás na RNTGN resultam do efeito conjugado de duas parcelas que devem ser contabilizadas individualmente e utilizadas na determinação do factor final de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.
- Autoconsumos – consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, com medida associada.

A proposta de valores para o ano gás de 2009-2010 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para o ano gás 2007-2008. O regime de exploração no ano gás 2007-2008 caracterizou-se, segundo a REN Gasodutos, por uma adequada estabilidade e controlo do processo de transporte, que permitem utilizá-los como base para a previsão em análise.

## **PURGAS E FUGAS**

De acordo com a REN Gasodutos, as purgas e fugas de gás natural para a atmosfera têm essencialmente três origens:

- Fugas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto nas infra-estruturas da RNTGN, quer sejam no gasoduto de transporte, quer sejam em estações de entrega de gás natural.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas da RNTGN, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas processuais resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV-Pressure safety valves”), necessárias à regulação de pressão nas estações dos pontos de saída da RNTGN.

Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN no ano gás 2007-2008 foram de 726 MWh.

## **AUTOCONSUMOS**

Actualmente, os autoconsumos de gás natural resultam exclusivamente do funcionamento dos sistemas de aquecimento existentes nas estações de regulação e medida de gás dos pontos de saída da RNTGN. Para que o operador da RNTGN entregue o gás natural nos pontos de saída respeitando as condições de pressão e temperatura especificadas, nomeadamente garantindo uma utilização segura do gás natural pelas infra-estruturas a jusante, necessita de pré-aquecer o gás natural para compensar o abaixamento de temperatura resultante da regulação de pressão (efeito de Joule-Thomson) efectuada nas estações dos pontos de saída da RNTGN. Desta forma, este autoconsumo reflecte uma necessidade de consumo interno de funcionamento da própria infra-estrutura da RNTGN, constituindo assim um gasto próprio de gás a ser contabilizado na determinação do factor de compensação de perdas e autoconsumos desta infra-estrutura.

O valor das perdas resultantes de autoconsumos verificados na RNTGN no ano gás 2007-2008 foi de 59 041 MWh.

## **PROPOSTA DA REN GASODUTOS**

No Quadro 9-2 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída da RNTGN, dos quais resulta a proposta de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás de 2009-2010,

apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 9-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG em 2007-2008**

Parcela	Ano gás 2007-2008
Purgas e Fugas	726
Autoconsumos	59 041
Perdas totais	59 767
Saídas da RNTGN	52 334 525
<b>Factor de ajustamento (%)</b>	0,11

Valores em MWh

De notar que, pelo facto de as quantidades entregues pela RNTGN em Valença do Minho, quer no âmbito do trânsito internacional, quer no âmbito de vendas de gás natural em Espanha pela Transgás, assim como as quantidades de gás natural entregue no armazenamento subterrâneo, não se encontrarem sujeitas a autoconsumos nas estações dos respectivos pontos de saída da RNTGN, estas não foram consideradas na determinação do factor para ajustamento de perdas na RNTGN. Em particular, no que diz respeito ao trânsito internacional, há que também ter em conta que a contabilização e balanço respeitante ao trânsito internacional encontra-se ao abrigo dos contratos de transporte das Sociedades Campo Maior – Leiria – Braga e Braga – Tuy, bem como dos respectivos manuais operativos acordados com o operador da rede de alta pressão interligada internacionalmente com a RNTGN (Enagás).

O valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás 2009-2010 é o que resulta dos correspondentes valores contabilizados no ano gás 2007-2008 e cifra-se em 0,11% sobre o valor das saídas, excluindo o trânsito internacional, as exportações e as quantidades injectadas no armazenamento subterrâneo. Importa ainda salientar que o valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN é igual ao aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009.

#### 9.1.2 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O mecanismo de determinação de perdas e autoconsumos no terminal de GNL, descrito no documento apresentado pela REN Gasodutos, resulta de purgas e queima de gás natural que devem ser contabilizadas e utilizadas na determinação do factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.



**PURGAS E QUEIMA DE GÁS NATURAL**

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de queima segura (“flare”) têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do terminal.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do terminal, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV-Pressure safety valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do terminal.

O valor das perdas resultantes de purgas e queima de gás natural no terminal de gás natural no ano gás 2007-2008 foi de 401 MWh, resultante de actividades de manutenção programada, efectuadas nos dias 18 de Dezembro de 2007 e 18 de Março de 2008.

**PROPOSTA DA REN GASODUTOS**

No Quadro 9-3 apresenta-se uma síntese do valor referido anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos quais resulta a proposta de factor de compensação de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura para o ano gás 2009-2010, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

**Quadro 9-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008**

Parcela	Ano gás 2007-2008
Purgas e queima de gás natural	401
Saídas do terminal	31 576 041
<b>Factor de ajustamento (%)</b>	0

Valores em MWh

O valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos do terminal de gás natural para o ano gás 2009-2010 corresponde ao valor contabilizado no ano gás 2007-2008, o qual corresponde a 0,0000127% sobre o valor das saídas (gás natural e GNL), tendo a REN Gasodutos optado por simplificar este valor para 0%.

### 9.1.3 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o mecanismo proposto pela REN Gasodutos, as perdas e autoconsumos globais de gás natural no armazenamento subterrâneo resultam do efeito conjugado de quatro parcelas que devem ser quantificadas individualmente e utilizadas na determinação do factor global de ajustamento de perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Autoconsumos no processo de injeção – consumos próprios do processo de injeção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos no processo de extracção – consumos próprios do processo de extracção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos em *Stand-By* – consumos próprios da infra-estrutura em regime de *stand-by*, com medida associada;
- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.

Seguidamente apresenta-se quer a justificação técnica teórica, quer os dados experimentais recolhidos, para os valores das perdas referidas anteriormente, apresentados pela REN Gasodutos, justificando o valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.

#### 9.1.3.1 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE INJEÇÃO

Os valores de autoconsumo de gás natural no processo de injeção do armazenamento subterrâneo advêm do consumo de gás combustível necessário para o accionamento dos grupos compressores utilizados na movimentação do gás natural da RNTGN para o parque de cavernas.

A potência de compressão a aplicar pelos grupos de compressão está directamente relacionada com o rácio de compressão, o caudal de gás a movimentar, a carga aplicada nos motores e o número de máquinas em operação simultânea. O consumo de gás combustível é, portanto, afectado por um conjunto de variáveis que só poderão ser determinadas no início e durante a operação de injeção em particular.

Assim sendo, a determinação do factor de ajustamento único para o autoconsumo do processo de injeção implica o cálculo teórico deste valor para um cenário de operação considerado médio em relação ao leque de realidades operacionais possíveis e exequíveis, e a posterior confirmação do factor obtido recorrendo à análise dos dados reais disponíveis no momento.

**DETERMINAÇÃO DO FACTOR DE AJUSTAMENTO**

No Quadro 9-4 apresentam-se os valores apresentados no documento apresentado pela REN Gasodutos como típicos das variáveis que determinam o autoconsumo do processo de injeção do armazenamento subterrâneo. Os valores apresentados pela REN Gasodutos foram obtidos da experiência disponível até ao momento, considerando apenas a operação do processo de injeção em regimes normais.

**Quadro 9-4 - Processo de injeção**

Variável	Valor
Caudal	80 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Pressão na rede de transporte	65 bar
Pressão no parque de cavernas	150 bar
Poder calorífico médio	11,840 kWh/ m <sup>3</sup> (n)

Nestas condições, observam-se os seguintes parâmetros de operação que se apresentam no Quadro 9-5.

**Quadro 9-5 - Parâmetros de operação de injeção**

Parâmetros de operação	Valor
Potência de compressão	2 585 kW
Grupos em operação	1
Eficiência do processo	40%
Potência a disponibilizar	6 468 kW

Os valores teóricos obtidos para o autoconsumo do processo de injeção para o armazenamento subterrâneo são apresentados no Quadro 9-6.

**Quadro 9-6 - Factor de ajustamento para o processo de injeção**

Autoconsumo do processo	Valor
Caudal de gás combustível	546 m <sup>3</sup> (n)/h
Factor de ajustamento	0,68%

**DADOS REAIS**

O Quadro 9-7 apresenta o resumo dos dados disponíveis, apresentados pela REN Gasodutos, do processo de injeção em regimes de operação normal ocorridos durante o ano gás 2007-2008.

**Quadro 9-7 - Dados reais disponíveis para a injeção**

Período	Ano gás 2007-2008
Autoconsumo	6 053
Gás injectado	904 675
<b>Factor de ajustamento (%)</b>	0,67

Valores em MWh

### 9.1.3.2 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE EXTRACÇÃO

O processo de extracção do armazenamento subterrâneo utiliza o gás natural como combustível para as operações de aquecimento e secagem necessárias para a movimentação do gás natural do parque de cavernas para a RNTGN.

A potência a disponibilizar para o aquecimento está directamente relacionada com o rácio de descompressão, o caudal de gás a movimentar e a temperatura do gás armazenado, sendo que se considera constante a potência necessária para a operação de secagem do gás natural.

O consumo de gás natural como combustível no processo de extracção é, portanto, afectado por um conjunto de variáveis que só poderão ser determinadas no início e durante a operação de extracção em concreto. Assim, a determinação do factor de ajustamento único para o autoconsumo do processo de extracção implica o cálculo teórico deste valor para um cenário de operação considerado médio em relação ao leque de realidades operacionais possíveis e exequíveis, e a posterior confirmação do factor obtido recorrendo à análise dos dados reais observados até ao momento.

### DETERMINAÇÃO DO FACTOR DE AJUSTAMENTO

A REN Gasodutos, no documento apresentado, considera para as variáveis envolvidas numa operação de extracção de gás natural no armazenamento subterrâneo típica, os valores apresentados no Quadro 9-8.

**Quadro 9-8 - Processo de extracção**

Variável	Valor
Caudal	150 000 m <sup>3</sup> (n)/h
Pressão na rede de transporte	70 bar
Pressão no parque de cavernas	150 bar
Temperatura do gás armazenado	25 °C
Poder calorífico médio	11,840 kWh/ m <sup>3</sup> (n)

Para as variáveis de operação identificadas, a potência necessária para o aquecimento do gás natural, apresentada pela REN Gasodutos no seu documento, é a que consta no Quadro 9-9.

**Quadro 9-9 - Operação do sistema de extracção**

Parâmetros de operação	Valor
Potência de aquecimento	2 111 kW

Por sua vez, os consumos teóricos de gás e o factor de ajustamento para o processo de extracção serão os apresentados no Quadro 1-10.

**Quadro 9-10 - Factor de ajustamento para o processo de extracção**

Autoconsumo do processo	Valor
Gás combustível para aquecimento	178 m <sup>3</sup> (n)/h
Gás combustível para secagem	125 m <sup>3</sup> (n)/h
Factor de ajustamento	0,20%

## DADOS REAIS

No Quadro 9-11 apresenta-se o resumo dos dados disponíveis sobre o processo de extracção de gás natural no armazenamento subterrâneo.

**Quadro 9-11 - Dados reais de extracção**

Período	Ano gás 2007-2008
Autoconsumo	1 076
Gás injectado	947 720
<b>Factor de ajustamento (%)</b>	0,11

Valores em MWh

### 9.1.3.3 AUTOCONSUMOS EM “STAND-BY”

Para além dos consumos associados à operação dos processos de injeção e extracção, devem também ser considerados os consumos necessários para garantir a disponibilidade dos equipamentos que os constituem. Neste sentido, é prática operar a infra-estrutura em circuito fechado e regimes reduzidos para avaliar a sua condição operacional.

No ano gás 2007-2008, a movimentação de gás no armazenamento subterrâneo foi de 1 852 395 MWh, considerando os dois processos, injeção e extracção de gás natural. De acordo com o RARII, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos aplica-se apenas ao processo de extracção; desta forma, a REN Gasodutos considerou apenas metade da movimentação global de gás natural para a determinação do factor para a compensação dos volumes de gás combustível utilizados pelo armazenamento subterrâneo em condição de Stand-By fixando em 0,04%, de acordo com o Quadro 1 12.

**Quadro 9-12 - Autoconsumos em “Stand-by”**

Período	Ano gás 2007-2008
Autoconsumo	410
Gás movimentado	926 198
<b>Factor de ajustamento (%)</b>	0,04

Valores em MWh

### 9.1.3.4 PURGAS DE GÁS NATURAL

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de despressurização (“cold flare”), têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do armazenamento subterrâneo.

- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do armazenamento subterrâneo, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV-Pressure safety valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do armazenamento subterrâneo.

A REN Gasodutos, no seu documento, refere que não existe histórico de perdas resultantes de purgas de gás natural no armazenamento subterrâneo, não sendo possível indicar um factor que permita compensar esta parcela do autoconsumo.

#### 9.1.3.5 PROPOSTA DA REN GASODUTOS, NA SUA QUALIDADE DE GESTOR TÉCNICO GLOBAL DO SNGN

No Quadro 9-13 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, dos quais resulta o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos globais de acordo com os dados reais de utilização desta infra-estrutura.

**Quadro 9-13 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo**

Processo de injeção	Processo de extracção	Stand-By	Factor Global
0,67%	0,11%	0,04%	0,82%

De forma a salvaguardar regimes de operação mais exigentes, para os quais a REN ainda não tem experiência consistente para todo o actual parque de cavernas, nomeadamente, não só em termos do rácio de compressão e caudal de injeção, mas também relativamente a ciclos completos entre as pressões máxima e mínima de funcionamento, o valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento para de perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo para o ano gás 2009-2010 é 0,85%, ligeiramente superior ao real verificado no ano gás 2007-2008, mas inferior ao valor aprovado pela ERSE para o ano gás 2008-2009.

## 9.2 PROPOSTA DE FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A proposta dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2009-2010, enviada pela REN Gasodutos, não contemplou os valores referentes à RNDGN, ou seja, não foi cumprido o estabelecido n.º 7 do artigo 18.º do RARII. Contudo, foram apresentadas à ERSE

propostas por parte da Portgás e por parte das empresas do Grupo Galp – LisboaGás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás. A Tagusgás e a Sonorgás não enviaram proposta para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos a aplicar nas infra-estruturas da RNDGN, nomeadamente para as UAG e redes de distribuição em MP e BP.

Tanto a Portgás como as empresas do grupo GALP referiram ter analisado conjuntamente as perdas e autoconsumos ocorridas nas suas infra-estruturas. No entanto, e apesar de chegarem a acordo nos pressupostos base, as empresas decidiram apresentar as suas propostas numéricas separadamente. O Quadro 9-14 apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, propostos pela Portgás e pelas empresas do grupo GALP, para as infra-estruturas da RNDGN – UAG e redes de distribuição em MP e BP.

**Quadro 9-14 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição**

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)			
	Portgás	Grupo GALP	Tagusgás	Sonorgás
Rede de Distribuição em MP	0,26	0	Não enviado	
Rede de Distribuição em BP	0,46	0,30	Não enviado	
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,35	1,30	Não enviado	

Nos pontos seguintes são apresentados resumos das justificações para as propostas de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, propostas pelos operadores das redes de distribuição referidos.

### 9.2.1 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MP E BP

#### PROPOSTA DA PORTGÁS

A proposta da Portgás para o ano gás 2009-2010 teve por base os balanços determinados para o ano civil 2008. A Portgás considerou que o ano civil 2008 caracterizou-se por uma adequada estabilidade e controlo do processo de distribuição, permitindo utilizar este período como base para a formulação apresentada.

A Portgás identificou e distinguiu nos seus balanços as perdas técnicas e as perdas com origem em intervenção de terceiros e procedimento fraudulento.



As perdas técnicas estão associadas a fugas no elementos mecânicos como as válvulas, purgas, postos de redução, postos de redução e contagem, ligações mecânicas, etc.. Além disso, as perdas estão ainda associadas à operação de redes resultante da purga para colocação em serviço de novos troços, com queima controlada de gás, da colocação em serviço de novos clientes, emissões de gás para a atmosfera resultantes do funcionamento de sistemas de segurança, operações de manutenção de rede, etc.. São ainda incorporadas nas perdas técnicas as eventuais fugas de gás natural, nas instalações particulares dos consumidores, a montante dos contadores.

As perdas com origem em roturas de rede provocadas por intervenção de terceiros, em eventuais roubos de gás e em erros de medição, não foram consideradas para efeito de determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, conforme o estabelecido no n.º 2 do Artigo 18.º do RARII.

Conforme se referiu, a Portgás realizou balanços das suas redes de distribuição tendo como referência o ano civil 2008. Em termos globais, as perdas em 2008 ascenderam a cerca de 10,3 Mm<sup>3</sup>(n), representando cerca de 2,05% do volume veiculado. Porém, deste volume de perdas, apenas 2,2 Mm<sup>3</sup>(n), reportam a perdas técnicas e autoconsumos, tendo as restantes perdas origem em procedimento fraudulento.

A distribuição das perdas técnicas e autoconsumos nas redes em MP e BP foi a seguinte:

- Rede de distribuição em MP: 1,3 Mm<sup>3</sup>(n), representando cerca de 0,26% do volume veiculado (507,3 Mm<sup>3</sup>(n)).
- Rede de distribuição em BP: 0,968 Mm<sup>3</sup>(n), representando cerca de 0,46% do volume veiculado (210,4 Mm<sup>3</sup>(n)).

Os restantes 8,1 Mm<sup>3</sup>(n), perdas com origem em procedimento fraudulento, são distribuídos da seguinte forma pelas redes em MP e BP:

- Rede de distribuição em MP: 4,5 Mm<sup>3</sup>(n), representando cerca de 0,89% do volume veiculado (507,3 Mm<sup>3</sup>(n)).
- Rede de distribuição em BP: 3,6 Mm<sup>3</sup>(n), representando cerca de 1,71% do volume veiculado (210,4 Mm<sup>3</sup>(n)).

Assim, as perdas globais nas redes de distribuição em MP e BP ascendem a cerca de 5,8 Mm<sup>3</sup>(n) e 4,6 Mm<sup>3</sup>(n), representando 1,15% e 2,17% do gás veiculado, respectivamente.

A Portgás, para além dos resultados dos balanços efectuados sobre as suas redes no ano civil 2008, apresenta ainda dados relativos aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos aplicados em França, Hungria, Eslováquia, Espanha e Suíça.

## PROPOSTA CONJUNTA DAS EMPRESAS DO GRUPO GALP

A proposta das empresas do grupo GALP para o ano gás 2009-2010 teve por base o ano civil 2007, por se tratar do último ano completo em que o proponente possui informação segura sobre os volumes veiculados e comercializados nas redes de distribuição. Com efeito, o Grupo GALP alega que a alteração do tarifário em Julho de 2008, com as implicações ao nível do seu Sistema Comercial, não lhes permite dispor da significância estatística que consideram desejável para o cálculo dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

O Grupo GALP reitera na sua proposta de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos não dispor de evidência da existência de perdas e auto-consumos nas redes em MP, propondo manter-se o factor aprovado para o ano gás em curso – 0%.

Relativamente às redes de distribuição em BP, o Grupo GALP apresenta os balanços realizados sobre as quantidades veiculadas nas redes da Lisboagás e da Lusitaniagás. A rede da Lisboagás é um caso singular na RNDGN pela sua antiguidade, expressa no facto de ainda apresentar valores de perdas médios superiores às outras redes, enquanto a rede da Lusitaniagás tem a antiguidade e as características semelhantes às das outras distribuidoras, podendo os valores ser extrapolados para estas com alguma garantia de correcção.

A rede da Lisboagás, no ano civil 2007, entregou um volume de 513,4 Mm<sup>3</sup>(n) aos consumidores finais, tendo registado perdas globais de 4,3 Mm<sup>3</sup>(n), o que representa 0,84% do volume anual de gás natural distribuído. A Lusitâniagás registou perdas no valor de 0,892 Mm<sup>3</sup>(n), referente a um total de abastecimentos de 658,8 Mm<sup>3</sup>(n) na sua rede, o que representa 0,14% do gás natural entregue aos consumidores finais.

O Grupo GALP considerou que na rede da Lisboagás são veiculados entre 20% a 25% do gás natural distribuído na RNDGN, pelo que estima um factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em BP de 0,30%.

### 9.2.2 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS NATURAL – UAG

As propostas da Portgás e das empresas do grupo GALP consideram as seguintes componentes para perdas e autoconsumos nas UAG:

- As quantidades de gás natural consumidas nas caldeiras de água quente e cuja finalidade está associada ao processo de vaporização do GNL. As UAG da Portgás e do Grupo GALP estão dotadas com uma bateria de vaporizadores atmosféricos em série com um permutador de calor, o qual utiliza água quente como fonte de calor. A água quente é aquecida em caldeiras a gás

natural, as quais têm contagem dedicada, sendo que os autoconsumos nas UAG estão associados a este processo.

- As quantidades de gás natural que, após a trasfega de GNL da cisterna para o(s) reservatório(s) da UAG, permanecem na cisterna e que correspondem à pressão mínima requerida para transferir gás natural da cisterna para a UAG. Estas quantidades de gás natural correspondem ao conceito de perdas nas UAG.

A Portgás adoptou como referência para a determinação dos autoconsumos a UAG de Penafiel, enquanto o Grupo GALP considerou Bragança, Olhão, Coja, Évora, Vila Real, Tocha, Estrela d'Alva, Portimão e Alpiarça. AS UAG de Beja, Seia, Amarante, Lousã e Marco de Canavezes, propriedade do Grupo GALP, não foram consideradas para a determinação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, na medida em que entraram em operação recentemente e, uma vez que têm consumos muito reduzidos, foram por vezes obrigadas a despressurizações por motivos de segurança.

A Portgás propõe 1,35% para factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nas UAG e as empresas do Grupo GALP propõem 1,30%, o que corresponde a um valor entre a média simples e a média ponderada das UAG analisadas.

### **9.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS**

#### **9.3.1 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNT DE GÁS NATURAL**

De acordo com o exposto, as perdas e autoconsumos na RNT de gás natural são compostas por duas parcelas: “os autoconsumos” e as “purgas e fugas”. Importa salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Com efeito, no ano gás 2007-2008, bem como nos anos civis anteriores 2005, 2006 e 2007, constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

Os autoconsumos dependem da pressão, temperatura e composição química do gás natural, da temperatura ambiente e, fundamentalmente, dos caudais de gás natural processados nas estações de regulação e medida. Considerando variações pouco acentuadas nas propriedades do gás natural, a montante das estações de regulação e medida, é expectável uma relação de proporcionalidade entre os autoconsumos e o gás natural processado nas estações de regulação e medida. Tendo em conta que as perdas e autoconsumos na RNTGN são quase exclusivamente “autoconsumos”, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos reflecte a referida relação de proporcionalidade. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2009-2010, para o factor de ajustamento para perdas e

autoconsumos na RNTGN é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009 – 0,11%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

### 9.3.2 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE GNL

O factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é obtido da relação entre as “purgas e queimas de gás natural” e as saídas de gás natural e GNL do terminal. As “purgas e queimas de gás natural” são motivadas por intervenções ocasionais (manutenção programada), sendo muito pouco significativas face às saídas de gás natural do terminal de GNL. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2009-2010, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008 e 2008-2009 - 0,00%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

### 9.3.3 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A proposta da REN Gasodutos relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo considera os autoconsumos dos processos de injeção, extracção e *stand-by*. A REN Gasodutos determina estes factores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais.

O valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2009-2010, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural – 0,85% - é inferior aos propostos pela REN Gasodutos e aprovado pela ERSE para os anos gás 2008-2009 e 2007-2008 – 0,90% e 1,00%, respectivamente.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

### 9.3.4 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme referido anteriormente, a proposta dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2009-2010, enviada pela REN Gasodutos, na sua actividade de gestão técnica global do SNGN, não contemplou os valores referentes à RNDGN. Não obstante, os operadores das redes de distribuição, designadamente a Portgás e as empresas do Grupo Galp - LisboaGás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás – apresentaram propostas para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos a aplicar nas infra-estruturas que compõem a RNDGN. O mesmo não sucedeu com a Tagusgás e a Sonorgás, que não enviaram propostas para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos a aplicar nas infra-estruturas da RNDGN, nomeadamente para as UAG e redes de distribuição em MP e BP.

A ERSE entendeu aceitar e analisar as propostas dos operadores das redes de distribuição, considerando as propostas numéricas apresentadas pela Portgás e pelas empresas do grupo GALP, admitindo que a abordagem teórica é coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos. Porém, os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos a aplicar na RNDGN, conforme o estabelecido no artigo 18.º do RARII, não distinguem as áreas de concessão, i.e., os factores são aplicados em função da infra-estrutura da RNDGN em causa – redes de distribuição em MP e BP e UAG - indistintamente em todo o território nacional. Assim, haveria que reformular as propostas recebidas tendo em vista aprovar um valor único de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, por infra-estrutura, o que seria concretizado através da determinação das médias ponderadas dos valores propostos pelos operadores de distribuição. Assumiram-se os valores propostos pela Portgás e pelo Grupo GALP e utilizou-se como ponderação as previsões de consumos dos operadores de distribuição, apresentadas à ERSE no processo de determinação das tarifas a aplicar no ano gás 2009-2010.

O Quadro 1-15 apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para as infra-estruturas da RNDGN – UAG e redes de distribuição em MP e BP – resultantes da determinação das médias ponderadas sobre as propostas apresentadas pelos operadores de distribuição.

**Quadro 9-15 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição**

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
Rede de Distribuição em MP	0,07
Rede de Distribuição em BP	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30

#### 9.4 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRA-ESTRUTURAS DA RPGN PARA O ANO GÁS 2009-2010

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2009-2010.

**Quadro 9-16 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN natural em 2009-2010**

Infra-estrutura	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2009-2010 (%)
RNTGN	0,11
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,85
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30