



# **CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL**

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Dezembro de 2003

Rua D. Cristóvão da Gama n.º 1 – 3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21303 32 00  
Fax: 21303 32 01  
*e-mail*: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>PREFÁCIO</b> .....	<b>1</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>3</b>
1.1 Breve história da indústria do gás natural .....	3
1.2 Características do gás natural.....	4
1.3 Introdução do gás natural em Portugal .....	5
1.4 A necessidade de regulação .....	6
<b>2 ENQUADRAMENTO</b> .....	<b>9</b>
2.1 Enquadramento legislativo .....	9
2.1.1 Enquadramento legislativo comunitário .....	9
2.1.2 Enquadramento legislativo nacional .....	37
2.2 Enquadramento económico .....	41
2.3 Enquadramento energético .....	53
2.3.1 Energia primária .....	55
2.3.2 Produção de energia eléctrica.....	59
2.3.3 Consumo Final de Energia.....	62
2.3.4 Comparações Internacionais.....	67
2.4 Enquadramento ambiental .....	77
2.4.1 Acidificação .....	77
2.4.2 Alterações climáticas.....	79
2.4.3 Partículas.....	82
<b>3 PERCURSO DO GÁS NATURAL</b> .....	<b>83</b>
3.1 O projecto de introdução do gás natural em Portugal.....	83
3.2 Investimentos .....	87
3.3 Estrutura empresarial .....	89
<b>4 ARMAZENAGEM</b> .....	<b>91</b>
4.1 Terminal .....	91
4.2 Armazenagem subterrânea.....	95
4.3 Unidades autónomas de gás.....	97
4.4 Perspectiva ambiental .....	99
<b>5 RECEPÇÃO</b> .....	<b>103</b>

5.1	Perspectiva energética.....	103
<b>6</b>	<b>TRANSPORTE.....</b>	<b>107</b>
6.1	Perspectiva energética.....	108
6.1.1	Principais fluxos físicos e financeiros da entidade concessionária da rede de transporte em 2002.....	108
6.1.2	Equipamento da rede de transporte.....	108
6.1.3	Principais linhas de interligação.....	118
6.1.4	Caudais máximos em dias característicos.....	119
6.1.5	Análise de perdas na rede de transporte.....	120
6.1.6	Capacidade de emissão do terminal.....	120
6.1.7	Capacidade de emissão da armazenagem subterrânea.....	120
6.2	Relações contratuais.....	121
6.3	Perspectiva Económico-Financeira.....	139
6.4	Perspectiva tarifária.....	147
6.5	Perspectiva comercial.....	151
6.5.1	Fornecimento.....	151
6.6	Perspectiva ambiental.....	159
<b>7</b>	<b>DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>161</b>
7.1	Perspectiva energética.....	161
7.1.1	Equipamento da rede de distribuição.....	161
7.1.2	Concessionárias de distribuição de gás natural.....	161
7.1.3	Entidades titulares de licença de distribuição.....	176
7.2	Perspectiva económico-financeira.....	182
7.2.1	Beiragás.....	184
7.2.2	Dianagás.....	186
7.2.3	Duriensegás.....	188
7.2.4	Lisboagás.....	190
7.2.5	Lusitaniagás.....	192
7.2.6	Medigás.....	194
7.2.7	Portgás.....	196
7.2.8	Setgás.....	198
7.2.9	Tagusgás.....	200
7.2.10	Transgás.....	202
7.2.11	Comparação.....	204
7.3	Perspectiva ambiental.....	215

7.4	Qualidade de serviço comercial .....	215
<b>8</b>	<b>CONSUMO .....</b>	<b>217</b>
8.1	Perspectiva energética.....	217
8.1.1	Fornecimentos dos distribuidores regionais.....	219
8.1.2	Indicadores do consumo de gás natural .....	236
8.2	Perspectiva tarifária.....	244
8.2.1	Preços do gás natural em Portugal.....	244
8.2.2	Comparação internacional dos preços do gás natural.....	283
8.3	Direitos dos consumidores .....	299
<b>ANEXOS</b>	<b>.....</b>	<b>309</b>
I.	Regulamentação .....	311
II.	Legislação comunitária com incidência no sector do gás natural .....	313
III.	Legislação nacional relativa ao gás natural .....	321
IV.	Glossário .....	347
V.	Equivalências .....	355



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução real do Produto Interno Bruto e do preço do barril de petróleo (1978 = 100) ....	41
Figura 2-2 - Contribuições para o crescimento do PIB – taxas de crescimento (%) .....	43
Figura 2-3 - Produto Interno Bruto <i>per capita</i> em 2002 (UE 15 = 100).....	44
Figura 2-4 - Evolução real do Consumo Privado (1978 = 100).....	44
Figura 2-5 - Evolução real da Formação Bruta de Capital Fixo (1978 = 100) .....	45
Figura 2-6 - Evolução do peso da Poupança no PIB .....	46
Figura 2-7 - Evolução do peso da Formação Bruta de Capital Fixo no PIB .....	47
Figura 2-8 - Evolução do peso dos salários no PIB .....	47
Figura 2-9 - Evolução do Deflactor do Consumo Privado.....	48
Figura 2-10 - Evolução diária da taxa de câmbio Euro / Dólar americano .....	48
Figura 2-11 - Intensidade do gás natural .....	49
Figura 2-12 - Peso das importações de energia e de gás natural no total de importações CIF.....	50
Figura 2-13 - Peso das importações de gás natural no total de importações de energia .....	51
Figura 2-14 - Estrutura do consumo final de gás natural, 2001 .....	51
Figura 2-15 - Fluxos de Energia em 2001 (Mtep) .....	53
Figura 2-16 - Balanço energético em 2001 (Mtep) .....	54
Figura 2-17 - Evolução da estrutura do consumo de energia primária por fonte de energia .....	55
Figura 2-18 - Energia primária – importações e produção doméstica .....	56
Figura 2-19 - Estrutura das importações de energia primária.....	57
Figura 2-20 - Estrutura da produção doméstica de energia primária .....	58
Figura 2-21 - Consumo de energia primária para a produção de electricidade.....	60
Figura 2-22 - Produção hidroeléctrica .....	60
Figura 2-23 - Produção de electricidade por fonte de energia.....	61
Figura 2-24 - Consumo final, por forma de energia .....	62
Figura 2-25 - Estrutura sectorial do consumo final de energia .....	63
Figura 2-26 - Consumo final por actividade económica.....	64
Figura 2-27 - Estrutura sectorial dos consumos energéticos.....	66
Figura 2-28 - Fluxos de gás natural em 2002 .....	67
Figura 2-29 - Produção e consumo mundial de gás natural em 2002 .....	68
Figura 2-30 - Reservas existentes conhecidas de gás natural, em 2002 .....	69
Figura 2-31 - Consumo de gás natural <i>per capita</i> em 2002.....	69
Figura 2-32 - Estrutura do consumo de energia primária, em 2001 .....	70
Figura 2-33 - Evolução do consumo final de energia.....	71
Figura 2-34 - Estrutura do consumo final de energia por sector de actividade em 2001 .....	72
Figura 2-35 - Estrutura do consumo final de gás natural por tipo de usos em 2001 .....	73

Figura 2-36 - Consumo final de energia <i>per capita</i> .....	75
Figura 2-37 - Consumo de gás natural <i>per capita</i> .....	75
Figura 2-38 - Intensidade energética .....	76
Figura 2-39 - Intensidade do gás natural .....	76
Figura 2-40 - Substâncias acidificantes - distância ao objectivo (1999) .....	78
Figura 2-41 - Compromissos relativos a alterações climáticas - distância ao objectivo (2000) .....	80
Figura 2-42 - Gases de efeito de estufa - emissões totais e repartição sectorial (cenário de referência).....	81
Figura 3-1 - Projecto Natgás .....	83
Figura 3-2 - Rede Ibérica de gasodutos.....	84
Figura 3-3 - Sistema Português de Transporte .....	85
Figura 3-4 - Percurso do gás natural para fornecimento dos consumidores portugueses e empresas envolvidas .....	86
Figura 3-5 - Investimentos.....	88
Figura 3-6 - Estrutura empresarial e participações da Galp Energia.....	89
Figura 4-1 - Zona de implantação do terminal de Sines .....	92
Figura 4-2 - Terminal de Sines.....	93
Figura 4-3 - Tecnologia de armazenagem <i>full containment</i> .....	94
Figura 4-4 - Localização da armazenagem subterrânea no Carriço.....	95
Figura 4-5 - Esquema da armazenagem subterrânea no Carriço.....	96
Figura 4-6 - Descarga, armazenamento, regaseificação e emissão do gás natural nas UAG.....	98
Figura 5-1 - Importação de gás natural e GNL por origem .....	104
Figura 5-2 - Diversificação das fontes de aprovisionamento de gás natural .....	104
Figura 5-3 - Quantidades de gás natural transportado nos gasodutos.....	105
Figura 5-4 - Importação de gás natural a partir da Argélia .....	105
Figura 6-1 - Principais fluxos físicos e financeiros da Transgás em 2002.....	109
Figura 6-2 - Traçado dos lotes da rede de alta pressão .....	112
Figura 6-3 - Evolução da rede de transporte de gás natural de 1.º escalão.....	113
Figura 6-4 - Rede de 2.º escalão.....	113
Figura 6-5 - Número de válvulas de seccionamento.....	114
Figura 6-6 - Número de estações de derivação e junção .....	115
Figura 6-7 - Número de estações de regulação de pressão e medida.....	117
Figura 6-8 - Rede Ibérica de gasodutos de transporte em alta pressão.....	118
Figura 6-9 - Caudais horários máximos em dias característicos .....	119
Figura 6-10 - Perdas no transporte de gás natural .....	120
Figura 6-11 - Relações contratuais entre a Transgás e os principais agentes económicos .....	123
Figura 6-12 - Preço médio FOB do gás natural importado da Argélia (preços correntes) .....	140
Figura 6-13 - Preço médio anual do gás natural vendido pela Transgás .....	141
Figura 6-14 - Preço médio do gás natural vendido em 2002 por tipo de clientes.....	142



Figura 6-15 - Rendibilidade dos recursos financeiros próprios.....	142
Figura 6-16 - Valores acumulados dos resultados líquidos e dos <i>Cash Flows</i> .....	143
Figura 6-17 - Rendibilidade do imobilizado líquido sem subsídios .....	144
Figura 6-18 - Proporção entre o activo fixo e os recursos financeiros próprios.....	145
Figura 6-19 - Estrutura do balanço da Transgás.....	146
Figura 6-20 - Solvabilidade.....	146
Figura 6-21 - Formação de preços à saída do sistema de transporte de gás natural .....	147
Figura 6-22 - Evolução do termo tarifário variável a aplicar pela Transgás aos distribuidores regionais.....	149
Figura 6-23 - Evolução do termo tarifário fixo a aplicar pela Transgás aos distribuidores regionais .	150
Figura 6-24 - Evolução do preço total de fornecimento da Transgás aos distribuidores regionais....	150
Figura 6-25 - Contratos de partilha de investimento .....	154
Figura 6-26 - Clientes directos da Transgás .....	155
Figura 6-27 - Repartição do número de clientes directos por actividade - 2002 .....	156
Figura 6-28 - Repartição do fornecimento a clientes directos por actividade - 2002.....	157
Figura 6-29 - Restrições de uso do solo para gasoduto de 1.º escalão .....	159
Figura 7-1 - Repartição geográfica dos distribuidores regionais.....	162
Figura 7-2 - Área de concessão da Beiragás.....	165
Figura 7-3 - Área de concessão da Lisboagás .....	167
Figura 7-4 - Área de concessão da Lusitaniagás.....	169
Figura 7-5 - Área de concessão da Portgás.....	171
Figura 7-6 - Área de concessão da Setgás.....	173
Figura 7-7 - Área de concessão da Tagusgás .....	175
Figura 7-8 - Desenvolvimento previsto para a rede de distribuição de gás natural da Tagusgás.....	175
Figura 7-9 - Pólo de distribuição da Dianagás .....	177
Figura 7-10 - Pólo de distribuição da Duriensegás .....	179
Figura 7-11 - Pólos de distribuição da Medigás .....	180
Figura 7-12 - Rendibilidade dos capitais próprios .....	205
Figura 7-13 - Margem bruta unitária das vendas .....	206
Figura 7-14 - EBITDA .....	207
Figura 7-15 - Rácios de endividamento .....	209
Figura 7-16 - Solvabilidade.....	210
Figura 7-17 - Liquidez geral.....	211
Figura 7-18 - Clientes por trabalhador .....	212
Figura 7-19 - Energia vendida por cliente .....	213
Figura 7-20 - Energia vendida por trabalhador .....	214
Figura 7-21 - Qualidade apercebida pelos clientes.....	216
Figura 8-1 - Evolução dos fornecimentos de gás natural pela Transgás.....	217
Figura 8-2 - Entregas mensais de gás natural pela Transgás, em 2002 .....	218

Figura 8-3 - Consumo de gás natural em 2002, por distribuidor.....	220
Figura 8-4 - Consumo de gás natural por segmento de mercado, em 2002 .....	223
Figura 8-5 - Vendas de gás natural por distribuidor em 2002.....	224
Figura 8-6 - Facturação de gás natural por segmento em 2002.....	227
Figura 8-7 - Número de clientes de gás natural em Dezembro de 2002, por distribuidor e por segmento de consumo.....	228
Figura 8-8 - Clientes directos da Transgás .....	233
Figura 8-9 - Taxas de crescimento dos fornecimentos a clientes directos .....	233
Figura 8-10 - Repartição do número de clientes directos por actividade - 2002 .....	234
Figura 8-11 - Repartição do fornecimento a clientes directos por actividade - 2002.....	234
Figura 8-12 - Consumo médio por cliente de gás natural por distribuidor, em 2002 .....	236
Figura 8-13 - Consumo médio por cliente de gás natural por segmento de mercado, em 2002.....	237
Figura 8-14 - Consumo médio de gás natural per capita por distribuidor, em 2002.....	238
Figura 8-15 - Consumo médio de gás natural por km <sup>2</sup> por distribuidor, em 2002 .....	239
Figura 8-16 - Preço médio de fornecimento de gás natural por distribuidor, em 2002.....	240
Figura 8-17 - Preço médio de fornecimento de gás natural por segmento de consumo, em 2002....	241
Figura 8-18 - Número de clientes de gás natural por 100 habitantes por distribuidor, em 2002.....	242
Figura 8-19 - Consumo médio por cliente de gás natural dos clientes directos fornecidos em alta pressão entre 1997 e 2002.....	243
Figura 8-20 - Preço médio por tipo de cliente da concessionária da rede de transporte .....	243
Figura 8-21 - Preços praticados pelos distribuidores regionais a clientes com consumos anuais inferiores a 500 m <sup>3</sup> , no 2º trimestre de 2003 .....	253
Figura 8-22 - Facturação por consumo anual dos distribuidores de gás natural no 2º trimestre de 2003 .....	254
Figura 8-23 - Preços unitários de gás natural no 2º trimestre de 2003.....	255
Figura 8-24 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Beiragás no 2º Trimestre de 2003	256
Figura 8-25 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Dianagás no 2º trimestre de 2003	256
Figura 8-26 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Duriensegás no 2º Trimestre de 2003 .....	257
Figura 8-27 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Lisboaagás no 2º Trimestre de 2003	257
Figura 8-28 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Lusitaniagás no 2º Trimestre de 2003 .....	258
Figura 8-29 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Medigás no 2º Trimestre de 2003	258
Figura 8-30 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Portgás no 2º Trimestre de 2003.	259
Figura 8-31 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Setgás no 2º Trimestre de 2003..	259
Figura 8-32 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Tagusgás no 2º Trimestre de 2003	260
Figura 8-33 - Preços do termo fixo em função do calibre do aparelho de contagem .....	276
Figura 8-34 - Preços do termo variável por distribuidor .....	277
Figura 8-35 - Preço médio gás natural dos grandes consumidores comerciais e industriais em função do consumo anual por distribuidor.....	278

Figura 8-36 - Preço unitário mínimo dos consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat no 2.º trimestre de 2003 .....	279
Figura 8-37 - Evolução do preço médio praticado pela Transgás aos clientes directos .....	280
Figura 8-38 - Evolução do preço de gás natural praticado pela Transgás aos centros electroprodutores .....	282
Figura 8-39 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D1, em Janeiro de 2003	283
Figura 8-40 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D2, em Janeiro de 2003	284
Figura 8-41 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3, em Janeiro de 2003	284
Figura 8-42 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3-b, em Janeiro de 2003 .....	285
Figura 8-43 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D4, em Janeiro de 2003	285
Figura 8-44 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos em Portugal e Espanha, em Janeiro de 2003 .....	286
Figura 8-45 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D1 em Portugal e Espanha .....	287
Figura 8-46 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D2 em Portugal e Espanha .....	288
Figura 8-47 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3 em Portugal e Espanha .....	288
Figura 8-48 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3-b em Portugal e Espanha .....	289
Figura 8-49 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D4 em Portugal e Espanha .....	289
Figura 8-50 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I1 em Janeiro de 2003 .....	292
Figura 8-51 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I2, em Janeiro de 2003 .....	292
Figura 8-52 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1, em Janeiro de 2003 .....	293
Figura 8-53 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2, em Janeiro de 2003 .....	293
Figura 8-54 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1, em Janeiro de 2003 .....	294
Figura 8-55 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2, em Janeiro de 2003 .....	294
Figura 8-56 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I5, em Janeiro de 2003 .....	295
Figura 8-57 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais em Portugal e Espanha em Janeiro de 2003 .....	295
Figura 8-58 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I1 em Portugal e em Espanha .....	296
Figura 8-59 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I2 em Portugal e em Espanha .....	296
Figura 8-60 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1 em Portugal e em Espanha .....	297

Figura 8-61 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2 em Portugal e em Espanha .....	297
Figura 8-62 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1 em Portugal e em Espanha .....	298
Figura 8-63 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2 em Portugal e em Espanha .....	298
Figura 8-64 - Reclamações recebidas na ERSE .....	307
Figura 8-65 - Tipificação de reclamações .....	308

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Abertura de Mercado .....	12
Quadro 2-2 - Relatórios a apresentar pela Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho .....	13
Quadro 2-3 - Obrigações de Serviço Público.....	15
Quadro 2-4 - Protecção dos Consumidores.....	16
Quadro 2-5 - Sistema de Autorizações .....	17
Quadro 2-6 - Segurança do Fornecimento.....	18
Quadro 2-7 - Actividades e Operadores.....	19
Quadro 2-8 - Designação e Atribuições dos Operadores .....	21
Quadro 2-9 - Separação dos Operadores.....	23
Quadro 2-10 - Acesso de Terceiros às Redes e às Instalações de GNL .....	25
Quadro 2-11 - Separação e Transparência das Contas .....	26
Quadro 2-12 - Competências das Entidades Reguladoras.....	28
Quadro 2-13 - Caracterização, composição e funcionamento do grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás .....	29
Quadro 2-14 - Derrogações.....	31
Quadro 2-15 - Derrogações - Novas Infra-estruturas .....	32
Quadro 2-16 - Níveis mínimos de tributação dos carburantes.....	35
Quadro 2-17 - Níveis mínimos de tributação dos carburantes para fins especiais.....	35
Quadro 2-18 - Níveis mínimos de tributação dos combustíveis de aquecimento.....	35
Quadro 2-19 - Principais indicadores económicos – taxas médias anuais reais (%) .....	42
Quadro 2-20 - Participação do sector do gás natural na riqueza nacional .....	52
Quadro 2-21 - Factores de emissão de carbono para diversos combustíveis.....	79
Quadro 3-1- Investimentos .....	87
Quadro 3-2 - Investimentos nos fornecedores e nos clientes.....	88
Quadro 4-1 - Características das UAG .....	98
Quadro 4-2 - Principais impactes ambientais do terminal de regaseificação de gás natural (Sines) na fase de construção.....	99
Quadro 4-3 - Principais impactes ambientais do terminal de regaseificação de gás natural (Sines) na fase de exploração.....	100
Quadro 6-1 - Características da rede de alta pressão .....	111
Quadro 6-2 - Reserva de capacidade e capital social, em 2002 .....	134
Quadro 6-3 - Organização dos contratos com as empresas de transporte de gás natural .....	135
Quadro 6-4 - Evolução das quantidades consumidas face às quantidades contratadas .....	139
Quadro 6-5 - Tarifas a aplicar por tipo de entidades e variáveis de facturação .....	148
Quadro 6-6 - Tarifa de venda aos distribuidores regionais de gás natural para o 3º trimestre de 2003.....	149
Quadro 6-7 - Fornecimento de gás natural – 1997 a 2002.....	151

Quadro 6-8 - Estrutura do fornecimento de gás natural – 1997 a 2002 .....	152
Quadro 6-9 - Fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais – 1999 a 2002.....	153
Quadro 6-10 - Estrutura do fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais – 1999 a 2002.....	153
Quadro 7-1 - Equipamento de distribuição, em 2002 .....	163
Quadro 7-2 - Evolução do equipamento da Beiragás .....	164
Quadro 7-3 - Evolução do equipamento da Lisboagás.....	166
Quadro 7-4 - Evolução do equipamento da Lusitaniagás .....	168
Quadro 7-5 - Evolução do equipamento da Portgás.....	170
Quadro 7-6 - Evolução do equipamento da Setgás .....	172
Quadro 7-7 - Evolução do equipamento da Tagusgás .....	174
Quadro 7-8 - Evolução do equipamento da Dianagás .....	176
Quadro 7-9 - Evolução do equipamento da Duriensegás .....	178
Quadro 7-10 - Evolução do equipamento da Medigás no pólo de Olhão .....	180
Quadro 7-11 - Rubricas do Balanço e da Demonstração de Resultados, em 2002.....	183
Quadro 7-12 - Variáveis físicas de desempenho, em 2002.....	183
Quadro 7-13 - Rubricas do Balanço.....	185
Quadro 7-14 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	185
Quadro 7-15 - Indicadores Financeiros.....	185
Quadro 7-16 - Dados Físicos .....	185
Quadro 7-17 - Rubricas do Balanço.....	187
Quadro 7-18 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	187
Quadro 7-19 - Indicadores Financeiros.....	187
Quadro 7-20 - Dados Físicos .....	187
Quadro 7-21 - Rubricas do Balanço.....	189
Quadro 7-22 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	189
Quadro 7-23 - Indicadores Financeiros.....	189
Quadro 7-24 - Dados Físicos .....	189
Quadro 7-25 - Rubricas do Balanço.....	191
Quadro 7-26 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	191
Quadro 7-27 - Indicadores Financeiros.....	191
Quadro 7-28 - Dados Físicos .....	191
Quadro 7-29 - Rubricas do Balanço.....	193
Quadro 7-30 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	193
Quadro 7-31 - Indicadores Financeiros.....	193
Quadro 7-32 - Dados Físicos .....	193
Quadro 7-33 - Rubricas do Balanço.....	195
Quadro 7-34 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	195
Quadro 7-35 - Indicadores Financeiros.....	195

Quadro 7-36 - Dados Físicos .....	195
Quadro 7-37 - Rubricas do Balanço.....	197
Quadro 7-38 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	197
Quadro 7-39 - Indicadores Financeiros.....	197
Quadro 7-40 - Dados Físicos .....	197
Quadro 7-41 - Rubricas do Balanço.....	199
Quadro 7-42 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	199
Quadro 7-43 - Indicadores Financeiros.....	199
Quadro 7-44 - Dados Físicos .....	199
Quadro 7-45 - Rubricas do Balanço.....	201
Quadro 7-46 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	201
Quadro 7-47 - Indicadores Financeiros.....	201
Quadro 7-48 - Dados Físicos .....	201
Quadro 7-49 - Rubricas do Balanço.....	203
Quadro 7-50 - Rubricas da Demonstração de Resultados .....	203
Quadro 7-51 - Indicadores Financeiros.....	203
Quadro 7-52 - Dados Físicos .....	203
Quadro 7-53 - Rácios de desempenho financeiro, em 2002 .....	204
Quadro 7-54 - Rácios de desempenho físico, em 2002.....	204
Quadro 8-1 - Fornecimentos dos distribuidores regionais .....	219
Quadro 8-2 - Fornecimentos de gás natural pelos distribuidores regionais .....	219
Quadro 8-3 - Fornecimentos de gás natural pela Beiragás .....	221
Quadro 8-4 - Fornecimentos de gás natural pela Dianagás .....	221
Quadro 8-5 - Fornecimentos de gás natural pela Duriensegás .....	221
Quadro 8-6 - Fornecimentos de gás natural pela Lisboaagás GDL.....	221
Quadro 8-7 - Fornecimentos de gás natural pela Lusitaniagás .....	222
Quadro 8-8 - Fornecimentos de gás natural pela Medigás.....	222
Quadro 8-9 - Fornecimentos de gás natural pela Portgás .....	222
Quadro 8-10 - Fornecimentos de gás natural pela Setgás .....	222
Quadro 8-11 - Fornecimentos de gás natural pela Tagusgás.....	223
Quadro 8-12 - Facturação dos distribuidores regionais .....	224
Quadro 8-13 - Facturação da Beiragás.....	225
Quadro 8-14 - Facturação da Dianagás.....	225
Quadro 8-15 - Facturação da Duriensegás.....	225
Quadro 8-16 - Facturação da Lisboaagás GDL .....	225
Quadro 8-17 - Facturação da Lusitaniagás.....	226
Quadro 8-18 - Facturação da Medigás .....	226
Quadro 8-19 - Facturação da Portgás.....	226

Quadro 8-20 - Facturação da Setgás.....	226
Quadro 8-21 - Facturação da Tagusgás .....	227
Quadro 8-22 - Facturação dos distribuidores regionais .....	227
Quadro 8-23 - Clientes de gás natural dos distribuidores regionais .....	228
Quadro 8-24 - Clientes de gás natural da Beiragás.....	229
Quadro 8-25 - Clientes de gás natural da Dianagás.....	229
Quadro 8-26 - Clientes de gás natural da Duriensegás.....	229
Quadro 8-27 - Clientes de gás natural da Lisboagás GDL .....	229
Quadro 8-28 - Clientes de gás natural da Lusitaniagás.....	230
Quadro 8-29 - Clientes de gás natural da Medigás .....	230
Quadro 8-30 - Clientes de gás natural da Portgás.....	230
Quadro 8-31 - Clientes de gás natural da Setgás.....	230
Quadro 8-32 - Clientes de gás natural da Tagusgás .....	231
Quadro 8-33 - Consumo médio por cliente de gás natural por distribuidor, em 2002.....	236
Quadro 8-34 - Consumo médio por cliente de gás natural por segmento, em 2002.....	237
Quadro 8-35 - Consumo médio de gás natural per capita por distribuidor, em 2002.....	238
Quadro 8-36 - Consumo médio de gás natural por km <sup>2</sup> por distribuidor, em 2002 .....	239
Quadro 8-37 - Preço médio de fornecimento de gás natural por distribuidor .....	240
Quadro 8-38 - Preço médio de fornecimento de gás natural por segmento de consumo, em 2002..	241
Quadro 8-39 - Número de clientes por 100 habitantes por distribuidor, em 2002.....	242
Quadro 8-40 - Escalões de consumo para pequenos clientes até Setembro de 2002 .....	245
Quadro 8-41 - Escalões de consumo para pequenos clientes após Outubro de 2002 .....	245
Quadro 8-42 - Preços de gás natural da Beiragás para pequenos clientes .....	246
Quadro 8-43 - Preços de gás natural da Dianagás para pequenos clientes .....	246
Quadro 8-44 - Preços de gás natural da Duriensegás para pequenos clientes .....	246
Quadro 8-45 - Preços de gás natural da Lisboagás para pequenos clientes.....	247
Quadro 8-46 - Preços de gás natural da Lusitaniagás para pequenos clientes .....	248
Quadro 8-47 - Preços de gás natural da Medigás para pequenos clientes.....	249
Quadro 8-48 - Preços de gás natural da Portgás para pequenos clientes .....	249
Quadro 8-49 - Preços de gás natural da Setgás para pequenos clientes .....	250
Quadro 8-50 - Preços de gás natural da Tagusgás para pequenos clientes.....	251
Quadro 8-51 - Características dos consumidores-tipo domésticos definidos pelo Eurostat .....	252
Quadro 8-52 - Escalões de consumo para grandes clientes .....	261
Quadro 8-53 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Beiragás para grandes clientes.....	262
Quadro 8-54 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Beiragás para grandes clientes	263
Quadro 8-55 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Dianagás para grandes clientes.....	263
Quadro 8-56 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Dianagás para grandes clientes	264
Quadro 8-57 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Duriensegás para grandes clientes	264



Quadro 8-58 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Duriensegás para grandes clientes .....	265
Quadro 8-59 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Lisboagás para grandes clientes....	266
Quadro 8-60 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Lisboagás para grandes clientes	267
Quadro 8-61 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Lusitaniagás para grandes clientes	268
Quadro 8-62 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Lusitaniagás para grandes clientes .....	269
Quadro 8-63 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Medigás para grandes clientes.....	270
Quadro 8-64 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Medigás para grandes clientes	270
Quadro 8-65 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Portgás para grandes clientes.....	271
Quadro 8-66 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Portgás para grandes clientes .	272
Quadro 8-67 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Setgás para grandes clientes .....	273
Quadro 8-68 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Setgás para grandes clientes ..	274
Quadro 8-69 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Tagusgás para grandes clientes ....	275
Quadro 8-70 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Tagusgás para grandes clientes	275
Quadro 8-71 - Consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat.....	279
Quadro 8-72 - Preço de gás natural praticado pela Transgás aos centros electroprodutores .....	281
Quadro 8-73 - Serviço público no sector do gás natural .....	300



## PREFÁCIO

Consumidores de energia, actuais e potenciais investidores em empresas do sector energético, investigadores, analistas, jornalistas e a opinião pública em geral, têm necessidade de conhecer os dados relevantes do sector do gás natural em Portugal.

No momento em que se começa a preparar a liberalização parcial do sector do gás natural - que deverá ocorrer a 1 de Julho de 2004, atingindo mais de metade do consumo - a ERSE tenta corresponder a essa necessidade publicando a “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal”. Este documento constitui também um suporte indispensável ao processo de consulta pública que a ERSE lança com vista à regulamentação do sector do gás natural, no cumprimento das suas obrigações estatutárias e de acordo com os procedimentos de participação e publicitação que adoptou desde o início.

Após descrever o enquadramento legislativo, económico, energético e ambiental do sector do gás natural, o presente documento caracteriza a armazenagem, a recepção, o transporte, a distribuição e o consumo. Cada uma destas áreas é caracterizada em termos físicos, económicos e ambientais. Apresenta-se igualmente a evolução do desempenho e da situação económico-financeira das empresas que actuam em cada área.

Desejamos agradecer desde já todas as críticas, sugestões e correcções que permitam melhor adaptar a próxima edição da “Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal” às necessidades de informação de todos os interessados neste sector.



## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 BREVE HISTÓRIA DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

O gás natural<sup>1</sup> foi descoberto na Pérsia entre 6000 a.C. e 2000 a.C. e, segundo algumas indicações históricas, era usado para manter aceso o “fogo eterno” – símbolo de adoração de uma seita local. Na China é conhecido desde 900 a.C., mas o conhecimento da primeira utilização do gás natural, segundo um manuscrito chinês, data de 347 a.C.. O manuscrito descreve um “ar de fogo” que podia ser usado para iluminação. O historiador chinês Chang Qu menciona ainda a existência de um sistema engenhoso de bambus, selados entre si com betume, construído na província de Sichuan para transportar o gás natural desde o ponto onde, naturalmente, brotava da terra até à cidade.

Na Europa, o gás natural foi descoberto no século XVII, embora não tenha despertado grande interesse. O gás de iluminação pública na Europa, a partir de 1790, era produzido a partir do carvão. Há cerca de 200 anos, Alessandro Volta descobriu o potencial energético do gás natural quando verificou que as bolhas emergentes da água, no lago Maggiore, ardiam com chama azulada.

Em 1821, as ruas de Fredonia, perto de New York, eram iluminadas por gás natural, meramente porque o gás emergia espontaneamente de um buraco no chão, à saída da cidade. A canalização era feita de madeira e chumbo e pode assim imaginar-se o nível de insegurança para as pessoas, quer em termos de potenciais explosões, quer em termos de envenenamento. Não havia mecanismos fiáveis para transportar o gás até às casas o que impedia assim o seu uso para aquecimento, cozinha e outros usos, sendo apenas utilizado para iluminação pública. Desde o início do século XX, a electricidade substituiu o gás e tornou-se a principal fonte de iluminação.

Como muitas outras coisas ligadas à indústria dos hidrocarbonetos, que engloba a exploração dos recursos de petróleo bruto e de gás natural, a indústria do gás foi desenvolvida nos Estados Unidos da América. Ao princípio, as companhias de gás tentaram comercializar gasodomésticos (secadores de cabelo, ferros de engomar e outros pequenos aparelhos) mas, em concorrência com as empresas de electricidade, este tipo de aparelhos deixou de ser usado. O primeiro fogão a gás apareceu em 1857: servia para cozinhar e aquecer o ambiente simultaneamente.

---

<sup>1</sup> Natural porque brotava, naturalmente, da terra. Em alemão, gás natural é designado por gás da terra (Erdgas).

Foi, finalmente, a descoberta de Robert Bunsen - o célebre bico de Bunsen - em 1885, misturando ar e gás natural, que permitiu usar plenamente as vantagens deste combustível. Os produtores de gás natural rapidamente mudaram a sua atenção para as propriedades térmicas deste combustível, promovendo-o como fonte de energia para aquecimento ambiente, de águas sanitárias e cozinha. Os mercados industriais e da produção térmica de electricidade tiveram pouca expressão até ao fim da Segunda Guerra Mundial. Só após os anos 40 o gás natural passou a ser largamente disponibilizado, pelo desenvolvimento das necessárias infra-estruturas de transporte.

Convém não esquecer que, dada a escassez de gasodutos, a maioria do gás produzido, em associação com o petróleo bruto e, mais raramente, com o carvão, era deitado fora, queimado ou não à boca do poço. Quando eram encontradas bolsas exclusivamente de gás natural, estas não eram exploradas.

A baixa qualidade dos tubos, bem como a das junções atrasou o desenvolvimento das redes de transporte de gás natural. Foi após a Segunda Guerra Mundial que o transporte de gás por gasoduto teve a sua expansão. Foram os avanços resultantes da guerra, na metalurgia, na soldadura e na produção dos tubos que permitiram o rápido desenvolvimento do transporte de gás. Uma vez que as redes de transporte e de distribuição se expandiram, a indústria e as centrais térmicas passaram a ser importantes clientes do gás natural. Obviamente que continua a ser usado para aquecimento de ambiente e outros usos domésticos, mas o sector residencial deixou, hoje, de ser o principal cliente. Após um período de interdição nos anos 70, o gás natural é actualmente muito usado para a produção de energia eléctrica. Para este facto muito contribuiu a tecnologia do ciclo combinado, em que o rendimento térmico é francamente superior ao das centrais convencionais. A actual política de desenvolvimento sustentado também abriu novas perspectivas de aumento do uso do gás natural.

## 1.2 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

Algumas das razões para utilização do gás natural são:

- Chama fácil e finamente regulável com temperatura constante;
- Fornecimento directo no local de consumo, sem transtorno para o utilizador;
- Ausência de necessidade de armazenamento no local de consumo;
- Fácil uso;
- Pouco poluente.

Do ponto de vista químico, o gás natural é constituído por uma mistura de gases, onde o metano (CH<sub>4</sub>) predomina na ordem dos 90%. Fisicamente, é um gás com uma massa volúmica de 0,84 kg/m<sup>3</sup> e uma

densidade relativamente ao ar de 0,65. Esta característica confere-lhe boa segurança em caso de fuga, por rápido escoamento ascensional. O poder calorífico superior<sup>2</sup> (PCS), consoante as origens, varia entre 9 000 kcal/m<sup>3</sup> e 12 000 kcal/m<sup>3</sup>. Dado o relativo peso do hidrogénio, o poder calorífico inferior<sup>3</sup> é cerca de 10% inferior ao PCS.

Por uma questão de segurança, o gás natural é obrigatoriamente odorizado<sup>4</sup> quando entregue à rede de distribuição ou aos clientes finais ligados directamente à rede de transporte. De entre estes últimos pode haver excepções, devidamente autorizadas, como é o caso da central da Tapada do Outeiro, à qual o gás natural é entregue não odorizado.

### 1.3 INTRODUÇÃO DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL

A decisão de introduzir gás natural em Portugal visava dar ao país o acesso a uma nova fonte de energia competitiva, cómoda e limpa. Simultaneamente, criou um projecto estruturante da economia portuguesa e diversificador do abastecimento de hidrocarbonetos. Em resumo, o país passou a poder aumentar a competitividade da sua indústria, principalmente a de maior intensidade energética, a facilitar o desenvolvimento social e o bem-estar das populações e a melhorar a segurança do abastecimento energético.

Todos estes aspectos de política económica e energética foram reconhecidos pela União Europeia, que apoiou o projecto com subsídios ao investimento a fundo perdido e com empréstimos bonificados do Banco Europeu de Investimento (BEI).

Sendo um mercado emergente e não liberalizado, a componente empresarial do sector do gás natural foi organizada através de contratos de concessão. De facto, não havendo liberdade de comércio e, portanto, de concorrência, o Estado Concedente tem a obrigação de proteger o Estado lato sensu contra qualquer abuso relativo aos clientes do mercado objecto da concessão. Enquanto o Estado permite um período de consolidação e dá condições para uma saudável vida económica das empresas concessionárias, não descursa nem muito menos prejudica a futura liberalização do mercado. A estrutura empresarial criada foi baseada, por um lado, na Transgás - encarregue da aquisição no estrangeiro, do transporte e do fornecimento a grandes clientes - e, por outro, nos Distribuidores Regionais responsáveis pela exploração do mercado doméstico e dos serviços, bem como do da pequena indústria.

---

<sup>2</sup> Quantidade de energia contida numa unidade de massa ou de volume de um combustível.

<sup>3</sup> Quantidade de energia que uma unidade de massa ou de volume de um combustível gera quando a sua combustão se dá com excesso de ar e os gases resultantes são arrefecidos de modo a que o vapor de água neles contido seja condensado. Em consequência, a diferença entre o PCS e o PCI será tanto maior quanto maior for a percentagem de hidrogénio contido no combustível.

<sup>4</sup> Normalmente com THT (tetrahidrotiofeno), conferindo-lhe o típico "cheiro a gás".

Para assegurar a viabilidade económica, minimizando o risco do projecto, associou-se-lhe, desde o início, o sector da produção de electricidade. Por um lado deram-se boas condições de preço e de alívio da carga poluidora que o sector termoeléctrico tem e, por outro, asseguravam-se os volumes de gás natural contratados ao fornecedor externo.

#### **1.4 A NECESSIDADE DE REGULAÇÃO**

A energia, a par da educação, da defesa e de outros interesses gerais, que cruzam horizontalmente qualquer sociedade, sempre foi e continua a ser elemento base do desenvolvimento económico e social dos povos. Garantir a satisfação das necessidades de energia é responsabilidade inalienável do Estado. É assim que nos tempos modernos a política energética ocupa posição de relevo nos programas governamentais nacionais e internacionais.

Dependendo do tipo de necessidade energética, existe toda uma variedade de oferta, quer de vectores energéticos (combustíveis sólidos, líquidos e gasosos, electricidade e fontes renováveis), quer de empresas comercializadoras destes mesmos vectores, bem como de todo um conjunto de serviços.

A prestação de alguns dos serviços energéticos implica a utilização de infra-estruturas e outros meios, que, eventualmente, constituem monopólios ditos naturais. Isto resulta do facto das necessárias infra-estruturas implicarem avultados investimentos e não ser eficiente fomentar a concorrência através da duplicação de infra-estruturas. A indústria do gás natural tem, de certo modo, esta característica, sendo as actividades de transporte e distribuição de gás natural normalmente exercidas em regime de monopólio.

O Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto, estabeleceu as bases para concessão das actividades de importação, transporte e distribuição de gás natural em Portugal. Os contratos de concessão para a importação, transporte e fornecimento, bem como os contratos de concessão de distribuição impuseram condições às actividades, incluindo limites à rentabilidade das empresas concessionárias, como medida de protecção dos respectivos clientes. Por outras palavras, reconhecendo-se que as concessionárias desempenham um papel económico em regime de monopólio, o Estado Concedente estabeleceu regras para protecção dos clientes servidos por essas mesmas empresas.

Recentemente, fruto da evolução legislativa comunitária e das decisões políticas nacionais, foi decidido que o sector do gás natural teria de passar a ser regulado por uma entidade independente, quer da Administração Pública Central, quer dos vários intervenientes neste sector de actividade. Assim, o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, alargou as competências da ERSE ao sector do gás natural. Em 2003 foi decidido liberalizar parcialmente o sector, bem como introduzir alterações na sua estrutura



empresarial. Em consequência, a Transgás, à semelhança do que se passou nos outros países da União Europeia, passará a dedicar-se exclusivamente ao transporte<sup>5</sup>. A compra de gás natural a fornecedores será realizada por outras entidades. Quanto à operação das redes de distribuição, essa terá também de ser separada<sup>6</sup> das actividades de compra e venda de gás natural das várias empresas regionais, concessionárias ou licenciadas.

Assim, no novo ordenamento do sector do gás natural, coexistirão actividades em regime livre e em monopólio. As actividades exercidas em monopólio serão, necessariamente, objecto de regulação por parte da ERSE. Porém, a regulação dum sector de actividade económica, como o do gás natural, não se deve limitar ao controlo dos monopólios. A regulação deve ser muito mais abrangente e visar, sempre para protecção última do consumidor, a melhoria da concorrência entre os vários intervenientes e o acesso não discriminatório às infra-estruturas e mercados postos à sua disposição. É neste quadro que cabe estatutariamente à ERSE:

- a) Proteger os direitos e interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade de serviço.
- b) Preparar a liberalização do sector do gás natural e fomentar a concorrência de modo a melhorar a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação.
- c) Assegurar a objectividade das regras de regulação e a transparência das relações comerciais entre operadores e entre estes e os consumidores.
- d) Velar, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, pelo cumprimento por parte dos operadores do sector do gás natural das obrigações de serviço público e demais obrigações estabelecidas nas leis e nos regulamentos, bem como nos contratos de concessão e nas licenças.
- e) Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais no sector, estimulando a adopção de práticas, que promovam a utilização eficiente do gás natural e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa do meio ambiente.
- f) Contribuir para a progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento do sector do gás natural e ao atempado cumprimento da legislação comunitária aplicável, no sentido da realização do mercado interno da energia.
- g) Coordenar com a Autoridade da Concorrência a aplicação da lei da concorrência no sector da energia.
- h) Promover a informação e o esclarecimento dos consumidores de energia, em coordenação com as entidades competentes.

---

<sup>5</sup> Conforme Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril e à luz da nova Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho de 2003.

<sup>6</sup> Contabilística e juridicamente para, pelo menos, empresas com mais de 100 000 clientes.

- i) Arbitrar e resolver os litígios que surjam no âmbito do gás natural, nos termos definidos na lei.
- j) Acompanhar a actividade das entidades reguladoras afins, bem como as experiências estrangeiras de regulação da energia, e estabelecer relações com entidades reguladoras congéneres e com os organismos comunitários e internacionais relevantes.
- k) Promover a investigação sobre o mercado do gás natural e sobre a sua regulação e desenvolver as iniciativas e estabelecer os protocolos de associação ou de cooperação que se revelarem adequados, sem prejuízo da sua independência.
- l) Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de gás natural.
- m) Garantir às entidades concessionárias e licenciadas a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.

## 2 ENQUADRAMENTO

### 2.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

#### 2.1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO COMUNITÁRIO

A criação de um mercado de energia integrado é uma necessidade sentida, desde 1951, pelos Estados fundadores da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço. No entanto, até 1972 não se registaram quaisquer progressos nesta área<sup>7</sup>. No quadro da primeira crise petrolífera, reforçaram-se as medidas de acção conjunta e de protecção dos interesses nacionais, em que os Estados-Membros reconheceram a necessidade de uma política energética comum. Só se viria a registar um novo ímpeto a partir de 1987, com a entrada em vigor do Acto Único Europeu, que reviu os Tratados institutivos das Comunidades e estabeleceu o objectivo da criação de um mercado interno, até 1992. Outro marco dessa época foi o Livro Branco da Comissão relativo à criação do mercado interno<sup>8</sup>, onde o sector energético, um dos sectores excluídos<sup>9</sup>, só surge a propósito dos contratos realizados por entidades públicas<sup>10</sup>, reconhecendo, apenas neste âmbito, a necessidade de abranger os sectores excluídos até ao final de 1992.

A primeira fase da construção do mercado interno de gás natural remonta à década de noventa, nomeadamente através da Directiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes<sup>11</sup> e da Directiva 90/377/CEE, de 29 de Junho de 1990, que estabelece um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao consumidor industrial de gás e de electricidade<sup>12</sup>.

A Directiva relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes de alta pressão visava facilitar o aumento das trocas, tendo sempre em conta a qualidade e a segurança do abastecimento. De acordo com esta Directiva, o trânsito de gás natural entre grandes redes implicava que:

---

<sup>7</sup> Ainda que não por desconhecimento ou desvalorização da matéria, pois a energia foi assunto sobejamente debatido durante toda a década de 60.

<sup>8</sup> COM (85) 310 final, de 14 de Junho de 1985.

<sup>9</sup> Referido em conjunto com o transporte, a água e as telecomunicações, cfr. Ponto 86.

<sup>10</sup> *Public Procurement*.

<sup>11</sup> Alterada pelas Directivas 94/49/CE, que actualiza a lista das redes de gasodutos de alta pressão e das respectivas entidades responsáveis em cada Estado-Membro e directiva 95/49/CE que faz o mesmo no seguimento da evolução da indústria de gás em Espanha e da adesão da Áustria, Finlândia e Suécia.

<sup>12</sup> Alterada pela Directiva 93/87/CEE da Comissão de 22 de Outubro de 1993.

- O transporte<sup>13</sup> fosse efectuado por entidades responsáveis por uma grande rede de gás natural de alta pressão (excluindo a distribuição) em cada Estado-Membro.
- A rede de origem ou de destino teria de estar situada no território da Comunidade.
- Os contratos seriam negociados entre as entidades responsáveis pelas redes e, eventualmente, pelas entidades responsáveis pelas importações e exportações de gás natural nos Estados-Membros.
- As condições contratuais deveriam ser não discriminatórias e equitativas, não conter disposições abusivas nem restrições injustificadas, nem fazer perigar a segurança do abastecimento ou a qualidade de serviço.

O objectivo da Directiva da transparência dos preços ao consumidor final industrial era a promoção da livre escolha destes consumidores. Deste modo, as empresas de gás natural tinham de:

- Comunicar ao Serviço de Estatística das Comunidades Europeias (SECE) os preços, os sistemas de preços e a repartição dos consumidores finais de acordo com as condições previstas na Directiva.
- Proceder ao levantamento dos dados relativos aos preços e aos sistemas de preços, duas vezes por ano, comunicando-os ao SECE e aos Estados-Membros.

A segunda fase da concretização do mercado interno do gás natural iniciou-se com a proposta da Comissão de uma Directiva para o estabelecimento de regras comuns para o mercado do gás natural, em Março de 1992. No entanto, sucessivos obstáculos<sup>14</sup> levaram a Comissão a apresentar uma proposta alterada, publicada em Maio de 1994. Em Novembro do mesmo ano o Conselho Energia resolveu separar os dossiês da electricidade e do gás natural e somente em Junho de 1998 a Directiva 98/30/CE, relativa a regras comuns para o mercado interno do gás natural, foi aprovada.

Esta Directiva estabeleceu regras comuns para o transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural. A produção não foi incluída em virtude da existência da Directiva 94/22/CE de 30 de Maio de 1994, relativa às condições de concessão e de utilização das autorizações de prospecção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos.

O Conselho Europeu de Lisboa, em Março de 2000, apelou a uma acção rápida, no sentido de concretizar o mercado interno do gás e acelerar a sua liberalização, para conseguir um mercado plenamente operacional. Em Maio de 2001, a Comissão apresenta uma primeira proposta de revisão da

---

<sup>13</sup> Sempre que implique a passagem de, pelo menos, uma fronteira intracomunitária.

<sup>14</sup> Na aprovação da Directiva 98/30/CE, os pontos mais controversos foram os prazos e o grau de abertura dos mercados (incluindo a definição de cliente elegível), o futuro dos contratos a longo prazo *take-or-pay* e a protecção dos mercados emergentes e pouco desenvolvidos, nacionais e regionais.

Directiva 98/30/CE<sup>15</sup> e, decorrente do processo legislativo de co-decisão, foi aprovada pelo Parlamento Europeu, na sua sessão plenária de 4 de Junho de 2003 e posteriormente pelo Conselho, na sua formação Assuntos Gerais e Relações Externas de 16 de Junho. Foi publicada no Jornal Oficial da União Europeia L 176 de 15 de Julho de 2003 como Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003. Esta nova Directiva estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Directiva 98/30/CE, sem prejuízo dos compromissos dos Estados-Membros na transposição e aplicação desta última, entendendo-se as remissões feitas como sendo para esta Directiva, de acordo com o quadro de correspondência do anexo B da Directiva 2003/55/CE.

Esta nova Directiva define as normas relativas às seguintes matérias:

- Organização e funcionamento do sector do gás natural.
- Acesso ao mercado.
- Critérios e mecanismos para a concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento, armazenamento e exploração das redes.

As regras estabelecidas para o gás natural, incluindo o gás natural liquefeito (GNL), aplicam-se igualmente a outros tipos de gases, desde que possam ser tecnicamente e de forma segura, injectados e transportados na rede de gás natural, como sejam o biogás ou o gás proveniente da biomassa.

Esta Directiva deve ser transposta por todos os Estados-Membros até 1 de Julho de 2004. Porém, a separação jurídica do Operador da Rede de Distribuição de uma empresa verticalmente integrada pode ser adiada até 1 de Julho de 2007, desde que seja independente das outras actividades não relacionadas com a distribuição de gás natural, no referente aos planos da organização e da tomada de decisões.

É também revogada, a partir de 1 de Julho de 2004, a Directiva 91/296/CEE relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes, sem prejuízo dos contratos celebrados no âmbito do n.º 1 do artigo 3.º que continuam válidos.

---

<sup>15</sup> Em conjunto com a Directiva 96/92/CE relativa ao mercado interno da electricidade.

**ABERTURA DE MERCADO E RECIPROCIDADE**

Uma das diferenças mais significativas entre os textos das duas Directivas refere-se à abertura do mercado. Onde antes havia percentagens para abertura, existe agora uma classificação mais simples dos clientes, com datas concretas e bem definidas.

No Quadro 2-1 apresenta-se a comparação entre as duas Directivas, no que respeita à abertura de mercado.

**Quadro 2-1 - Abertura de Mercado**

Directiva 98/30/CE	Directiva 2003/55/CE
<p>Os Estados-Membros determinam os clientes elegíveis, estando obrigatoriamente incluídos os:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Produtores de electricidade a partir do gás (pode haver um limite máximo, a comunicar à Comissão)</li> <li>▪ Consumidores finais de mais de 25 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por ano, no mesmo ponto de consumo</li> </ul>	<p>Até 1 de Julho de 2004: aplicam-se os critérios da Directiva 98/30/CE</p> <p>Após 1 de Julho de 2004: para todos os clientes não domésticos</p> <p>Após 1 de Julho de 2007: para todos os clientes</p>

Para evitar desequilíbrios na abertura dos mercados, manteve-se a cláusula de reciprocidade, através da qual se estipula que os contratos de fornecimento celebrados com um cliente elegível<sup>16</sup> da rede de outro Estado-Membro não devem ser proibidos se o cliente for elegível em ambas as redes. Se as transacções forem recusadas devido ao facto do cliente só ser elegível numa das redes, a Comissão pode obrigar à execução do fornecimento solicitado, a pedido de pelo menos um dos Estados-Membros onde se encontram as redes, considerando a situação do mercado e o interesse comum.

Cabe à Comissão acompanhar e analisar a aplicação da Directiva 2003/55/CE, bem como apresentar, periodicamente, relatórios ao Parlamento Europeu e ao Conselho, conforme ilustrado no Quadro 2-2.

<sup>16</sup> Cliente livre de comprar gás ao fornecedor da sua escolha.

**Quadro 2-2 - Relatórios a apresentar pela Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho**

<b>Relatórios Anuais</b> <b>(O 1.º será apresentado antes do fim do primeiro ano após a entrada em vigor da directiva)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Experiência e progressos na realização do MI gás natural, completo e plenamente operacional, e os obstáculos, nomeadamente posições dominantes e/ou concentrações e comportamentos predatórios ou anticoncorrenciais;</li> <li>▪ As derrogações concedidas, incluindo a derrogação à separação dos ORD, para uma eventual revisão dos limiares;</li> <li>▪ O grau de eficácia dos requisitos de separação e tarifação no acesso equitativo e não discriminatório à rede e a níveis de concorrência equivalentes, bem como as consequências ambientais, económicas e sociais da abertura de mercado nos clientes;</li> <li>▪ Análise dos níveis de capacidade da rede e segurança de fornecimento na Comunidade, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura existentes, considerando a capacidade física de realizar trocas entre zonas e o desenvolvimento do armazenamento (incluindo a proporcionalidade da regulação do mercado neste domínio);</li> <li>▪ Medidas tomadas pelos EM para fazer face aos picos de procura e falhas de um ou mais fornecedores, que serão objecto de uma atenção especial;</li> <li>▪ Avaliação dos progressos das relações bilaterais com países terceiros produtores, exportadores ou importadores, incluindo a evolução da integração do mercado, das trocas comerciais e do acesso às redes desses países terceiros.</li> <li>▪ A eventual necessidade de requisitos de harmonização, não relacionados com disposições da presente directiva.</li> </ul>
<b>De 2 em 2 anos, o relatório anual deve incluir ainda</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Análise das medidas tomadas pelos EM para dar cumprimento às obrigações de serviço público, bem como da sua eficácia e, em particular, os efeitos na concorrência no mercado do gás;</li> <li>▪ Se necessário, poderá incluir recomendações sobre as medidas a tomar a nível nacional para atingir elevados padrões de serviço público ou medidas para evitar a compartimentação de mercados.</li> </ul>
<b>Relatório a apresentar até 2006</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Existência de acesso não discriminatório às redes;</li> <li>▪ Eficácia da Regulação;</li> <li>▪ Desenvolvimento das infra-estruturas de interligação, as condições de trânsito e a situação da Comunidade em termos de segurança de fornecimento;</li> <li>▪ A medida em que as pequenas empresas e os consumidores domésticos estão a tirar pleno benefício da abertura do mercado, nomeadamente em termos de padrões de serviço público;</li> <li>▪ Medida de abertura dos mercados, na prática, à concorrência efectiva, incluindo posições dominantes e/ou concentrações e comportamentos predatórios ou anticoncorrenciais;</li> <li>▪ Medida em que os consumidores estão efectivamente a mudar de fornecedores e a renegociar as tarifas;</li> <li>▪ A evolução dos preços, incluindo os preços de fornecimento, em função do grau de abertura do mercado;</li> <li>▪ Se existe acesso efectivo e não discriminatório de terceiros ao armazenamento, quando técnica e/ou economicamente necessário para proporcionar um acesso eficiente à rede;</li> <li>▪ Experiência adquirida na aplicação da directiva relativamente à efectiva independência dos operadores de rede das empresas verticalmente integradas e se foram desenvolvidas outras medidas, para além da independência funcional e separação das contas, com efeitos equivalentes à separação jurídica.</li> </ul>

**OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO E PROTECÇÃO DOS CONSUMIDORES**

A noção de serviço público no sector do gás natural estava expressamente evidenciada na Directiva Comunitária 98/30/CE. Sem prejuízo do cumprimento das disposições do Tratado CE, respeitantes à concorrência, a referida Directiva previa que os Estados-Membros pudessem impor às empresas do sector, no interesse económico geral, obrigações de serviço público relativas à segurança, garantia do abastecimento, regularidade, qualidade e preço dos fornecimentos e à protecção do ambiente. Os Estados-Membros determinavam ainda que essas obrigações deviam ser claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e controláveis. Deste modo, em simultâneo com os objectivos de liberalização do mercado do gás natural, consagra-se a necessidade de satisfazer certas obrigações de serviço público.

A nova Directiva 2003/55/CE regista algumas importantes alterações relativamente às obrigações de serviço público. Desde logo, a possibilidade de estabelecer um sistema de planeamento a longo prazo que inclui, não só a segurança de abastecimento, como agora também a protecção ambiental. Por planeamento a longo prazo, a Directiva entende "... o planeamento da capacidade de fornecimento e transporte das empresas de gás natural segundo uma perspectiva a longo prazo, a fim de satisfazer a procura de gás natural da rede, de diversificar as fontes e de garantir o fornecimento aos clientes".

O Quadro 2-3 compara as disposições de ambas as Directivas no tocante às obrigações de serviço público.

A nova redacção do artigo 3.º enumera agora expressamente os deveres dos Estados-Membros para protecção dos consumidores, conforme o Quadro 2-4<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> As medidas de protecção dos consumidores encontram-se elencadas no Anexo A da Directiva 2003/55/CE.



**Quadro 2-3 - Obrigações de Serviço Público**

Directiva 98/30/CE	Directiva 2003/55/CE
<p>Os Estados-Membros podem impor, no interesse económico geral, obrigações de serviço público em matéria de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Segurança, inclusive segurança do abastecimento.</li> <li>▪ Regularidade.</li> <li>▪ Qualidade e preço dos fornecimentos.</li> <li>▪ Protecção do ambiente.</li> </ul> <p>As obrigações de serviço público devem ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e controláveis.</li> <li>▪ Publicadas e comunicadas à Comissão.</li> </ul> <p>Os Estados-Membros podem instaurar um sistema de planeamento a longo prazo, a fim de garantir o cumprimento das obrigações de serviço público relativas à segurança de abastecimento e considerando o interesse de terceiros em aceder à rede.</p>	<p>Os Estados-Membros podem impor, no interesse económico geral, obrigações de serviço público em matéria de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Segurança, incluindo segurança do fornecimento.</li> <li>▪ Regularidade.</li> <li>▪ Qualidade e preço dos fornecimentos.</li> <li>▪ Protecção do ambiente, incluindo eficiência energética e protecção do clima.</li> </ul> <p>As obrigações de serviço público devem ser claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e verificáveis e garantir a igualdade de acesso das empresas da UE aos consumidores nacionais.</p> <p>Os Estados-Membros podem instaurar um sistema de planeamento a longo prazo relativamente à segurança do fornecimento, à eficiência energética/gestão da procura e ao cumprimento dos objectivos ambientais considerando o interesse de terceiros em aceder à rede.</p> <p>Os Estados-Membros informam a Comissão:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobre as medidas adoptadas para o cumprimento das obrigações de serviço público, incluindo as de protecção do consumidor e do ambiente, e dos seus eventuais efeitos na concorrência.</li> <li>▪ Das alterações a essas medidas, de 2 em 2 anos.</li> </ul>

**Quadro 2-4 - Protecção dos Consumidores**

Directiva 2003/55/CE

Os Estados-Membros devem:

- Tomar medidas para garantir a protecção dos clientes finais.
- Assegurar níveis elevados de protecção dos consumidores.
- Garantir especialmente a existência de salvaguardas adequadas para proteger os clientes vulneráveis, incluindo medidas para evitar o corte de ligação; neste contexto podem tomar medidas adequadas para proteger os clientes de zonas afastadas ligados à rede de gás.
- Garantir níveis elevados de protecção dos consumidores relativamente à transparência das condições contratuais gerais, informações gerais e mecanismos de resolução de litígios.
- Assegurar que os clientes elegíveis possam efectivamente mudar de fornecedor.

Os Estados-Membros podem:

- Designar um fornecedor de último recurso para os clientes ligados à rede de gás natural.

**AUTORIZAÇÃO PARA CONSTRUÇÃO OU EXPLORAÇÃO DE INSTALAÇÕES**

Os Estados-Membros podem decidir não aplicar as disposições relativas ao procedimento de autorização relativamente à distribuição se essa aplicação dificultar, de facto ou de direito, o cumprimento das obrigações impostas às empresas de gás natural no interesse económico geral, desde que o desenvolvimento do comércio não seja afectado de maneira contrária aos interesses da Comunidade, que incluem a concorrência no tocante aos clientes elegíveis.

As autorizações podem tomar a forma de licença, permissão, concessão, consentimento ou aprovação para a construção ou exploração de instalações de gás natural. No Quadro 2-5 resumem-se as regras de concessão e de recusa destas autorizações, que permanecem inalteradas.

**Quadro 2-5 - Sistema de Autorizações**

Directiva 2003/55/CE
<p>As autorizações:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ São concedidas pelos Estados-Membros ou por entidades por eles designadas.</li><li>▪ Podem incluir empresas de fornecimento e clientes grossistas.</li><li>▪ São concedidas de acordo com critérios objectivos e não discriminatórios.</li></ul> <p>Os critérios e procedimentos serão publicados.</p> <p>As recusas de autorização devem:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ser baseadas em critérios objectivos e não discriminatórios.</li><li>▪ Ser comunicadas ao requerente e à Comissão a título informativo, indicando os motivos.</li></ul> <p>Os Estados-Membros devem estabelecer um procedimento de recurso contra as recusas.</p> <p>Os Estados-Membros, para efeitos de desenvolvimento de zonas recentemente abastecidas e para o seu eficaz funcionamento, podem recusar a construção e exploração de redes de distribuição nessas zonas se aí estiverem a ser construídas ou já existam redes de distribuição e se a capacidade existente ou proposta não estiver saturada.</p>

**SEGURANÇA DO FORNECIMENTO**

Reflectindo a actualidade do tema, a nova Directiva 2003/55/CE inclui um artigo dedicado a este assunto, já tratado no Livro Verde da Comissão "Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético"<sup>18</sup>. Esta matéria está presentemente a ser discutida em duas propostas de Directivas, uma relativa à aproximação das medidas em matéria de segurança dos aprovisionamentos em produtos petrolíferos e outra relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento em gás natural<sup>19</sup>.

O Quadro 2-6 resume o regime agora previsto para a monitorização da segurança do fornecimento.

**Quadro 2-6 - Segurança do Fornecimento**

Directiva 2003/55/CE
<p>Os Estados-Membros devem assegurar a monitorização ou podem delegar essas funções na Entidade Reguladora Nacional</p> <p>A monitorização deve abranger, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ O equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional.</li> <li>▪ O nível de procura futura prevista e dos fornecimentos disponíveis.</li> <li>▪ A capacidade suplementar prevista ou em construção.</li> <li>▪ A qualidade e o nível de manutenção das redes.</li> <li>▪ As medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais fornecedores.</li> </ul> <p>A autoridade competente deverá publicar um relatório, até 31 de Julho de cada ano, resumindo as conclusões da monitorização, bem como as medidas correctivas adoptadas ou previstas. Este relatório deve ser enviado de imediato à Comissão.</p>

<sup>18</sup> COM(2000) 769 final.

<sup>19</sup> COM(2002) 488.

**ACTIVIDADES E OPERADORES**

A Directiva 2003/55/CE define no artigo 2.º o que entende por transporte, distribuição, armazenamento, instalações de GNL, operadores de rede ou sistema, fornecimento, empresa de fornecimento e serviços auxiliares.

No Quadro 2-7 resumem-se as definições destas actividades e respectivos operadores.

As atribuições dos operadores das redes de transporte, de distribuição, de armazenamento e de instalações GNL, encontram-se no Quadro 2-8.

**Quadro 2-7 - Actividades e Operadores**

Directiva 2003/55/CE		
	Actividade	Operador
Transporte Artigo 2.º alíneas 3) e 4)	Transporte de gás natural através de uma rede de gasodutos de alta pressão que não seja uma rede de gasodutos a montante, para efeitos de fornecimento a clientes, mas não incluindo o fornecimento.	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de transporte e é responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se necessário, pelo desenvolvimento da rede de transporte numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de transporte de gás.
Distribuição Artigo 2.º alíneas 5) e 6)	Transporte de gás natural através de redes locais ou regionais de gasodutos para efeitos de fornecimento a clientes, mas não incluindo o fornecimento.	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de distribuição e é responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se necessário, pelo desenvolvimento da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás.
Fornecimento Artigo 2.º alíneas 7) e 8)	Venda a clientes, compreendendo a revenda, de gás natural, incluindo GNL.	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de fornecimento.

Directiva 2003/55/CE		
	Actividade	Operador
Armazenamento Artigo 2.º alíneas 9) e 10)	Instalação utilizada para o armazenamento de gás natural, pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo a parte das instalações de GNL utilizada para o armazenamento, mas excluindo as instalações exclusivamente reservadas aos operadores das redes de transporte no exercício das suas funções.	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de armazenamento e é responsável pela exploração de uma instalação de armazenamento.
Instalações de GNL Artigo 2.º alíneas 11) e 12)	Terminal utilizado para a liquefacção de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e as instalações de armazenamento temporário necessárias ao processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte, excluindo as partes dos terminais de GNL utilizadas para o armazenamento.	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de liquefacção de gás natural ou de importação, descarga e regaseificação de GNL e é responsável pela exploração de uma instalação de GNL.
Serviços Auxiliares Artigo 2.º alínea 14)	Todos os serviços necessários ao acesso e à exploração de redes de transporte e/ou distribuição e/ou instalações de GNL e/ou instalações de armazenamento, incluindo sistemas de compensação de carga e de mistura, mas excluindo os meios exclusivamente reservados aos operadores da rede de transporte no exercício das suas funções.	

**Quadro 2-8 - Designação e Atribuições dos Operadores**

Directiva 2003/55/CE		
Operadores		
Transporte, Armazenamento, GNL e Distribuição	Designação	Os Estados-Membros ou empresas proprietárias das instalações designam o operador, por um período a determinar pelos Estados-Membros, em função de critérios de eficácia e equilíbrio económico
	Atribuições	<p>Os operadores devem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explorar, manter e desenvolver, em condições economicamente viáveis, instalações ou redes seguras, fiáveis e eficientes, respeitando o ambiente;</li> <li>• Facultar aos outros operadores de rede e de armazenamento informações que assegurem que o transporte e o armazenamento seja compatível com uma exploração segura e eficiente da rede interligada;</li> <li>• Fornecer aos utilizadores informação necessária para um eficiente acesso à rede.</li> </ul> <p>Os operadores não devem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Discriminar utilizadores ou categorias de utilizadores, em especial a favor de empresas suas coligadas</li> </ul> <p>As regras para compensação da rede, incluindo regras para a facturação dos desequilíbrios energéticos, serão objectivas, transparentes e não discriminatórias e as condições de prestação dos serviços de compensação, incluindo as regras e tarifas, serão estabelecidas de forma não discriminatória, reflectindo os custos e serão publicadas.</p>
Transporte	Atribuições	<p>Os Estados-Membros podem exigir requisitos mínimos de manutenção e desenvolvimento da rede de transporte, incluindo a capacidade de interligação.</p> <p>A energia utilizada para consumo próprio no exercício das suas actividades, deverá ser adquirida de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras do mercado.</p>
Transporte e Distribuição	Confidencialidade	<p>Os operadores devem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preservar a confidencialidade da informação comercialmente sensível;</li> <li>• Impedir que a informação sobre a sua actividade que possa representar uma vantagem comercial seja revelada de forma discriminatória</li> </ul> <p>Os operadores não devem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar abusivamente de informações comercialmente sensíveis, obtidas de terceiros no âmbito do fornecimento ou negociação do acesso à rede, na compra e venda de gás por empresas coligadas.</li> </ul>

## SEPARAÇÃO DOS OPERADORES

Actualmente, em alguns Estados-Membros, a indústria do gás natural assenta ainda em empresas verticalmente integradas<sup>20</sup>. Para assegurar a transparência ao longo da cadeia de valor na construção do mercado interno do gás natural, é necessário proceder à separação dos operadores das várias actividades.

As disposições relativas à separação dos operadores, incluindo a relativa aos de redes combinadas, que não estavam previstas na Directiva 98/30/CE, geraram alguma dificuldade durante o processo de aprovação da nova Directiva 2003/55/CE, já que constituem uma importante peça desta nova fase da construção do mercado interno. Enquanto na primeira Directiva a obrigatoriedade de separação era meramente contabilística, a nova Directiva exige expressamente a separação jurídica dos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição. No entanto, para estas últimas, os Estados-Membros podem decidir não aplicar as regras de separação a empresas integradas que abasteçam menos de cem mil clientes ligados à rede.

No Quadro 2-9 indicam-se as obrigações e as garantias de independência dos operadores.

---

<sup>20</sup> "...Uma empresa ou um grupo de empresas cujas relações mútuas estão definidas no n.º 3 do artigo 3.º do Regulamento (CEE) n.º 4064/89 do Conselho, de 21 de Dezembro de 1989, relativo ao controlo das operações de concentração de empresas, e que exerce, pelo menos, uma das seguintes actividades: transporte, distribuição, GNL ou armazenamento e, pelo menos, uma das actividades de produção ou fornecimento de gás natural".



**Quadro 2-9 - Separação dos Operadores**

Directiva 2003/55/CE	
Operadores de rede	
Transporte, Distribuição e Redes Combinadas	<p>Quando o operador faz parte de uma empresa verticalmente integrada, será juridicamente independente da organização e tomada de decisões das outras actividades não relacionadas com o transporte/distribuição. Isto não implica obrigação de separar a propriedade dos activos do sistema de transporte/distribuição/rede combinada da empresa verticalmente integrada.</p> <p>Para garantir a independência do operador:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os responsáveis pela gestão não podem participar nas estruturas da empresa integrada responsáveis, nem assumir directa ou indirectamente responsabilidades pela exploração diária da produção, distribuição e fornecimento de gás;</li> <li>• Deverá garantir-se que os interesses profissionais dos responsáveis pela são tidos em conta de forma a assegurar a sua actuação independente;</li> <li>• Deve dispor de poder de decisão efectivo e independente da empresa integrada relativamente aos activos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede, o que não impede uma coordenação para assegurar os direitos de supervisão económica e de gestão da empresa-mãe relativamente à rentabilidade de uma sua filial, permitindo àquela aprovar o plano financeiro anual ou equivalente do operador e estabelecer limites globais ao nível de endividamento da sua filial, mas não lhe permitindo dar instruções para as operações diárias, nem decidir sobre a construção ou valorização das redes, se não excederem o plano financeiro aprovado;</li> <li>• Deve elaborar um programa de conformidade com medidas que garantam a exclusão de comportamentos discriminatórios, devendo ser enviado, anualmente, um relatório à respectiva entidade reguladora e que deve ser publicado</li> </ul>
Distribuição	<p>Para além dos requisitos de independência jurídica, quando o operador faça parte de uma empresa verticalmente integrada, será independente, em termos de organização e tomada de decisões das outras actividades não relacionadas com a distribuição.</p>

## ACESSO ÀS REDES

O acesso de terceiros às redes<sup>21</sup> e à instalação de GNL é um aspecto primordial do processo de liberalização do sector do gás natural. Enquanto que, sob a Directiva 98/30/CE, para o acesso de terceiros às redes existia a opção por um regime de acesso regulamentado ou negociado ou mesmo uma combinação dos dois, actualmente o acesso passou a ser regulamentado, sendo publicadas as tarifas correspondentes.

A nova Directiva não alterou o regime relativo à recusa de acesso. Os critérios para recusa de acesso, que deverá ser devidamente fundamentada, são:

- Falta de capacidade.
- Impedimento do cumprimento das obrigações de serviço público.
- Sérias dificuldades económicas ou financeiras, no âmbito dos contratos *take-or-pay*.
- Ausência de ligação.

Os Estados-Membros podem tomar medidas para que as empresas que recusem o acesso por falta de capacidade ou de ligação efectuem os necessários investimentos, se forem economicamente viáveis e sempre que um potencial cliente esteja interessado em pagar por isso. No caso de zonas abastecidas há pouco tempo e onde estiverem já construídas ou em construção redes de distribuição, os Estados-Membros podem não conceder novas autorizações de construção e exploração de redes, enquanto a capacidade existente ou em construção não estiver saturada. Nestes caso, porém, os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural não fundamentem uma recusa de acesso por falta de capacidade ou de ligação.

No Quadro 2-10 mostra-se a evolução dos regimes de acesso de terceiros à rede e às instalações de GNL.

---

<sup>21</sup> "...qualquer rede de transporte ou distribuição, instalação de GNL e/ou instalação de armazenamento pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo os sistemas de compensação de carga e de mistura, mas excluindo os meios exclusivamente reservados aos operadores das redes de transporte no exercício das suas funções".

**Quadro 2-10 - Acesso de Terceiros às Redes e às Instalações de GNL**

Directiva 98/30/CE	Directiva 2003/55/CE
<p>Os Estados-Membros podiam optar pelo acesso regulamentado, negociado ou ambos, segundo critérios transparentes e não discriminatórios.</p> <p>Acesso negociado com contratos de fornecimento com base em acordos comerciais voluntários.</p> <p>Acesso regulamentado por tarifas publicadas e/ou outras condições ou obrigações para utilização da rede.</p>	<p>O acesso às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL é baseado em tarifas publicadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aplicadas objectivamente e sem discriminação.</li> <li>▪ A todos os clientes elegíveis, incluindo empresas de fornecimento.</li> <li>▪ Aprovadas pela entidade reguladora e publicadas, antes de entrarem em vigor.</li> </ul> <p>O novo regime não impede a celebração de contratos a longo prazo, desde que respeitem as regras comunitárias de concorrência.</p> <p>Se necessário para o exercício da sua actividade, os Operadores das Redes de Transporte devem ter acesso às redes de transporte congéneres.</p>

Os Estados-Membros podem optar pela concessão de acesso regulado, negociado ou ambos, segundo critérios transparentes e não discriminatórios. No acesso regulamentado, os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para conferir a todas as empresas de gás natural e aos clientes elegíveis o direito de acesso ao armazenamento, ao *linepack* e a outros serviços auxiliares, com base em tarifas e em outras condições e obrigações publicadas. No acesso negociado com o Operador do Armazenamento, ou de *linepack*, ou outras empresas de gás natural, as principais condições comerciais dos contratos devem ser publicadas anualmente.

O acesso às redes de gasodutos a montante<sup>22</sup> manteve-se essencialmente inalterado, no que respeita à resolução de litígios. Dado que Portugal não tem actividade de produção, este tipo de acesso não tem aplicação.

<sup>22</sup> Gasoduto ou rede de gasodutos explorados e/ou construídos como parte de uma instalação de produção de petróleo ou de gás ou utilizados para transportar gás natural de uma ou mais dessas instalações para uma instalação de processamento, um terminal ou um terminal costeiro de descarga.

## CONTABILIDADE E SEPARAÇÃO DAS CONTAS

Uma das diferenças significativas entre as Directivas 98/30/CE e 2003/55/CE está no alargamento das entidades que podem aceder à contabilidade das empresas de gás natural, encontrando-se as entidades reguladoras nacionais expressamente mencionadas nesta última Directiva.

A exigência de separação das actividades das empresas verticalmente integradas pode ser meramente contabilística, jurídica<sup>23</sup> ou até de propriedade. O objectivo da separação é evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência. Enquanto que na Directiva 98/30/CE as empresas deviam manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para as actividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás natural, como se fossem exercidas por empresas distintas, a nova Directiva inclui também as actividades relativas às instalações de GNL. Para além disso, as auditorias deverão agora verificar "... em particular, a observância da obrigação de precaver a discriminação e as subvenções cruzadas...".

A Directiva 2003/55/CE prevê expressamente que as empresas beneficiando de derrogação devem efectuar a sua contabilidade interna de acordo com as regras aí estabelecidas.

No Quadro 2-11 resumem-se as regras de separação e transparência das contas.

### Quadro 2-11 - Separação e Transparência das Contas

Directiva 2003/55/CE
<p>Na contabilidade interna, que inclui um balanço e uma demonstração de resultados de cada actividade, as empresas manterão contas separadas para cada uma das suas actividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento e para as actividades de fornecimento a clientes elegíveis e a clientes não elegíveis, até 1 de Julho de 2007.</p> <p>As contas podem ser consolidadas para as restantes actividades no sector do gás, não ligadas ao transporte, distribuição, GNL e armazenamento</p> <p>As contas serão consolidadas, se adequado, para as outras actividades não ligadas ao sector do gás</p> <p>Os rendimentos provenientes da propriedade da rede de transporte ou de distribuição devem ser especificados nas contas.</p> <p>As empresas devem especificar as regras de imputação dos elementos do activo e do passivo, dos encargos e rendimentos e da depreciação.</p>

<sup>23</sup> Directiva 2003/55/CE, considerando (10), §3.º "É todavia importante distinguir entre essa separação jurídica e a separação da propriedade. A separação jurídica não implica uma mudança de propriedade dos bens e nada impede a aplicação de condições de emprego semelhantes ou iguais em toda a empresa verticalmente integrada. Contudo, deverá assegurar-se a existência de um processo de tomada de decisões não discriminatório mediante medidas de organização em matéria de independência dos responsáveis pelas decisões."

**ENTIDADES REGULADORAS**

A Directiva 98/30/CE não continha disposições específicas para as entidades reguladoras. Apenas fazia referência a entidades independentes, para resolução de litígios nas negociações de acesso à rede e à criação de mecanismos adequados e eficazes de regulamentação, controlo e transparência.

A Directiva 2003/55/CE estipula, no seu artigo 25.º, que "Os Estados-Membros devem designar um ou mais organismos competentes com funções de entidades reguladoras ..." que "...devem ser totalmente independentes do sector do gás..." iniciando a ideia de harmonização de competências mínimas destas entidades em todos os Estados-Membros.

Neste âmbito, os Estados-Membros devem:

- Tomar medidas para que as entidades reguladoras possam desempenhar as suas funções com eficiência e rapidez.
- Criar mecanismos adequados e eficazes de regulação, supervisão e transparência, de forma a evitar abusos de posição dominante, especialmente em detrimento dos consumidores, e comportamentos predatórios.
- Garantir a aplicação de medidas adequadas, incluindo acções administrativas ou penais, contra pessoas singulares ou colectivas responsáveis, em caso de desrespeito pelas normas de confidencialidade, impostas pela Directiva.

No Quadro 2-12 resumem-se as principais competências atribuídas às entidades reguladoras nacionais.

**Quadro 2-12 - Competências das Entidades Reguladoras**

Directiva 2003/55/CE
<p>Assegurar a não discriminação, uma concorrência efectiva e o bom funcionamento do mercado, acompanhando, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ As normas de gestão e atribuição de capacidade de interligação, juntamente com as Entidades Reguladoras dos países com os quais existe interligação;</li> <li>▪ Os mecanismos de gestão de congestionamentos da rede nacional de gás natural;</li> <li>▪ Os períodos de espera para execução de ligações e reparações pelos operadores das redes;</li> <li>▪ A publicação e distribuição, pelos operadores das redes, das informações adequadas sobre as interligações, utilização da rede e atribuição de capacidade (os dados não agregados estão sujeitos a sigilo comercial);</li> <li>▪ A separação efectiva das contas;</li> <li>▪ As condições de acesso ao armazenamento e a outros serviços auxiliares;</li> </ul> <p>Fixar ou aprovar as metodologias usadas para cálculo ou estabelecimento das condições de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ligação e acesso às redes nacionais, incluindo as tarifas de transporte e distribuição;</li> <li>▪ Prestação de serviços de compensação.</li> </ul> <p>Obrigar todos os operadores, se necessário, a alterarem as condições de acesso para garantia da sua proporcionalidade e aplicação não discriminatória.</p> <p>Apresentar, se assim determinado pelo Estado-Membro, ao organismo competente para decisão formal, as tarifas ou, pelo menos, as metodologias e as alterações que devem ser publicadas juntamente com a decisão formal de aprovação ou de rejeição.</p> <p>Resolução de litígios entre o queixoso e todos os operadores. Em caso de litígio transfronteiriço, a decisão cabe à Entidade Reguladora competente em relação ao operador que recusa a utilização ou o acesso à rede.</p>

O papel das entidades reguladoras na construção do mercado interno da electricidade e do gás natural foi formalmente reconhecido pela Comissão Europeia, ao estabelecer o grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás, através da Decisão n.º 2003/796/CE, de 11 de Novembro de 2003.

Este grupo foi criado para, através da cooperação e coordenação, facilitar a plena concretização do mercado interno da energia, tendo em conta a próxima adesão dos novos Estados-Membros. Deverá

também facilitar a colaboração entre as várias autoridades reguladoras dos Estados-Membros e entre estas e a Comissão, de forma a assegurar a aplicação coerente das Directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE sobre os mercados internos da electricidade e do gás natural, respectivamente. O grupo deverá manter uma estreita colaboração com o comité que assiste a Comissão, estabelecido ao abrigo do artigo 30.º da Directiva 2003/55/CE.

Simultaneamente, foi revogada a decisão 95/539/CE, que estabeleceu um comité no âmbito da Directiva 90/547/CEE relativa ao trânsito de gás natural, já revogada pela Directiva 2003/55/CE.

No Quadro 2-13 apresenta-se a caracterização, composição e modo de funcionamento do grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás.

**Quadro 2-13 - Caracterização, composição e funcionamento do grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás**

Natureza	Consultivo e independente
Composição	Presidentes das autoridades reguladoras nacionais ou respectivos representantes
Organização	<p>O grupo:</p> <p>Elege um Presidente de entre os seus membros</p> <p>Adopta o seu regulamento interno por consenso ou, na sua falta, por maioria de 2/3, tendo cada Estado-Membro direito a um voto, sob reserva de aprovação da Comissão.</p> <p>Pode estabelecer grupos de trabalho de peritos para estudar temas específicos, com base num mandato. A Comissão pode assistir a todas as reuniões destes grupos de trabalho. Podem também participar nessas reuniões, como observadores, os peritos dos países EEE e os peritos dos países candidatos à adesão à UE. O grupo e a Comissão podem ainda convidar outros peritos e observadores a assistir às reuniões.</p> <p>Apresentará à Comissão um relatório anual das suas actividades. A Comissão transmitirá esse relatório ao Parlamento Europeu e ao Conselho, eventualmente acompanhado de comentários.</p> <p>A Comissão:</p> <p>Está presente nas reuniões e elege um representante de alto nível para participar nos debates</p>
Actividades	<p>Por iniciativa própria ou a pedido da Comissão, aconselhará e ajudará a Comissão a consolidar o mercado interno da energia, em particular no que toca à preparação de projectos de medidas de execução no domínio da electricidade e do gás e a quaisquer questões relacionadas com o mercado interno do gás e da electricidade</p> <p>Facilitará a consulta, a coordenação e a cooperação das autoridades reguladoras nacionais, contribuindo para uma aplicação coerente, em todos os Estados-Membros das Directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE e do Regulamento (CE) n.º 1228/2003 e para a possível legislação comunitária futura no domínio da electricidade e do gás</p> <p>Consultará, extensivamente e desde a fase inicial dos seus trabalhos, os consumidores e os utilizadores finais, de forma aberta e transparente</p>
Confidencialidade	<p>Sem prejuízo do artigo 287.º do Tratado, os membros do grupo, os observadores ou qualquer outra pessoa estarão sujeitos à obrigação de confidencialidade, quando informados pela Comissão da natureza confidencial do parecer solicitado ou da questão colocada, tendo a obrigação de não divulgar as informações de que tenham conhecimento através do trabalho do grupo ou dos respectivos grupos de trabalho.</p> <p>A Comissão pode decidir que só estejam presentes nas reuniões os membros do grupo</p>

## DERROGAÇÕES

As derrogações concedidas ao abrigo da Directiva 98/30/CE, diziam respeito a mercado emergente: "...Estado-Membro em que o primeiro fornecimento comercial do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural de longa duração tenha sido efectuado há menos de 10 anos". Neste caso estavam a Grécia e Portugal.

A Directiva 2003/55/CE, à semelhança da anterior, prevê derrogações. Os motivos que as podem desencadear mantiveram-se praticamente os mesmos. No Quadro 2-14 comparam-se os dois regimes. Salienta-se que a nova Directiva acrescenta alguns fundamentos para a concessão de derrogação:

- No caso de mercados emergentes<sup>24</sup> é possível agora derrogar as regras relativas à designação, atribuições e separação dos operadores das redes, bem como à separação das suas contas.
- No que respeita aos mercados isolados é agora possível derrogar as regras relativas à separação dos operadores das redes de transporte.

No entanto, a nova Directiva não prevê a possibilidade de derrogação das regras de acesso ao armazenamento.

A Directiva 2003/55/CE prevê ainda que as novas infra-estruturas<sup>25</sup> possam, a pedido, e em algumas circunstâncias, beneficiar de derrogações. No Quadro 2-15 apresenta-se o regime de concessão de derrogação no caso de novas infra-estruturas.

Podem ainda ser objecto de derrogação as zonas geográficas limitadas de um Estado-Membro em caso de eventuais problemas graves. Um motivo de derrogação ao acesso de terceiros, expressamente previsto na nova Directiva, refere-se aos contratos *take-or-pay*<sup>26</sup>, já que estes constituem um ónus para a empresa compradora e num mercado em liberalização pode constituir grave dificuldade económica e financeira. No entanto, considerando o objectivo de se concretizar um mercado de gás natural concorrencial, os novos operadores deverão poder aceder ao gás natural, e a capacidade dos gasodutos não se poderá esgotar nestes contratos.

---

<sup>24</sup> Deixou de haver menção explícita à excepção feita aos contratos *take-or-pay*.

<sup>25</sup> "...uma infra-estrutura não terminada à data da entrada em vigor da presente directiva." Interligações entre os Estados-Membros, instalações de GNL e de armazenamento.

<sup>26</sup> Os contratos com cláusulas ditas de *take-or-pay* são um instrumento corrente do mercado de gás natural e podem ser de fornecimento de uma quantidade fixa de gás, por um certo número de anos, de 20 a 25 anos ou podem ser de esgotamento, que implicam a compra de toda a produção de um jazigo. Estes contratos garantem ao comprador um fornecimento estável e ao produtor o escoamento da sua produção.



**Quadro 2-14 - Derrogações**

	Directiva 98/30/CE	Directiva 2003/55/CE
Contratos <i>take-or-pay</i>	Em caso de graves dificuldades económicas ou financeiras, podem ser derogadas as regras de acesso de terceiros às redes de transporte e de distribuição e às instalações de armazenamento e de GNL.	
Mercados emergentes	<p>Nos Estados-Membros considerados emergentes que venham a ter sérios problemas, não associados aos contratos <i>take-or-pay</i>, decorrentes da aplicação da directiva podem se derogadas as regras relativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ao sistema de autorização para construção ou exploração de instalações de gás;</li> <li>• À abertura de mercado;</li> <li>• Às condutas directas a clientes</li> </ul>	<p>Nos Estados-Membros considerados emergentes que venham a ter sérios problemas decorrentes da aplicação da directiva podem ser derogadas as regras relativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>À designação, atribuições e separação dos operadores das redes;</b></li> <li>• <b>À separação das contas;</b></li> <li>• Ao sistema de autorização para construção ou exploração de instalações de gás;</li> <li>• À abertura dos mercados;</li> <li>• Às condutas directas a clientes;</li> </ul>
Mercados isolados	<p>Os Estados-Membros sem ligação directa à rede interligada de qualquer dos demais Estados-Membros e só com um fornecedor externo principal, podem derogar as regras relativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ao sistema de autorização para construção ou exploração de instalações de gás;</li> <li>• À abertura de mercado;</li> <li>• Às condutas directas a clientes</li> </ul>	<p>Os Estados-Membros sem ligação directa à rede interligada de qualquer dos demais Estados-Membros e só com um fornecedor externo principal, podem derogar as regras relativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>À separação dos operadores das redes de transporte;</b></li> <li>• Ao sistema de autorização para construção ou exploração de instalações de gás;</li> <li>• À abertura dos mercados;</li> <li>• Às condutas directas a clientes</li> </ul>

**Quadro 2-15 - Derrogações - Novas Infra-estruturas**

Directiva 2003/55/CE	
Novas Infraestruturas	
Procedimento	<p>A pedido dos interessados e consoante a decisão do Estado-Membro, a entidade reguladora decide ou submete o seu parecer à apreciação do organismo competente desse Estado-Membro para decisão formal, justificada.</p> <p>No caso das interligações a decisão de derrogação deve ser precedida de consulta com as outras entidades reguladoras e Estados-Membros interessados</p> <p>A decisão, com todas as informações relevantes, é imediatamente notificada à Comissão que, no prazo de 2 meses (mais um se precisar de esclarecimentos adicionais), pode solicitar ao Estado-Membro ou à entidade reguladora que altere ou anule a decisão de conceder a derrogação</p>
Condições	<p>A derrogação é concedida desde que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- O investimento promova a concorrência no fornecimento e a segurança de abastecimento;</li> <li>- O risco do investimento seja tal que, sem a derrogação, não seria feito;</li> <li>- A infra-estrutura esteja separada, pelo menos juridicamente, dos operadores das redes onde será construída;</li> <li>- Sejam cobradas taxas aos utilizadores da infra-estrutura.</li> </ul> <p>Também se aplica:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aos aumentos significativos de capacidade nas infra-estruturas existentes e</li> <li>- Às alterações que permitam desenvolver novas fontes de fornecimento de gás</li> </ul>
Âmbito	<p>A derrogação pode abranger:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A totalidade da nova infra-estrutura ou</li> <li>- Partes da infra-estrutura já existente e significativamente ampliada ou da alteração da infra-estrutura já existente</li> </ul>
Aspectos a considerar na decisão	<p>Ao conceder a derrogação, a autoridade competente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pode decidir sobre a regulamentação e os mecanismos de gestão e repartição de capacidades, desde que não impeça a realização dos contratos a longo prazo</li> <li>- Pode impor condições de duração da derrogação e ao acesso não discriminatório à interligação;</li> <li>- Deverá ter em conta a duração dos contratos, a capacidade adicional a construir ou a alteração da capacidade existente, o horizonte temporal do projecto e as circunstâncias nacionais</li> </ul>

## TRIBUTAÇÃO DO GÁS NATURAL

### IMPOSTO SOBRE O VALOR ACRESCENTADO

A Directiva 92/77/CE, de 19 de Outubro, que completa o sistema comum do imposto sobre o valor acrescentado e que altera a Directiva 77/388/CEE (aproximação das taxas do IVA), prevê a possibilidade de aplicação, pelos Estados-Membros, de uma taxa reduzida do IVA aos fornecimentos de gás natural, desde que não haja um risco de distorção da concorrência. A análise deste risco cabe à Comissão, após ter sido obrigatoriamente informada pelo Estado-Membro que pretende aplicar a referida taxa.

Neste âmbito, a Comissão emitiu uma Decisão<sup>27</sup> (2003/633/CE) relativa a um pedido de Portugal para aplicar uma taxa reduzida do IVA ao fornecimento de gás natural, na qual foi autorizada a taxa mínima de 5% para o gás natural.

Mais recentemente, foi aprovada a Directiva 2003/92/CE do Conselho, de 7 de Outubro, que altera a Directiva 77/388/CEE no que respeita às regras relativas ao lugar de entrega do gás natural e da electricidade<sup>28</sup>. Esta harmonização pretende eliminar problemas de ausência de tributação ou dupla tributação e distorções de concorrência. Tem também como objectivo facilitar o funcionamento do mercado interno da energia.

### TRIBUTAÇÃO DOS PRODUTOS ENERGÉTICOS

Foi aprovada a Directiva 2003/96/CE do Conselho, de 27 de Outubro, que reestrutura o quadro Comunitário de Tributação dos Produtos Energéticos e da Electricidade e que pretende estabelecer um regime global para a tributação dos produtos energéticos, de forma a melhorar o funcionamento do mercado interno, incentivando também comportamentos que protejam o ambiente.

Em 1997, a Comissão apresentou uma proposta de Directiva do Conselho que reestrutura o quadro comunitário de tributação dos produtos energéticos<sup>29</sup>, como objectivo de estabelecer um regime global para a tributação dos produtos energéticos, de forma a melhorar o funcionamento do mercado interno, incentivando também comportamentos de protecção ambiental. Após a aprovação do Parlamento Europeu, a 24 de Setembro de 2003, a Directiva 2003/96/CE foi aprovada pelo Conselho a 27 de Outubro do mesmo ano.

---

<sup>27</sup> Publicada no Jornal Oficial da União Europeia L 220 de 3 de Setembro de 2003, p 7.

<sup>28</sup> Publicada no Jornal Oficial da União Europeia L 260 de 11 de Outubro de 2003, p 8.

<sup>29</sup> COM (97) 30 final.

Esta Directiva, que entra em vigor a 1 de Janeiro de 2004, vem estender o regime de taxas mínimas a todos os produtos energéticos<sup>30</sup>, nomeadamente o carvão, o gás natural e a electricidade. Pretende-se reduzir as distorções de concorrência entre:

- Os Estados-Membros derivadas da aplicação de diferentes taxas;
- Os óleos minerais e os outros produtos energéticos.

Esta Directiva visa também aumentar o incentivo à utilização mais eficiente da energia e permitir aos Estados-Membros oferecer incentivos fiscais às empresas de forma a que estas reduzam as suas emissões poluentes.

Os produtos energéticos serão tributados somente quando utilizados como carburante ou para produção de calor e não quando usados como matéria prima, na redução química e em processos electrolíticos e metalúrgicos. No entanto, o gás natural, cujos códigos são NC 2711 11 00 ou NC 2711 21 00, não é considerado produto energético, para efeitos da presente Directiva, conforme o n.º 1 do artigo 2.º. No entanto, ao abrigo do n.º 3 do mesmo artigo, o gás natural deverá ser tributado com as mesmas taxas aplicadas aos carburantes ou produtos energéticos equivalentes, consoante os casos. Esta Directiva aplica-se também à electricidade.

Por regra, os níveis de tributação aplicados pelos Estados-Membros não podem ser inferiores aos níveis mínimos estabelecidos na Directiva. No entanto, os Estados-Membros podem aplicar isenções ou reduções do nível de tributação quer directamente, quer através de taxas diferenciadas ou reembolso da totalidade ou de parte do montante imposto. Estas taxas diferenciadas podem ser aplicadas, sob controlo fiscal e desde que sejam compatíveis com o direito comunitário e sejam respeitados os níveis mínimos previstos de tributação, nos seguintes casos:

- As taxas diferenciadas estiverem directamente ligadas à qualidade do produto ou quando dependerem de níveis quantitativos de consumo de electricidade e produtos energéticos utilizados para fins de aquecimento.
- Se aplique a transportes públicos locais de passageiros (incluindo os táxis), recolha de lixo, forças armadas e administração pública, pessoas deficientes, ambulâncias.
- Seja para distinguir entre utilização profissional e utilização não profissional, no caso dos produtos energéticos e da electricidade referidos nos artigos 9.º e 10.º.

---

<sup>30</sup> Anteriormente aplicado somente aos óleos minerais.

Os níveis mínimos de tributação e respectivas datas de aplicação aos carburantes estão indicados no Quadro 2-16:

**Quadro 2-16 - Níveis mínimos de tributação dos carburantes**

	1 de Janeiro de 2004	1 de Janeiro de 2010
Gás Natural (€/GJ de PCS)	2,6	2,6

Os níveis mínimos de tributação dos carburantes para fins específicos estão indicados no Quadro 2-17:

**Quadro 2-17 - Níveis mínimos de tributação dos carburantes para fins especiais**

	1 de Janeiro de 2004
Gás Natural(€/GJ de PCS)	0,3

Os níveis mínimos de tributação aplicáveis aos combustíveis de aquecimento são os fixados no Quadro 2-18:

**Quadro 2-18 - Níveis mínimos de tributação dos combustíveis de aquecimento**

	Utilização por empresas	Não empresas
Gás Natural(€/GJ de PCS)	0,15	0,3
Electricidade (€/MWh)	0,5	1,0

Os Estados-Membros podem aplicar, sob controlo fiscal, isenções totais ou parciais ou reduções do nível de tributação a:

- Gás natural, nos Estados-Membros em que a sua parte no consumo de energia final não tenha excedido 15 %, em 2000 - As isenções totais ou parciais ou as reduções podem ser aplicadas por um período máximo de 10 anos, a contar da data de entrada em vigor da Directiva ou até que a parte nacional do gás natural no consumo de energia final atinja os 25%, consoante o que ocorrer primeiro. Porém, assim que a contribuição do gás natural atinja os 20%, o Estado-Membro em questão aplicará um nível de tributação estritamente positivo, que aumentará anualmente, para atingir, pelo menos, a taxa mínima, no fim dos 10 anos acima referidos.

- Gás natural consumido pelos agregados familiares e/ou utilizados por organizações de beneficência reconhecidas pelo Estado-Membro interessado - Neste último caso, a isenção ou redução pode ser limitada a actividades não profissionais e em caso de utilização mista, a carga tributária será proporcional a cada tipo de utilização, podendo uma delas ser considerada nula se for insignificante.
- Gás natural e GPL utilizados como carburantes.

Esta Directiva prevê derrogações. Neste âmbito, Portugal está autorizado a continuar a, entre outros:

- Isentar imposto especial de consumo sobre o GPL, o gás natural e o metano utilizados como combustível nos veículos de transporte público local;
- Aplicar taxas reduzidas de imposto especial de consumo ao fuelóleo pesado, a fim de incentivar a utilização de combustíveis mais respeitadores do ambiente. Essa redução encontra-se directamente ligada ao teor de enxofre e a taxa dos impostos especiais aplicada ao fuelóleo pesado deverá corresponder à taxa mínima dos impostos especiais sobre o fuelóleo pesado prevista na legislação comunitária.

Estas autorizações de redução dos níveis de tributação ou de isenções, no caso do gás natural, caducam em 31 de Dezembro de 2006, sob reserva de análise prévia pelo Conselho, com base numa proposta da Comissão.

Dentro dos períodos transitórios estabelecidos, os Estados-Membros devem reduzir progressivamente as respectivas diferenças em relação aos novos níveis de tributação mínimos. Todavia, quando a diferença entre o nível nacional e o nível mínimo não exceder 3 % desse nível mínimo, Estado-Membro em causa poderá esperar até ao final do período para ajustar o seu nível nacional.

### 2.1.2 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO NACIONAL

A opção política da introdução do gás natural em Portugal teve consagração legislativa expressa com a publicação do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, que definiu o regime de importação, armazenagem e tratamento, e distribuição de gás natural.

A justificação preambular deste diploma reconheceu a importância do gás natural para o desenvolvimento do País e para o bem estar das populações. Esta importância assenta nas razões que o próprio preâmbulo enuncia nos seguintes termos:

- Diversificação das fontes energéticas.
- Segurança do aprovisionamento.
- Introdução de uma forma de energia mais limpa e, por conseguinte, mais amiga do ambiente.
- Valia das qualidades intrínsecas do gás natural.
- Disponibilização de uma forma de energia que pelas suas qualidades intrínsecas e maleabilidade de utilização constitui um factor indutor do desenvolvimento industrial, social e económico do País.

O regime jurídico aprovado por este diploma elevou o exercício das actividades de importação, armazenagem e tratamento, transporte e distribuição de gás natural à natureza de serviço público, a prestar por empresas vocacionadas para o efeito, mediante a atribuição de concessões de serviço público, atribuídas pelo Conselho de Ministros na sequência de realização de concurso público.

Na organização deste sector, o diploma definiu dois tipos de concessões:

- Concessão de importação, armazenagem e tratamento do gás natural liquefeito e seu transporte.
- Concessões de distribuição regional de gás natural.

A importância do projecto de introdução do gás natural em Portugal levou o legislador a conferir-lhe um elenco de direitos proporcionais a esta importância, nomeadamente:

- A utilização do domínio público.
- O recurso à expropriação por utilidade pública dos imóveis e o estabelecimento de servidões.
- A fixação de um procedimento administrativo especial e coordenado destinado à aprovação das infra-estruturas que compõem o sistema do gás natural.
- O acesso a incentivos comunitários.
- A isenção do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP).
- A redução do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA).

O referido diploma remeteu para regulamentação autónoma a definição do regime dos concursos públicos das concessões e respectivas condições, bem como as condições do reconhecimento dos grupos profissionais que exercem as suas actividades no âmbito dos projectos e das instalações de gás natural.

À luz dos princípios estabelecidos no mesmo diploma, foram regulamentadas as bases das concessões:

- Da importação, armazenagem e tratamento do gás natural e do seu transporte, pelo Decreto-Lei n.º 285/90, de 18 de Setembro<sup>31</sup>;
- Da distribuição regional de gás natural, pelo Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro<sup>32</sup>.

O Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 7/2000, de 3 de Fevereiro, estabeleceu os princípios a que devem obedecer o projecto, a construção e a manutenção do sistema de gás natural e aprovou um procedimento administrativo especial para o licenciamento das instalações. Ao abrigo desse diploma foi publicado um conjunto de regulamentos técnicos abrangendo a construção e a exploração das diversas instalações do sistema. Relacionado com os objectivos deste diploma, em especial com a segurança das instalações, o Decreto-Lei n.º 262/89, de 17 de Agosto, aprovou o estatuto dos grupos profissionais associados à indústria dos gases combustíveis.

A adjudicação da concessão da importação, armazenagem e tratamento do gás natural e do seu transporte, atribuída por concurso público à Natgás, S.A., foi revogada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 14/93, de 11 de Fevereiro, em virtude de esta entidade não ter cumprido os pressupostos necessários para celebração do contrato de concessão. Esta circunstância levou o Governo a reformular o projecto do gás natural quanto ao aprovisionamento e recepção do gás em território nacional, que passou a ser feito inicialmente através de gasoduto por Espanha.

A redefinição do projecto determinou alterações legislativas, nomeadamente quanto às bases da referida concessão, bem como à previsão legal da sua atribuição por ajuste directo, justificado por exigências de celeridade de execução do projecto devido à necessidade de aproveitamento em tempo útil dos fundos comunitários disponibilizados para o seu financiamento.

Por estas razões, o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, sofreu alterações pelo Decreto-Lei n.º 274-A/93, de 4 de Agosto, passando a redefinir o regime da concessão do transporte e a possibilitar a sua atribuição mediante ajuste directo. Na sequência destas alterações, o Decreto-Lei n.º 274-B/93, de 4 de Agosto, estabeleceu as regras aplicáveis ao ajuste directo e o Decreto-Lei n.º 274-C/93, igualmente de 4 de Agosto, aprovou as novas “Bases da concessão do serviço

---

<sup>31</sup> O concurso de atribuição foi estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 284/90, de 18 de Setembro.

<sup>32</sup> O concurso de atribuição foi estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 32/91, de 16 de Janeiro.



público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão”.

A referida concessão passou a ter como objecto:

- O aprovisionamento de gás natural no estado gasoso ou líquido (GNL) e a sua colocação em território nacional.
- As actividades de recepção, armazenagem, tratamento e regaseificação de GNL.
- O transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural em alta pressão.

No âmbito desta concessão, o fornecimento incluiu as concessionárias das redes de distribuição regional e os grandes consumidores directos, sendo como tal considerados os que anualmente consomem quantidades de gás natural iguais ou superiores a 2 milhões de metros cúbicos.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, alterou o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, introduzindo o regime de atribuição de licenças, em coexistência com o regime de concessões, para a implantação e exploração de redes locais autónomas a partir de unidades autónomas de gás natural liquefeito (UAG), bem como para postos de enchimento de veículos com gás natural. Os regimes destas licenças foram regulamentados pela Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro e pela Portaria n.º 468/2002, de 24 de Abril.

O Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, procedeu à transposição da Directiva n.º 98/30/CE, de 22 de Junho, do Parlamento Europeu, que estabeleceu as regras comuns para a concretização de um mercado concorrencial de gás natural inserido no objectivo da criação do Mercado Interno de Energia. Este Decreto-Lei estabeleceu as regras aplicáveis à organização e ao funcionamento do sector do gás natural. Quanto à organização, remeteu para o regime estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro. Quanto ao funcionamento, estabeleceu os mecanismos aplicáveis ao sector do gás natural, prevendo uma entidade administrativa de regulação para assegurar a sua aplicação.

A regulação do sector do gás natural, anunciada expressamente no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, e prevista no seu normativo, foi atribuída à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) que resultou da transformação da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, operada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

Para prossecução das suas atribuições, a ERSE tem um conjunto de competências enunciadas nos seus Estatutos, nomeadamente no domínio regulamentar. Nesta matéria, cabe à ERSE elaborar e aprovar os seguintes regulamentos:

- Regulamento do acesso às redes, às interligações e às instalações de armazenagem.
- Regulamento de relações comerciais.

- Regulamento da qualidade de serviço<sup>33</sup>.
- Regulamento tarifário

Quanto ao regulamento tarifário, os estatutos da ERSE conferem-lhe a competência para homologar ou fixar as tarifas propostas pelas entidades concessionárias das redes de distribuição regional ou das entidades titulares de licenças de redes locais autónomas de serviço público para o fornecimento de gás aos consumidores industriais, comerciais e domésticos. Até ao término do estatuto de mercado emergente, estas competências cabem ao Governo ou à Direcção-Geral de Geologia e Energia nos termos dos respectivos estatutos de concessão.

No Anexo 3 apresenta-se, por ordem cronológica, a lista da legislação e da regulamentação aplicável ao sector do gás natural. O quadro legislativo enunciado será objecto de revisão, quanto à organização e funcionamento do sector, por força da obrigação da transposição da Directiva 2003/55/CE que estabeleceu as novas regras comuns do Mercado Interno de gás natural.

---

<sup>33</sup> A 2 de Setembro de 2002, a Direcção-Geral de Energia (DGE) publicita, através do Despacho n.º 19 408/2000 (Diário da República – 2.ª Série) e disponibiliza, na sua página na Internet, um regulamento sobre qualidade de serviço do gás natural, aplicável às entidades concessionárias e às entidades titulares de licenças de serviço público, estabelecendo padrões mínimos de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial.

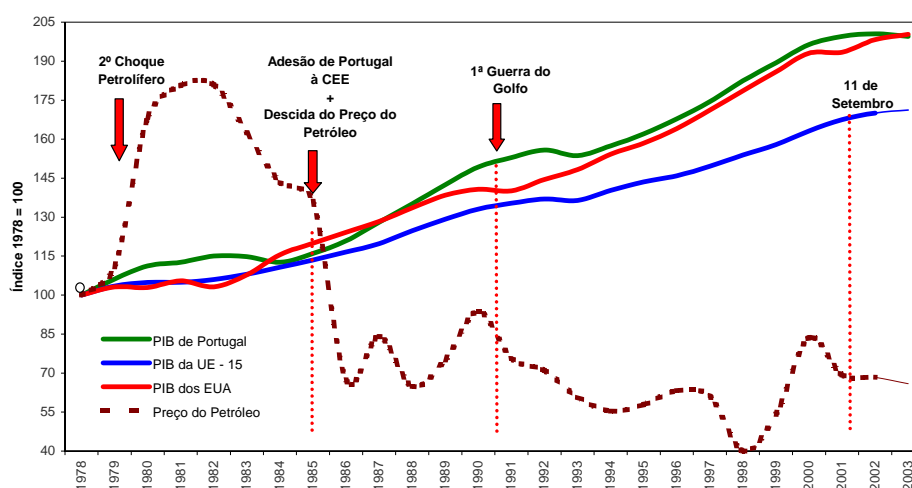
## 2.2 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO

A procura de gás natural, como qualquer outra forma de energia, tem uma relação biunívoca com a economia: por um lado, o nível da procura depende do estágio de desenvolvimento económico, da taxa de crescimento da economia e da competitividade do seu preço relativamente aos dos outros combustíveis alternativos; por outro lado, o modo de desenvolvimento do sector do gás natural pode influenciar o desenvolvimento económico na medida em que pode introduzir um factor de aumento de produtividade no tecido produtivo. No caso de Portugal, em que o gás natural foi introduzido mediante um projecto apoiado pelo próprio Governo e pela União Europeia, um dos objectivos a prosseguir era o de oferecer à economia nacional uma forma de energia mais competitiva e facilitadora do seu crescimento.

Neste capítulo dá-se uma breve descrição da evolução da economia Portuguesa nas últimas duas décadas e tenta-se dar uma noção do possível contributo directo do sector do gás natural para a economia.

Nos últimos vinte e cinco anos a economia portuguesa praticamente duplicou a sua riqueza, o que corresponde a uma taxa média anual do Produto Interno Bruto (PIB) de 2,8%. No mesmo período verificou-se um crescimento de 2,25% na União Europeia e de 3% nos Estados Unidos da América, o preço real do petróleo baixou quase 34%. A Figura 2-1 ilustra o comportamento das variáveis referidas, destacando-se algumas datas chave da respectiva evolução.

**Figura 2-1 - Evolução real do Produto Interno Bruto e do preço do barril de petróleo (1978 = 100)**



Fonte: INE, Banco de Portugal e Comissão Europeia

Em Portugal, a análise do crescimento económico nestes últimos vinte e cinco anos pode ser dividido nos seguintes períodos:

- 1978 a 1985 caracterizado por crescimento irregular.
- 1986 a 1992 caracterizado por franco crescimento.
- 1993 com uma recessão.
- 1994 a 2000 retoma do crescimento.
- 2001 e 2002 de abrandamento, que se prevê continuar em 2003.

No Quadro 2-19 apresenta-se a evolução do PIB e das suas principais componentes em Portugal e na União Europeia. Até 2000, e para os diferentes períodos, as taxas médias anuais reais dos diferentes agregados são superiores em Portugal face à UE. Esta é uma situação esperada dado a economia portuguesa se encontrar num nível de desenvolvimento económico inferior ao da UE, registando um efeito marginal mais significativo. Observou-se, assim, um processo de convergência real com a economia europeia, contrariado em 1993, ano em que os efeitos negativos da recessão foram mais sentidos em Portugal que na UE. A partir de 2001 a economia portuguesa passou a crescer menos que a média da UE.

**Quadro 2-19 - Principais indicadores económicos – taxas médias anuais reais (%)**

	Portugal						União Europeia					
	PIB	Cons. Privado	Cons. Público	FBCF	Expor- tações	Impor- tações	PIB	Cons. Privado	Cons. Público	FBCF	Expor- tações	Impor- tações
<b>1978 a 1985</b>	2,2%	1,2%	4,8%	-2,3%	9,1%	2,2%	1,8%	1,8%	2,2%	0,2%	4%	3%
<b>1986 a 1992</b>	4,3%	4,9%	5,2%	8,1%	7,5%	13,1%	2,7%	3,1%	2,1%	3,9%	5,4%	6,4%
<b>1993</b>	-1,4%	-0,8%	-0,2%	-5,8%	-3,3%	-3,3%	-0,4%	-0,3%	1,2%	-6,4%	1,7%	-3,1%
<b>1994 a 2000</b>	3,7%	3,3%	3,2%	7,6%	7,3%	8,5%	2,5%	2,7%	1,5%	4,1%	7,9%	8,2%
<b>2001 e 2002</b>	0,5%	0,7%	1,4%	-4,4%	2,6%	0,2%	1,5%	1,4%	2,2%	-1,9%	0,6%	-0,2%

Fonte: Comissão Europeia

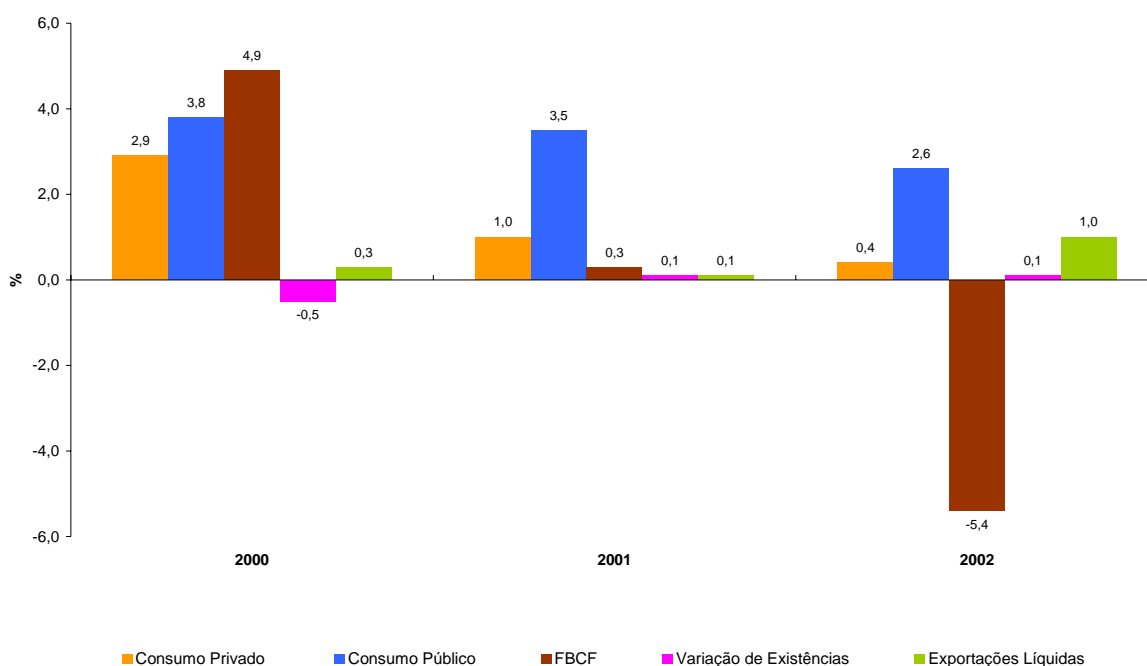
O ritmo de crescimento da economia portuguesa, entre 2000 e 2002, foi principalmente marcado pelo comportamento do agregado Consumo, tanto Privado como Público, sendo que o papel do Investimento (FBCF + Variação de Existências) foi, até 2000, também relevante. De facto, como ilustra a Figura 2-2, todos os componentes registam uma variação negativa da respectiva contribuição para o crescimento do

PIB, com a excepção das Exportações Líquidas, que em 2002 registaram uma taxa de crescimento positiva face a 2001.

Em 2002, o PIB *per capita* português, valorizado a preços correntes, foi cerca de 53% da média da UE15 evidenciando uma ligeira melhoria face a anos anteriores. A referida valorização, feita através da Paridade do Poder de Compra, mostra o PIB *per capita* português mais perto da média da UE15 representando cerca de 72%, conforme se pode observar na Figura 2-3.

O Consumo Privado regista nos últimos anos um ritmo mais lento de crescimento, conforme ilustrado na Figura 2-4. O comportamento deste agregado económico continua a reflectir o pessimismo dos agentes económicos, observado nos baixos níveis de confiança dos consumidores, para o que muito contribuiu o elevado nível de endividamento das Famílias face ao respectivo Rendimento Disponível. Esta situação não tem sido ainda mais penalizadora para os agentes económicos devido à contínua descida das taxas de juro.

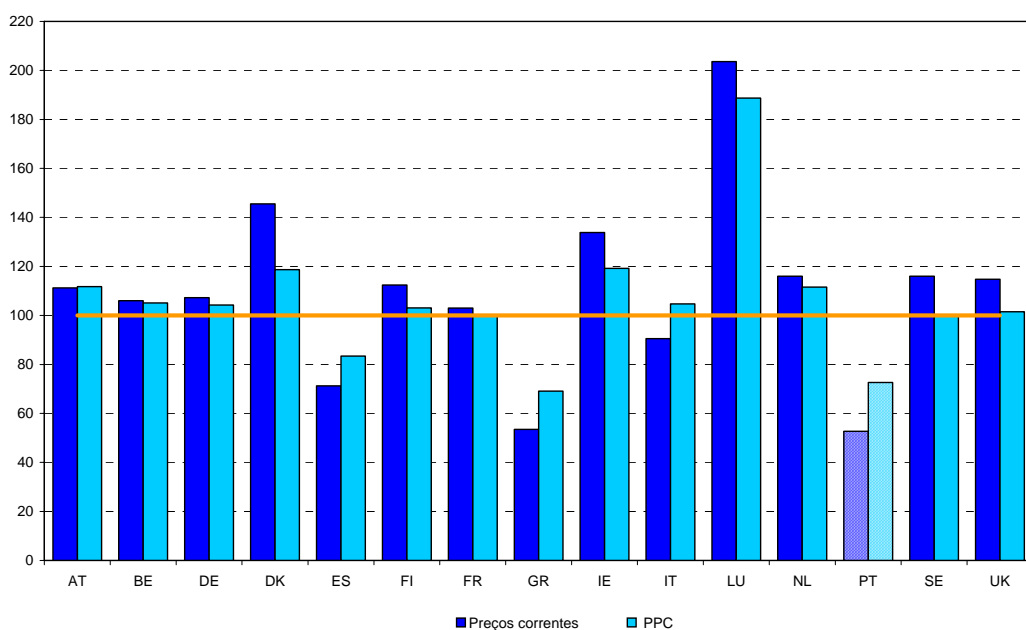
**Figura 2-2 - Contribuições para o crescimento do PIB – taxas de crescimento (%)**



\* PIB = Consumo Privado + Consumo Público + FBCF + Variação de Existências + Exportações Líquidas

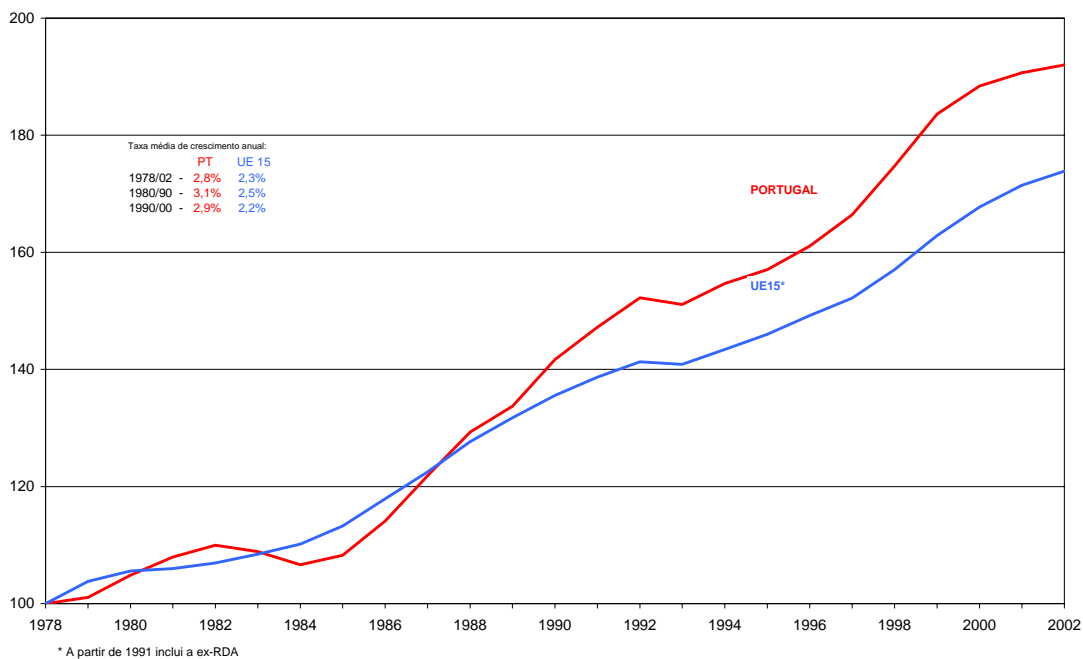
Fonte: Banco de Portugal

**Figura 2-3 - Produto Interno Bruto per capita em 2002  
(UE 15 = 100)**



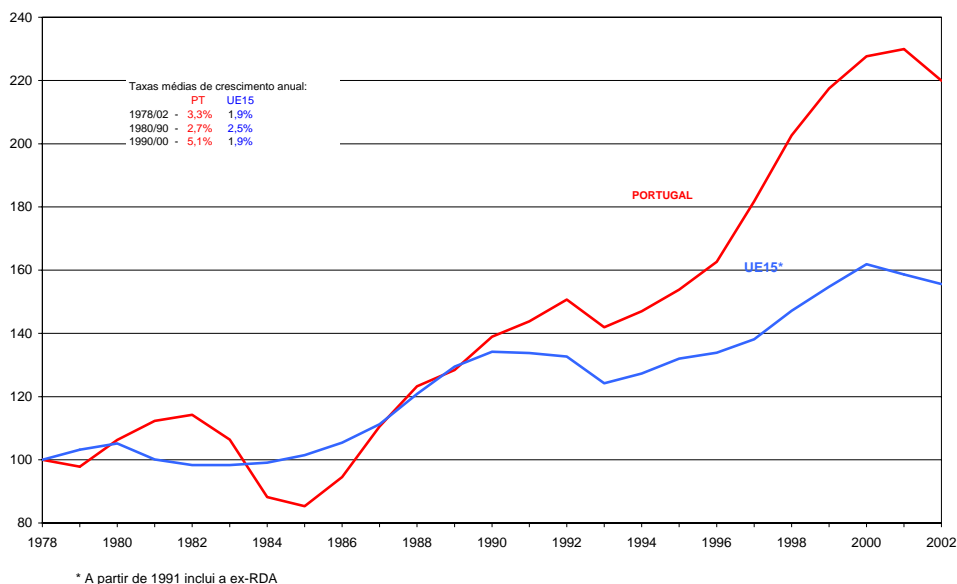
Fonte: Comissão Europeia

**Figura 2-4 - Evolução real do Consumo Privado  
(1978 = 100)**



Fonte: INE, Banco de Portugal e Comissão Europeia

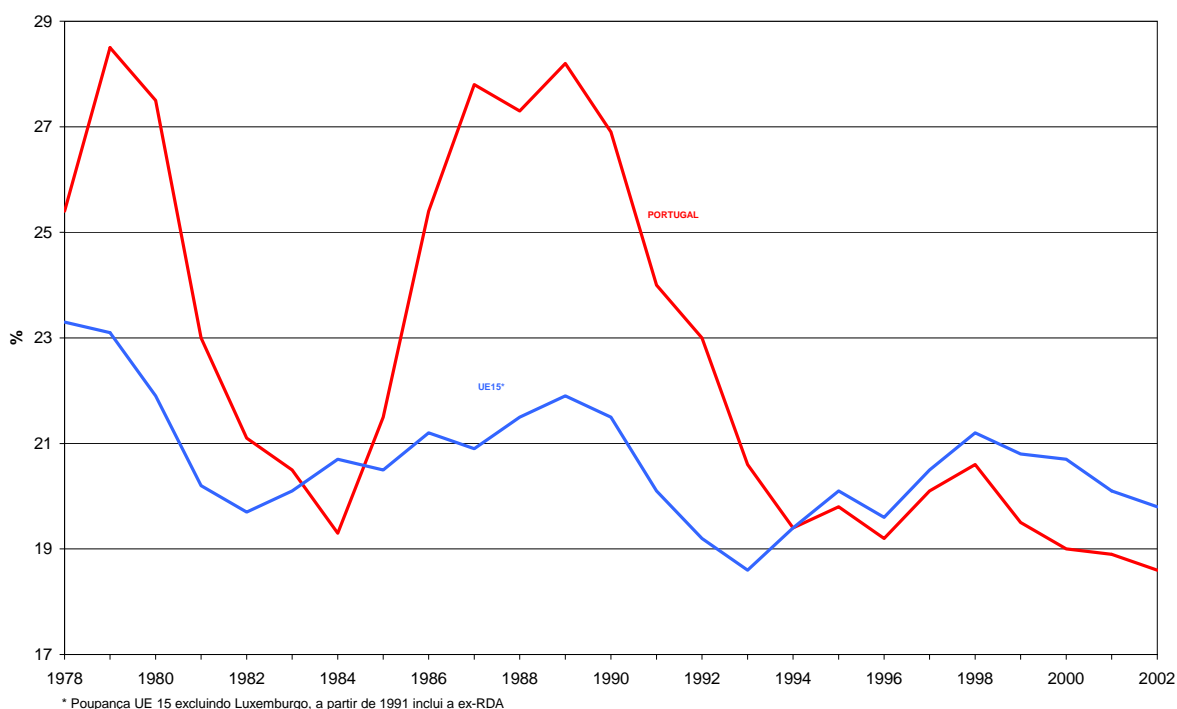
**Figura 2-5 - Evolução real da Formação Bruta de Capital Fixo  
(1978 = 100)**



Fonte: INE, Banco de Portugal e Comissão Europeia

A formação bruta de capital fixo (FBCF), agregado que reflecte a concretização do investimento num determinado espaço económico, tem vindo a registar desde 2000 uma evolução negativa, tanto em Portugal como na UE15, conforme se pode observar na Figura 2-5. Esta situação, que não se registava desde 1993, é mais significativa em Portugal que no conjunto dos países da União Europeia. Em 2002, Portugal regista, pela primeira vez desde 1994, uma taxa de crescimento do investimento menor que a verificada na UE (-4,4% face a -1,9%).

A redução do peso da Poupança no PIB, que se tem vindo a observar em Portugal desde 1998, parece estar a diminuir em consonância com a verificada diminuição do Consumo Privado. Como pode ser observado na Figura 2-6 embora este rácio continue inferior aos valores verificados para a média dos países da União Europeia, os valores registados em 2002 (18,6% em Portugal e 19,8% na UE15) representam o menor diferencial dos últimos anos.

**Figura 2-6 - Evolução do peso da Poupança no PIB**


Fonte: Comissão Europeia

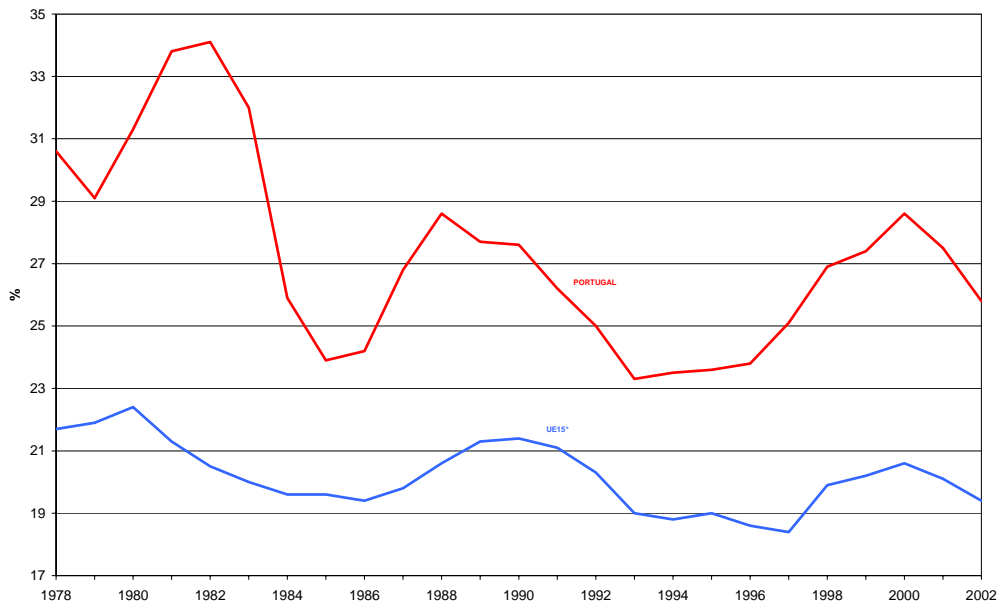
No que diz respeito ao peso da FBCF no PIB (Figura 2-7) verifica-se o comportamento cíclico negativo já anteriormente observado quando da avaliação da evolução real deste agregado (Figura 2-5). Em Portugal, o peso da FBCF no PIB é superior ao verificado na média dos países da UE, sendo o diferencial relativamente constante, em torno de 7%, desde 1997.

Desde 2000, a evolução do peso dos salários no PIB em Portugal tem vindo a diminuir, embora continue superior ao verificado na União Europeia, onde em igual período se registou uma ligeira variação positiva, como se pode observar na Figura 2-8. De facto, a tendência de subida do peso dos salários no PIB que se vinha a verificar em Portugal desde 1995, foi interrompida em 2000, contrariamente ao que ocorreu na UE.

A taxa de inflação, tendo como indicador o Deflactor do Consumo Privado, regista desde 1990 uma acentuada descida, interrompida em 1997, como se pode observar na Figura 2-9. Os actuais valores são, no entanto, inferiores aos do início da década de 90. Desde 2001, a evolução da inflação abrandou, assim como diminuiu o diferencial entre a inflação registada em Portugal e a registada no conjunto dos países da União Europeia. Para tal contribuiu a desaceleração do ritmo de crescimento dos respectivos espaços económicos, a diminuição do preço do petróleo e a evolução da taxa de câmbio Euro/Dólar americano, como ilustra a Figura 2-10.

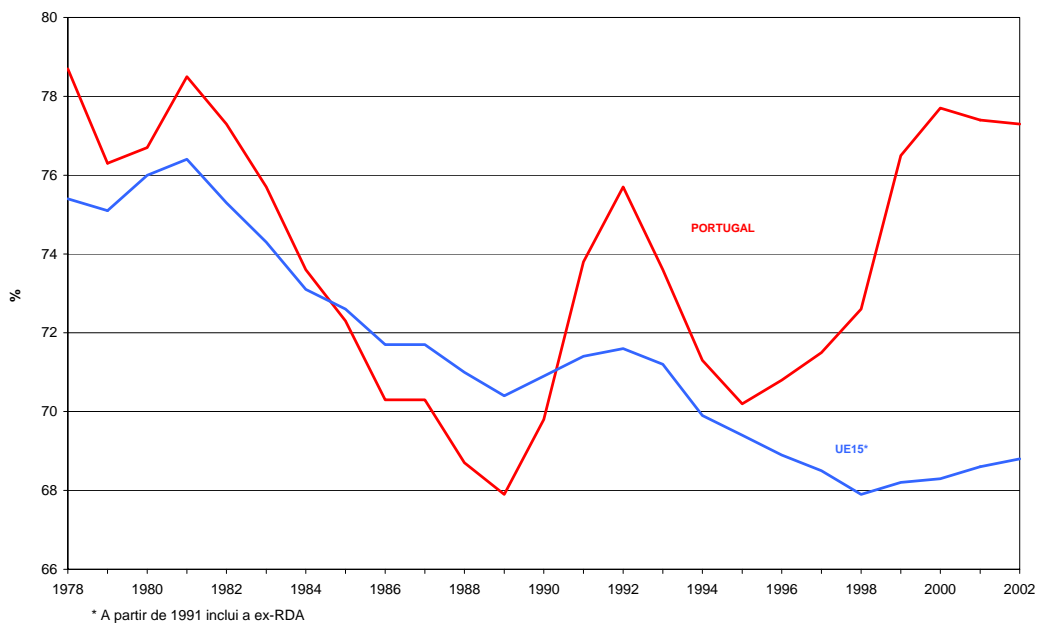


**Figura 2-7 - Evolução do peso da Formação Bruta de Capital Fixo no PIB**



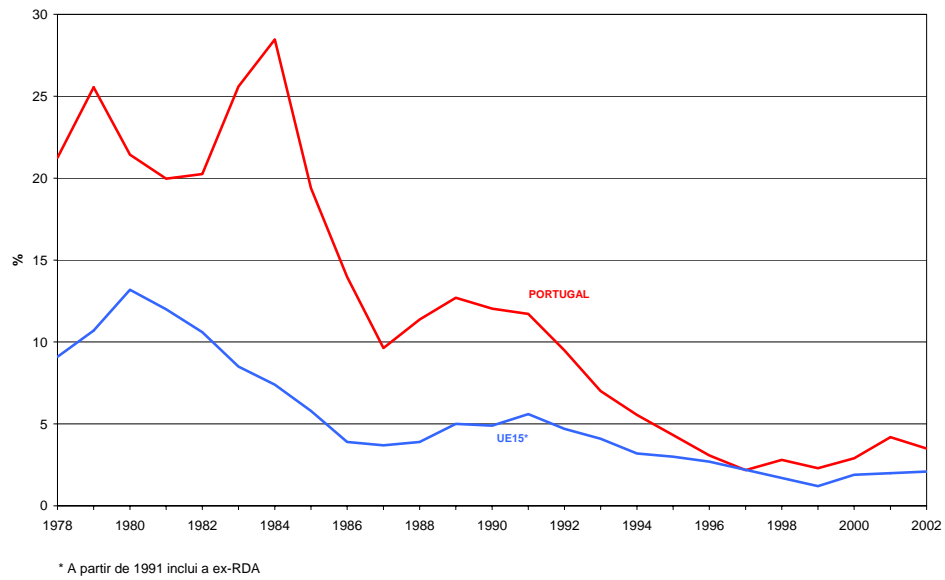
Fonte: Comissão Europeia

**Figura 2-8 - Evolução do peso dos salários no PIB**



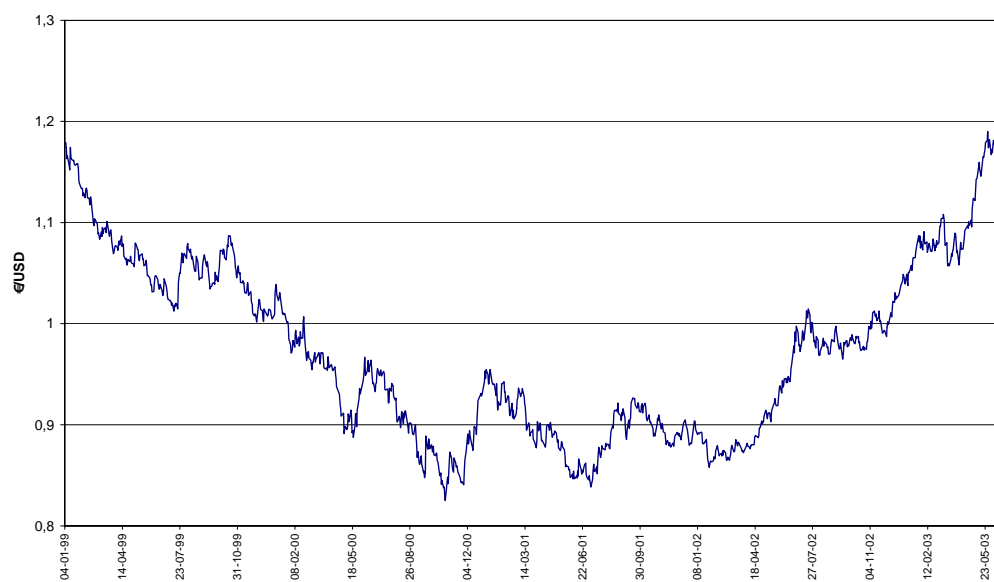
Fonte: Comissão Europeia

**Figura 2-9 - Evolução do Deflactor do Consumo Privado**



Fonte: Comissão Europeia

**Figura 2-10 - Evolução diária da taxa de câmbio Euro / Dólar americano**



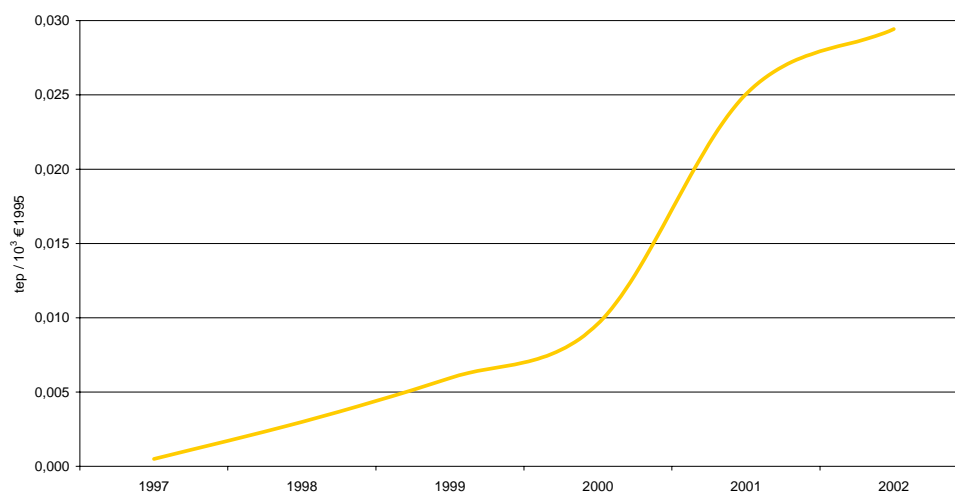
Fonte: BCE

A introdução do gás natural em Portugal ocorreu numa fase de baixa do preço do petróleo (que atingiu o mínimo em 1998), o que ajudou à sua competitividade nos dois primeiros anos. Concomitantemente com a subida do preço do gás natural a partir de 1998 o crescimento do PIB português entra em abrandamento.

A evolução do consumo de gás natural em Portugal evidencia todas as características típicas de um produto na fase inicial do respectivo ciclo de vida. De facto, só um produto novo e indutor de oportunidades, nomeadamente opções tecnológicas de aquecimento e produção de energia eléctrica recorrendo a centrais de ciclo combinado, consegue registar uma taxa média de crescimento anual de 133%, de 1997 a 2002. A actual fase do projecto, em consolidação, torna difícil o estabelecimento de tendências e padrões de crescimento significativos.

A intensidade do gás natural definida pelo rácio entre o consumo de gás natural e o PIB, conforme se apresenta na Figura 2-11, regista aumentos muito significativos, principalmente a partir de 2000, evidenciando a crescente presença deste combustível na economia portuguesa.

**Figura 2-11 - Intensidade do gás natural**



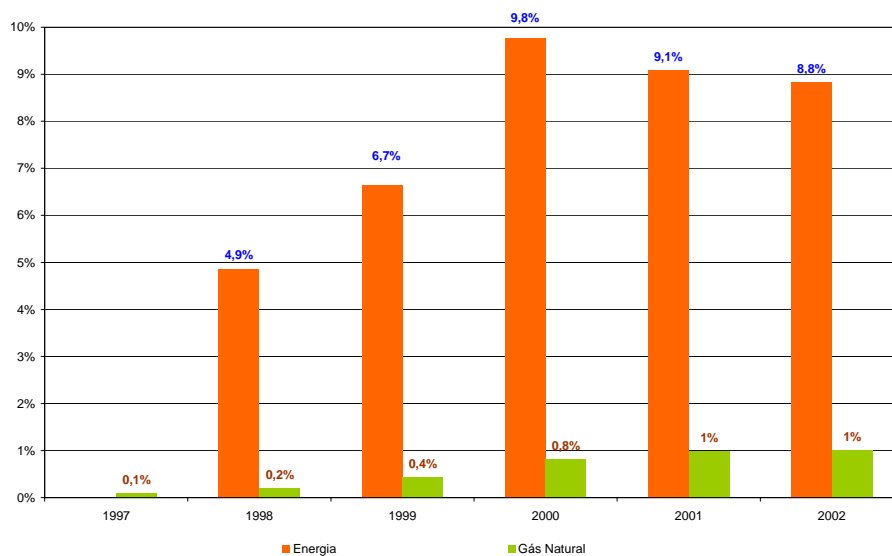
Fonte: INE e DGE

Sendo a maioria das fontes de energia primária importadas<sup>34</sup>, é relevante conhecer o peso das referidas importações no total das importações nacionais, em particular o do gás natural. A Figura 2-12 ilustra estas evoluções. O peso das importações de energia registou uma evolução crescente até 2000, atenuando em 2001 e 2002, face à diminuição do preço do petróleo e, por consequência, do gás natural.

<sup>34</sup> Considera-se importações de energia a soma das importações de petróleo bruto, refinados, energia eléctrica, carvão e gás natural.

As importações de gás natural têm vindo a aumentar continuamente desde 1997, representando, em 2001 e 2002, cerca de 1% das importações totais nacionais (Figura 2-12), e cerca de 11,4% das importações de energia (Figura 2-13).

**Figura 2-12 - Peso das importações de energia e de gás natural no total de importações CIF**

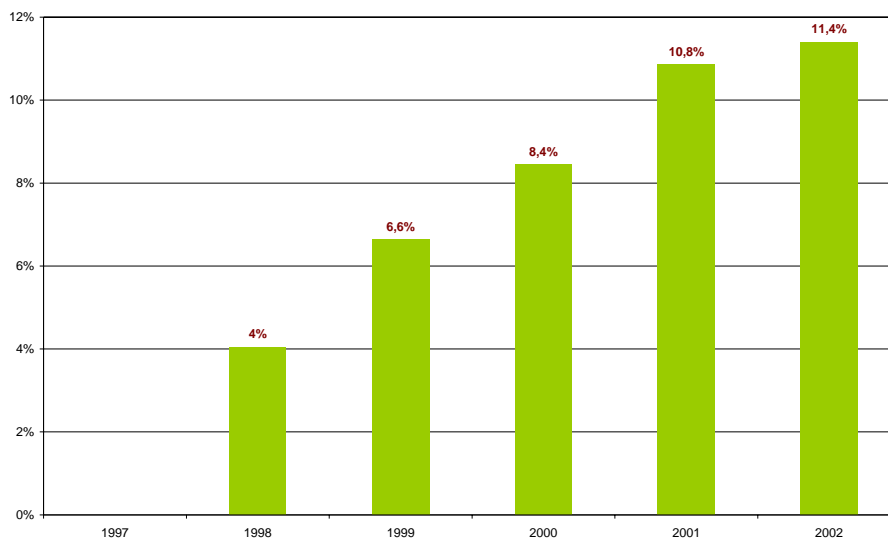


Fonte: Banco de Portugal, DGE e Transgás

A Figura 2-14 mostra que, excluindo o sector de produção de electricidade, é o sector da Indústria que regista maior consumo de gás natural, seguido de longe pelos sectores Doméstico e dos Serviços.

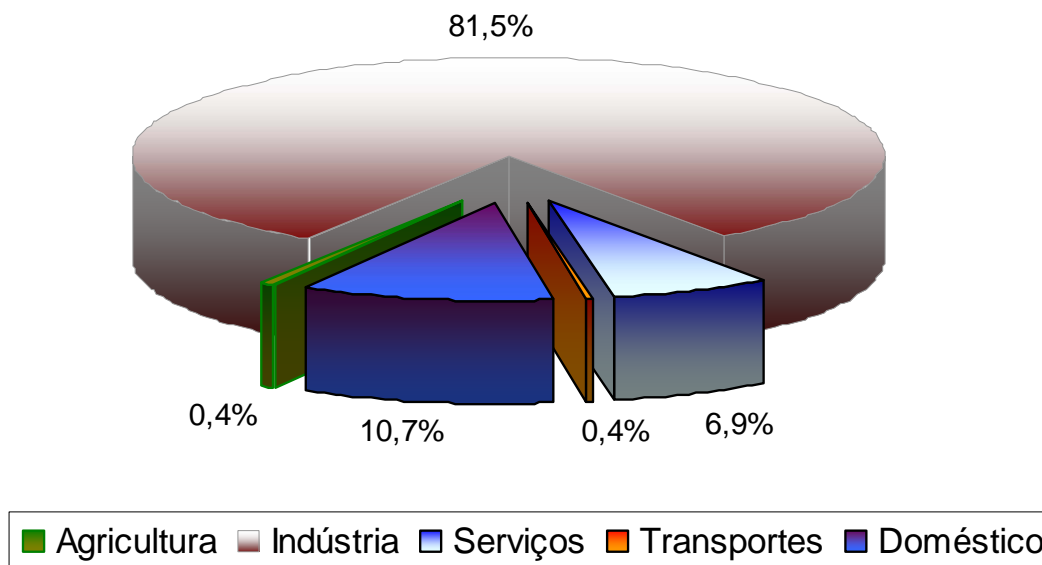
Esta estrutura de consumo revela a importância da introdução do gás natural em Portugal para a diversificação energética da indústria, reforçando a segurança de abastecimento e a competitividade da economia.

**Figura 2-13 - Peso das importações de gás natural no total de importações de energia**



Fonte: DGE

**Figura 2-14 - Estrutura do consumo final de gás natural, 2001**



Fonte: Balanço Energético 2000, DGE

A participação do sector do gás natural na geração de riqueza na economia portuguesa é medida através do peso do Valor Acrescentado Bruto (VAB) do sector no VAB nacional. O VAB<sup>35</sup> do sector do gás natural é aqui representado pelas empresas transportadora e de distribuição. O VAB nacional corresponde ao PIB avaliado a preços correntes.

O Quadro 2-20 mostra a riqueza gerada pelo sector do gás natural e o respectivo peso no total da riqueza nacional. Embora os valores sejam relativamente baixos, a respectiva variação tem sido significativa registando desde 1999 uma taxa média de crescimento anual de 11%. No entanto, considerando a população activa nacional e a empregada no sector do gás natural, o nível de riqueza gerada por unidade de trabalho neste sector é quase dez vezes superior ao da economia.

**Quadro 2-20 - Participação do sector do gás natural na riqueza nacional**

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

	1999	2000	2001	2002
<b>VAB Gás Natural</b>	121 083	133 036	130 972	190 707
<b>PIB pcorrentes</b>	108 029 700	115 545 900	123 053 800	129 280 100
<b>VAB/PIB (%)</b>	0,11%	0,12%	0,11%	0,15%

Fonte: INE, Empresas do sector

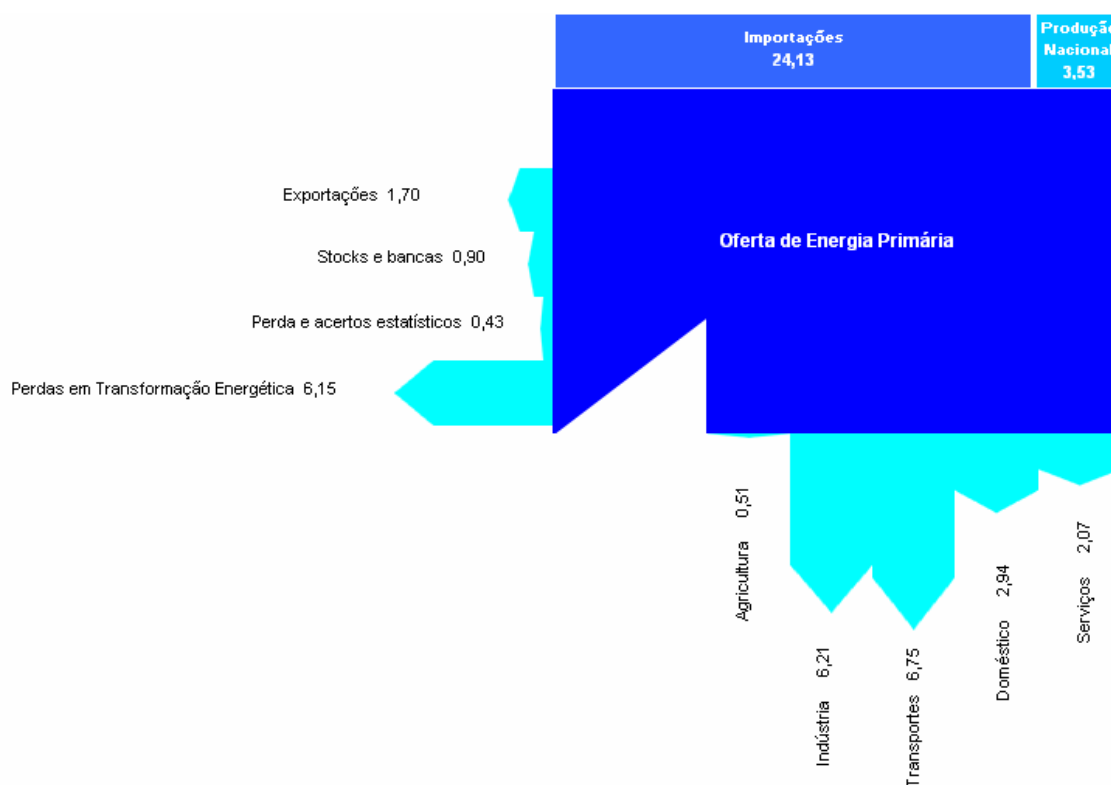
<sup>35</sup> VAB<sub>i</sub> =Vendas<sub>i</sub> + Prestações de serviços<sub>i</sub> + Regularização de existências<sub>i</sub> + Trabalhos para a própria empresa<sub>i</sub> – Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas<sub>i</sub> – Fornecimentos e serviços externos<sub>i</sub> – Impostos indirectos<sub>i</sub> – Outros custos<sub>i</sub> .

### 2.3 ENQUADRAMENTO ENERGÉTICO

A estrutura do balanço energético nacional tem-se caracterizado nos últimos anos pela manutenção da importância do petróleo no conjunto das fontes primárias, atenuada desde 1997 pela introdução do gás natural. Em termos de energia final, tem-se verificado o crescente peso do sector dos transportes em detrimento do da indústria.

Na Figura 2-16 e na Figura 2-15 apresentam-se os principais fluxos do balanço energético nacional relativo ao ano de 2001. Relativamente à oferta de energia primária, é possível concluir pelo grande peso das importações. Em termos de utilização, verifica-se que cerca de 24% da energia primária foi absorvida pelo sector energético em consumos para a produção de novas formas de energia e perdas inerentes aos processos do próprio sector. Os sectores da Indústria e Transportes absorvem mais de 70% do consumo final de energia.

Figura 2-15 - Fluxos de Energia em 2001 (Mtep)



Fonte: DGE

Figura 2-16 - Balanço energético em 2001 (Mtep)

Importações		Produção Doméstica		Exportações, Bancas e Stocks	
Carvão	2,96	Carvão	0,00	Carvão	-0,24
Petróleo	18,35	Petróleo	0,00	Exportações	0,00
Electricidade <sup>(1)</sup>	0,32	Hidroelectricidade <sup>(1)</sup>	1,27	Varição de Stocks	-0,24
Gás natural	2,50	Gás natural	0,00	Petróleo	2,55
Outros Produtos	0,00	Outros Produtos	2,27	Exportações	1,40
TOTAL	24,13	TOTAL	3,53	Varição de Stocks	0,47
				Bancas	0,68
				Electricidade <sup>(1)</sup>	0,30
				Exportações	0,30
				Gás natural	0,00
				Varição de Stocks	0,00
				TOTAL	2,61

Oferta de Energia Primária	
Carvão	3,20
Petróleo	15,80
Electricidade <sup>(1)</sup>	1,29
Gás natural	2,51
Gases e outros produtos derivados <sup>(2)</sup>	
Outros Produtos	2,27
TOTAL	25,06

Sector Energético		Consumo Final de Energia			
Consumos:	6,15	POR FORMA DE ENERGIA	POR SECTOR DE ACTIVIDADE		
Para novas formas de energia	3,54	Carvão	0,23	Agricultura e Pescas	0,51
Como matéria prima	1,25	Petróleo	11,35	Indústria	6,21
Sector Energético	1,35	Electricidade <sup>(1)</sup>	3,44	Transportes	6,75
Perdas de Refinaria	0,08	Gás natural	1,21	Serviços	2,07
Perdas de Transporte e Distribuição	0,36	Gases e outros produtos derivados <sup>(2)</sup>	0,02	Doméstico	2,94
Acertos Estatísticos	-0,01	Outros Produtos	2,24	TOTAL	18,47
TOTAL	6,59	TOTAL	18,47	TOTAL	18,47

Notas:

<sup>(1)</sup> 1 GWh = 86 tep

<sup>(2)</sup> Exclui Gás Natural

Outros Produtos = Calor, Lenhas, Licores Sulfíticos

Indústria = Indústria Extractiva + Indústria Transformadora + Construção e Obras Públicas

Fonte: DGE



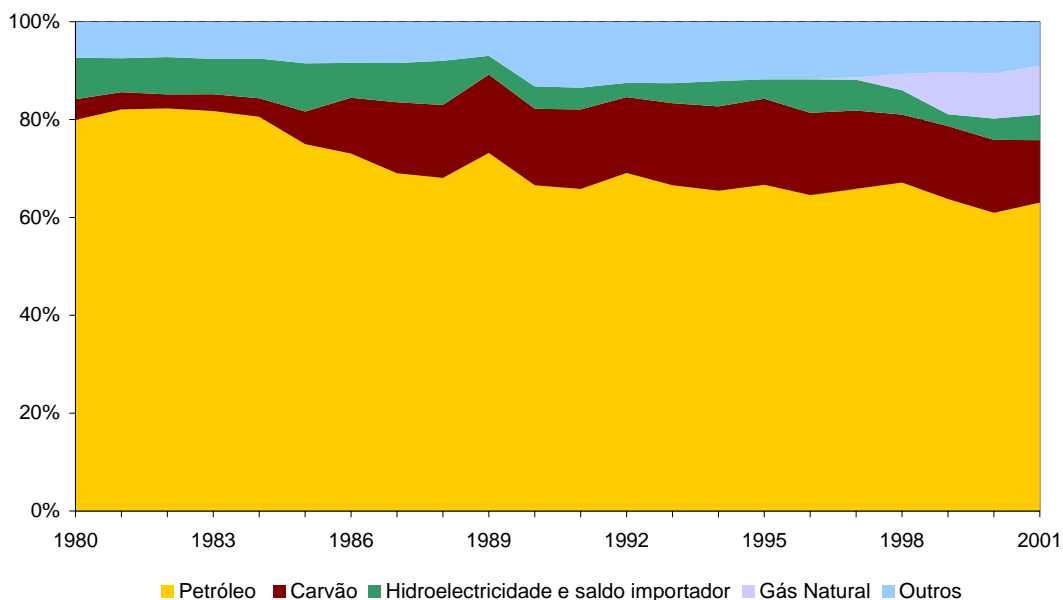
### 2.3.1 ENERGIA PRIMÁRIA

Os choques petrolíferos de 1973/74 e 1979/80 provocaram um movimento de substituição entre as diversas fontes de energia primária e criaram um ambiente propício ao incentivo de políticas destinadas a aumentar a eficiência energética. Como consequência destas medidas, verificou-se na União Europeia uma diminuição do peso do petróleo no consumo de energia primária, sendo substituído pelo gás natural, pela energia nuclear e pelo carvão.

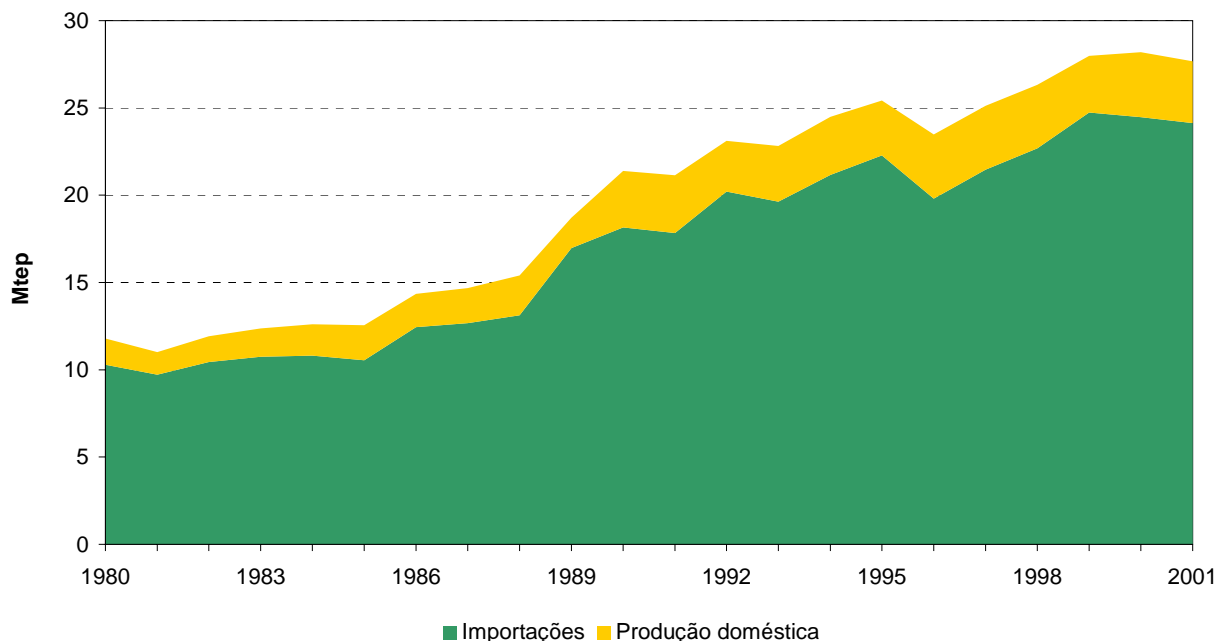
Em Portugal, comparativamente aos países da União Europeia, existe uma menor diversificação energética, continuando o petróleo a representar mais de 60% do consumo total de energia primária, em 2001. Contudo, é notório o aumento do peso do carvão (4,2% em 1980 e 12,8% em 2001) e do gás natural, que em 2001 já atingia os 10% do consumo total de energia primária. A Figura 2-17 permite analisar a evolução da estrutura do consumo de energia primária, em Portugal, por forma de energia.

Conforme se pode concluir da análise da Figura 2-18, verifica-se uma forte dependência energética, em que mais de 85% da energia primária é importada.

**Figura 2-17 - Evolução da estrutura do consumo de energia primária por fonte de energia**



Fonte: DGE

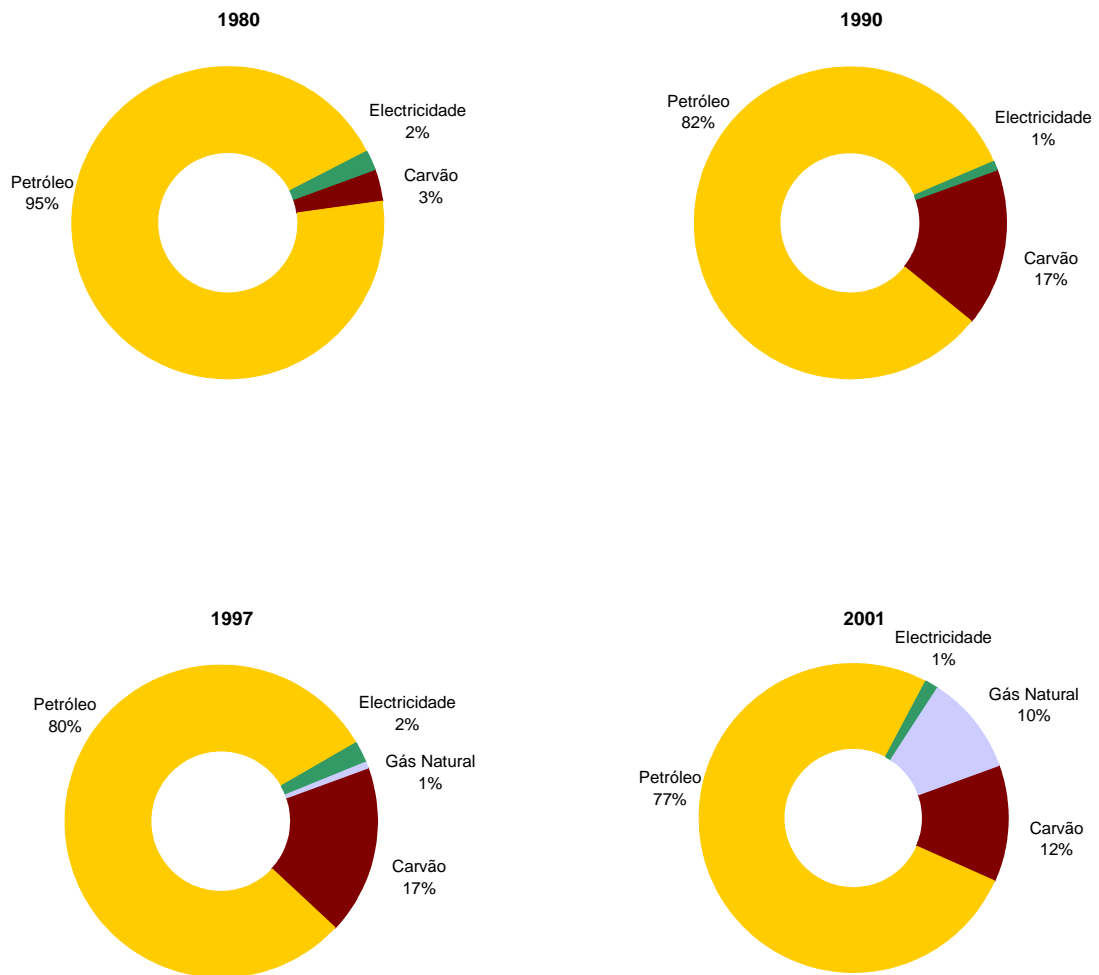
**Figura 2-18 - Energia primária – importações e produção doméstica**

Fonte: DGE

Como anteriormente referido, verifica-se uma redução do peso relativo das importações de petróleo em detrimento do carvão e do gás natural. Da análise da Figura 2-19 verifica-se que na década de 80 o petróleo foi sendo substituído pelo carvão, essencialmente destinado à produção de electricidade, com a entrada em exploração da central de Sines, em 1985. A partir de 1997, com a entrada do gás natural no mercado nacional, assiste-se a uma nova alteração na estrutura das importações com uma redução do peso do petróleo e do carvão a favor do aumento do peso do gás natural.

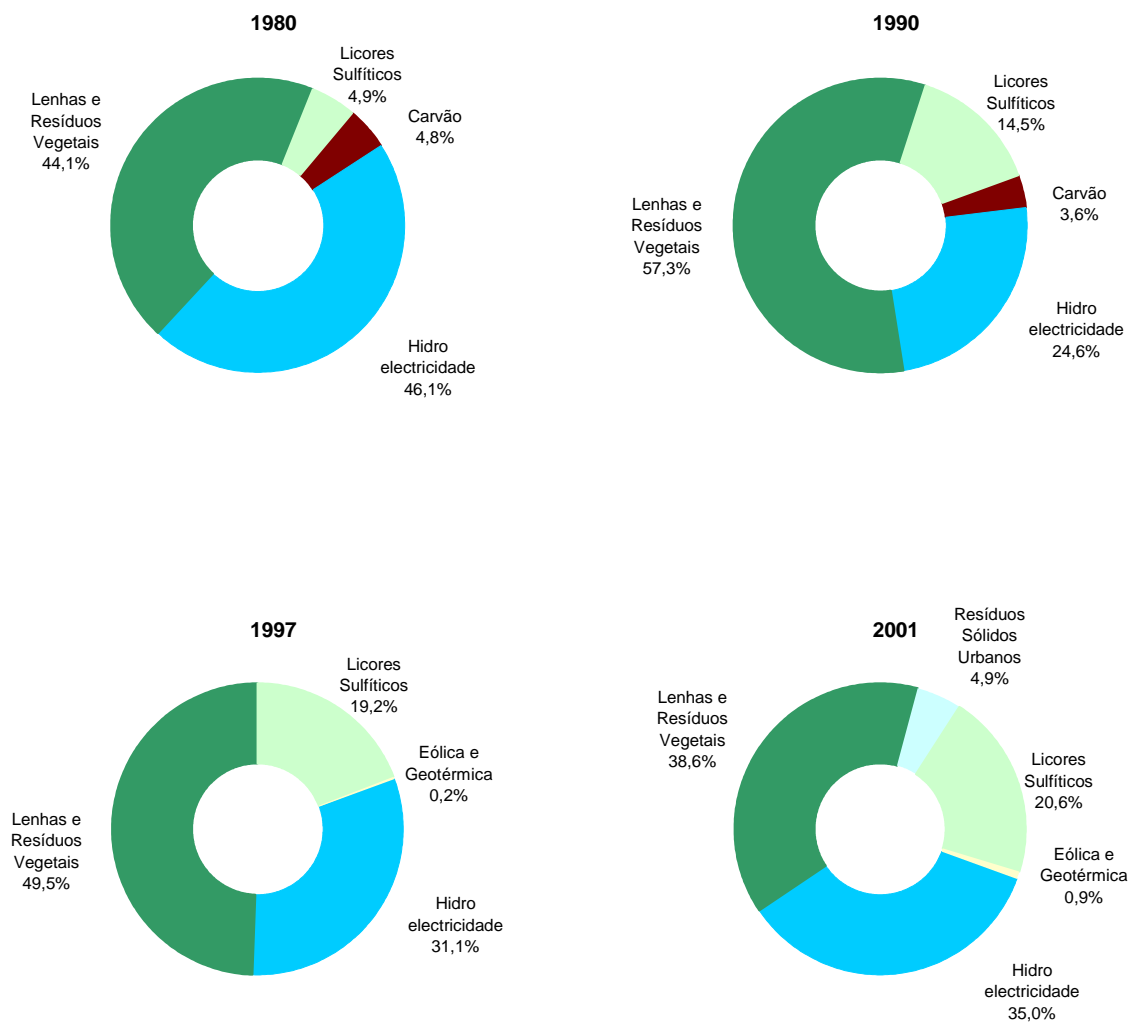
Relativamente à estrutura da produção nacional (Figura 2-20) verifica-se que esta é, basicamente, constituída por energias renováveis, designadamente hídrica, lenhas e resíduos vegetais. Em 1994 abandona-se a produção de carvão nacional, ficando a produção doméstica restringida à hídrica, eólica e geotérmica, lenhas e resíduos. A partir de 1999, devido aos incentivos dados pelo Estado à produção de energia a partir de fontes renováveis, inicia-se a produção de electricidade utilizando resíduos sólidos urbanos e surgem novos parques eólicos. Em 2001 verifica-se uma maior diversificação de fontes primárias com um peso já significativo da produção de electricidade a partir de resíduos sólidos urbanos no total da produção doméstica.

Figura 2-19 - Estrutura das importações de energia primária



Fonte: DGE

Figura 2-20 - Estrutura da produção doméstica de energia primária



Fonte: DGE

### 2.3.2 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De forma a assegurar, desde o início, a viabilidade económica da infraestrutura, a estratégia para a criação do mercado de gás natural em Portugal assentou na introdução, em simultâneo, de um consumidor âncora, uma central termoelétrica de ciclo combinado. A utilização de gás natural na produção de electricidade permitiu criar um consumo de base imediato, que de outra forma poderia levar anos a atingir, como, também, contribuir para a redução de emissões atmosféricas, vis-a-vis a produção a partir do carvão.

Do ponto de vista económico, o uso de gás natural na produção de electricidade permite custos de produção competitivos com os da produção a carvão tanto em termos de custos de investimento, como de rendimento térmico.

A primeira central de ciclo combinado, na Tapada do Outeiro, é constituída por 3 grupos de 330 MW, consumindo 1000 milhões de m<sup>3</sup> de gás por ano para um factor de utilização médio de 70%. Cada unidade de ciclo combinado é composta por uma turbina a gás e uma turbina de vapor e respectiva caldeira de recuperação de calor.

Em Outubro de 1997 dois dos seis grupos da central do Carregado (grupos 5 e 6) ficaram adaptados para queima de gás natural ou fuelóleo.

Está prevista a entrada em serviço em 2004 dos dois primeiros grupos geradores da Central Termoelétrica do Ribatejo com potências unitárias da ordem de 390 MW. Esta central vai utilizar tecnologia de turbinas a gás natural em ciclo combinado com turbina a vapor de água. Espera-se uma eficiência global da instalação na ordem dos 58%.

A Figura 2-21 apresenta o consumo de energia para a produção de electricidade por forma de energia.

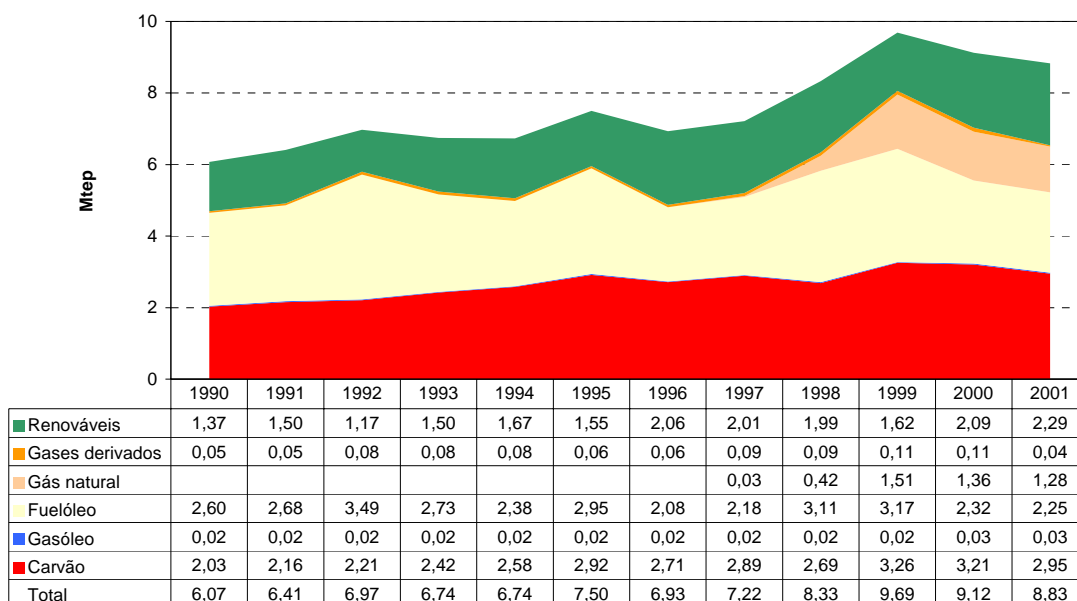
Da análise da figura pode concluir-se que a eficiência energética no sector tem vindo a melhorar pois, embora a produção de energia eléctrica continue a aumentar, o consumo de energia primária para a produção de electricidade tem vindo a reduzir-se.

Em 2001 e apesar do ano ter sido bastante húmido (cerca de 19% acima de um ano hidrológico médio), o consumo de gás natural representou cerca de 16% do consumo total de energia primária para a produção de electricidade.

A produção hidroelétrica é bastante irregular devido à pluviosidade e outras condições hidrológicas. A Figura 2-22 relaciona a produção hidroelétrica com o índice que mede a sua produtibilidade (IPH).

A Figura 2-23 apresenta a produção de electricidade a partir de cada fonte de energia.

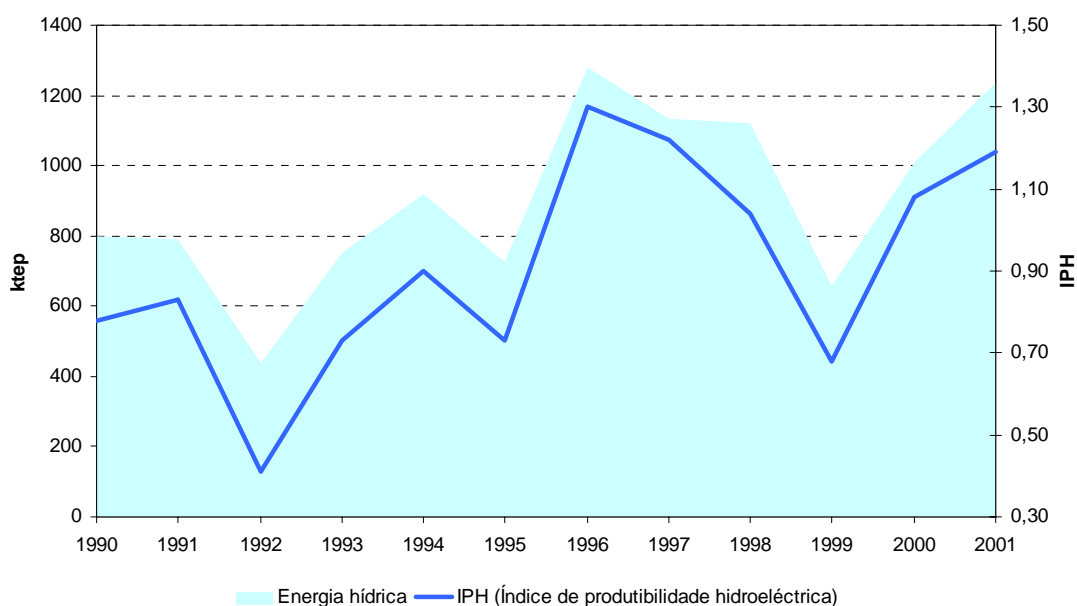
Figura 2-21 - Consumo de energia primária para a produção de electricidade



Nota: Inclui os consumos da cogeração

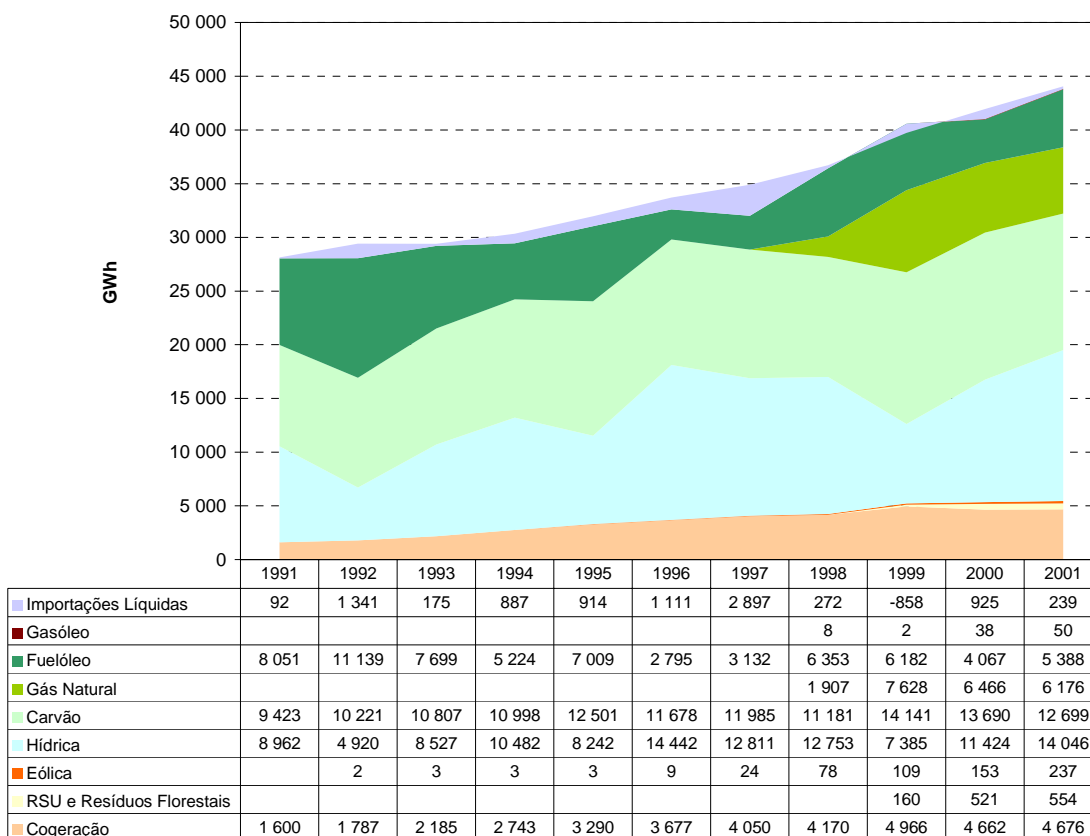
Fonte: DGE

Figura 2-22 - Produção hidroelétrica



Fontes: DGE, REN

Figura 2-23 - Produção de electricidade por fonte de energia



Nota: Na cogeração utiliza-se essencialmente o fuelóleo, contudo é também utilizado o gás natural e o gasóleo.

Fonte: REN, CPPE, DGE

### 2.3.3 CONSUMO FINAL DE ENERGIA

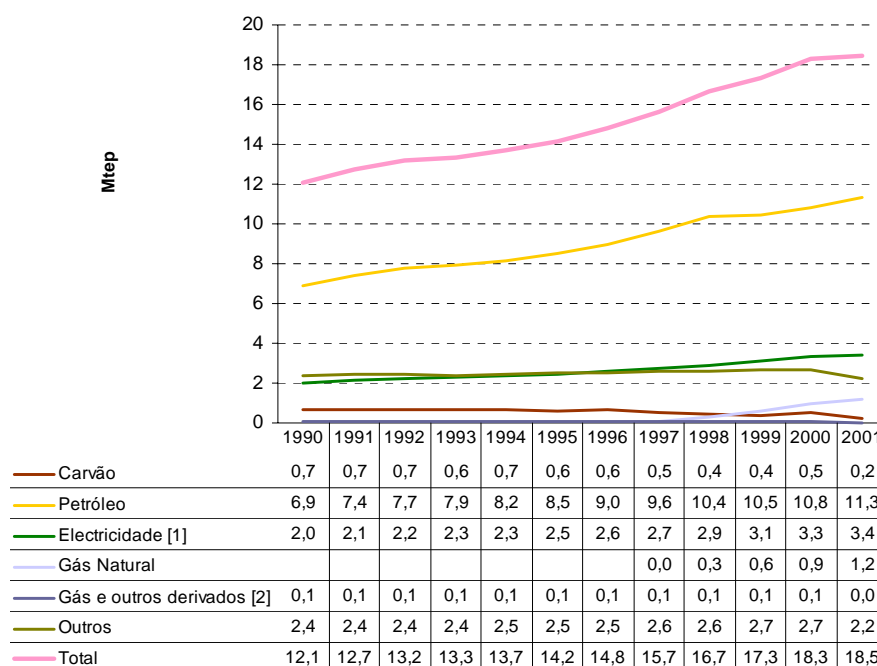
Da Figura 2-23 à Figura 2-26 apresenta-se uma perspectiva da evolução do consumo final por forma de energia e por sector de actividade económica, no período 1990-2001.

A análise do consumo final por forma de energia, na Figura 2-24, permite concluir que:

- O consumo de gás natural quadruplicou em três anos.
- Ocorreu uma desaceleração no consumo de petróleo, principalmente a partir de 1997, ano da introdução do gás natural no mercado nacional.
- Os “outros produtos”, compostos essencialmente por energias renováveis, excluindo a hídrica, apresentam nesta década um fraco crescimento relativamente às restantes formas de energia.

A evolução negativa da rubrica “gás e outros derivados” resulta essencialmente da substituição do consumo de gás de cidade por gás natural, e do fecho da Siderurgia, que ocorreu em 2001.

**Figura 2-24 - Consumo final, por forma de energia**



Notas:

<sup>[1]</sup> 1 GWh = 86 tep

<sup>[2]</sup> Exclui Gás Natural

<sup>[3]</sup> Taxa de Crescimento Média Anual de 1998 a 2001

Fonte: DGE



Analisando a estrutura do consumo de algumas destas formas de energia por sector de actividade verifica-se, por um lado, o grande peso da indústria no consumo de gás natural, fuelóleo e electricidade e, por outro lado, do sector doméstico nos consumos de GPL (butano e propano).

O sector dos transportes absorve cerca de 80% do consumo de gasolina e gasóleo, sendo também no consumo deste último combustível que o sector da Agricultura tem alguma expressão.

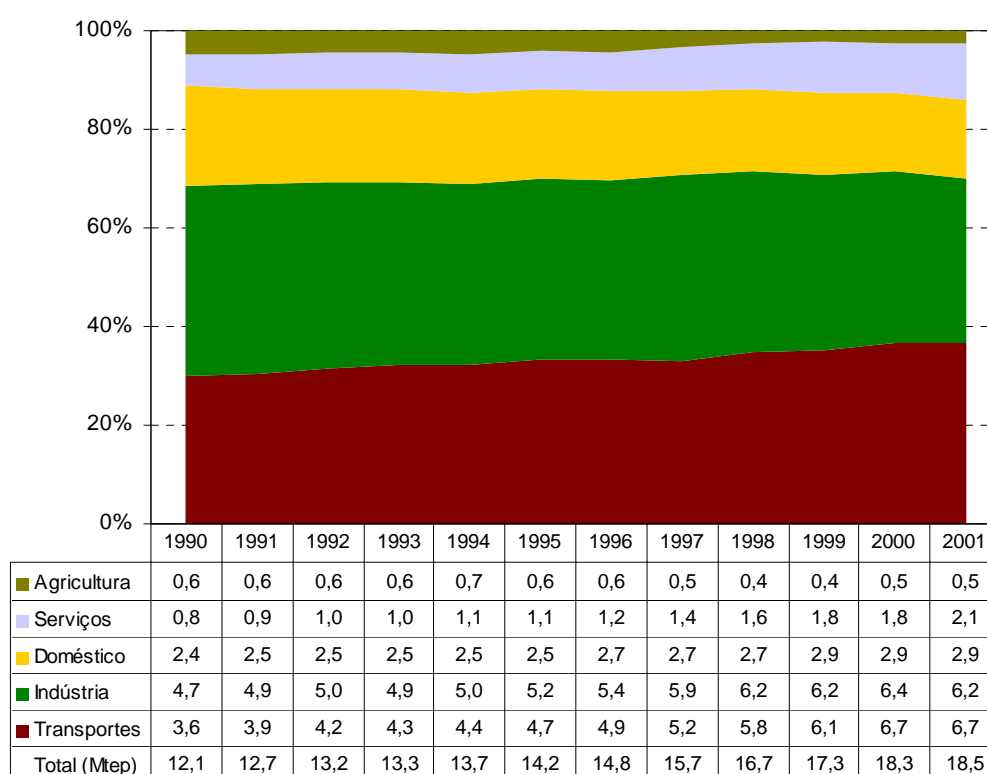
**Figura 2-25 - Estrutura sectorial do consumo final de energia**



Fonte: DGE

Analisando o consumo de energia por sector de actividade na última década (Figura 2-26), verifica-se o peso crescente dos Transportes que passou de 30% do total em 1990 para 37% em 2001. O outro sector que viu o seu peso aumentar foi o dos Serviços (7% em 1990 para 10% em 2001). A Indústria, que detinha o maior peso do consumo final de energia em 1990 (38%), viu a sua participação baixar para cerca de 35% em 2001, embora em valor absoluto tenha crescido cerca de 33%, no mesmo período. O mesmo fenómeno se passou no sector Doméstico que, apesar de ter crescido 21% em quantidade, viu o seu peso relativo diminuir de 20% em 1990 para 16% em 2001.

**Figura 2-26 - Consumo final por actividade económica**



Fonte: DGE

A Figura 2-27 permite analisar a penetração do gás natural nos vários sectores de actividade económica.

Como anteriormente referido, o sector com maior consumo de gás natural é o industrial. Neste sector verifica-se uma competição entre o gás natural e os produtos derivados de petróleo, designadamente o propano.

O sector da Agricultura e Pescas consome cerca de 7% do gasóleo total, o qual representa 78% das necessidades do sector.

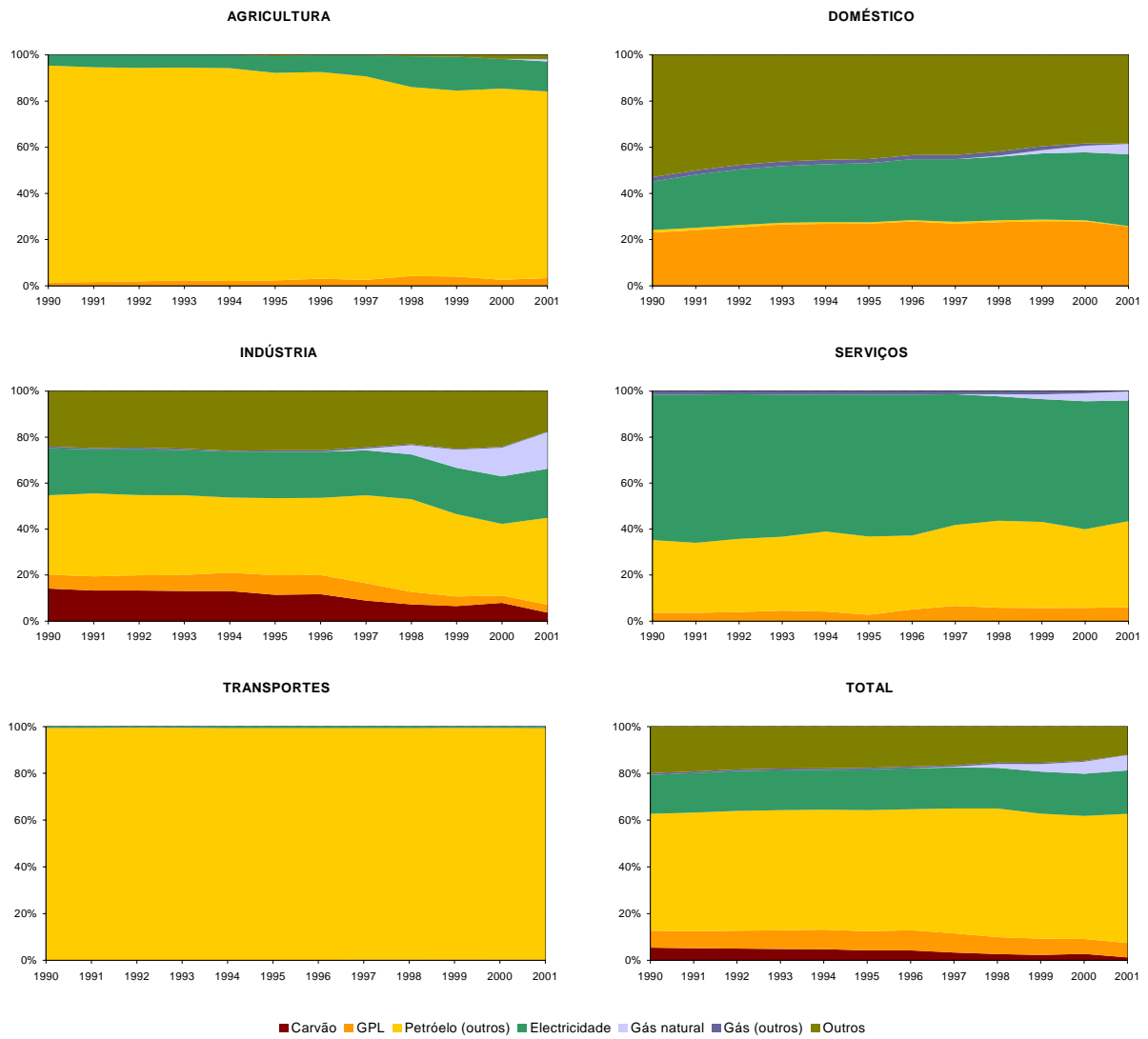
No sector Doméstico, as condições demográficas, culturais, climáticas e de poder de compra não permitem esperar uma penetração do gás natural como aconteceu noutros países do Norte da Europa, onde cerca de 70% do consumo de energia neste sector se destina a aquecimento do ambiente. Contudo, a obrigatoriedade de existência de tubagens para abastecimento de gás natural em construções novas a partir de 1989 nas zonas concessionadas e, a partir de 1999, em todo o país, associado à reconversão para gás natural de um número limitado de construções pré-existentes e à evolução mais acelerada na tecnologia de aquecimento e arrefecimento a gás natural, faz com que se possa observar um aumento do consumo deste combustível em detrimento dos consumos de lenhas e resíduos vegetais (incluídos em “outros”).

Em 2001, as necessidades energéticas do sector Doméstico foram satisfeitas principalmente por energias renováveis (lenhas e resíduos, em 39%), electricidade (31%) e GPL (26%). O gás natural, embora tenha penetrado rapidamente neste sector, apenas satisfaz cerca de 4% da procura do consumo.

No futuro, o sector dos Serviços é um potencial consumidor de gás natural, uma vez que se tem assistido a um maior consumo de energia para aquecimento e refrigeração do ar. O uso de equipamento a gás para refrigeração e aquecimento utilizando unidades de absorção e compressão (bombas de calor) permite custos mais baixos do que as soluções alternativas que implicam duplicação de equipamento.

No sector dos Transportes, o gasóleo e as gasolinas satisfazem 92% das necessidades energéticas. Embora haja consumo de gás natural, as quantidades são ainda insignificantes.

Figura 2-27 - Estrutura sectorial dos consumos energéticos

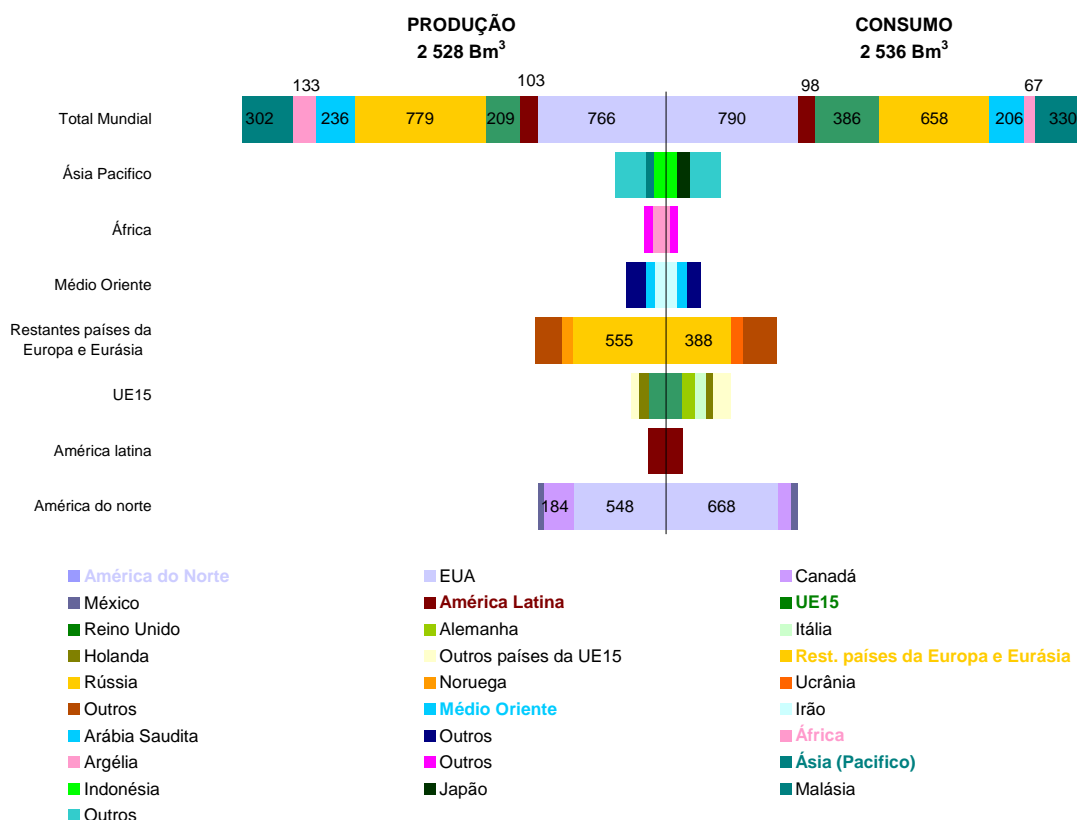


Fonte: DGE



A Figura 2-29 apresenta a produção e o consumo por mercados regionais em 2002. Dentro de cada mercado enumeram-se os países cujo peso na produção ou consumo mundial é superior a 2%.

Figura 2-29 - Produção e consumo mundial de gás natural em 2002



Fonte: BP - British Petroleum

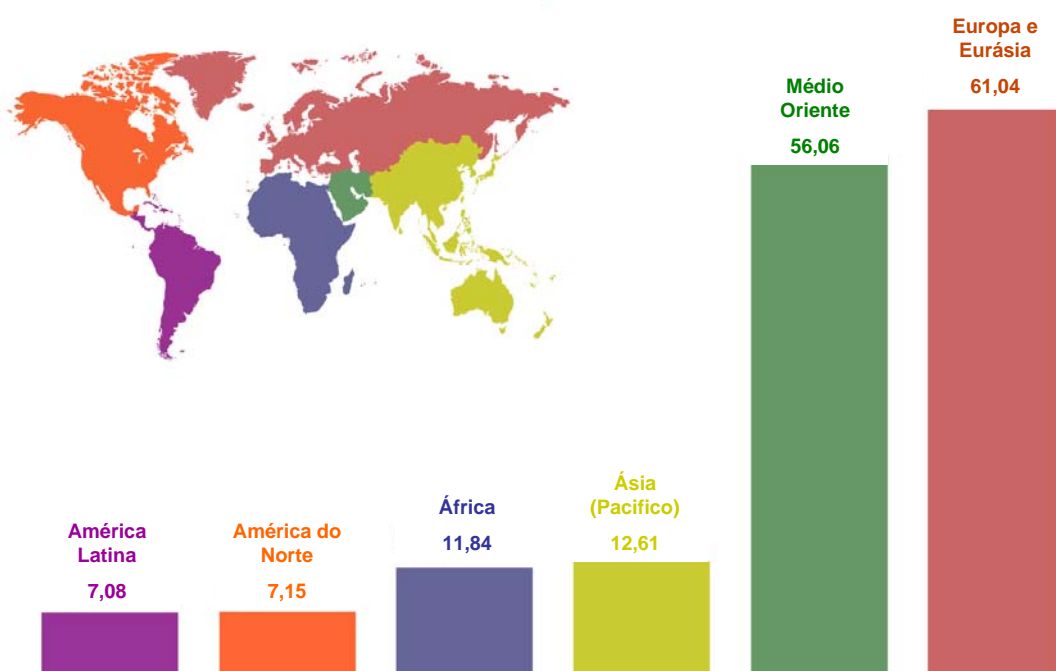
Cerca de 40% das reservas de gás natural estão concentradas na Europa e Eurásia. De acordo com os dados disponíveis e considerando a produção de 2002, as reservas existentes cobrem este nível de produção por mais 60 anos.

A Figura 2-30 apresenta a distribuição das reservas existentes conhecidas em 2002, por mercado regional.

A Figura 2-31 permite visualizar o consumo de gás natural *per capita*, em 2002, a nível mundial.

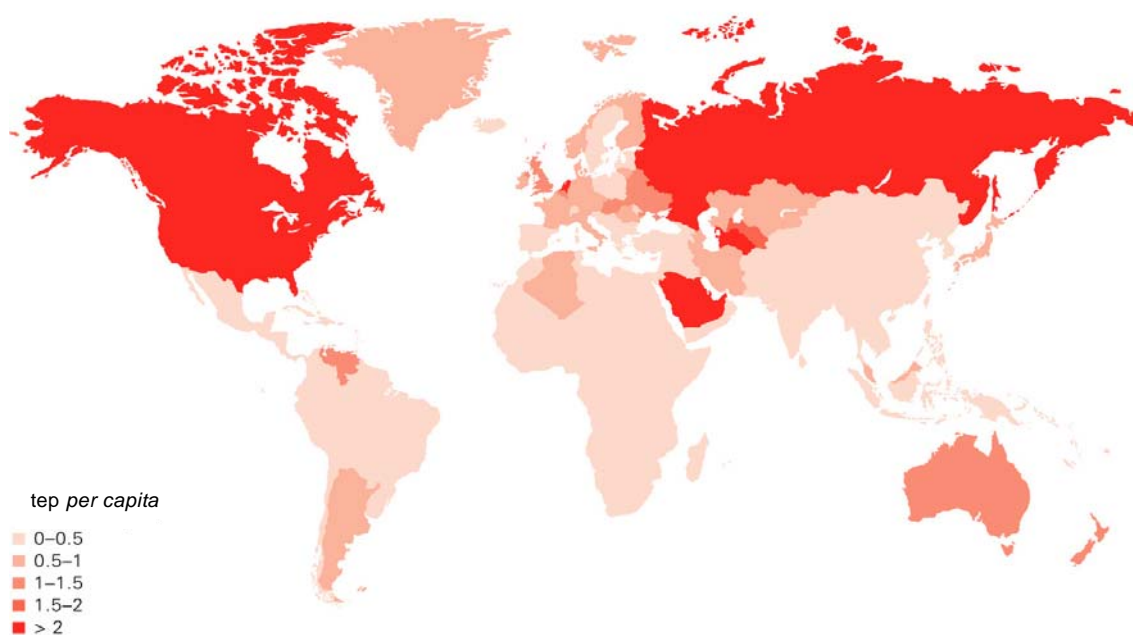
Figura 2-30 - Reservas existentes conhecidas de gás natural, em 2002

Unidade: Triliões de m<sup>3</sup>



Fonte: BP - British Petroleum

Figura 2-31 - Consumo de gás natural *per capita* em 2002

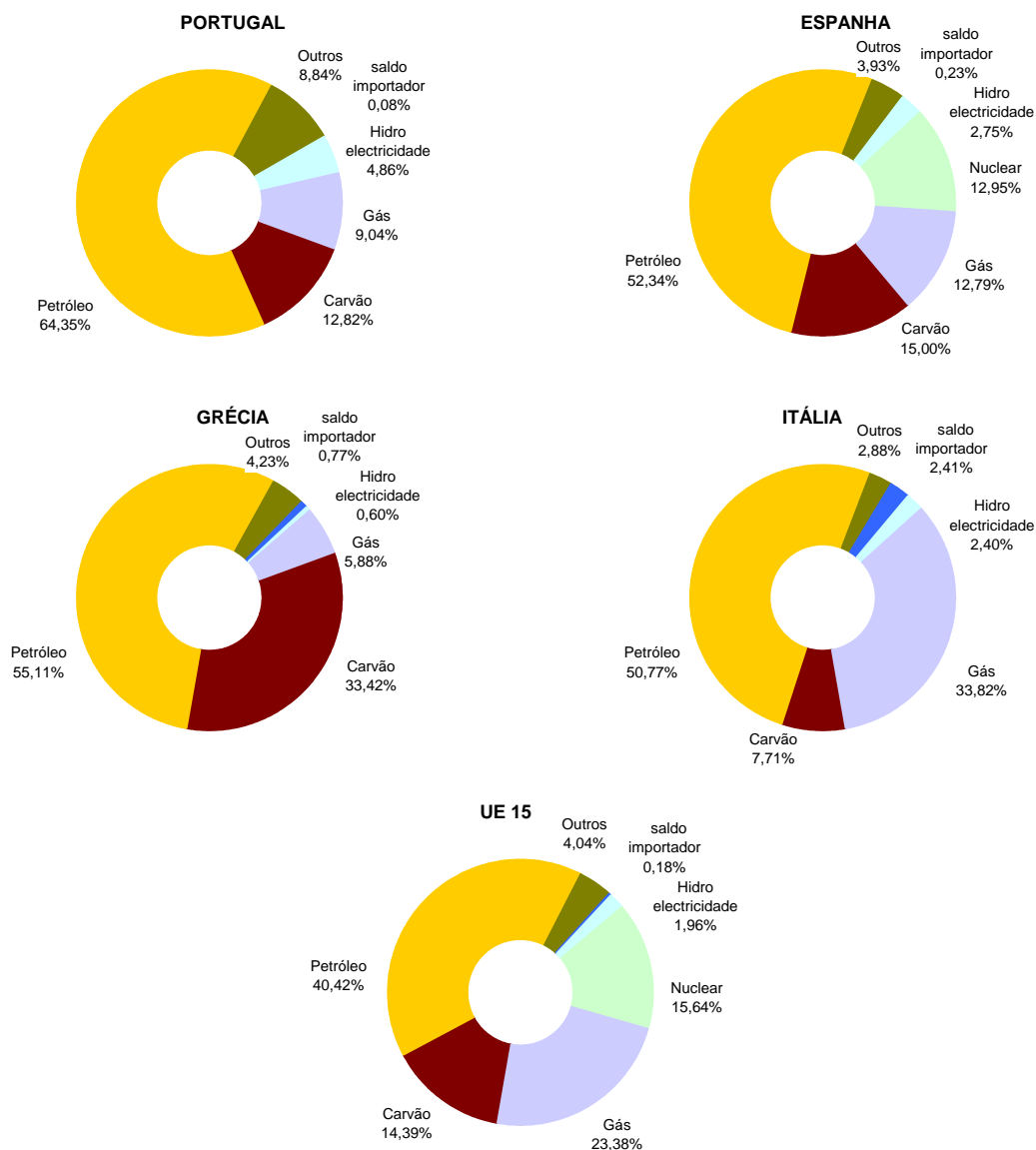


Fonte: BP – British Petroleum

**CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA**

Na Figura 2-32 apresenta-se a estrutura do consumo de energia primária nos países do Sul da Europa e na UE 15. Da análise da figura conclui-se que a fonte de energia com maior peso na oferta de energia primária é o petróleo. Contudo, enquanto que para o global dos países que constituem a UE15 este combustível representa apenas 40%, nos países em análise o seu peso relativo ultrapassa os 50%, chegando a atingir mais de 60% em Portugal. O gás natural ocupa o segundo lugar como forma de energia mais utilizada na UE15, destituindo desta posição o carvão. Nos países do sul da Europa, apenas a Itália consome mais gás natural do que carvão.

**Figura 2-32 - Estrutura do consumo de energia primária, em 2001**



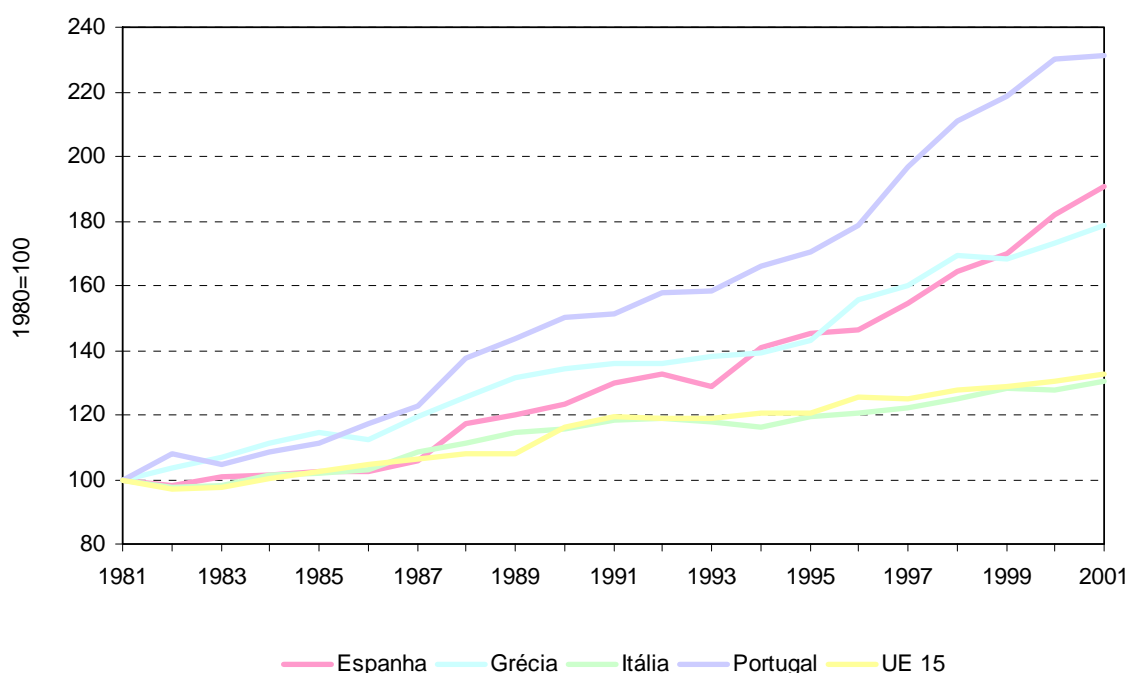
Fonte: OCDE



**CONSUMO FINAL DE ENERGIA**

Relativamente ao consumo final de energia, verifica-se que no período em análise Portugal é o país com maior crescimento, apresentando uma taxa de crescimento média anual de 4,3% enquanto em Espanha foi de 3,3%, na Grécia de 2,9% e na Itália de 1,3%. A média da UE 15 foi de 1,4%.

**Figura 2-33 - Evolução do consumo final de energia**

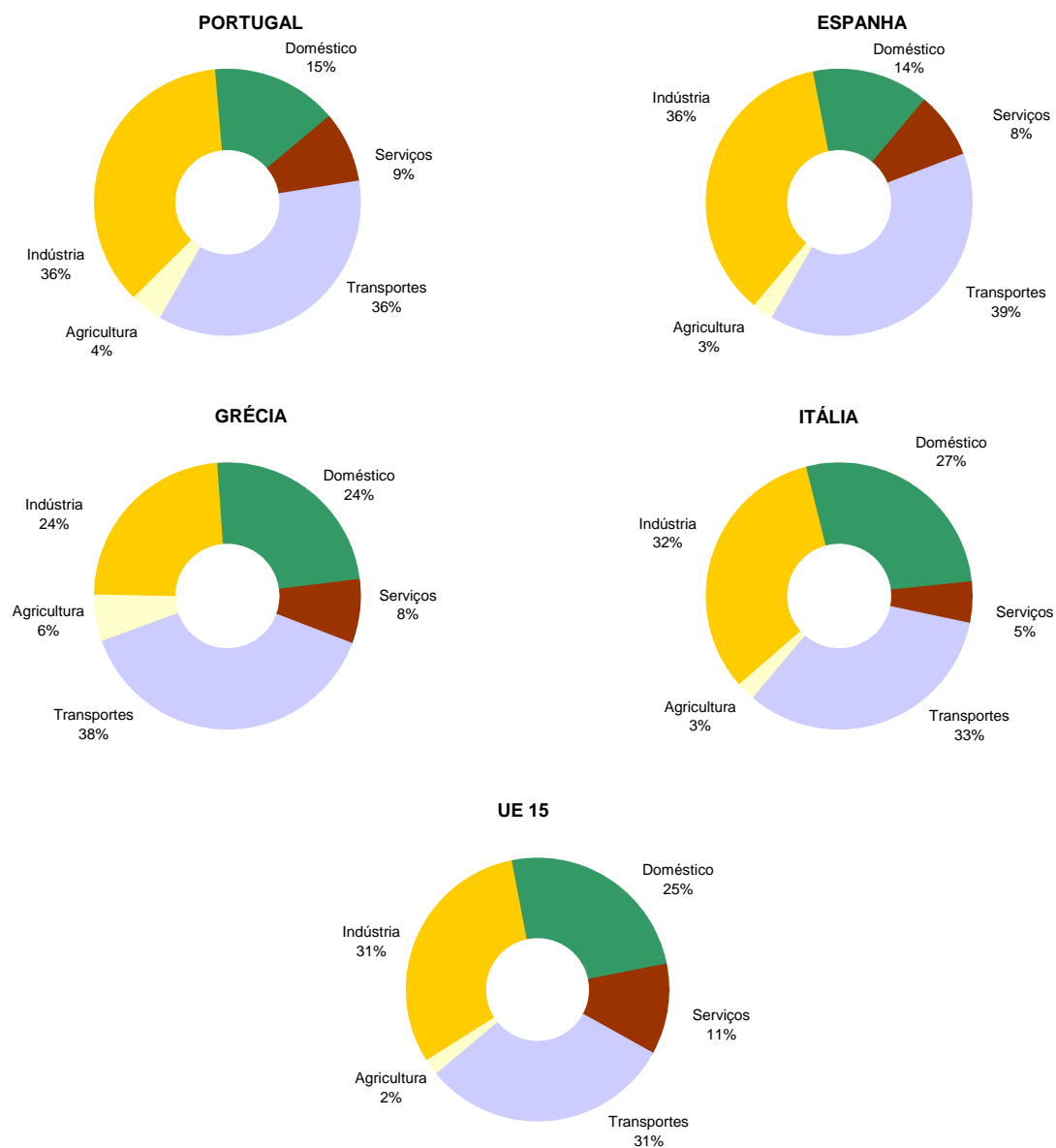


Fonte: OCDE

Da análise da Figura 2-34 pode concluir-se que a estrutura do consumo final de energia por sector de actividade, em 2000, é muito similar em Portugal e Espanha, onde o sector dos Transportes e o da Indústria absorvem mais de 70% do consumo final total. Nos restantes países, assim como na média dos países que constituem a UE15, o sector Doméstico representa cerca de um quarto do consumo final total.

A Figura 2-35 permite analisar a estrutura do consumo final do gás natural por tipo de usos, podendo-se concluir que as suas utilizações são muito heterogéneas. Em 2001, o gás natural em Portugal foi utilizado essencialmente na indústria na produção de electricidade e cogeração. Na Grécia foi usado quase exclusivamente na produção de electricidade e cogeração. Em Espanha, onde o sector doméstico já tem alguma expressão no consumo de gás natural, o sector industrial consumiu mais de 60%. A Itália teve uma repartição mais equitativa do consumo de gás natural entre os diversos sectores aproximando-se bastante da estrutura média dos países da UE15.

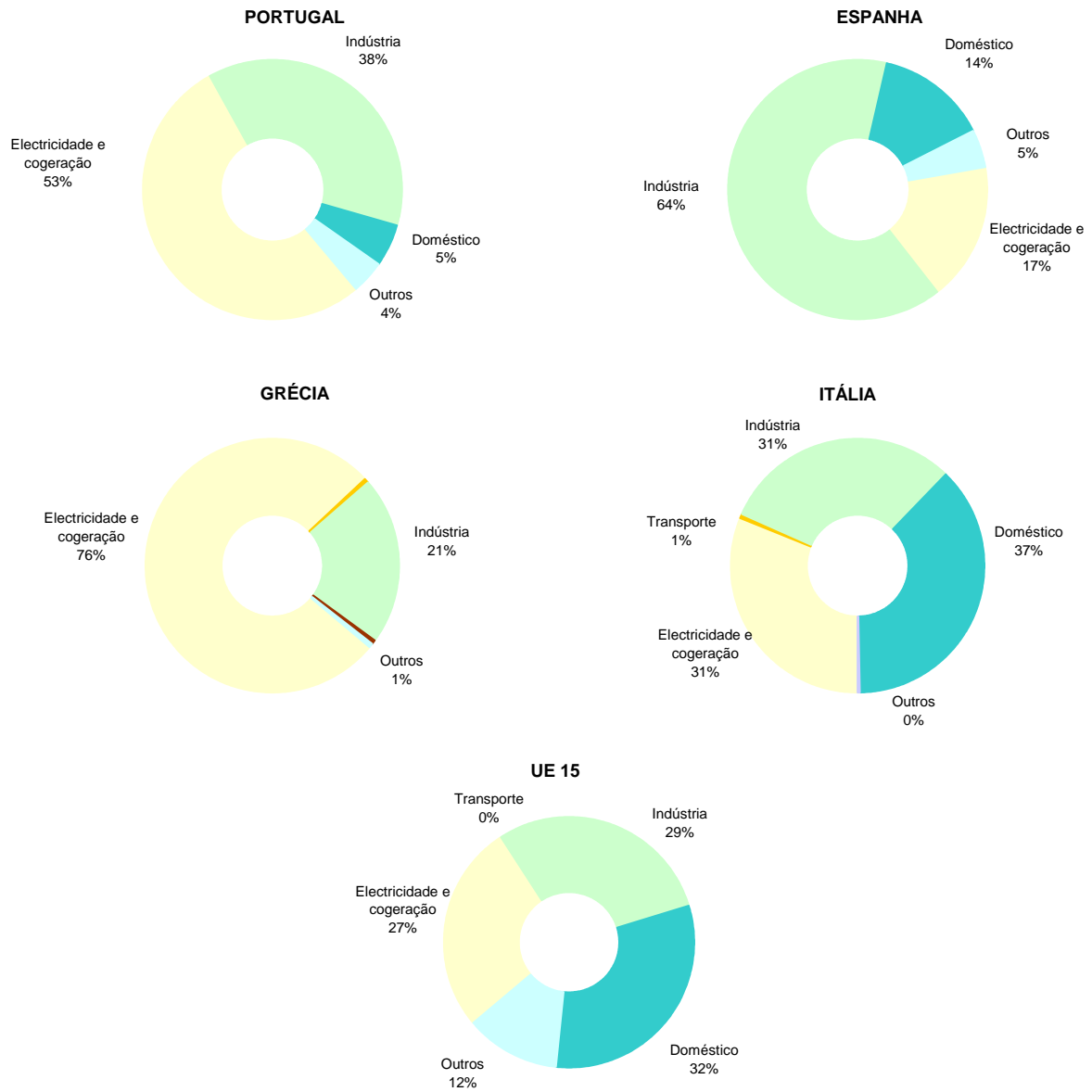
Figura 2-34 - Estrutura do consumo final de energia por sector de actividade em 2001



Notas: o sector indústria inclui a construção e exclui os usos não energéticos.

Fonte: OCDE

Figura 2-35 - Estrutura do consumo final de gás natural por tipo de usos em 2001



Fonte: OCDE

## INDICADORES ENERGÉTICOS

A Figura 2-36 apresenta o consumo final de energia *per capita*, em 1980, 1990, 1997 e 2001 para os países que constituem a UE 15. Verifica-se que a Itália (IT), a Espanha (ES), Portugal (PT) e a Grécia (GR) apresentam, nos anos em análise, valores inferiores à média europeia. Para este facto contribuem as condições climatéricas e, conseqüentemente, os hábitos de consumo. No entanto, Portugal (4,0%), Espanha (3,2%) e Grécia (2,3%) apresentam um ritmo de crescimento mais acelerado e acima da média da UE 15 (2,1%).

Relativamente ao consumo de gás natural como fonte de energia primária, verifica-se uma maior disparidade entre os países da UE 15, continuando Portugal, a Espanha e a Grécia a serem países com consumos bastante inferiores à média. Verifica-se ainda que a Itália se encontra agora no grupo de países com consumos de gás natural *per capita* acima da média dos países da UE15.

A Figura 2-38 e a Figura 2-39 apresentam as intensidades energética<sup>36</sup> e de gás natural<sup>37</sup>, respectivamente, para Portugal, UE15 e os outros países com condições climatéricas semelhantes às de Portugal.

No que se refere à intensidade energética, verifica-se que os valores de Portugal e da Grécia continuam a divergir relativamente à média da UE15.

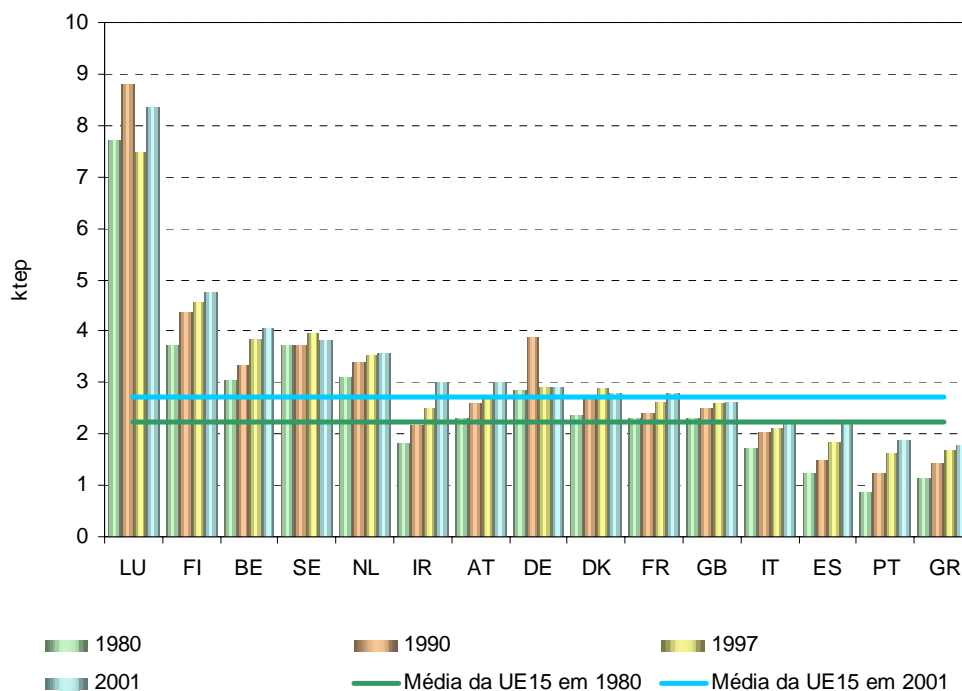
Quanto às intensidades do gás natural, verifica-se a rápida penetração em Portugal e na Espanha cujos valores mostram uma tendência no sentido da média da UE15.

---

<sup>36</sup> Medida pela relação entre o consumo final de energia e o PIB convertido para ECU/EUR de 1995 através da paridade de poder de compra.

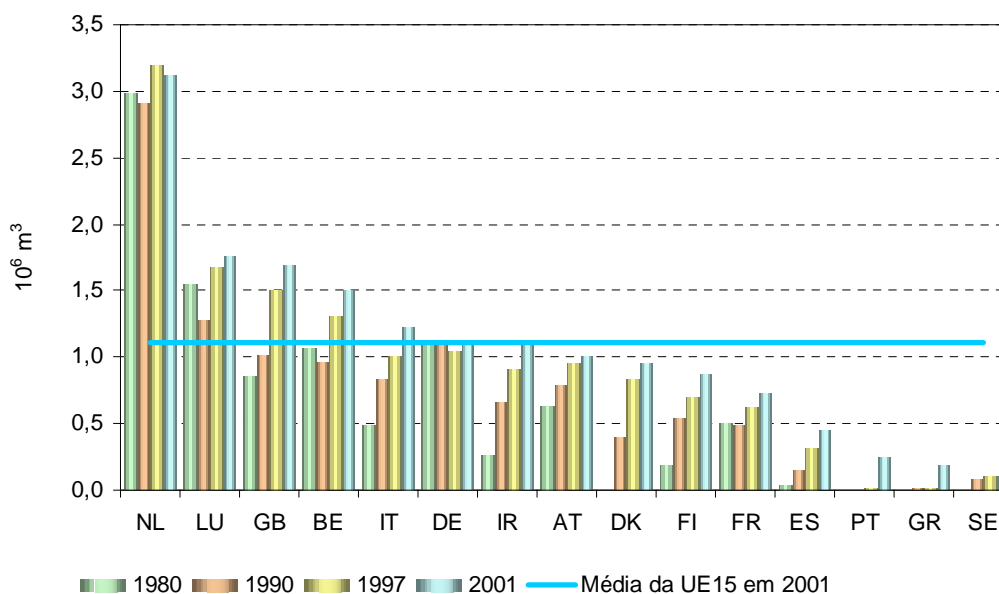
<sup>37</sup> Medida pela relação entre o consumo de gás natural como fonte de energia primária e o PIB convertido para ECU/EUR de 1995 através da paridade do poder de compra.

Figura 2-36 - Consumo final de energia *per capita*



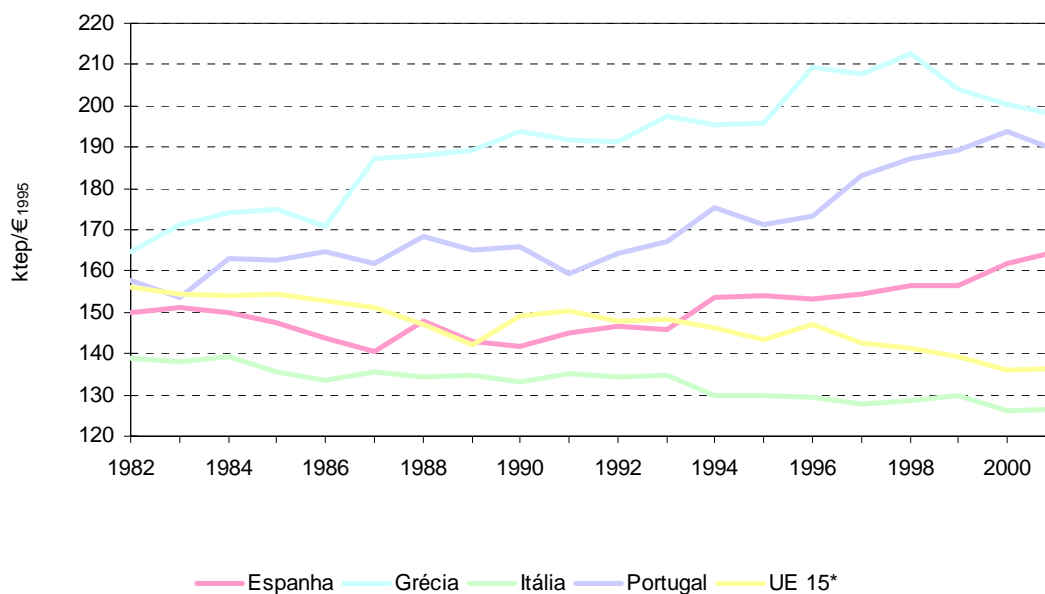
Fonte: CE, OCDE

Figura 2-37 - Consumo de gás natural *per capita*



Fonte: CE e OCDE

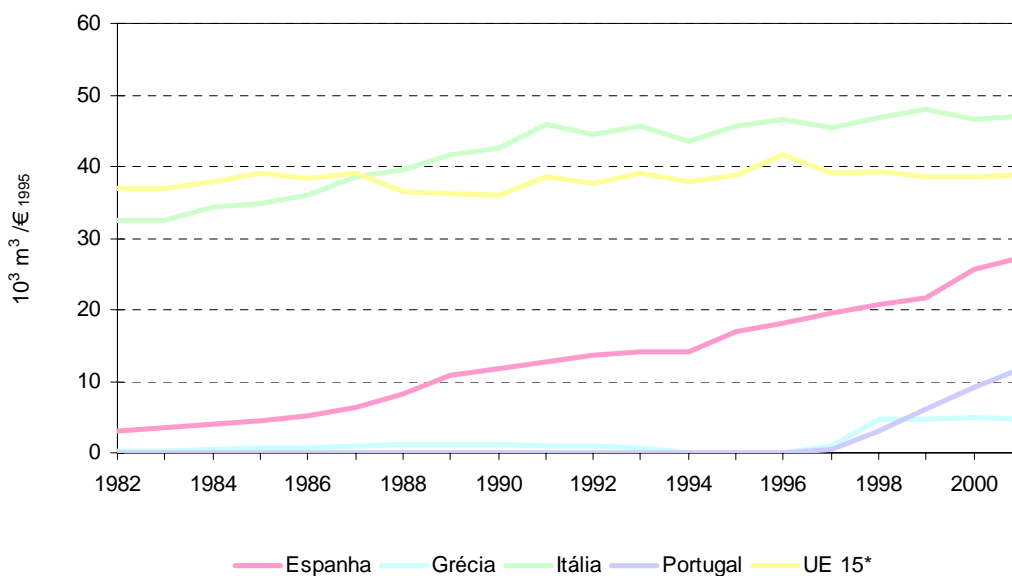
Figura 2-38 - Intensidade energética



Notas: (\*) a partir de 1991 inclui ex-RDA

Fonte: CE e OCDE

Figura 2-39 - Intensidade do gás natural



Notas: (\*) a partir de 1991 inclui ex-RDA

Fonte: CE e OCDE

## 2.4 ENQUADRAMENTO AMBIENTAL

A introdução do gás natural em Portugal teve por base objectivos de política energética e ambiental. A utilização do gás natural, em substituição de outros combustíveis, permite reduzir as emissões atmosféricas da grande maioria dos poluentes associados à combustão. Neste campo, Portugal tem objectivos ambiciosos, tais como o cumprimento das obrigações que decorrem do Protocolo de Quioto e a inerente distribuição de esforços internos na UE, bem como o cumprimento da Directiva dos tectos nacionais de substâncias acidificantes<sup>38</sup>.

### 2.4.1 ACIDIFICAÇÃO

As emissões de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) provocam precipitação com um grau de acidez elevado com efeitos nefastos sobre os ecossistemas (fenómeno de acidificação). Estes efeitos fazem-se sentir nos ecossistemas terrestres e aquáticos, nomeadamente afectando a resistência de animais e plantas a doenças e provocando a libertação de metais pesados que se acumulam nas cadeias alimentares. Os seres humanos são afectados de forma directa ao nível respiratório. Os próprios materiais ficam também sujeitos a uma corrosão superior.

O NO<sub>x</sub> é ainda um precursor do ozono troposférico, que se forma por reacção com compostos orgânicos voláteis na presença de luz solar. O ozono afecta directamente não só os seres humanos, mas também animais, plantas e materiais.

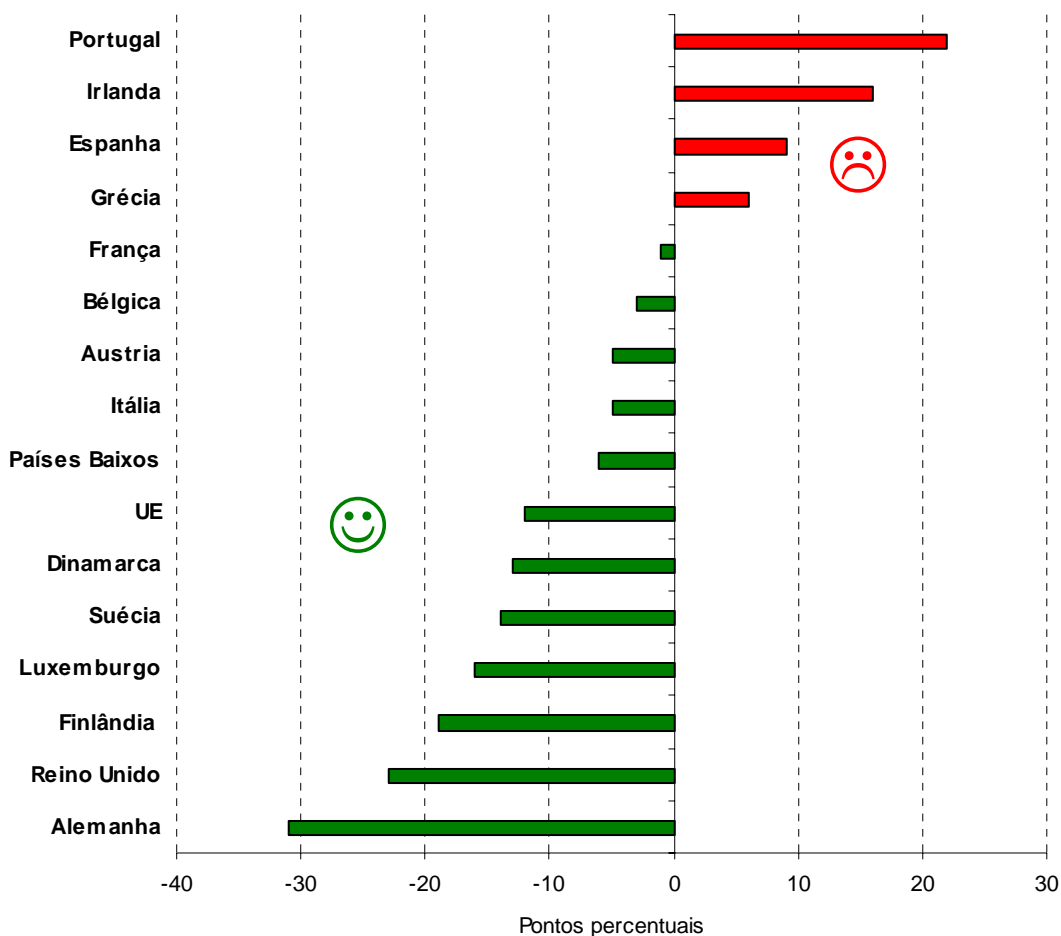
Os valores objectivo de redução de emissões de substância acidificante, para cada ano, não foram definidos pela Directiva. O objectivo a cumprir refere-se somente a 2010, pelo que a recta de interpolação é uma hipótese que permite avaliar a evolução temporal. Assim, os valores para cada ano são determinados pela recta que une a situação em 1990 com o objectivo de 2010. Na Figura 2-40 apresenta-se a distância de cada país, em 1999, relativamente ao objectivo para esse ano, determinado pela referida recta.

Conforme se verifica da análise da Figura 2-40, Portugal encontrava-se, em 1999, significativamente afastado do objectivo para esse ano, tendo-o já excedido em 22%.

---

<sup>38</sup> Directiva 2001/81/CE, de 23 de Outubro, transposta pelo Decreto-Lei n.º 193/2003, de 22 de Agosto.

Figura 2-40 - Substâncias acidificantes - distância ao objectivo (1999)



Fonte: "Environmental signals 2002, Benchmarking the millennium", Agência Europeia de Ambiente, 2002

A utilização de gás natural na combustão permite praticamente eliminar as emissões de SO<sub>2</sub>. As emissões de NO<sub>x</sub> dependem significativamente do tipo de queima, pelo que a sua relação com o combustível não é tão directa. No entanto, a utilização de tecnologias mais recentes, normalmente associadas ao gás natural, permite reduzir também as emissões de óxidos de azoto, como tem vindo a suceder na produção de energia eléctrica.

Nos estudos de base do Programa para os Tectos de Emissão Nacional<sup>39</sup> faz-se a análise das medidas já em vigor e do seu contributo para o cumprimento dos tectos impostos a Portugal. Verifica-se aí que a utilização do gás natural, nomeadamente na produção de electricidade, representa um contributo significativo para o cumprimento dos objectivos nacionais.

<sup>39</sup> Disponíveis na página do Instituto do Ambiente na Internet ([www.iambiente.pt](http://www.iambiente.pt)).



## 2.4.2 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

A Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas foi adoptada, em Nova Iorque, a 9 de Maio de 1992. As partes signatárias comprometeram-se a ter em consideração a questão das alterações climáticas nas políticas relativas à energia, indústria, transportes, agricultura e gestão de resíduos.

Em 10 de Dezembro de 1997, em Quioto, foi adoptado um protocolo à convenção referida – Protocolo de Quioto - onde as partes se comprometem a elaborar políticas que permitam a redução quantificada das emissões de gases com efeito de estufa, de acordo com os compromissos assumidos. Este instrumento entrará em vigor após a ratificação por um mínimo de 55 partes e que contribuam em, pelo menos, 55% das emissões de CO<sub>2</sub> em 1990 das partes incluídas no Anexo I<sup>40</sup> da Convenção.

Adicionalmente às políticas e medidas nacionais, o Protocolo de Quioto prevê três “mecanismos de flexibilidade” com o objectivo de permitir o seu cumprimento de modo economicamente mais eficiente:

- Comércio de emissões.
- Implementação conjunta.
- Mecanismo de desenvolvimento limpo.

A utilização de gás natural como combustível permite reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>. No Quadro 2-21 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub><sup>41</sup>, expressas em tC/TJ, para os combustíveis mais usuais e que podem, com maior facilidade, ser substituídos pelo gás natural, nomeadamente na produção de energia eléctrica e na indústria. A utilização do gás natural nos Transportes encontra-se dificultada pela falta de uma rede de abastecimento, pelo que se tem iniciado em empresas que dispõem de frotas próprias.

**Quadro 2-21 - Factores de emissão de carbono para diversos combustíveis**

Combustível	Factor emissão (t C/TJ) <sup>42</sup>
Gasolina	18,9
Gasóleo	20,2
Fuelóleo	21,1
Antracite	26,8
Gás natural	15,3

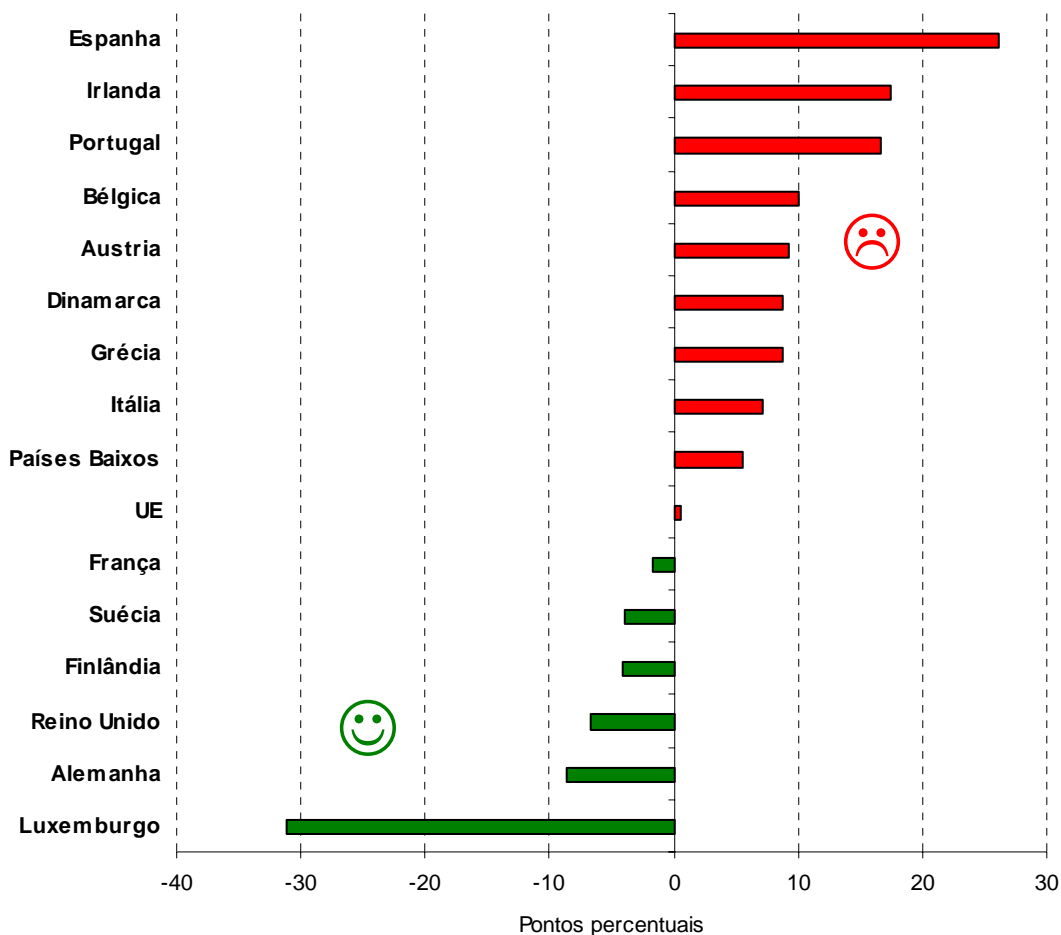
Fonte: IPCC (1996) in Antunes *et al* (2000)

<sup>40</sup> Essencialmente países industrializados (www.unfccc.org).

<sup>41</sup> Factores de emissão considerados pelo IPCC – Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas.

<sup>42</sup> Tonelada de carbono por Tera Joule de combustível queimado.

Figura 2-41 - Compromissos relativos a alterações climáticas - distância ao objectivo (2000)



Fonte: "Europe's environment: the third assessment", Agência Europeia de Ambiente, 2003

A União Europeia assumiu um compromisso conjunto de redução de 8% na emissão de gases de efeito de estufa no período 2008-2012 relativamente a 1990. Posteriormente foi efectuada a distribuição dos esforços por cada Estado-Membro<sup>43</sup>. Na Figura 2-41 apresenta-se para cada país, a distância ao objectivo<sup>44</sup> em 2000, admitindo, tal como para as substâncias acidificantes, uma evolução linear entre 1990 e 2010.

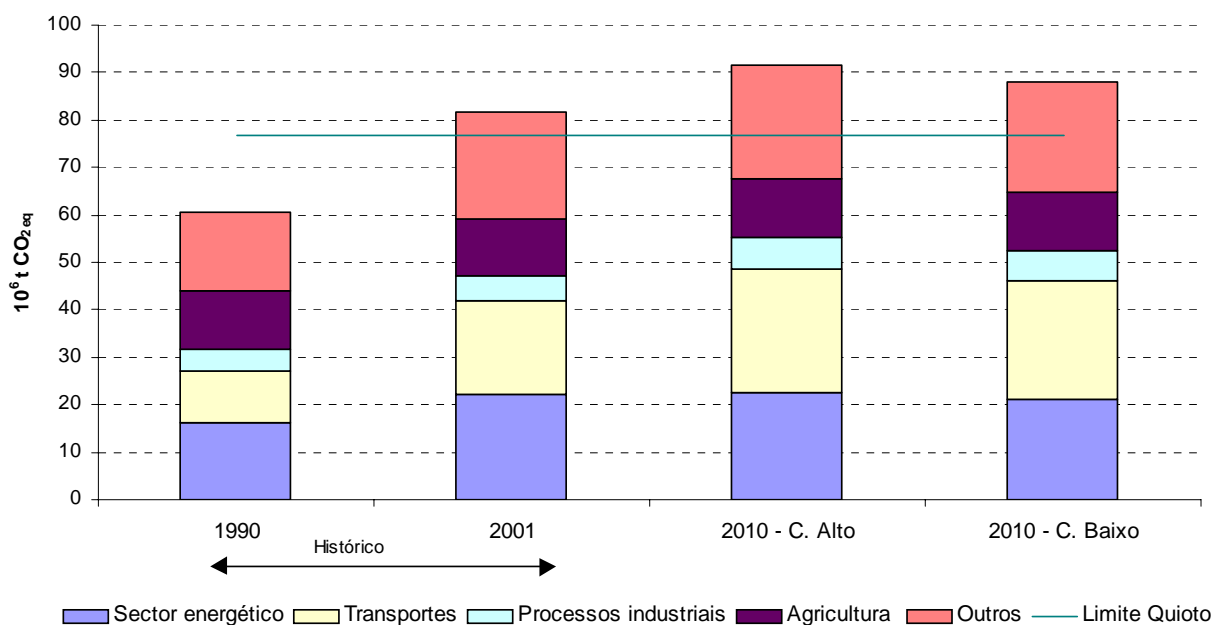
<sup>43</sup> COM(1999)230 final, 19.05.1999.

<sup>44</sup> O objectivo a cumprir refere-se somente ao período 2008-2012, pelo que a recta de interpolação é somente uma aproximação que permite avaliar a evolução temporal.

A Directiva 2003/87/CE, relativa à criação de um comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, estabelece um mercado de licenças de CO<sub>2</sub> com início previsto para 2005. Até 31 de Março de 2004, cada Estado-membro deve publicar o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão, onde se fará a distribuição do total de licenças pelas diversas instalações incluídas neste mercado.

Na Figura 2-42 é possível verificar o contributo dos diversos sectores para as emissões nacionais de gases de efeito de estufa, bem como o tecto imposto pelos compromissos assumidos por Portugal, no cenário de referência<sup>45</sup>.

**Figura 2-42 - Gases de efeito de estufa - emissões totais e repartição sectorial (cenário de referência)**



Fonte: Documentação do PNAC e Instituto do Ambiente, 2003

O Programa Nacional para as Alterações Climáticas prevê uma maior penetração do gás natural nos sectores Electroprodutor, Indústria, Transportes, Serviços e Doméstico, visando a diminuição das emissões de CO<sub>2</sub> por substituição dos combustíveis habitualmente utilizados. A título de exemplo, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro emitiu, em 2001, 384 g/kWh e a central do Pego, a carvão, emitiu 895 g/kWh.

<sup>45</sup> O Programa Nacional para as Alterações Climáticas considera um cenário "business as usual" do tipo alto e baixo, tendo por base diferentes níveis de crescimento económico. Os cenários de referência (alto e baixo) correspondem ao cenário admitindo que as medidas já em vigor têm total eficácia.

### 2.4.3 PARTÍCULAS

Contrariamente às alterações climáticas ou à acidificação, problemas de âmbito global e regional, as partículas têm um carácter local, tendo efeitos sobre a saúde, em especial de ordem respiratória.

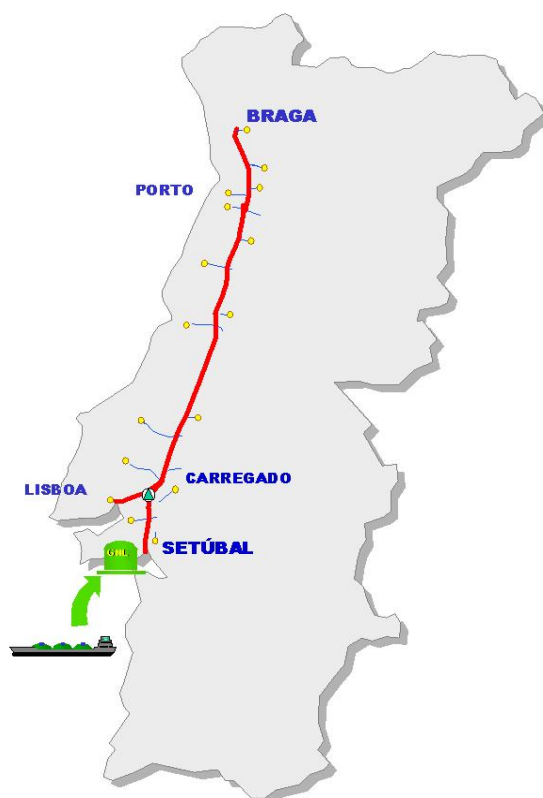
A emissão de partículas contribui para a diminuição da qualidade do ar, problema ambiental de relevo na UE, em especial em ambiente urbano. A diminuição do tráfego automóvel ou a utilização de outros combustíveis ou tecnologias, onde se inclui o gás natural, contribuirão para minimizar este problema. Um veículo a gás natural emite cerca de um décimo das partículas de um veículo a gasóleo. Existem já algumas empresas de transporte público de passageiros que incluem na sua frota autocarros a gás natural, destacando-se o Serviço de Transportes Colectivos do Porto com cerca de 200 autocarros.

### 3 PERCURSO DO GÁS NATURAL

#### 3.1 O PROJECTO DE INTRODUÇÃO DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL

O sector do gás natural em Portugal pode caracterizar-se pela não existência de produção nacional, nem de reservas conhecidas, quer em território nacional, quer no *offshore* português (embora tenha havido alguma actividade de exploração com o aparecimento esporádico de algum gás na zona de Aljubarrota). Actualmente, todo o gás natural é importado do exterior da União Europeia, sendo a África do Norte e Ocidental os dois grandes pólos de fornecimento (Argélia e Nigéria). Na versão original do projecto de introdução do gás natural em Portugal, em que a concessionária da importação e transporte seria a Natgás, conforme referido no ponto 2.1.2, o sistema nacional assentaria num terminal de recepção de GNL, a instalar em Setúbal, e numa linha de transporte desde esta cidade até Braga, como ilustrado na Figura 3-1.

Figura 3-1 - Projecto Natgás



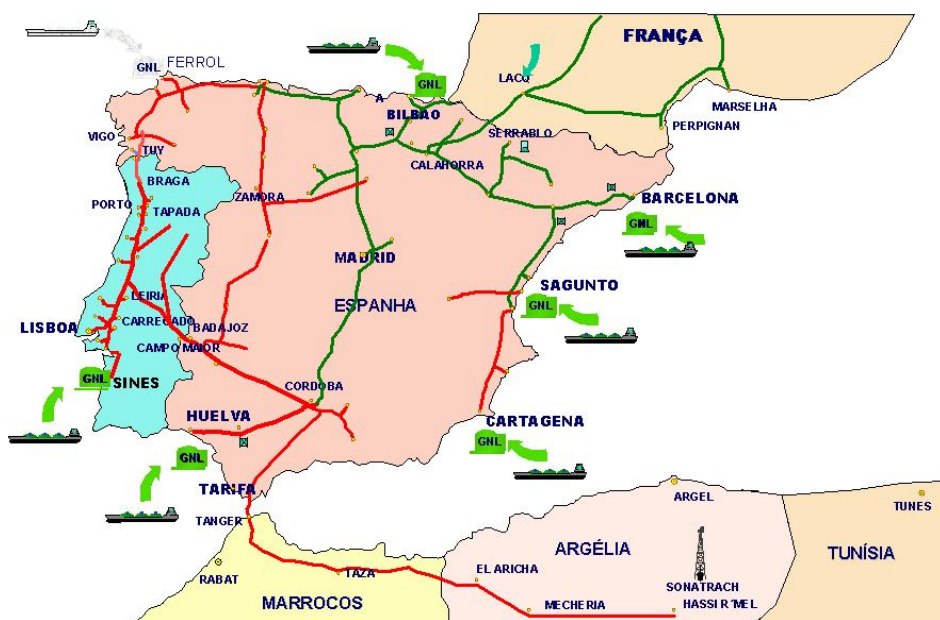
Fonte: Transgás

Com a decisão de revogação da concessão da Natgás e com a subsequente reformulação do projecto, este passou a ser executado em duas fases:

- Importação de gás por gasoduto através de Espanha, criando um sistema nacional de transporte entre Campo Maior e Leiria (Bidoeira de Cima) e entre este ponto e Braga, por um lado, e Setúbal, por outro;
- Construção posterior de um terminal de recepção de GNL, em Sines, com a respectiva ligação por gasoduto ao sistema nacional de transporte.

A Figura 3-2 ilustra como o projecto ficou desenhado, evidenciando a sua introdução no contexto Ibérico.

**Figura 3-2 - Rede Ibérica de gasodutos**



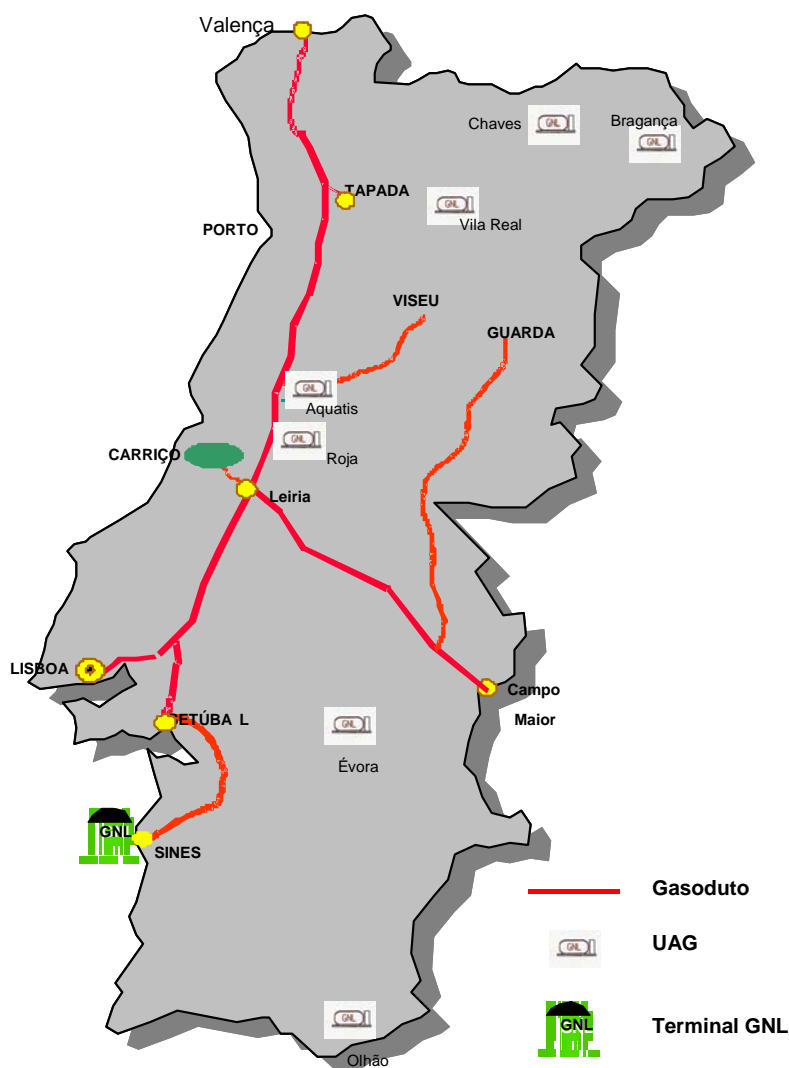
Fonte: Transgás

Do ponto de vista da distribuição regional de gás natural, o projecto foi desenvolvido em três fases. Na primeira, foram criadas quatro empresas concessionárias (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) que cobriam toda a zona litoral portuguesa atravessada pelo gasoduto. Posteriormente, foram criadas duas concessionárias (Beiragás e Tagusgás) para cobertura do interior do país, uma na vizinhança do gasoduto de Campo Maior a Leiria e outra na Beira Baixa e Beira Alta onde, foram construídos dois gasodutos de transporte. Mais recentemente, foram implantadas algumas unidades autónomas de gás para abastecimento das cidades de Bragança, Chaves e Vila Real na zona Transmontana (Duriensegás), Évora (Dianagás) e Olhão (Medigás). Foram ainda construídas duas destas unidades

para abastecimento directo de dois clientes industriais. A Figura 3-3 e a Figura 3-4 ilustram o actual sistema português de transporte que compreende os seguintes elementos:

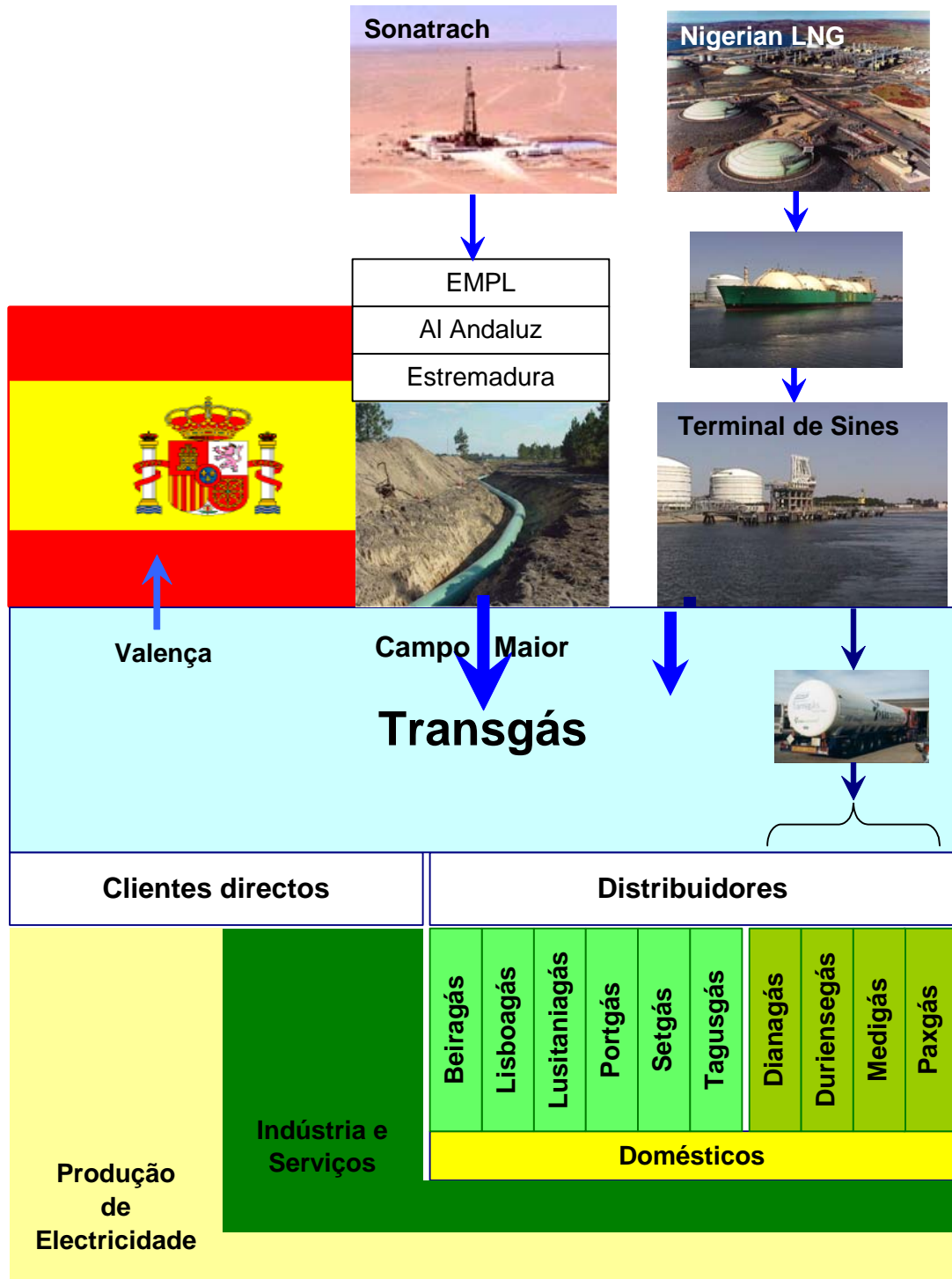
- Um terminal de recepção de GNL, com armazenagem associada;
- Um complexo de armazenagem subterrânea;
- Um sistema de transporte a alta pressão;
- Um sistema de ramais de entrega a seis empresas concessionárias de distribuição regional e a clientes directos;
- Várias unidades autónomas de gás natural liquefeito para entrega a três empresas licenciadas de distribuição local.

**Figura 3-3 - Sistema Português de Transporte**



Fonte: Transgás

Figura 3-4 - Percurso do gás natural para fornecimento dos consumidores portugueses e empresas envolvidas





### 3.2 INVESTIMENTOS

Num sistema de recepção, transporte e distribuição de gás natural, o volume dos investimentos é crucial para a viabilização dos projectos. As redes de gasodutos de transporte e distribuição, os terminais oceânicos de GNL e as armazenagens subterrâneas são instalações altamente capital intnsivas. A esta característica acresce o aspecto inflexível de não ser viável mudar a localização das redes nem das outras instalações. A eficiência de todos estes investimentos condiciona a competitividade do sistema global.

O projecto de introdução do gás natural em Portugal implicou, em território nacional e até fins de 2002, os investimentos indicados no Quadro 3-1. Em média, cerca de 36% do total investido foi subsidiado pela União Europeia a fundo perdido.

**Quadro 3-1- Investimentos**

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

	1993 a 1997	1998	1999	2000	2001	2002	SOMA
<b>Transporte em território Português</b>	<b>597 066</b>	<b>34 807</b>	<b>37 454</b>	<b>4 994</b>	<b>10 935</b>	<b>26 296</b>	<b>711 552</b>
<i>Engenharia</i>	67 313						67 313
<i>Gasodutos de transporte</i>	481 730	32 692	37 404	3 252	7 452	25 443	587 973
<i>Sistema SCADA</i>	23 563	1 785		1 082	658	284	27 372
<i>Edifícios (Despacho)</i>	14 430	85	15	414	758		15 702
<i>Outros investimentos Transgás (1)</i>	10 030	245	35	246	2 067	569	13 192
<b>Armazenagem Subterrânea</b>	<b>4 484</b>	<b>1 756</b>	<b>12 011</b>	<b>22 870</b>	<b>17 460</b>	<b>20 491</b>	<b>79 072</b>
<b>Instalações de GNL</b>			<b>3 092</b>	<b>22 730</b>	<b>45 664</b>	<b>92 585</b>	<b>164 071</b>
<i>Terminal de GNL</i>			2 005	20 585	43 510	92 226	158 326
<i>Unidades autónomas de gás</i>			1 087	2 145	2 154	359	5 745
<b>Distribuição</b>	<b>194 697</b>	<b>159 739</b>	<b>183 166</b>	<b>239 906</b>	<b>229 966</b>	<b>138 154</b>	<b>1 145 628</b>
<i>Redes</i>	171 650	122 040	121 655	136 002	124 312	87 118	762 776
<i>Conversões</i>	23 047	37 699	61 512	103 046	104 273	50 739	380 316
<i>Unidades de enchimento de viaturas</i>				858	1 381	297	2 536
<b>TOTAL</b>	<b>796 247</b>	<b>196 302</b>	<b>235 723</b>	<b>290 500</b>	<b>304 025</b>	<b>277 526</b>	<b>2 100 323</b>

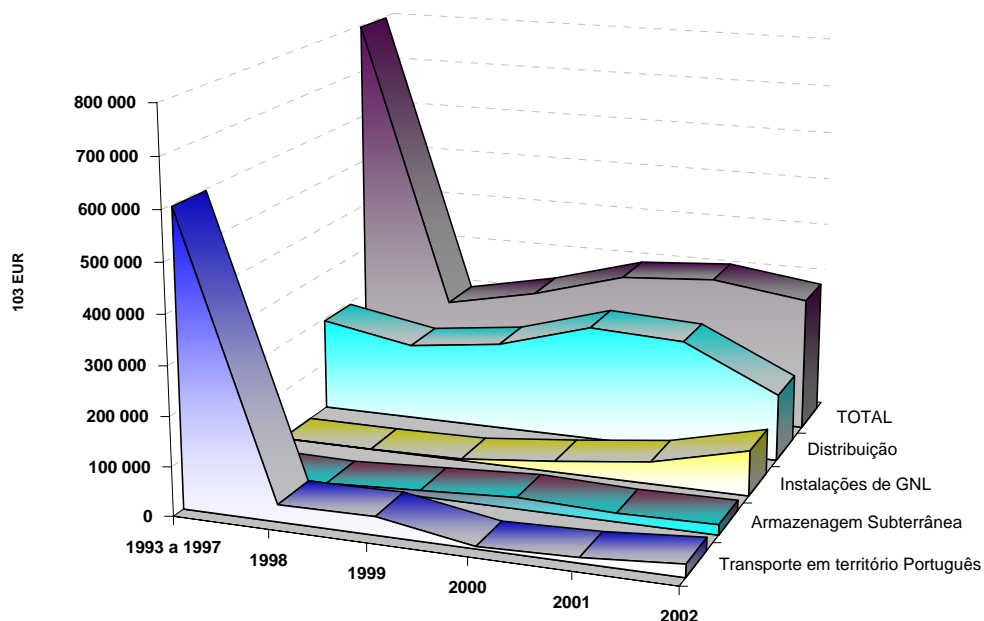
(1) Inclui Comissionamento e seguros de obras.

Fonte: Empresas do sector

Verifica-se do quadro anterior que a rede de transporte em alta pressão representa menos de um terço do total investido. A grande concentração dos investimentos deu-se na construção de redes de distribuição e nos clientes finais, particularmente na forma de conversões, como foi o caso de Lisboa. Os custos de conversão dos contadores e dos aparelhos utilizadores de cerca de 230 mil clientes de gás de cidade foram suportados pela LisboaGás e por subsídios da União Europeia.

A Figura 3-5 mostra a evolução dos investimentos anuais repartidos pelas principais instalações do sistema português de gás natural.

Figura 3-5 - Investimentos



Fonte: Empresas do sector

O Quadro 3-2 indica os investimentos separados na óptica fornecedor - consumidor. Verifica-se que quase três quartos do investimento foi aplicado em infra-estruturas de recepção, transporte, armazenagem e distribuição.

Quadro 3-2 - Investimentos nos fornecedores e nos clientes

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

	1993 a 1997	1998	1999	2000	2001	2002	SOMA	Repartição
Recepção, transporte, armazenagem e distribuição	773 200	158 603	174 212	186 596	198 371	226 490	1 717 471	81,8%
Clientes	23 047	37 699	61 512	103 904	105 654	51 036	382 852	18,2%
<b>TOTAL</b>	<b>796 247</b>	<b>196 302</b>	<b>235 723</b>	<b>290 500</b>	<b>304 025</b>	<b>277 526</b>	<b>2 100 323</b>	<b>3 404 400</b>

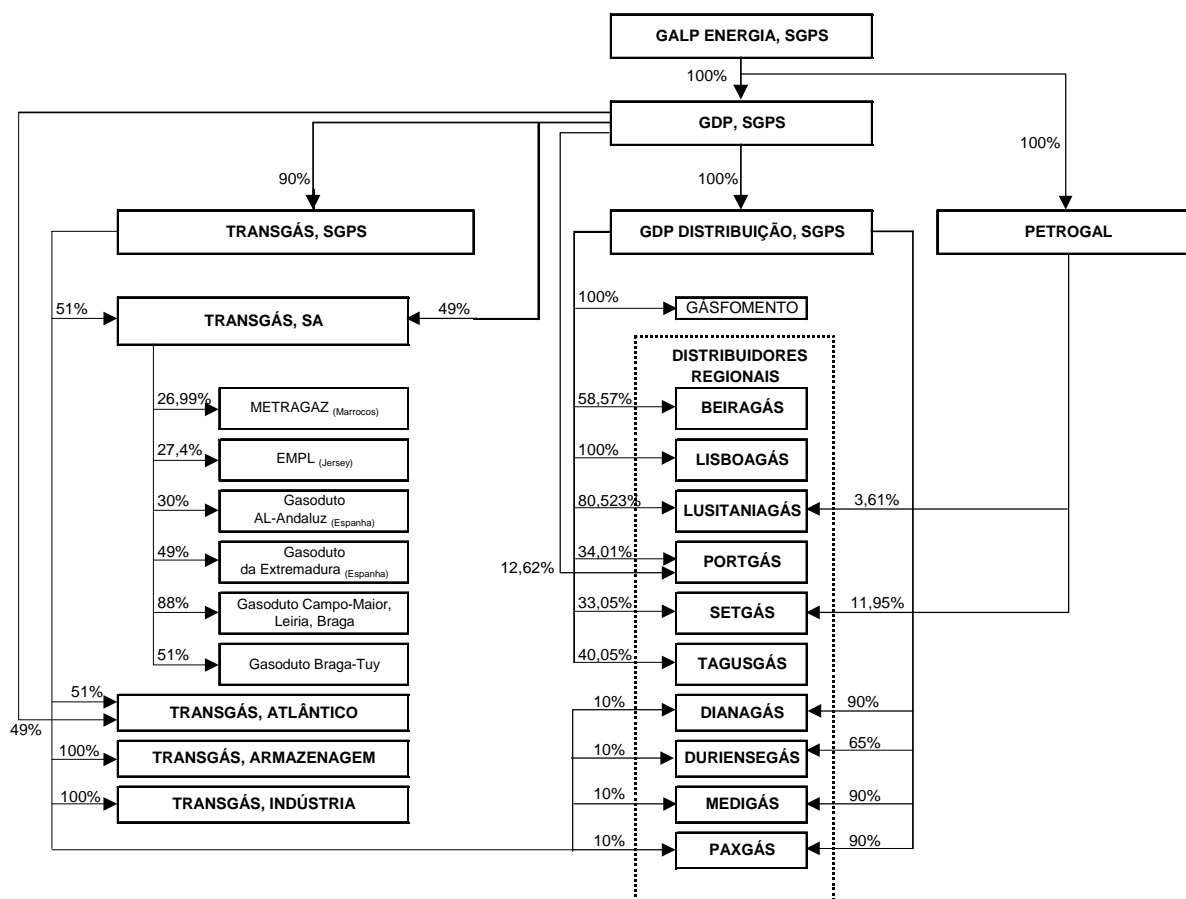
Fonte: Empresas do sector

Há a referir ainda que o sistema de gasodutos em Espanha e Marrocos implicou um investimento global de cerca de 225 milhões de euros repartidos entre a Transgás e a Enagás como referido no Quadro 6-2, ou cerca de 9% do total investido em Portugal.

### 3.3 ESTRUTURA EMPRESARIAL

O projecto de introdução do gás natural em Portugal assentou em duas principais empresas: A GDP, essencialmente vocacionada para questões de distribuição e a Transgás dedicada à importação, ao transporte e ao fornecimento a grandes clientes. Em 2001, foi criada a Galp Energia que passou a deter ambas as empresas a 100% e conferiu nova estrutura empresarial ao sector. Esta nova estrutura está indicada na Figura 3-6.

Figura 3-6 - Estrutura empresarial e participações da Galp Energia



Fonte: Relatórios e Contas de 2002 das empresas do sector.



## 4 ARMAZENAGEM

A actividade de transporte e fornecimento de gás natural deve assegurar o abastecimento regular do combustível, em condições de segurança. Deste modo, as consequências de eventuais interrupções nos seus aprovisionamentos e de picos de consumo sazonais devem ser evitadas através de instalações de armazenagem que permitam fazer face a estas situações. As bases de concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão estipulam que a reserva deve ser suficiente para cobrir 20 vezes a média diária do consumo nacional verificado no ano anterior, excluindo o consumo inerente a 900 Mwe (Central da Tapada do Outeiro).

Existem actualmente dois projectos prioritários ao nível do armazenamento de gás natural em Portugal Continental e que passam pelo terminal de gás natural liquefeito em Sines e pela armazenagem subterrânea no Carriço.

Existe ainda uma terceira alternativa de armazenamento de gás natural com reduzida capacidade, as Unidades Autónomas de Gás (UAG). Esta forma de armazenamento tem como principal objectivo viabilizar o fornecimento de gás natural a clientes localizados em zonas afastadas dos sistemas de transporte e distribuição nacional sendo abastecidas por camiões cisterna abastecidos a partir de terminais de GNL.

### 4.1 TERMINAL

A construção de um terminal de gás natural integra o âmbito da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão, tendo sido prevista no respectivo contrato. Nos termos das bases desta concessão e do clausulado do seu contrato, a concessionária pode, mediante autorização do Estado concedente, subconcessionar no todo ou em parte a concessão.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98, de 23 de Dezembro, cometeu à Transgás a responsabilidade de constituir uma sociedade, à qual podia subconceder, nos termos da cláusula 55.ª do contrato de concessão, as obrigações e os direitos aplicáveis à construção e exploração do terminal. Na sequência desta determinação e nos termos referidos, foi constituída, em Abril de 1999, a Transgás-Atlântico, Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., que passou a deter a subconcessão do terminal de gás natural. Após estudo de viabilidade técnica, a referida Resolução aprovou a construção do terminal de importação de Gás Natural Liquefeito em Sines (Figura 4-1), em detrimento de Setúbal e Peniche.

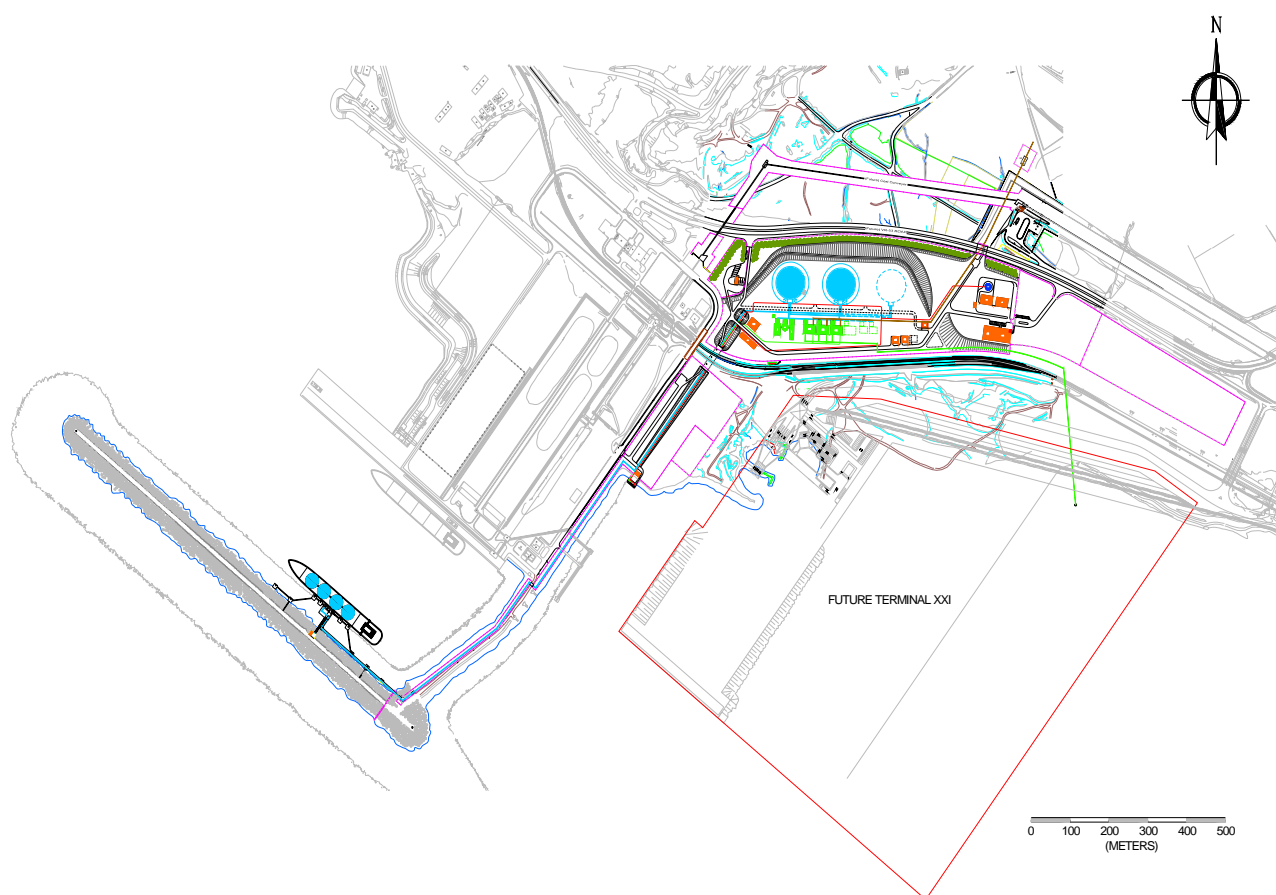
O investimento global realizado ascende a cerca de 250 milhões de euros, sendo 40% financiado pela União Europeia a fundo perdido. Esta infra-estrutura proporciona um maior desenvolvimento e a

consolidação do mercado do gás natural em Portugal Continental, respondendo à necessidade de encontrar uma forma alternativa de aprovisionamento estratégico desta fonte de energia e satisfazer a procura agregada dos sectores residencial, industrial e eléctrico.

A localização desta infra-estrutura em Sines foi justificada com base nas seguintes vantagens:

- Menor impacte ambiental pela inserção num ambiente industrial.
- Melhores condições do porto e das infra-estruturas de apoio geral.
- Impacte positivo no ordenamento do território.
- Menor investimento associado a esta localização.

**Figura 4-1 - Zona de implantação do terminal de Sines**



Fonte: Transgás

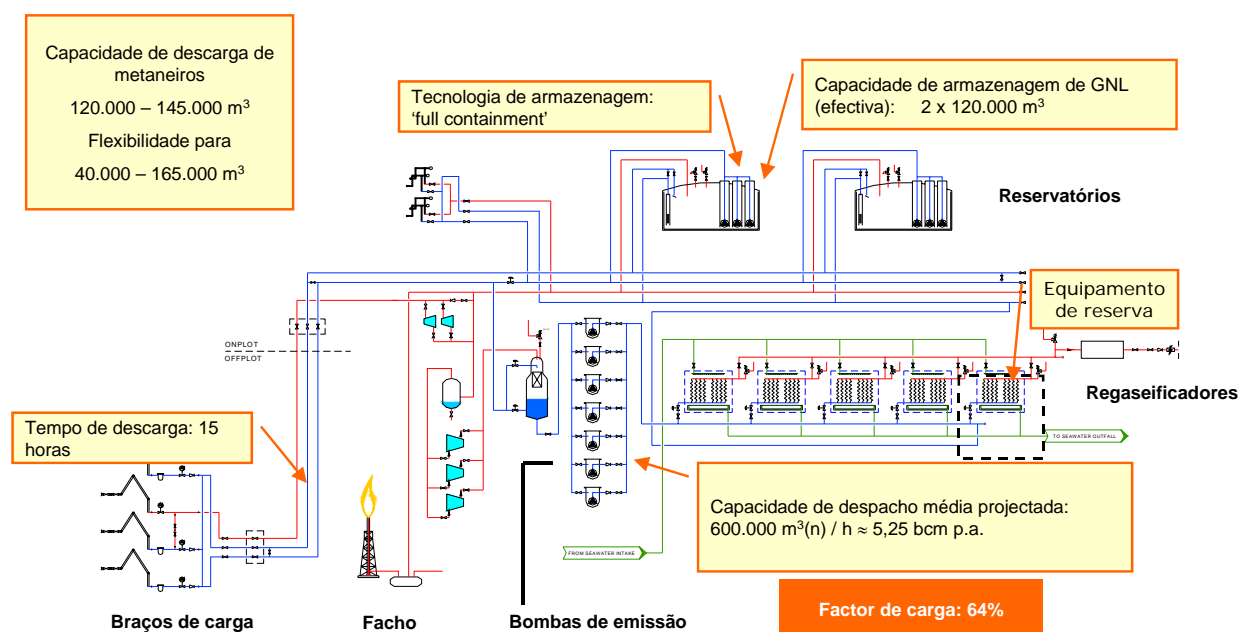
Os trabalhos de construção do terminal tiveram início em Janeiro de 2001. Em Março do mesmo ano deu-se o arranque das escavações para as fundações dos dois reservatórios de GNL. Em Agosto de 2001 iniciou-se a construção do primeiro tanque, tendo-se concluído as obras do terminal no último trimestre de 2003, prevendo-se o início da exploração comercial para Janeiro de 2004.

Em operação, o terminal terá como principais actividades:

- Recepção do GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros.
- Armazenagem do GNL em 2 tanques com 240 000 m<sup>3</sup> de capacidade total. Neste local está prevista a possibilidade de construir um terceiro reservatório.
- Regaseificação e emissão do gás natural para o sistema de transporte em alta pressão através do gasoduto de Sines a Setúbal e carga do GNL em camiões cisterna.

A Figura 4-2 apresenta o sistema de armazenagem de gás natural no terminal de Sines bem como as suas principais características técnicas.

Figura 4-2 - Terminal de Sines

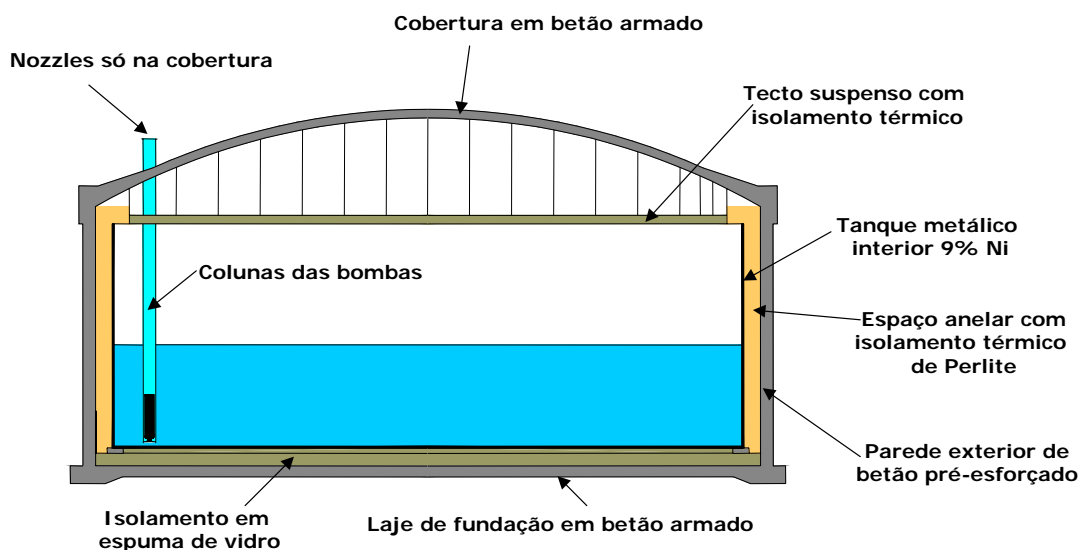


Fonte: Transgás

A tecnologia de armazenagem utilizada é a de *full containment* e pode ser observada na Figura 4-3.

A emissão média de gás natural para o gasoduto será de 600 000 m<sup>3</sup>/h e podendo atingir em ponta os 900 000 m<sup>3</sup>/h. Estes valores foram decididos em 2002, estando no início da construção apenas prevista uma emissão de metade dos valores referidos. Por fim, a estação de enchimento de camiões cisterna para abastecimento das UAG terá a capacidade de duas vezes 50 m<sup>3</sup>/h.

Figura 4-3 - Tecnologia de armazenagem *full containment*



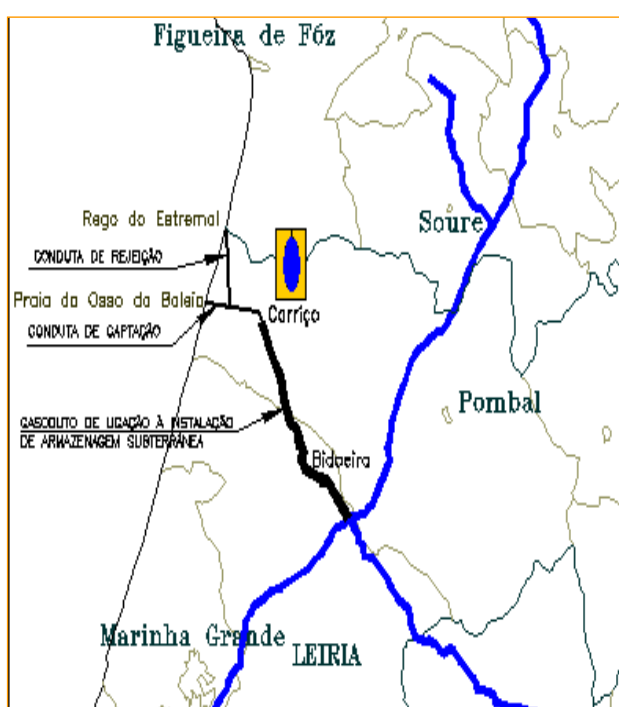
Fonte: Transgás



## 4.2 ARMAZENAGEM SUBTERRÂNEA

O projecto de armazenagem subterrânea em cavidades de formações salinas, actualmente em fase de construção no concelho de Pombal, pretende garantir uma reserva estratégica e satisfazer uma obrigação do contrato de concessão. A localização deste projecto recaiu sobre a zona do Carriço (Figura 4-4) em virtude desta se inserir num ambiente geológico em que os terrenos apresentam uma acumulação elevada de sal-gema (diapiro), sendo a escolha o resultado de um conjunto de estudos de carácter ambiental e de viabilidade técnica e sócio-económica.

Figura 4-4 - Localização da armazenagem subterrânea no Carriço

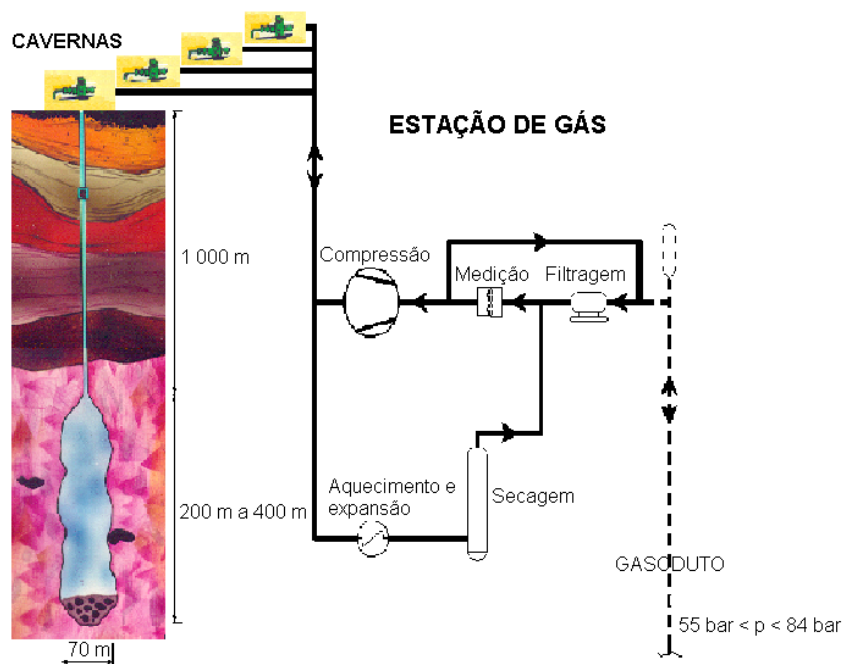


Fonte: Transgás

Este projecto envolve inicialmente a construção de quatro cavernas subterrâneas cilíndricas com uma capacidade de armazenagem total de 195 milhões de m<sup>3</sup>.

A injeção do gás natural nas cavidades é efectuada a uma pressão média de 180 bar e as quatro cavidades são ligadas a uma estação única de superfície, através de tubagens enterradas, conforme ilustrado na Figura 4-5. A capacidade de injeção nas cavidades será de 110 000 m<sup>3</sup>/h para injeção de ponta, a 150 bar, e 60 000 m<sup>3</sup>/h para injeção sazonal, a 180 bar.

Figura 4-5 - Esquema da armazenagem subterrânea no Carriço



Fonte: Transgás

O programa de desenvolvimento da armazenagem subterrânea no Carriço prevê os seguintes passos:

- Existência do gasoduto Bidoeira - Carriço, que se encontra em funcionamento.
- Conclusão da estação de gás em 2003 (pronta para *cold commissioning*).
- Entrada em operação das primeiras duas cavernas em 2004, com uma capacidade de armazenagem útil de 75 milhões de m<sup>3</sup> num total de 120 milhões de m<sup>3</sup>, estando o início do enchimento com gás previsto para Abril de 2004.
- Entrada em operação da terceira caverna em 2006 com uma capacidade útil esperada de cerca de 20 milhões de m<sup>3</sup> num total de 30 milhões de m<sup>3</sup>.
- Entrada em operação da quarta caverna em 2007 com uma capacidade operacional útil prevista de 30 milhões de m<sup>3</sup> num total de 45 milhões de m<sup>3</sup>.

Prevê-se assim que em 2007, sem considerar a capacidade do gasoduto ("linepack") e do terminal de GNL, passe a existir uma capacidade de armazenagem que assegurará 20 dias de consumo não interruptível.

No que respeita à capacidade instalada de emissão para a rede, de 300 000 m<sup>3</sup>/h, esta será atingida quando as duas primeiras cavernas estiverem operacionais (2004).

### 4.3 UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS

Para viabilizar o fornecimento de gás natural a clientes localizados em zonas afastadas das redes de transporte e distribuição, a Transgás desenvolveu um programa de Unidades Autónomas de Gás (UAG). As UAG possuem uma capacidade de armazenagem de GNL não muito elevada e são abastecidas por camiões cisterna.

As UAG são unidades não assistidas, excepto no tocante às operações de descarga das cisternas e de manutenção.

O equipamento típico de uma UAG é o seguinte:

- Terminal de descarga para camiões cisterna.
- Reservatórios criogénicos para armazenamento de GNL. A capacidade de armazenamento das actuais UAG em operação é de 80 m<sup>3</sup> a 160 m<sup>3</sup>, sendo que a pressão de armazenamento varia entre 2,5 bar e 3,2 bar e a temperatura é cerca de -163° C.
- Vaporizadores atmosféricos ou por água quente para regaseificação, com capacidade de vaporização de 600 a 1000 m<sup>3</sup>/h.

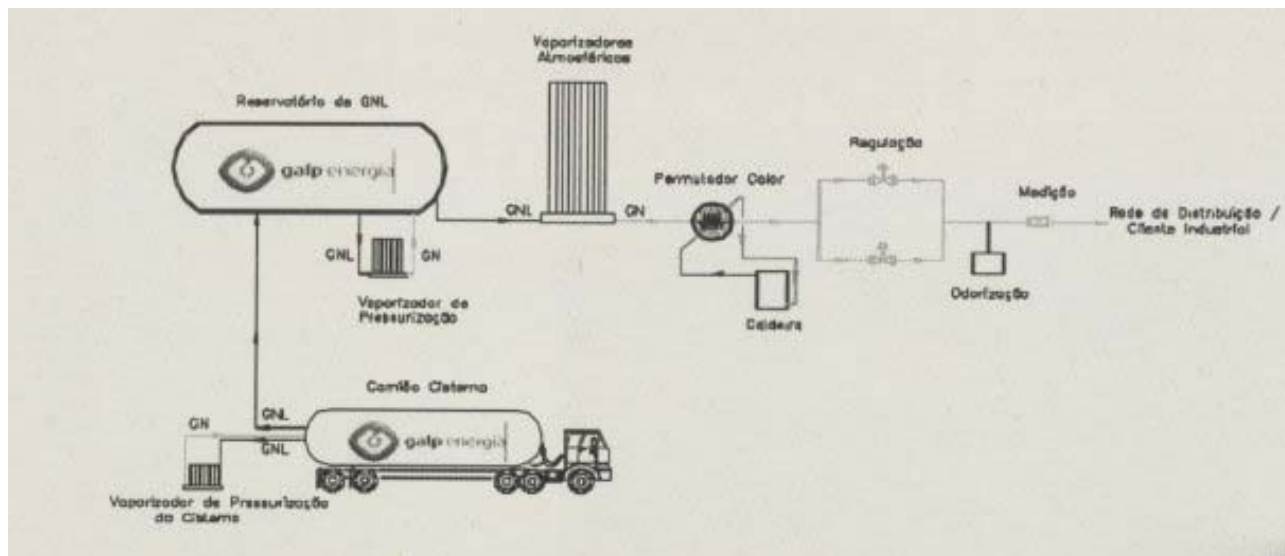
A emissão de gás natural das UAG para as redes de distribuição é realizada a uma pressão inferior a 4 bar. A capacidade de emissão das actuais UAG em operação varia entre 1 000 m<sup>3</sup>/h e 3 000 m<sup>3</sup>/h.

A Figura 4-6 esquematiza o processo de descarga, armazenamento, regaseificação e emissão do gás natural nas UAG.

Estão ainda em projecto mais quatro UAG: em Tocha, Estrela de Alva (dedicada), Seia e Faro ou Portimão. Estão em estudo mais seis UAG. Prevê-se que até 2006 o número de UAG em funcionamento ascenda a 17.

Actualmente encontram-se em funcionamento sete UAG: Chaves, Bragança, Aquatis (concelho de Santa Comba Dão), Olhão, Évora, Coja e Vila Real. De notar que as UAG Aquatis e Coja são de uso dedicado, respectivamente para a Cerâmica Aquatis e para a Cerâmica Carriça. As características das UAG são apresentadas no Quadro 4-1.

Figura 4-6 - Descarga, armazenamento, regaseificação e emissão do gás natural nas UAG



Fonte: Transgás

Quadro 4-1 - Características das UAG

UAG	Chaves	Aquatis	Bragança	Olhão	Coja	Évora	Vila Real
<b>Data entrada funcionamento</b>	Março 2000 Maio 2001 (2.º res.)	Maio 2000	Agosto 2000	Outubro 2001	Novembro 2001	Agosto 2002	em testes
<b>Tipo</b>	Rede	Dedicada	Rede	Rede	Dedicada	Rede	Rede
<b>Localização</b>	Chaves	Concelho de St. Comba Dão	Bragança	Olhão	Coja-Arganil	Évora	Vila Real
<b>Distribuidor/ Cliente</b>	Duriensegás	Cerâmica Aquantis	Duriensegás	Medigás	Cerâmica Carriça	Dianagás	Duriensegás
<b>Capacidade de emissão (m<sup>3</sup>/h)</b>	3 000	1 500	3 000	1 500	1 000	1 50	1 500
<b>Pressão de emissão (bar)</b>	3	2,5	2,5	2,5	2,5	3,2	2,5
<b>Capacidade de armazenagem GNL (m<sup>3</sup>)</b>	2*80	120	80	80	80	120	120
<b>Tempo de descarga (h)</b>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Fonte: Transgás

#### 4.4 PERSPECTIVA AMBIENTAL

##### TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

O terminal de Sines permitirá a recepção de gás natural liquefeito por via marítima e a sua armazenagem em reservatórios<sup>46</sup> a baixa temperatura (aproximadamente  $-162^{\circ}\text{C}$ ). Nos reservatórios, a temperatura é mantida somente devido ao isolamento térmico, não sendo consumida energia neste processo. Na regaseificação é utilizada água do mar para auxiliar a elevar a temperatura do gás.

Esta actividade apresenta impactes classificados no respectivo Estudo de Impacte Ambiental (EIA)<sup>47</sup> como “temporários na fase de construção, sendo mínimos os impactes gerados na fase de exploração, em particular depois da plena aplicação das medidas de minimização”. Os principais impactes directos, identificados no referido estudo EIA, estão sintetizados no Quadro 4-2 e no Quadro 4-3.

**Quadro 4-2 - Principais impactes ambientais do terminal de regaseificação de gás natural (Sines) na fase de construção**

Aspecto	Descrição
Geológico, geotécnico e hidrogeológico	Movimentação de terras associadas à necessária modelação do terreno para implantação do terminal. Parte do material resultante da escavação foi utilizado nos aterros para o novo Terminal XXI.
Qualidade do ar	Emissão de poeiras e gases provenientes da combustão nas máquinas utilizadas na construção.
Ambiente sonoro	Ruído associado à construção (maquinaria, transporte de materiais e desmonte de rocha).
Paisagístico	Os impactes visuais associados aos estaleiros, movimentação de terras e circulação de equipamentos são classificados como elevados no EIA.
Socio-económico	Durante a fase de construção foram criados novos postos de trabalho (400 a 600).

<sup>46</sup> Dois reservatórios, cada um com capacidade de 120 000 m<sup>3</sup> de GNL.

<sup>47</sup> Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., Terminal de regaseificação de gás natural liquefeito, Estudo de impacte ambiental, AGRI-PRO AMBIENTE, Consultores, S.A., 2000.

**Quadro 4-3 - Principais impactes ambientais do terminal de regaseificação de gás natural (Sines)  
na fase de exploração**

<b>Aspecto</b>	<b>Descrição</b>
Qualidade do ar	Em exploração normal, o terminal não gera emissões gasosas para a atmosfera.
Qualidade da água	Elevação da temperatura (cerca de 7° C) da água do mar utilizada na regaseificação. Utilização de hipoclorito de sódio nesta água para impedir o desenvolvimento de algas.
Socio-económico	Dado o contributo para a política económica desta infra-estrutura, o EIA considera que o projecto apresenta impactes positivos.
Segurança	De acordo com o EIA, os níveis de risco encontram-se dentro dos limites aceitáveis pela maioria das organizações internacionais. Nenhum dos cenários de acidente, identificados como possível, afecta a cidade de Sines, localizada a cerca de 2 km.

### ARMAZENAGEM SUBTERRÂNEA

O projecto de construção das cavernas consiste em efectuar um furo até à camada de sal-gema (a aproximadamente 900 m de profundidade) através do qual se introduz água que vai dissolver o sal, formando assim a caverna. A água utilizada provém de furos efectuados em área dunar, a cerca de 150 metros da linha de costa, sendo a rejeição da salmoura resultante da dissolução do sal efectuada numa ribeira, já perto do mar. Na dissolução é também utilizado gasóleo para criar uma película e minorar a dissolução na parte superior da caverna. O gasóleo que for rejeitado juntamente com a salmoura é recuperado por decantação. Cada caverna demora entre 1,5 a 2 anos a ser construída, estando prevista a construção de 6 cavernas, com um volume unitário de cerca de 300 000 m<sup>3</sup>.

O EIA<sup>48</sup> deste projecto concluiu que “os impactes negativos globalmente induzidos pelo projecto não são muito significativos e possuem um carácter predominantemente temporário e reversível, na medida em que se produzirão sobretudo na fase de construção”.

Os principais impactes ambientais ocorrem na fase de construção, nomeadamente resultantes da rejeição da salmoura e seus efeitos nas comunidades marinhas. Os impactes associados à instalação das tubagens de adução de água e rejeição da salmoura podem ser minimizados com uma correcta gestão em obra, minimizando as áreas afectadas, o mesmo sucedendo relativamente aos acessos.

Este tipo de armazenagem ocupa menos espaço a nível do solo e tem um impacte visual menor do que a feita em superfície, não apresentando risco de explosão, dada a ausência de ar.

A principal medida minimizadora consistiu na escolha do processo e locais para captação de água e rejeição da salmoura.

Interessa ainda referir que a localização escolhida para este projecto resultou de uma primeira selecção de 25 locais, efectuada em 1995, da qual se retiveram cinco. Um estudo preliminar de impacte ambiental, elaborado no mesmo ano pelo INETI, conduziu à selecção do Carriço.

---

<sup>48</sup> Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A., Armazenagem subterrânea de gás natural no Carriço (Pombal), Estudo de Impacte Ambiental, Impacte – Ambiente e Desenvolvimento, Lda., 1998.





## 5 RECEPÇÃO

### 5.1 PERSPECTIVA ENERGÉTICA

O fornecedor mais importante de gás natural a Portugal, actualmente, é a Sonatrach a partir da jazida em Hassi R'Mel - Argélia. O transporte é feito através do gasoduto do Maghreb até Tânger onde é recomprimido e transportado através do Estreito de Gibraltar até Tarifa. Desta localidade segue em gasoduto até próximo de Badajoz, entrando no território nacional em Campo Maior, onde está instalada a estação de recepção que constitui a interligação com o gasoduto em Portugal. A capacidade de recepção em Campo Maior é de 3 700 milhões de m<sup>3</sup>/ano (cerca de 420 000 m<sup>3</sup>/h).

O gás natural liquefeito (GNL) chega através de navios metaneiros ao terminal de Huelva (Espanha), onde é posteriormente regaseificado e transportado até Campo Maior, através do sistema de gasodutos em Espanha. No futuro, passará a chegar ao terminal de Sines, com uma capacidade de emissão para a rede de 5 250 milhões de m<sup>3</sup>/ano.

Considerando a capacidade de recepção em Campo Maior e a de emissão do terminal de Sines, o país ficará dotado de uma capacidade total de importação de quase 9 000 milhões de m<sup>3</sup>/ano, dos quais cerca de 500 milhões de m<sup>3</sup>/ano são destinados à Galiza.

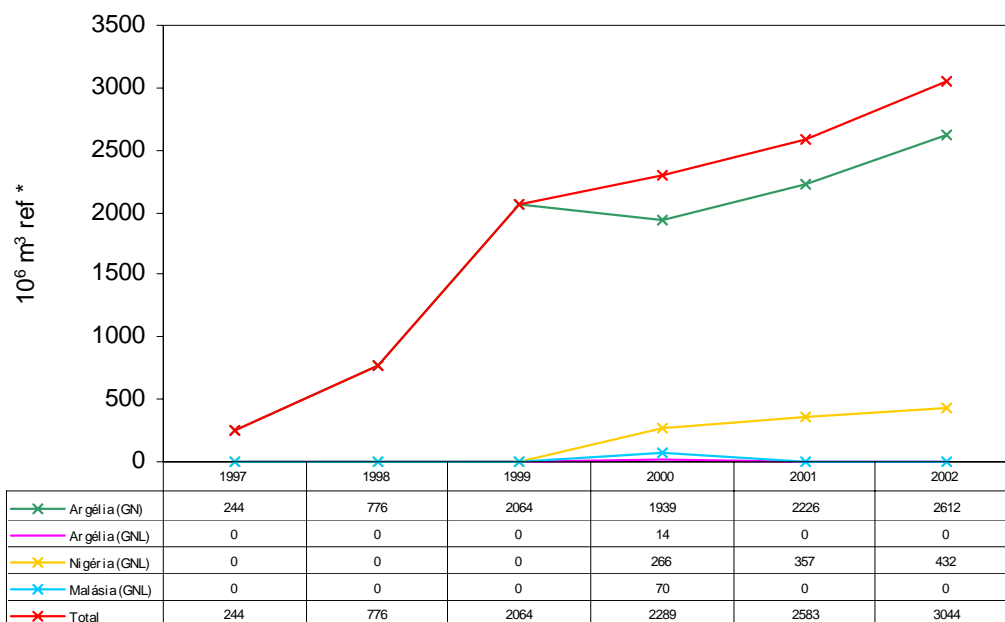
Na Figura 5-1 são indicadas as quantidades historicamente importadas, por origem. De referir que as importações de GNL provenientes da Argélia e da Malásia, verificadas apenas em 2000, dizem respeito a cargas *spot*. No futuro, e de modo a diversificar as fontes de aprovisionamento de gás natural, a Transgás espera atingir uma nova repartição das importações, passando de 86% do gás natural proveniente da Argélia, em 2002, para cerca de 40% em 2006, sendo o restante proveniente da Nigéria, conforme mostrado na Figura 5-2.

Na Figura 5-3 apresentam-se as quantidades de gás natural transportadas nos vários troços do gasoduto até entrada em território nacional, que correspondem às quantidades contabilizadas à entrada dos vários troços do gasoduto.

A segunda fonte de fornecimento de gás natural, sob a forma de GNL, corresponde aos navios metaneiros que chegam ao terminal de Huelva. O transporte é efectuado pela ligação ao gasoduto Al-Andaluz e pela Extremadura. De referir que, desde 2000, ano da primeira importação de GNL, esta fonte correspondeu a um valor entre 11% e 14% do total das importações.

No que respeita à entrada do gás natural no sistema português, em Campo Maior, proveniente das duas fontes referidas, verifica-se que a recepção tem vindo sempre a aumentar, registando um incremento de 27 vezes no período 1997-2002.

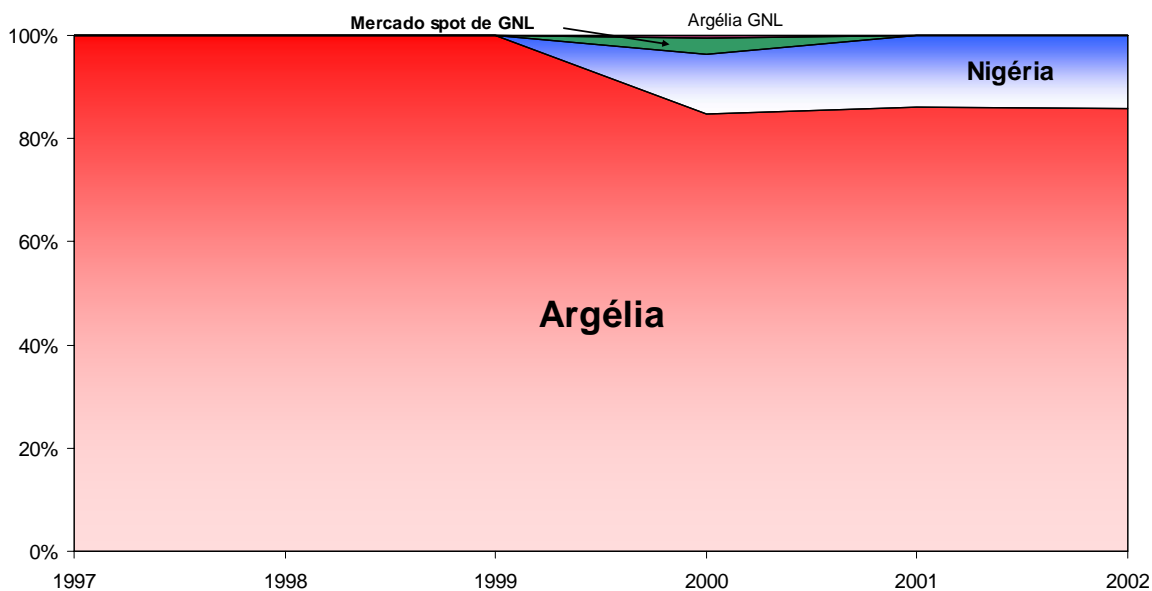
Figura 5-1 - Importação de gás natural e GNL por origem



\* valor obtido com base nas quantidades em energia, considerando um PCS de 42,00 MJ/m3

Fonte: Transgás

Figura 5-2 - Diversificação das fontes de aprovisionamento de gás natural



Fonte: Transgás

Figura 5-3 - Quantidades de gás natural transportado nos gasodutos



\* valor obtido com base nas quantidades em energia, considerando um PCS de 42,00 MJ/m3

Fonte: Transgás

Figura 5-4 - Importação de gás natural a partir da Argélia



Fonte: Transgás



## 6 TRANSPORTE

Conforme já referido anteriormente e como se pode confirmar na Figura 5-3, a mais importante fonte de fornecimento de gás natural é a Argélia, sendo o gás natural transportado pelos gasodutos da Europe Maghreb Pipeline (EMPL) (em território argelino com entrada em Mechraa en Nouar), o Al-Andaluz (em território espanhol com entrada em Tarifa) e Extremadura (em território espanhol e com entrada em Córdoba), conforme se pode observar na Figura 5-4.

A actividade de transporte de gás natural é da responsabilidade da Transgás, a quem compete:

- O transporte do gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão (> 20 bar) e o respectivo fornecimento de gás a entidades que detêm a concessão da distribuição do gás natural e a grandes clientes ligados directamente à rede primária (consumo anual superior a 2 milhões de m<sup>3</sup>).
- O transporte do GNL em camiões cisterna até às Unidades Autónomas de Gás (UAG) e o respectivo fornecimento às entidades que detêm a licença de distribuição do gás natural e a grandes clientes.

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

- Assegurar a recepção de gás adquirido.
- Absorver as variações sazonais de consumo, nomeadamente através de sistemas de armazenagem subterrânea.
- Absorver as variações diárias de consumo, nomeadamente através de sistemas de *linepack* (utilização do volume contido no diferencial de pressão) e/ou de armazenagem em terminal de GNL.
- Transportar o gás dos pontos de aprovisionamento e armazenagem para as redes de distribuição e clientes directos.
- Minimizar perdas e otimizar custos de transporte.
- Manter níveis de segurança elevados.

## 6.1 PERSPECTIVA ENERGÉTICA

### 6.1.1 PRINCIPAIS FLUXOS FÍSICOS E FINANCEIROS DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE DE TRANSPORTE EM 2002

Em 2002, o volume de vendas da Transgás ultrapassou pela primeira vez os 3 mil milhões de m<sup>3</sup>, cerca de 20% acima do valor atingido no ano anterior. O sector eléctrico representa cerca de 46% do volume de vendas, o segmento de grandes clientes 37% e os distribuidores regionais os restantes 17%.

Em termos industriais os maiores consumidores de gás natural são as cerâmicas, as cogerações e o sector vidreiro (conforme Figura 6-1).

### 6.1.2 EQUIPAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE

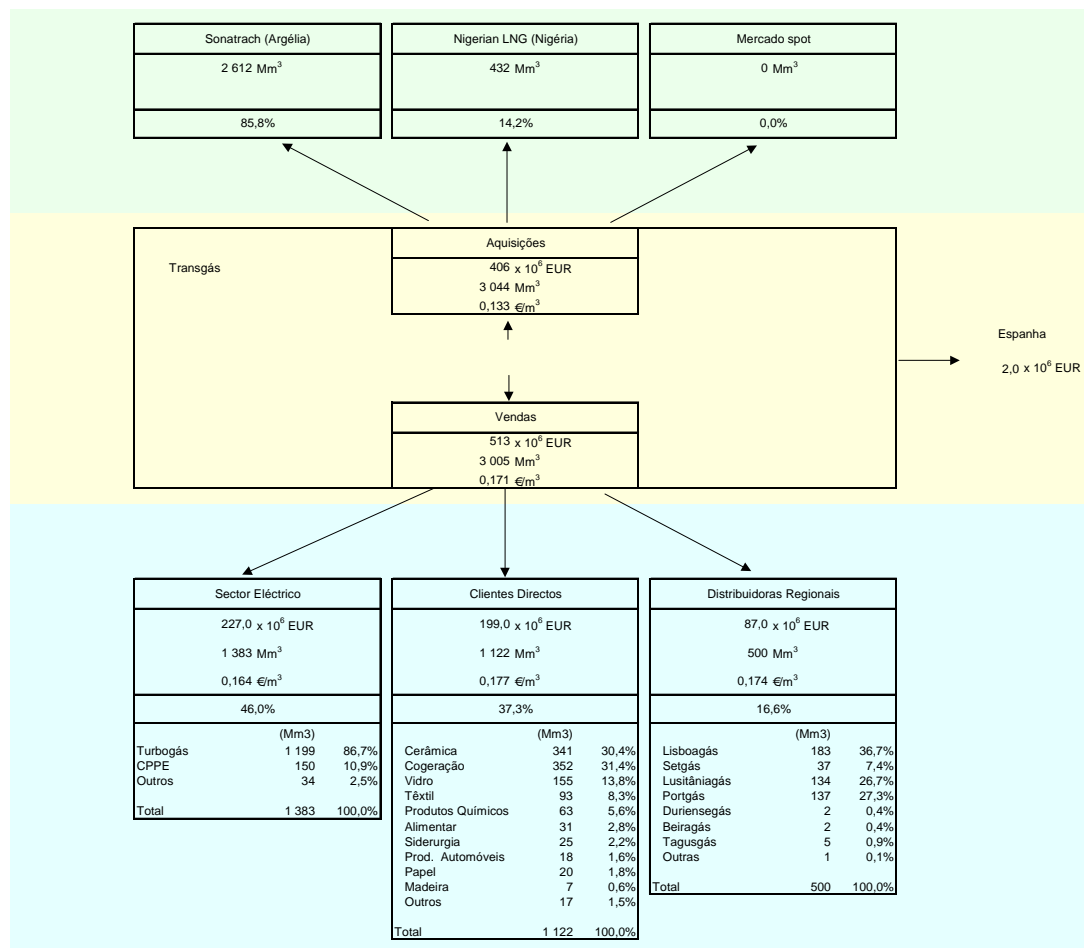
A introdução de gás natural no sistema de transporte, com o enchimento do gasoduto Campo Maior – Leiria, realizou-se em finais de Janeiro de 1997. Seguiu-se o enchimento dos troços até Setúbal, em Março, e até Valongo, em Abril. Nesta altura entrou em exploração a rede nacional de gasodutos, com o fornecimento regular de um cliente industrial, a Autoeuropa, e do primeiro distribuidor regional, a Portgás. No tocante ao fornecimento a grandes clientes da Transgás, salientam-se os centros electroprodutores da Turbogás e da Central do Carregado (2 grupos) e a Central Termoeléctrica do Ribatejo (TER).

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

- Centros operacionais.
- Rede de gasodutos.
- Estações de válvulas de seccionamento (BV).
- Estações de derivação ou junção (JCT).
- Estações de regulação de pressão e de medida do gás (GRMS).
- Estações de transferência de custódia (CTS).

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

Figura 6-1 - Principais fluxos físicos e financeiros da Transgás em 2002



Fonte: Transgás

## **CENTROS OPERACIONAIS**

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

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

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

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

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

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



**REDE DE GASODUTOS**

A rede de transporte em alta pressão por gasoduto, ou rede de 1.º escalão, contava em 2002 com 1 106 km. Destacam-se ainda os ramais de média pressão, também denominados ramais industriais ou rede de 2.º escalão, com cerca de 208 km de extensão total, no final de 2002.

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

A rede de alta pressão encontra-se dividida em sete lotes com as características indicadas no Quadro 6-1 e cuja localização pode ser verificada na Figura 6-2.

**Quadro 6-1 - Características da rede de alta pressão**

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

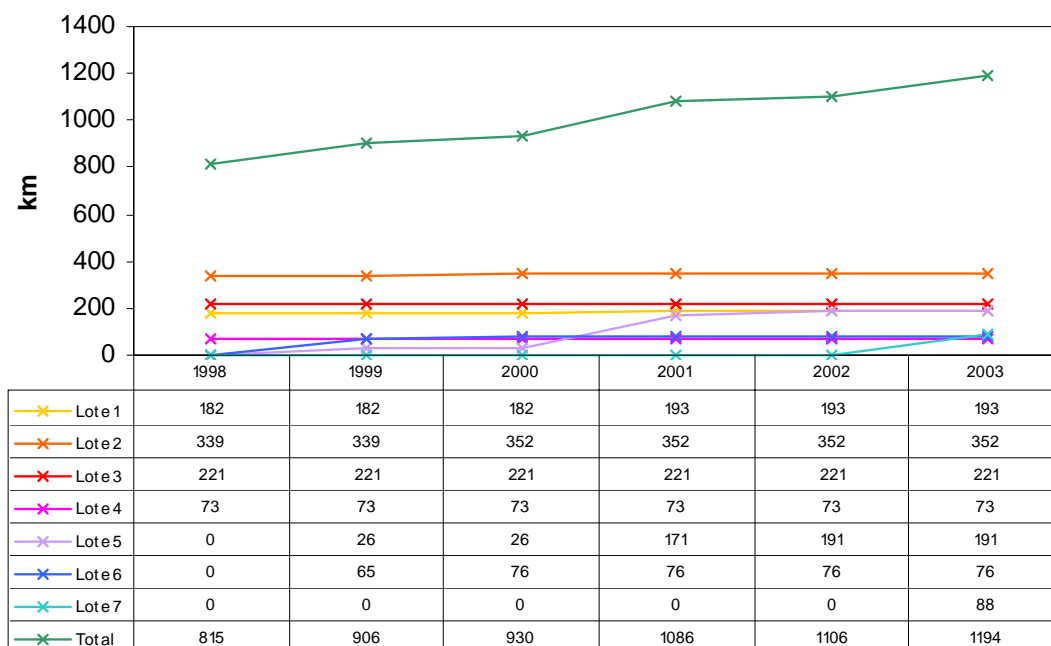
Fonte: Transgás

As Figura 6-3 e Figura 6-4 apresentam a evolução das redes de alta pressão, 1.º escalão, e média pressão, 2.º escalão, entre os anos de 1998 e 2002.

No período em análise, 1998-2002, a rede de 1.º escalão aumentou cerca de 36%, especialmente impulsionada pelos desenvolvimentos verificados no lote 5 (Monforte – Guarda). Entre 1998 e 2002, registaram ainda um ligeiro aumento da sua extensão os lotes 1, 2 e 6, tendo os lotes 3 e 4 mantido a sua extensão. Com a entrada em funcionamento do lote 7 a extensão total da rede passou a 1 194 km.

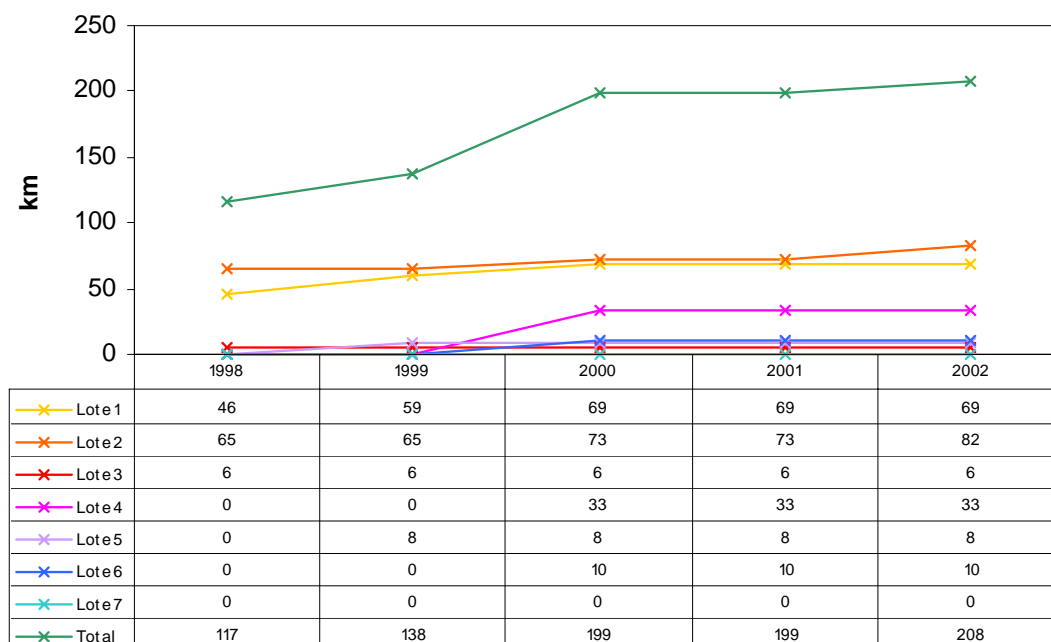


Figura 6-3 - Evolução da rede de transporte de gás natural de 1.º escalão



Fonte: Transgás

Figura 6-4 - Rede de 2.º escalão



Fonte: Transgás

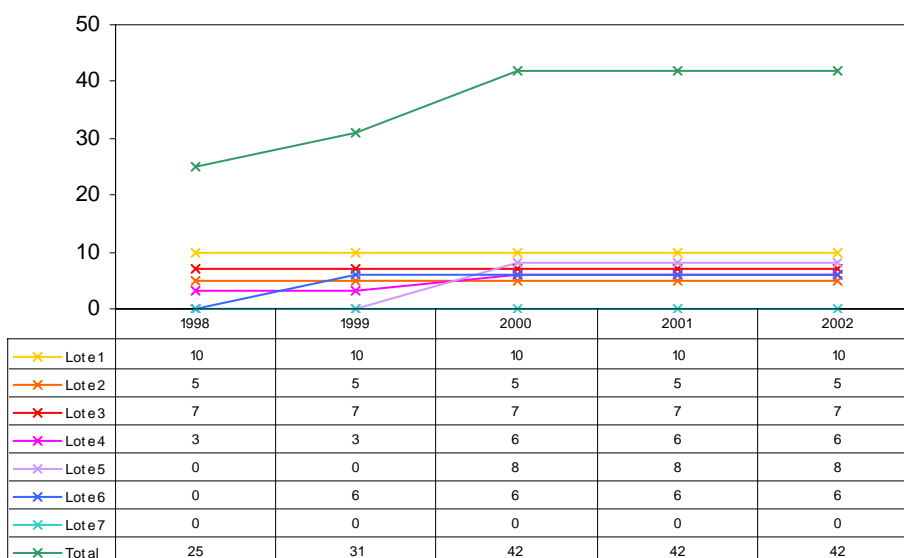
**ESTAÇÕES DE VÁLVULAS DE SECCIONAMENTO**

No final de 2002 existiam 42 estações de válvulas de seccionamento ao longo do gasoduto. Estas válvulas permitem o seccionamento e despressurização de troços de tubagem, quer em operações de manutenção, quer numa eventual situação de emergência. Este equipamento pode ser fechado por controlo remoto, mas a sua abertura obriga à presença de uma equipa de manutenção.

No sentido de minimizar as consequências de eventuais fugas, as estações de válvulas de seccionamento estão espaçadas de cerca de 30, 20 ou 10 km, consoante a densidade populacional e a proximidade de outros tipos de construções. A localização das válvulas tem ainda em consideração a necessidade de purga pela chaminé de descarga e a facilidade de acesso fácil.

Na Figura 6-5 apresenta-se a evolução das estações de válvulas de seccionamento verificada no período 1998-2002.

**Figura 6-5 - Número de válvulas de seccionamento**



Fonte: Transgás

No período 1998-2002 o número total de estações de válvulas de seccionamento aumentou 68%, com particular incidência nos lotes 5 e 6 (Monforte - Guarda e Mealhada - Viseu), sendo de notar que desde 2000 não se verifica a construção de novas estações. No período em análise, registou-se ainda um pequeno aumento do número de estações de válvulas de seccionamento no lote 4, tendo-se mantido o número destas estações nos lotes 1, 2 e 3.

**ESTAÇÕES DE DERIVAÇÃO E JUNÇÃO**

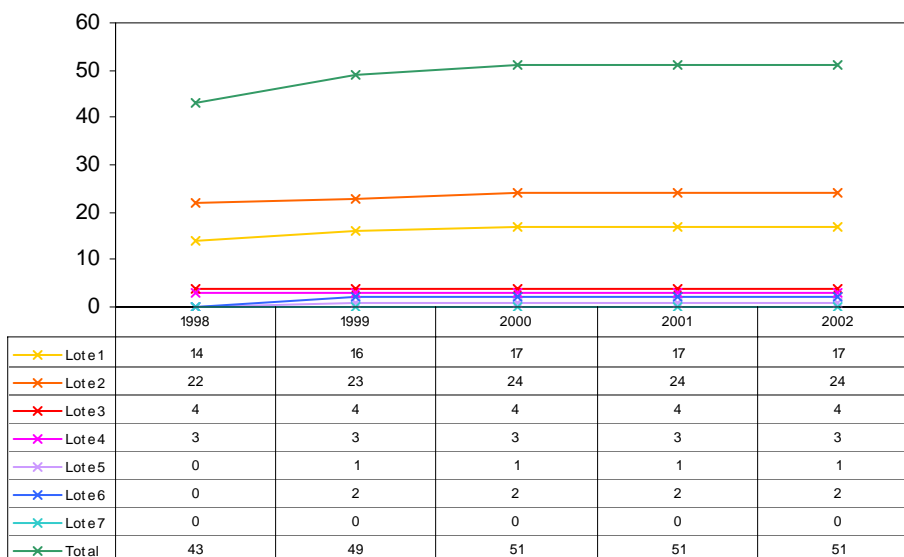
No final de 2002 existiam 51 estações de derivação e junção na rede de transporte de gás natural. Estas estações permitem a ligação às derivações e aos ramais de distribuição local.

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

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

Na Figura 6-6 apresenta-se a evolução das estações de derivação e junção na rede de transporte de gás natural.

**Figura 6-6 - Número de estações de derivação e junção**



Fonte: Transgás

No período 1998–2002 verifica-se um aumento de 19% no número de estações de derivação e junção instaladas na rede de transporte de gás natural, sendo de notar que desde 2000 não se regista a construção de novas estações. O referido incremento é traduzido por 8 novas estações, repartidas pelos lotes 1, 2, 5 e 6 (Setúbal – Leiria, Leiria – Braga, Monforte – Guarda e Mealhada – Viseu), tendo-se mantido o número destas estações nos lotes 3 e 4.

### ESTAÇÕES DE REGULAÇÃO DE PRESSÃO E MEDIDA

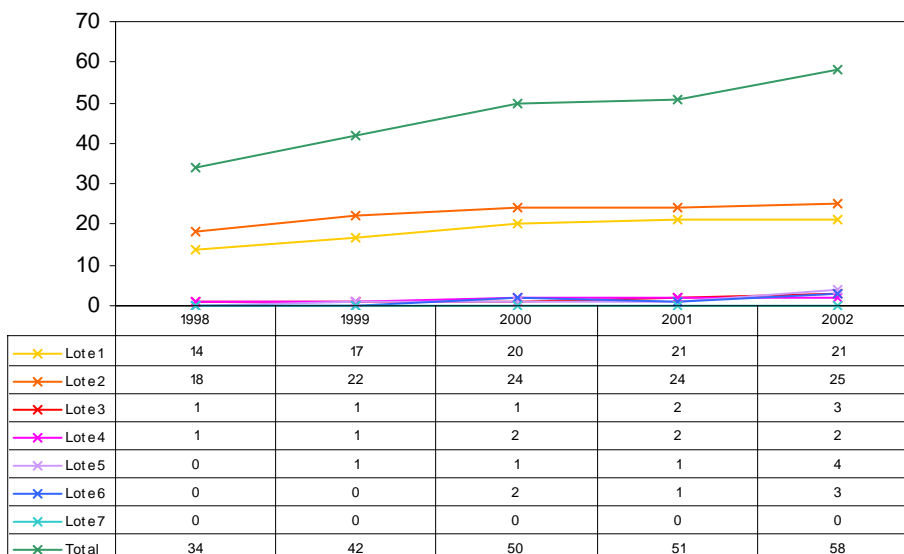
No final de 2002, a rede de transporte de gás natural contava com 58 estações de regulação de pressão e medida. A sua principal função é reduzir e regular a pressão do gás na transferência do gasoduto de alta pressão, ou do ramal, para a rede de distribuição ou alimentação local, bem como medir, monitorizar e controlar o fornecimento do gás.

As estações de regulação e medida são constituídas essencialmente por:

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

A Figura 6-7 apresenta a evolução do número de estações de regulação de pressão e medida, tendo-se registado durante o período 1998-2002, um aumento de 71%, principalmente justificado pelos incrementos registados nos lotes 1 e 2 (Setúbal – Leiria e Leiria – Braga). Em todos os outros lotes houve também um aumento do número de estações, embora mais reduzido..

**Figura 6-7 - Número de estações de regulação de pressão e medida**



Fonte: Transgás

#### ESTAÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA

As estações de transferência de custódia correspondem aos pontos de interligação com a rede espanhola. Existem actualmente duas estações, uma em Campo Maior e outra em Valença, pertencentes respectivamente aos lotes 3 e 4 (Campo Maior – Leiria e Braga - Tuy).

### 6.1.3 PRINCIPAIS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO

As principais interligações da rede nacional de transporte de gás natural com a rede espanhola são em Campo Maior (Badajoz) e em Valença do Minho (Tuy), conforme se pode observar na Figura 6-8.

**Figura 6-8 - Rede Ibérica de gasodutos de transporte em alta pressão**



Fonte: Transgás

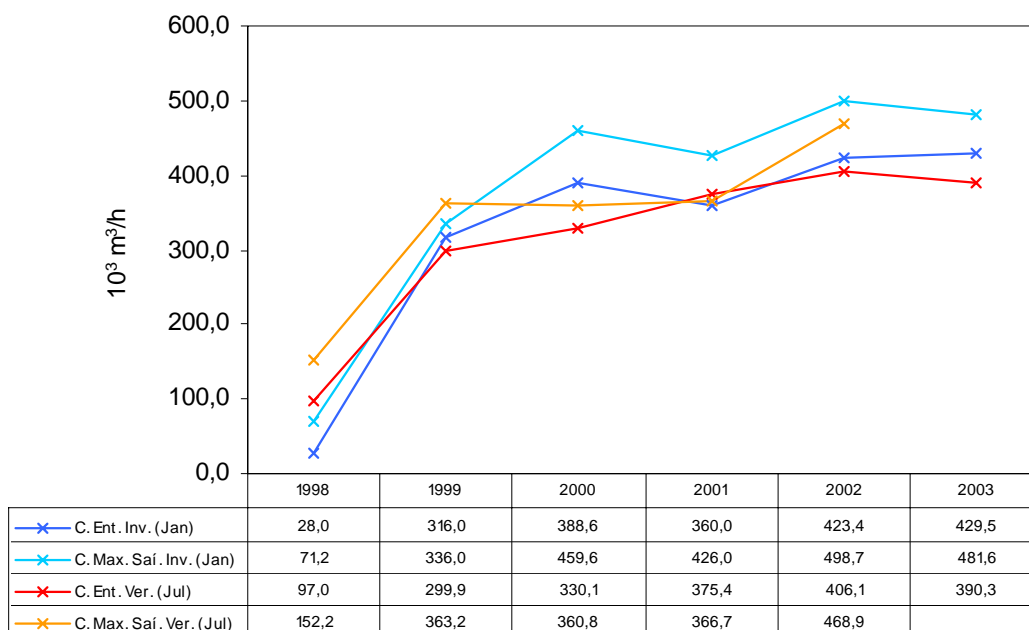
Campo Maior é o principal ponto de entrada de gás natural em território nacional, com uma capacidade de importação de 3 700 milhões de m<sup>3</sup>/ano, sendo Valença geralmente um ponto de saída de gás natural.



### 6.1.4 CAUDAIS MÁXIMOS EM DIAS CARACTERÍSTICOS

Na Figura 6-9 apresentam-se os caudais horários máximos em dias característicos de Inverno, em Janeiro, e de Verão, em Julho, para a rede de transporte de gás natural. Da análise desta figura verifica-se que, como seria de esperar, os caudais de Verão são em regra geral inferiores aos de Inverno. No entanto tal diferença não é significativa pois a influência do sector eléctrico, nomeadamente das centrais termoeléctricas, é muito pronunciada. Regista-se ainda que, na grande maioria dos dias característicos apresentados, os caudais de entrada são inferiores aos de saída, o que indica que o consumo nestes dias de ponta é geralmente satisfeito através de sistemas de “linepack” e não por aumentos imediatos dos caudais de entrada.

**Figura 6-9 - Caudais horários máximos em dias característicos**

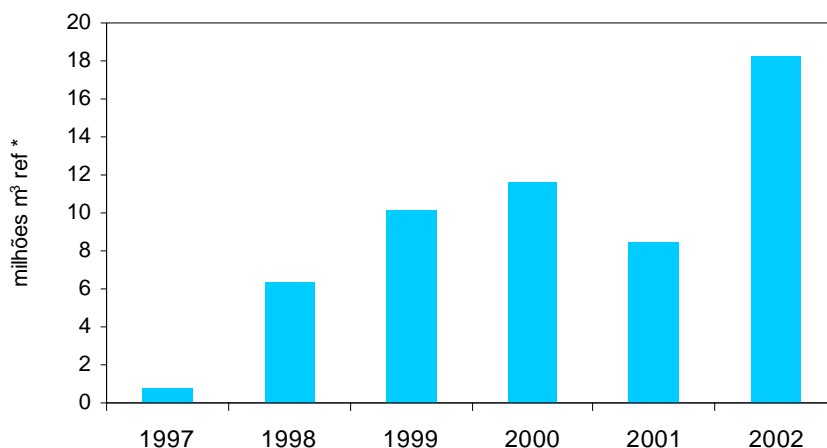


Fonte: Transgás

### 6.1.5 ANÁLISE DE PERDAS NA REDE DE TRANSPORTE

Na Figura 6-10 apresenta-se a evolução das perdas na rede de transporte de gás natural desde 1997 a 2002.

**Figura 6-10 - Perdas no transporte de gás natural**



\* valor obtido com base nas quantidades em energia, considerando um PCS de 42,00 MJ/m<sup>3</sup>

Fonte: Transgás

Comparando os valores das perdas com os valores de gás natural recebido no sistema português (em Campo Maior) verifica-se que a respectiva percentagem apresenta um valor relativamente baixo, variando entre 0,3%, em 2001 e 0,8%, em 1998.

### 6.1.6 CAPACIDADE DE EMISSÃO DO TERMINAL

A emissão média de gás natural do terminal de Sines para o gasoduto será de 600 000 m<sup>3</sup>/h e em ponta poderá atingir os 900 000 m<sup>3</sup>/h.

### 6.1.7 CAPACIDADE DE EMISSÃO DA ARMAZENAGEM SUBTERRÂNEA

A capacidade instalada de emissão de gás natural da armazenagem subterrânea do Carriço para a rede será de 300 000 m<sup>3</sup>/h já com o primeiro par de cavernas operacional (2004).

## 6.2 RELAÇÕES CONTRATUAIS

O contrato de concessão de importação, de transporte e de fornecimento de gás natural celebrado entre o Estado e a Transgás, conjuntamente com os contratos entre a concessionária e vários agentes económicos, constitui a trave mestra que sustenta o projecto de introdução do gás natural em Portugal.

A Figura 6-11 apresenta as relações contratuais existentes entre a Transgás e os vários agentes económicos, evidenciando o grau de complexidade destas relações administrativas e comerciais.

O contrato de concessão da Transgás estabelece as regras que garantem ao projecto uma rendibilidade mínima. Este objectivo é conseguido graças ao desenvolvimento, em paralelo, do projecto de produção de energia eléctrica a partir de gás natural em centros electroprodutores do Sistema Eléctrico de Serviço Público. Estes centros devem consumir determinadas quantidades de gás natural, a um preço que proporciona uma rendibilidade real máxima dos capitais próprios da Transgás de 11%. Em caso de dificuldades do projecto, o sistema electroprodutor obriga-se a consumir as eventuais quantidades não consumidas pelo mercado a um preço que garante uma rendibilidade real mínima de 6%. Estas quantidades estão relacionadas com o primeiro contrato de importação de gás natural celebrado entre a Transgás e a empresa argelina Sonatrach<sup>49</sup> e representam quase 50% das quantidades nele contratadas. Este contrato estabelece que as quantidades deverão ser pagas independentemente de terem sido ou não levantadas, sendo por isso designado de *take-or-pay*.

Nem todas as actividades concessionadas à Transgás são directamente exercidas por esta empresa. Na actividade de transporte, a Transgás vendeu o direito de transporte nos troços internacionais do gasoduto a um conjunto de empresas participadas por si e pela empresa espanhola Enagás. Regista-se que as actividades desenvolvidas por estas empresas também têm como contrapartida uma remuneração dos capitais próprios de 11% real. Mais recentemente, subconcedeu a construção do terminal oceânico de Sines, bem como a actividade de recepção e armazenamento de gás natural liquefeito à Transgás Atlântico.

O fomento do consumo do gás natural é outro dos principais vectores do contrato de concessão da Transgás, caracterizado pelo fornecimento de gás natural aos grandes consumidores e aos distribuidores regionais. Do relacionamento da Transgás com os distribuidores regionais salientam-se as seguintes características:

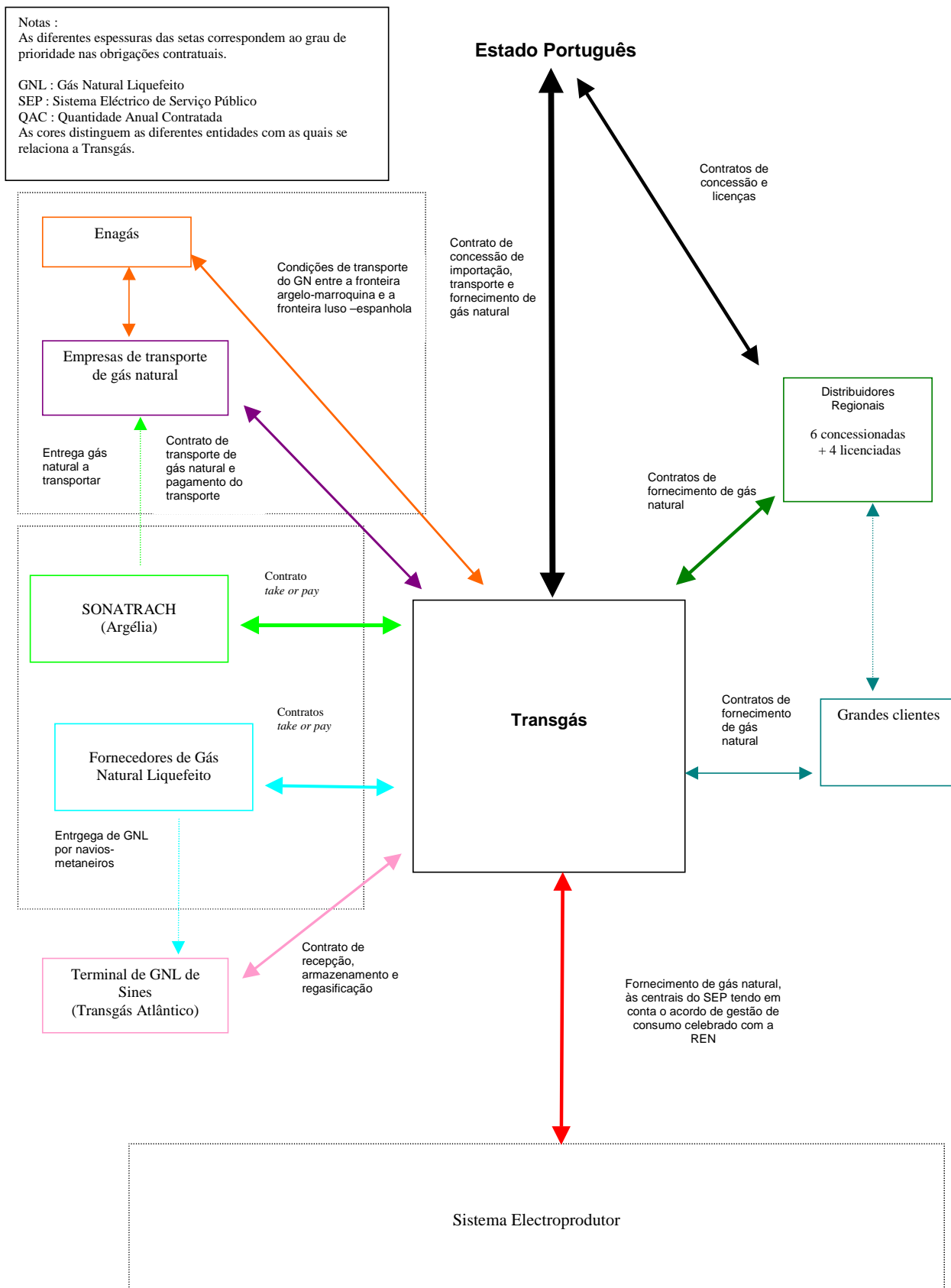
---

<sup>49</sup> Este contrato representou, em 2002, cerca de 85% de todo o gás natural importado.

- A Transgás tem de fornecer prioritariamente os distribuidores regionais, relativamente aos restantes clientes.
- Os distribuidores regionais beneficiam de incentivos enquanto não atingirem determinados volumes, no valor do termo fixo pelo facto, de nesta fase de introdução, os consumos não terem ainda atingido os valores cruzeiros.
- O preço do gás natural não levantado mas contratado pelos distribuidores regionais não incorpora termo variável.

De seguida são brevemente caracterizados os principais contratos celebrados entre a Transgás e os vários agentes económicos.

Figura 6-11 - Relações contratuais entre a Transgás e os principais agentes económicos



**CONTRATO DE CONCESSÃO DE IMPORTAÇÃO, TRANPORTE E FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

A análise do contrato de concessão, celebrado em 14 de Outubro de 1993 entre o Estado e a Transgás, permite realçar três linhas mestras, orientadoras da actividade da Transgás:

1. Condições técnicas e comerciais de prestação dos serviços concessionados.

A concessão do serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural através da rede de alta pressão à Transgás tem a duração de 35 anos, a partir da data de assinatura do contrato.

A Transgás é obrigada a construir, instalar e manter os equipamentos necessários à rede de transporte, assim como à construção de um ou mais terminais de gás natural liquefeito. Para este efeito, a Transgás pode utilizar os bens do Estado, incluindo os de domínio público nas condições legais mais favoráveis<sup>50</sup>, bem como constituir servidões sobre imóveis ou recorrer à sua expropriação.

A Transgás obriga-se a fornecer gás natural às concessionárias das redes de distribuição regional e aos clientes que consumam anualmente mais de 2 milhões de metros cúbicos<sup>51</sup>.

Por forma a prestar o serviço concessionado, a Transgás tem de aprovisionar gás natural às melhores condições de mercado, informando trimestralmente a DGE dos preços e das quantidades de gás natural adquiridos no trimestre anterior. Também segundo o contrato de concessão, a Transgás obriga-se a garantir a manutenção de uma reserva estratégica equivalente a pelo menos vinte dias de consumo do ano anterior, excluindo as necessidades inerentes à produção de 990 MWe. Este valor, à data, correspondia à potência da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, que é interruptível.

---

<sup>50</sup> Foi prestada uma caução de 99,8 milhões de euros como garantia à implantação da rede de transporte de acordo com o contrato.

<sup>51</sup> Também pode fornecer a outros consumidores individualizados mediante autorização do Ministro da tutela.

## 2. Limites ao endividamento da empresa.

Durante o período da concessão, o valor do passivo da Transgás não pode exceder o valor do seu activo. De forma a cumprir este objectivo, os accionistas da Transgás são obrigados, até ao final de cada ano, a participar com recursos financeiros próprios equivalentes a pelo menos 25% do valor dos investimentos totais acumulados. Os recursos financeiros próprios dizem respeito ao capital social, aos suprimentos e aos prémios de emissão. Esta obrigação é válida enquanto o projecto apresentar prejuízos acumulados, ou enquanto durar a implementação do sistema de gás natural em alta pressão, incluindo a construção dos respectivos terminais.

O projecto de financiamento dos investimentos da Transgás, aprovado pelo Estado, que abrange o período compreendido entre a construção das infra-estruturas e o fim da exploração do serviço concedido, foi celebrado com o Banco Europeu de Investimento e com um sindicato bancário. Este contrato incorpora as regras que condicionam o endividamento da Transgás.

## 3. Rendibilidade mínima garantida decorrente da prestação dos serviços concessionados.

A Transgás pode acordar com os seus clientes o regime de fornecimento de gás natural, incluindo os preços. Estes preços devem ser compostos por:

- Uma componente fixa relacionada com o valor dos investimentos.
- Uma componente variável relacionada com o custo do aprovisionamento de gás natural.

Estas componentes devem possuir uma forma de indexação que reflecta a evolução real dos parâmetros do modelo financeiro, nomeadamente a estrutura de capital, as taxas de juro, de câmbio e de inflação.

De um ponto de vista mais restrito, a determinação dos preços a aplicar aos distribuidores regionais e aos centros electroprodutores exige o cumprimento de regras específicas e a prévia homologação do Ministro da tutela. Estes preços resultam da aplicação de uma fórmula em que são variáveis independentes:

- A quantidade diária contratada.
- A componente variável do preço.
- A componente fixa do preço.
- A quantidade realmente consumida.

No que diz respeito aos fornecimentos de gás natural aos centros electroprodutores, como já referido, os preços deverão garantir aos accionistas, para as premissas técnicas e financeiras do

projecto inicial<sup>52</sup>, 11% reais de taxa interna de rentabilidade<sup>53</sup> dos recursos financeiros próprios<sup>54</sup> num quadro de consumos correspondentes à estimativa do projecto inicial e 6% reais em situações em que os níveis de procura dos restantes clientes se situem abaixo das estimativas consideradas no projecto inicial. Deste modo, os centros electroprodutores são o garante de um nível mínimo de remuneração dos investimentos cometidos ao projecto por esta empresa.

Assim, os preços praticados pela Transgás devem ser verificados pelo Estado Concedente de modo a averiguar se estes permitiram uma rentabilidade dos recursos financeiros próprios superior a 11%. Caso isto se verifique, os benefícios resultantes do acréscimo de rentabilidade devem ser repartidos com os clientes<sup>55</sup>. Contudo, não ficou especificado em que proporções este benefício é partilhado.

É de realçar a forte componente regulatória *ex-post* implícita neste contrato. Esta componente decorre, nomeadamente, da fiscalização permanente pelo Estado Concedente, atribuída até agora à DGE, dos procedimentos correntes<sup>56</sup> acordados e da intervenção directa do Ministro da tutela na homologação dos preços, particularmente aos Distribuidores Regionais, com base em critérios de rentabilidade, de partilha de lucros e de defesa da concorrência.

#### CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

O primeiro contrato de abastecimento foi celebrado em finais de 1993 entre a Sonatrach e a Transgás. Este contrato estabelece a obrigação de fornecimento de gás natural por parte da Sonatrach à Transgás, assim como a obrigação de aquisição e de pagamento das quantidades consumidas ou não, por parte da Transgás. As quantidades contratuais que a Sonatrach se obriga a fornecer à Transgás, designadas por quantidades anuais contratuais (QAC)<sup>57</sup>, são as seguintes:

- 1,6 mil milhões de m<sup>3</sup> em 1998.
- 1,9 mil milhões de m<sup>3</sup> em 1999.
- 2,1 mil milhões de m<sup>3</sup> em 2000.
- 2,5 mil milhões de m<sup>3</sup> entre 2001 e 2020 (último ano contratual).

---

<sup>52</sup> Referido como Proposta e que foi apresentado pelo consórcio EDP/GDP/CGD/Setgás/Lusitaniagás/Portgás – (Transgás) ao Ministro da tutela.

<sup>53</sup> Sempre que diga respeito aos recursos financeiros, o termo utilizado é rentabilidade e não rentabilidade, porque transpõe-se o referido no contrato de concessão.

<sup>54</sup> Entende-se por recursos financeiros próprios o capital social, os suprimentos e os prémios de emissão.

<sup>55</sup> Conforme cláusula 47.<sup>a</sup> do contrato de concessão da Transgás.

<sup>56</sup> A fiscalização do andamento do projecto é directamente da responsabilidade do Ministro da tutela.

<sup>57</sup> Para um poder calorífico compreendido entre 9 150 e 9 600 kcal/Cm<sup>3</sup>.



A Transgás terá que pagar e adquirir 85 % da QAC (QAC anual mínima), em cada ano contratual, isto é 2,125 mil milhões de m<sup>3</sup> a partir de 2002. Se o volume efectivamente levantado for inferior à quantidade anual mínima, a diferença apurada terá de ser paga a um preço igual a 90% do preço médio de venda contratual do ano.

Em cada período de 5 anos contratuais, a Transgás terá que pagar e adquirir 92% da soma das QAC referentes a este período. As quantidades mínimas da QAC que deveriam ter sido levantadas pela Transgás e que não o foram durante estes cinco anos terão de ser pagas por um valor igual a 90 % do preço de venda contratual médio verificado no último ano.

Em cada período de cinco anos, poder-se-ão recuperar as quantidades de gás natural não levantadas, mas já parcialmente pagas, após o ano em que se verificou o não levantamento destas, desde que:

- Seja pago 10% do preço de venda anual médio do ano de recuperação.
- As quantidades recuperadas em cada ano não excedam 15% da QAC desse ano.
- No ano de recuperação já se tenha adquirido e pago a quantidade mínima anual.

O preço contratual é determinado na fronteira argelo-marroquina (FOB), por uma relação em que as variáveis independentes são o preço de venda contratual expresso em USD por milhões de BTU<sup>58</sup> e é calculado pela média aritmética dos preços de um cabaz de oito<sup>59</sup> petróleos brutos no semestre anterior à aplicação destes preços. O cálculo desta última variável poderá sofrer ainda algumas alterações consoante as variações verificadas nas cotações relativas dos produtos petrolíferos leves e pesados. A metodologia aplicada no cálculo dos preços de venda poderá ser revista todos os 4 anos tendo sido o primeiro em Janeiro de 1998.

Existem ainda dois contratos de aquisição de gás natural com a Nigéria (NLNG I e NLNG II), na forma de gás natural liquefeito (GNL), com início de fornecimento em 2000 e 2002, com prazo de 20 anos e com quantidades contratadas de 0,42 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano (NLNG I) e aproximadamente 1,0 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano (NLNG II), respectivamente. A Transgás anunciou estar a negociar mais dois contratos de fornecimento de GNL: um com a Nigéria (NLNG +), com início de fornecimento previsto para 2005/6, com um prazo de 20 anos e quantidade contratada de 2,0 mil milhões de m<sup>3</sup>/ano; um segundo contrato apenas com um prazo de um ano e meio e a quantidade contratada de 9 a 11 metaneiros, com início previsto para 2004 e cuja origem será provavelmente o Médio ou o Extremo Oriente.

---

<sup>58</sup> 1 BTU = 0,252 kcal.

<sup>59</sup> Cinco do Médio Oriente (Arabian Light, Iranian Light, Kirkuk Light, Kuwait e Murban) e três da África do Norte (Brass Blend, Saharan Blend e Zueitina).

**CONTRATOS DE RECEPÇÃO E ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO**

No seguimento do estabelecido no contrato de concessão da Transgás e após decisão do Governo, aquela empresa iniciou a construção de um terminal de importação de GNL em Sines.

Com o objectivo de construir e operar as infra-estruturas necessárias à recepção, armazenagem e processamento de GNL, em Sines, foi constituída em Abril de 1999<sup>60</sup>, a Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., (Transgás Atlântico). Para esse efeito a Transgás, a 16 de Outubro de 2000 e com o acordo do Ministério da tutela<sup>61</sup>, subconcedeu à Transgás Atlântico o serviço público de recepção, armazenagem, tratamento e regaseificação de GNL, integrando esta subconcessão o projecto, a construção, o financiamento, a operação e manutenção do terminal de Sines. A subconcessão é válida até ao término da concessão da Transgás.

De uma forma resumida, as principais obrigações da subconcessionária são:

- Projectar, financiar, construir até 13 de Dezembro de 2003<sup>62</sup>, explorar e manter o terminal;
- Receber, armazenar, tratar e regaseificar GNL;
- Emitir o gás natural para a rede de transporte, bem como expedir GNL por camião.

O financiamento é efectuado com conhecimento da Transgás e com a aprovação do Estado, sendo que os subsídios, provenientes de fundos públicos ou ajudas comunitárias, têm de ser superiores ou iguais a 40% do valor global do investimento necessário à implantação do terminal.

O relacionamento comercial entre a Transgás e a Transgás Atlântico foi enquadrado por um contrato de subconcessão celebrado entre as duas empresas. Neste, foram estabelecidas as condições da prestação dos serviços de recepção, tratamento e regaseificação de GNL, tendo ficado previsto que a Transgás Atlântico pode também prestar estes serviços a terceiros. Este contrato é válido enquanto durar a subconcessão.

A Transgás é responsável pela entrega do GNL no terminal. O GNL é transportado através de navios metaneiros até ao terminal de Sines. Estes navios têm de cumprir um conjunto de requisitos predeterminados<sup>63</sup>, sendo a Transgás responsabilizada pelo não cumprimento destes requisitos por parte dos navios. As entregas são efectuadas de uma forma programada, sendo a Transgás Atlântico devidamente informada pela Transgás da respectiva calendarização das chegadas de metaneiros.

---

<sup>60</sup> Actualmente os accionistas desta empresa são a GDP SGPS com 10% e a Transgás SGPS com 90%, sendo que ambos são detidos, à data, a 100% pela Galp energia.

<sup>61</sup> Este acordo materializou-se no primeiro adicional ao contrato de concessão celebrado entre o Estado português e a Transgás.

<sup>62</sup> A Transgás Atlântico poderá pedir, com devida fundamentação, a prorrogação da data de entrada em serviço até 31 de Janeiro de 2004.

<sup>63</sup> Como por exemplo o facto da tonelagem máxima ser de 130 000 toneladas.

A capacidade actual de armazenamento de GNL no terminal de Sines é de 240 mil m<sup>3</sup> (2x120 000). A Transgás Atlântico disponibilizará à Transgás instalações para carregar 5 mil camiões cisternas de GNL por ano<sup>64</sup>.

A Transgás é ressarcida das perdas de gás natural ocorridas no decorrer da actividade normal da Transgás Atlântico, para as quantidades perdidas que ultrapassem uma determinada quantidade, denominada de “uso permitido do gás”.

A Transgás pagará à Transgás Atlântico uma taxa de capacidade relativa a cada mês.

O contrato prevê ainda o pagamento de uma taxa de processamento. A taxa de processamento corresponde ao produto da quantidade de GNL descarregado durante um mês pela taxa unitária de processamento. Inicialmente, esta taxa corresponde aos custos médios variáveis unitários da descarga, armazenagem e/ou processamento de GNL. Esta taxa poderá ser revista trimestralmente.

---

<sup>64</sup> Capacidade média de cada cisterna de cerca de 35 m<sup>3</sup> de GNL.

## CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

### CONTRATO CELEBRADO ENTRE A TRANSGÁS E A TURBOGÁS

Este contrato foi celebrado em Dezembro de 1994 com o objecto de definir as quantidades de gás natural a serem adquiridas pela Turbogás e a serem fornecidas pela Transgás, assim como o modo como estas transacções se efectuam. O gás natural contratado tem por fim a produção de energia eléctrica a vender à REN, não podendo ser vendido a outras partes sem prévio acordo entre a Transgás e a Turbogás. O prazo de vigência deste contrato iniciou-se à data de entrada do 1º grupo, em 1999, e tem a duração de 25 anos. O preço do gás natural adquirido pela Turbogás é determinado por um acordo celebrado entre a REN e a Transgás. A facturação da Transgás deve evidenciar as quantidades, o preço e o poder calorífico do gás natural consumido. Contratualmente, o consumo real decorrerá do despacho da central pela REN que planificará o consumo de gás natural e informará a Transgás com periodicidades anuais, mensais, diárias e intradiárias das quantidades necessárias.

Os outorgantes são responsáveis pela falha no fornecimento de energia eléctrica à REN, que decorra da não aquisição de gás natural, devido à falha da Turbogás, ou do não fornecimento de gás natural por falha da Transgás.

O não fornecimento de gás natural à Turbogás, por motivos imputáveis à Transgás, dá lugar ao pagamento de uma compensação à REN horária e por grupo. Contudo, sempre que o não fornecimento ultrapasse uma dada percentagem da quantidade anual contratada, a contrapartida à REN está limitada a esta percentagem.

Caso a Turbogás adquira mais de 2% do valor máximo contratual relativo a um determinado dia, pagará por este gás em excesso, para além do preço normal (desde que as partes não tenham acordado posteriormente um maior volume de gás natural), um encargo adicional.

Caso a Turbogás consuma menos que as quantidades contratadas, ela deverá pagar por aquelas quantidades. O preço desta quantidade residual deverá ser a média aritmética do preço do gás natural do ano contratual em causa. Nos cinco anos seguintes, a quantidade residual poderá ser recuperada, desde que a Turbogás tenha levantado uma quantidade igual à QAC aplicável nesse ano<sup>65</sup> e que o montante recuperado não represente mais do que 10% da QAC aplicável nesse ano.

Caso o preço no ano em que se recupere as quantidades residuais seja superior ao preço no ano em que ocorreu, o valor final será igual à diferença entre estes dois preços. Caso contrário, será nulo porque já foi pago. Se assim o entender, a Transgás poderá comprar o gás natural residual recuperável ao

---

<sup>65</sup> Deduzida das quantidades não fornecidas por motivo de força maior.

menor dos valores entre o preço FOB fronteira argelo-marroquina + *royalties* em Marrocos, no ano em que se verificaram as quantidades residuais, e 90% do preço (FOB + *royalties*) no ano em que a quantidade é recuperável.

#### ACORDO DE GESTÃO DE CONSUMO

O Acordo de Gestão de Consumo, celebrado entre a Transgás e a REN, é um acordo de disponibilidade de gás natural. Nele, a Transgás obriga-se a disponibilizar determinadas quantidades de gás natural para serem consumidas em centros electroprodutores do SEP e a REN obriga-se a despachar estes centros electroprodutores, por forma a que estes consumam aquelas quantidades ao preço estabelecido neste contrato. As principais variáveis do relacionamento entre estas duas empresas são as quantidades de gás natural contratadas, a desagregação destas quantidades em diferentes classes e os respectivos preços e modos de pagamento, e as quantidades adquiridas por classe.

A quantidade anual contratada (QAC) que a Transgás se obriga a disponibilizar à REN para consumo nas centrais termoeléctricas é de cerca de :

- 0,5 mil milhões de m<sup>3</sup>, em 1998;
- 1,1 mil milhões de m<sup>3</sup> de 1999, até 2021;
- 1,1 mil milhões de m<sup>3</sup> vezes o número de dias do último ano contratual (em 2022), a dividir por 365.

A REN obriga-se a emitir instruções de despacho aos centros electroprodutores por forma a que estes consumam estas quantidades. Porém, a quantidade anual contratada pode ser reduzida em certas situações como sejam motivos de força maior ou outros relacionados com a falha de fornecimento de gás natural pela Transgás.

As quantidades consumidas ao abrigo deste contrato podem ser distribuídas por várias classes, a saber:

- A quantidade anual contratual (QAC) em que o preço do gás natural é constituído pela soma de um termo fixo e de um termo variável. O termo fixo é calculado, através dum modelo económico acordado com a REN, de modo a permitir uma taxa de rentabilidade real de 11% dos recursos financeiros próprios da Transgás. O termo variável é igual ao custo de aquisição do gás natural na fronteira portuguesa (preço CIF fronteira), acrescido de eventuais custos variáveis futuros em território nacional (aprovisionamento e transporte). O preço CIF fronteira inclui os pagamentos à Sonatrach (preço FOB), o custo de transporte até ao território nacional e *royalties* que não sejam pagas em espécie. No cálculo deste preço CIF são consideradas todas as quantidades de gás natural envolvidas no transporte até à fronteira portuguesa. Este termo variável é estimado em cada trimestre, sendo efectuados acertos de pagamentos no fim de cada um destes períodos;

- A quantidade anual de excedentes obrigatórios (QAEO) é a QAC definida no contrato com a Sonatrach deduzida da QAC definida no contrato celebrado entre a REN e a Transgás e da estimativa de consumos de gás natural não afectos às centrais termoeléctricas. A QAEO não é afectada por reduções à QAC definida no contrato celebrado entre a REN e a Transgás, mas pode ser diminuída pela constituição de quantidades residuais de gás natural definidas nos contratos de fornecimento de gás natural às centrais termoeléctricas, com excepção do contrato de fornecimento de gás à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (CCTO)<sup>66</sup>. A REN obriga-se a emitir instruções de despacho para o conjunto das centrais térmicas, por forma a que a QAEO seja consumida. O preço do gás natural da QAEO também é constituído pela soma de preços de um termo fixo e de um termo variável. O termo fixo é calculado de modo a permitir uma taxa de rentabilidade real de 6% dos recursos financeiros próprios da Transgás, calculada da mesma forma do que o termo fixo da QAC. O termo variável é o mesmo que o da QAC.
- A quantidade transferida que corresponde ao diferimento no tempo de parte da obrigação de aquisição de gás natural pela REN, mediante instruções de despacho às centrais, da QAC adicionada da QAEO. A recuperação destas quantidades tem um prazo limite de cinco anos, devendo ser efectuada dentro dos mecanismos e condicionalismos estabelecidos no contrato com a Sonatrach. A quantidade transferida atribuída à REN corresponde ao menor da quantidade de gás natural não recebida mas parcialmente paga pela Transgás à Sonatrach, deduzida das quantidades residuais de gás natural definidas nos contratos de fornecimento de gás às centrais termoeléctricas ou da quantidade de gás natural não consumida pela REN (através de instruções de despacho às centrais).

Entende-se por gás natural não consumido pela REN a soma da QAC e da QAEO deduzida do consumo das centrais termoeléctricas, que não constituam quantidades adicionais<sup>67</sup>, nem quantidades recuperadas por estas centrais que digam respeito a quantidades residuais de anos contratuais anteriores. A REN pode recuperar as quantidades transferidas através de outros clientes da Transgás (Quantidades Recuperadas por Conta da REN) ou transferindo estas quantidades para os anos posteriores (Quantidades Recuperadas por Nomeação, QRN). As Quantidades Recuperadas por Nomeação têm como limite máximo 15 % da QAC e da QAEO do ano em que se efectuou a recuperação do gás natural. A REN garante à Transgás o pagamento das Quantidades Recuperadas por Nomeação sendo o seu preço composto por 90% do preço FOB, obtido por média aritmética dos preços FOB do ano em que constituiu as quantidades transferidas, adicionado das *royalties* e dos custos fixos de transporte. A REN é reembolsada pela Transgás das quantidades recuperadas por conta da REN, sendo estas valorizadas do

---

<sup>66</sup> Regista-se que no contrato de fornecimento de gás natural à CCTO, a expressão “quantidades residuais de gás natural” tem outro significado. Nesse contrato, a expressão “quantidades residuais de gás natural” diz respeito às quantidades de gás natural que deveriam ter sido adquiridas e que não o foram

<sup>67</sup> Isto é, as quantidades de gás natural que vão para além das obrigações de fornecimento da Transgás.

mesmo modo do que as quantidades recuperadas por nomeação, com excepção dos custos fixos de transporte.

- Os excedentes facultativos - Em determinado ano e por interesse da REN, esta pode adquirir, por acordo com a Transgás, uma quantidade de gás paga ao termo variável do preço da QAC, até ao valor máximo que o contrato com a Sonatrach permita, uma vez satisfeitos os consumos dos restantes mercados e de outras quantidades contratadas com a REN (QAEO e QRN). O preço destas quantidades corresponde ao termo variável do preço da QAC.

### **CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

Em finais de 1994, a empresa espanhola Enagás e a Transgás subscreveram um acordo no qual foram fixadas as linhas fundamentais do projecto de construção de um sistema de gasodutos de transporte com a finalidade de abastecerem os mercados português e espanhol a partir da Argélia. Para a gestão deste sistema de transporte, a Enagás e a Transgás criaram um conjunto de empresas encarregues do transporte de gás natural em cada gasoduto. Assim, existem seis empresas de transporte de gás natural que operam ao longo do sistema de gasoduto desde a fronteira argelo-marroquina até à fronteira luso-espanhola de Valença: a Metragaz, SA; a EMPL, SA; a Gasoduto Al-Andaluz, SA; a Gasoduto Extremadura, SA; a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, SA; a Gasoduto Braga-Tuy, S.A.

As participações da Enagás e da Transgás nos capitais sociais destas empresas variam directamente com a proporção da capacidade contratada por cada empresa. Contudo, a maioria do capital destas empresas transportadoras deverá sempre pertencer à empresa com a nacionalidade do território onde se situa a respectiva empresa transportadora. Assim, no caso da empresa de transporte Gasoduto Extremadura, não obstante o facto da maioria da capacidade de transporte pertencer à Transgás, a maioria do seu capital, 51%, pertence à Enagás, sendo os restantes 49% pertencentes à Transgás, já que este gasoduto se situa em território espanhol. Por seu lado, a empresa Braga-Tuy que transporta na sua grande maioria gás natural pertencente à Enagás, mas neste caso em território português, é detida a 51% pela Transgás e a 49% pela Enagás.

No Quadro 6-2 mostram-se as reservas de capacidade e as participações da Enagás e da Transgás no capital social das seis empresas.

**Quadro 6-2 - Reserva de capacidade e capital social, em 2002**

	Reserva de Capacidade		Capital Social						
	Enagás	Transgás	Enagás		Transgás		Outros		Total
	%	%	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR	%	10 <sup>3</sup> EUR
Metragaz	72,83	27,17	31 825	72,33	11 875	26,99	300	0,68	44 000
EMPL	72,60	27,40	92 201	72,60	34 798	27,40	1	0,00	127 000
Al-Andaluz	66,96	33,04	23 743	66,96	11 716	33,04			35 459
Extremadura	41,20	58,80	9 732	51,00	9 350	49,00			19 082
Campo Maior - Leiria - Braga	12,00	88,00	3 234	12,00	23 712	88,00			26 946
Braga - Tuy	90,00	10,00	2 155	49,00	2 243	51,00			4 398

Fonte: Transgás

Entre todas estas empresas, por um lado, e a Transgás, por outro, existem contratos de dois tipos: contratos de cedências de direito de transporte e contratos de condições de transporte. Assim, a Transgás cedeu os direitos de transporte em território português às empresas Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, SA, e a Gasoduto Braga Tuy, SA. Em Espanha, a Enagás cedeu os direitos de transporte em território espanhol às empresas Gasoduto Al-Andaluz, SA, e Gasoduto Extremadura, SA. Para o transporte propriamente dito, a Enagás e a Transgás têm contratos de transporte com as seis empresas de gasoduto. O Quadro 6-3 resume a situação.

O transporte de gás natural envolve, desde a fronteira argelo-marroquina, relacionamentos comerciais e contratuais com as empresas detentoras dos vários troços de gasoduto. Estas empresas são, por sua vez, detidas pela Transgás e pela Enagás, empresa sua congénere em Espanha. De facto, existe um acordo (Heads of Agreement) entre estas duas empresas que prevê a utilização partilhada de infra-estruturas de transporte em ambos os países e em Marrocos. Esta utilização conjunta de instalações baseia-se num princípio de reciprocidade, com base num modelo adoptado que consagra a existência de empresas de transporte detidas conjuntamente pela Transgás e pela Enagás para cada gasoduto em que se proceda ao transporte conjunto de gás.

A criação de empresas detidas conjuntamente pelos operadores de transporte português e espanhol obedeceu a alguns princípios previamente estabelecidos:

- Cada operador procede à reserva de capacidade no gasoduto.
- A propriedade da instalação de transporte é proporcional à capacidade reservada.
- As responsabilidades financeiras decorrentes do projecto empresarial de cada troço do gasoduto são proporcionais à capacidade reservada.

A maioria de capital de cada uma das empresas detidas conjuntamente pertencerá à Transgás ou à Enagás, consoante a instalação se situe, respectivamente, em território português ou espanhol.



**Quadro 6-3 - Organização dos contratos com as empresas de transporte de gás natural**

	Contratos de Direitos de Transporte	Contrato de Transporte com
EMPL	-----	Enagás
		Transgás
Metragaz	-----	Enagás
		Transgás
Al-Andaluz	Cedido pela Enagás	Enagás
		Transgás
Extremadura	Cedido pela Enagás	Enagás
		Transgás
Campo Maior – Leiria – Braga	Cedido pela Transgás	Enagás
		Transgás
Braga – Tuy	Cedido pela Transgás	Enagás
		Transgás

Fonte: Transgás

Apresenta-se de seguida uma breve caracterização do relacionamento contratual entre a Transgás, SA e as empresas de transporte que laboram em Portugal: a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, SA, e a Gasoduto Braga Tuy, SA.

A Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga ,S.A., e a Gasoduto Braga Tuy S.A. celebraram, cada uma, a 26 de Julho de 1996, dois contratos com a Transgás:

- Contratos de cedência de direito de transporte da Transgás, válidos até 14 de Outubro de 2028. Nestes contratos, a Transgás concede a estas empresas o direito de transportar gás natural, mas mantém-se como único titular das infra-estruturas, bem como responsável pela operação e manutenção dos respectivos gasodutos. Por seu lado, as empresas de transporte são responsáveis pelo transporte de gás natural e poderão transportar um máximo de 417 500 m<sup>3</sup>/h no caso do gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga e um máximo de 67 000 m<sup>3</sup>/h no caso do gasoduto Braga -Tuy. Como contrapartidas da transmissão da concessão de transporte de gás natural por parte da Transgás à Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A. e à Gasoduto Braga – Tuy, S.A., estas últimas obrigam-se a pagar à Transgás uma compensação correspondente ao valor dos investimentos nas infra-estruturas dos gasodutos. Ficou ainda estabelecido um pagamento mensal à Transgás referente<sup>68</sup> aos custos com operação e manutenção dos gasodutos.

<sup>68</sup> Na proporção do gás natural efectivamente transportado no total transportado pelo respectivo gasoduto.

- Contratos que enquadram as condições do transporte do gás natural da Transgás, válidos até 31 de Dezembro de 2020, podendo ser prolongados até 31 de Março de 2021. Nestes contratos, as empresas de transporte de gás natural comprometem-se a transportar determinadas quantidades de gás natural a determinadas tarifas. O transporte de gás natural é pago segundo uma tarifa composta por um termo fixo e outro variável, ambos por  $m^3$ . O termo fixo, definido em Euros/ $m^3/h$  e por quilómetro é aplicável à reserva de caudal horária. Esta reserva significa a quantidade de gás natural da Transgás, em  $m^3$  normais por hora que as empresas deverão transportar em cada troço do gasoduto. O termo fixo da tarifa é determinado anualmente, sendo facturado mensalmente por um doze avos do total. As receitas de transporte decorrentes do termo fixo são iguais às receitas do termo variável da totalidade das quantidades de gás natural.

O termo variável unitário é definido em €/m<sup>3</sup> e por quilómetro e diz respeito às quantidades realmente transportadas. O termo variável da tarifa é obtido pelo produto do valor unitário da tarifa do ano corrente multiplicado pela quantidade de gás natural realmente transportada e pela distância de transporte existente entre o ponto de recepção do gás natural e o ponto de entrega do mesmo expresso em quilómetros.

As quantidades transportadas por hora e por quilómetro têm de ser inferiores ou iguais à reserva de caudal horária. Contudo, pode-se transportar mais do que a reserva de caudal horária, desde que as quantidades transportadas não sejam superiores à capacidade disponível. Nesta circunstância e em caso de prolongamento da data do contrato até 31 de Março de 2021, o gás natural transportado será valorizado a uma tarifa igual ao termo variável adicionado de 30%.

Devido ao acordo Ship-or-Pay expresso nos contratos, é garantido um montante de receitas correspondente à aplicação do termo variável unitário às quantidades mínimas contratadas, mesmo se as quantidades levantadas pela Transgás e transportadas pelas empresas forem inferiores a estas quantidades mínimas.

Foi também celebrado entre a Enagás e estas empresas de transporte um contrato semelhante a este último.

As receitas totais deverão permitir uma rendibilidade real de 11%, pelo que as tarifas podem ser revistas por forma a garantir um valor actual líquido dos *cash flows* depois de impostos, correspondente aquela taxa.

**CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL ENTRE A TRANSGÁS E OS DISTRIBUIDORES****DISTRIBUIDORES CONCESSIONADOS**

Entre a Transgás e cada um dos seis distribuidores de gás natural concessionados (Beiragás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) foi celebrado um contracto de compra e venda de gás natural. Estes contratos estabelecem a obrigação de fornecimento de gás natural por parte da Transgás ao distribuidor regional e a obrigação de aquisição do gás natural à Transgás por parte do distribuidor, a um determinado preço, cujo modo de cálculo é estabelecido contratualmente. Cada contrato tem o seu termo na data de caducidade da respectiva concessão. Estes contratos, semelhantes entre si, incorporam um conjunto de características comuns, apresentadas de seguida.

**QUANTIDADES CONTRATUAIS**

Os contratos incluem, para cada ano contratual, estimativas do gás natural a fornecer, por indicação das empresas de distribuição. A Transgás garante às empresas de distribuição quantidades máximas anuais superiores em 20% às quantidades estimadas pelos distribuidores à data de celebração do contrato. Contudo, estes valores não são definitivos, podendo ser revistos ao longo do contracto. Neste último caso, a garantia do acréscimo de 20% atrás referido apenas é válida durante os primeiros cinco anos do contrato.

Pelo menos durante os primeiros 10 anos, as quantidades fornecidas deverão sempre crescer anualmente. Quando as quantidades necessárias forem superiores à quantidade máxima contratual, e sempre que haja dificuldades em fornecer o gás natural requerido, a prioridade no fornecimento será dada aos distribuidores.

**PREÇOS E COMPENSAÇÕES POR FALHAS CONTRATUAIS**

O preço do gás natural fornecido resulta da aplicação de termo variável igual ao preço CIF fronteira acrescido de eventuais custos variáveis ocorridos em território nacional e de um termo fixo. Este preço CIF é igual ao aplicado às restantes entidades tais como os centros electroprodutores e não deverá implicar à Transgás qualquer lucro ou prejuízo sobre o gás natural fornecido aos distribuidores de gás natural.

O termo fixo é função da quantidade máxima diária calculada pela média aritmética das quantidades diárias mais elevadas levantadas pelos distribuidores regionais em dois dias consecutivos multiplicado por um coeficiente. Contudo, durante os primeiros nove anos contratuais do fornecimento de gás natural, esta quantidade é dada pelo rácio entre a quantidade anual estimada pelo distribuidor e uma modelação

teórica, que varia entre 250 no início e 225 no final desse período. De facto, o dimensionamento dos investimentos é feito para satisfação dos consumos de ponta, o que é natural numa indústria de rede com investimentos indivisíveis, relacionando, por conseguinte, a remuneração do investimento com o consumo de ponta. Refira-se também que o cálculo do termo fixo com base em estimativas, garante um montante global anual à Transgás, independentemente dos volumes fornecidos.

O modo de cálculo do termo fixo poderá ser alterado tendo em a alteração das condições macro-económicas. No caso dos subsídios da União Europeia à Transgás serem aumentados, o valor do termo fixo será reduzido em conformidade.

O coeficiente multiplicador, acima referido, é actualizado anualmente (esta constante encontra-se a preços de Dezembro de 1993) tendo em conta o índice de preços ao consumidor (IPC) sem habitação, no continente. Este valor tem ainda por base um poder calorífico superior do gás natural de 10 032 kcal/m<sup>3</sup>. Este valor foi estabelecido pela Portaria n.º 658/2000, de 29 de Agosto.

Cada parte deverá compensar a outra parte pelo não cumprimento da sua respectiva obrigação de fornecimento ou de aquisição de gás natural, através do pagamento diário de 1/335 do valor do termo fixo do preço previsto para esse ano durante o período em que se verificar o não cumprimento destas obrigações. Estas obrigações não se aplicarão, na circunstância de caso fortuito ou de força maior.

Os custos de transporte em território nacional são estimados para um ano cruzeiro. Caso os custos de transporte estimados não atinjam os valores verificados, o excesso deve ser devolvido actualizado à taxa de 7% real. A forma de pagamento deste excesso pode ser alterada de comum acordo.

Até ao dia 20 do início de cada trimestre, a Transgás informará as empresas de distribuição da estimativa do termo variável do gás natural, sendo a facturação mensal efectuada com base nesta previsão. Os acertos são efectuados após o fim de cada trimestre contratual.

Os distribuidores concessionados podem fornecer clientes com consumos anuais iguais ou superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, assim como os clientes com consumos anuais inferiores a este limite podem ser fornecidos pela Transgás, desde que haja um acordo prévio entre e a Transgás e os distribuidores regionais.

#### **DISTRIBUIDORES LICENCIADOS**

Os distribuidores regionais licenciados (Dianagás, Medigás, Duriensegás e Paxgás) têm preços semelhantes aos dos seus congéneres concessionados. Contudo, estes distribuidores estão em desvantagem por o transporte do gás natural se efectuar por camião, dado este meio de transporte ser mais oneroso do que o transporte por gasoduto.

### 6.3 PERSPECTIVA ECONÓMICO-FINANCEIRA

O projecto de introdução do gás natural em Portugal assentou basicamente na Transgás. A viabilização económica desta empresa concessionária da importação, do transporte e do fornecimento a alta pressão, é fundamental para o sucesso do projecto na sua globalidade. Neste ponto dá-se uma descrição das principais variáveis económicas e físicas.

O não levantamento das quantidades contratadas pela Transgás acarretaria um importante incremento nos custos desta empresa. Como se viu, a Transgás obriga-se em cada período de 5 anos contratuais, a pagar e adquirir 92 % da soma da QAC referentes a este período.

A última linha do Quadro 6-4 mostra que a Transgás não teve que pagar por quantidades de gás natural não levantadas (consumidas e armazenadas) no quinquénio 1998-2002, já que as quantidades de gás natural consumidas acumuladas até 2002 foram superiores à soma da quantidade mínima contratada com a Sonatrach<sup>69</sup> para o quinquénio 1998-2002 e da quantidade de GNL contratada até 2002. A Transgás conseguiu consumir mais do que a QAC mínima do período 1998-2002, não obstante o importante saldo negativo verificado em 1998, que muito provavelmente se deve ao atraso na entrada em funcionamento da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro.

**Quadro 6-4 - Evolução das quantidades consumidas face às quantidades contratadas**

Unidade: Milhões m<sup>3</sup>

	1998	1999	2000	2001	2002	Total 5 anos
Distribuidoras Regionais	123	493	334	437	500	1 887
Sistema electroprodutor	402	1427	1174	1098	1384	5 485
Cliente c/ consumo >= 2 milhões de m <sup>3</sup> / ano	242	218	735	950	1122	3 267
Total consumido (1)	767	2 138	2 243	2 485	3 006	10 639
Sonatrach QAC (2)	1 498	1 778	1 966	2 340	2 340	9 922
Sonatrach QAC mínima ao fim de 5 anos (3)						9 128
NLNG (4)	0	0	420	420	420	1 260
Total contratado (5)=(4)+(2)	1 498	1 778	2 386	2 760	2 760	11 182
Total contratado mínimo no final do 5º ano (6)=(4)+(3)						10 388
Saldo (7) = (1)-(5)	-731	360	-143	-275	246	-543
Saldo (8) = (1)-(6)						251

Fonte: Transgás

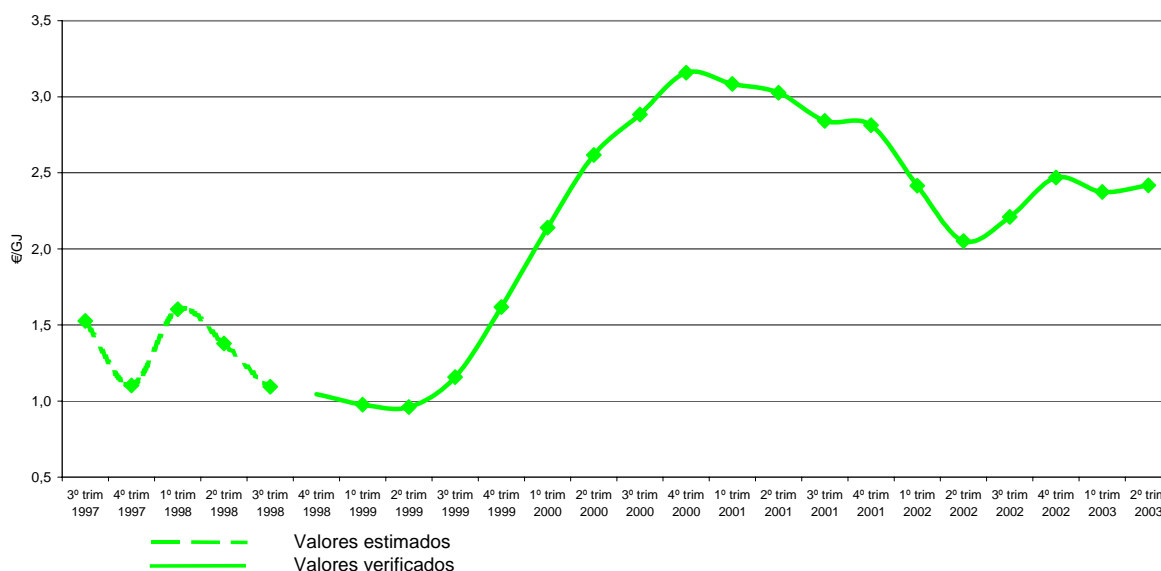
<sup>69</sup> Isto é 92% da quantidade contratada em cinco anos com a Sonatrach.

A Figura 6-12 apresenta a evolução do preço médio FOB do gás natural importado da Argélia. Este preço é uma das principais componentes do custo do gás natural adquirido pela Transgás. O preço médio FOB do gás natural importado da Argélia é calculado trimestralmente, como estipulado no contrato de importação celebrado com a Sonatrach. Os preços médios de 1998 e 1999 são estimados, por não se terem as cotações de todos os petróleos brutos que compõem o cabaz de referência com uma periodicidade trimestral. Os valores para o 2º semestre de 1999, para 2000, 2001 e 2002, assim como para o 1º trimestre de 2003, são os preços médios verificados respeitantes a estes períodos.

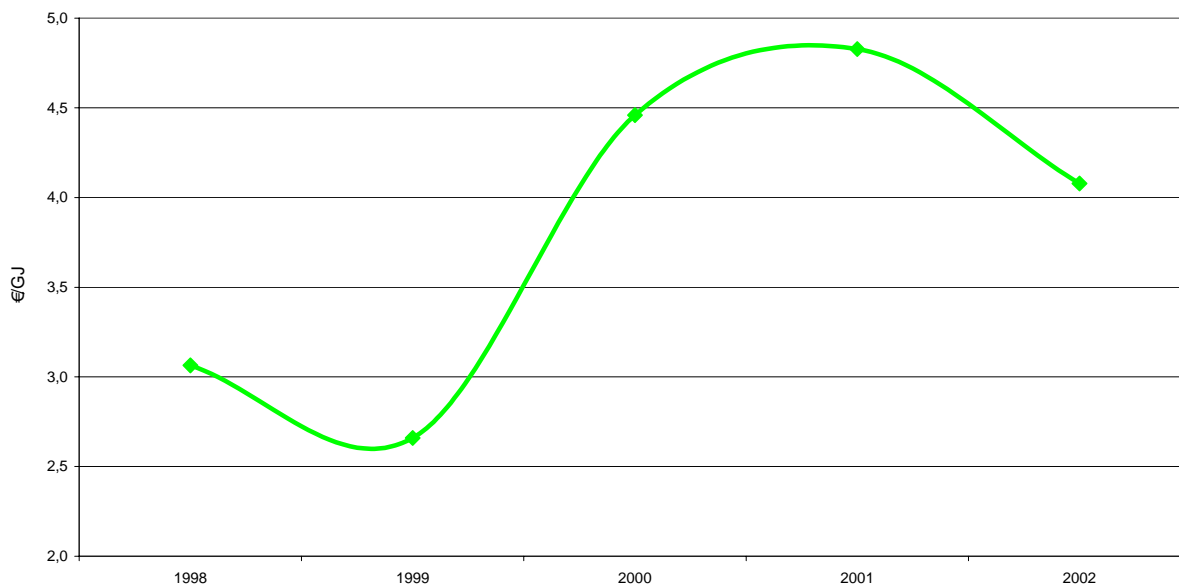
Observa-se que o preço FOB do gás natural aumentou significativamente entre 1999 e o final de 2000, diminuindo ligeiramente a partir dessa data.

A Figura 6-13 apresenta a evolução do preço médio anual do gás natural vendido pela Transgás entre 1998 e 2001. O importante aumento do preço médio do gás natural vendido pela Transgás observável entre 1999 e 2000 reflecte o aumento, nesse período, do preço FOB do gás natural importado da Argélia.

**Figura 6-12 - Preço médio FOB do gás natural importado da Argélia**  
(preços correntes)



Fonte: EIA, Banco de Portugal

**Figura 6-13 - Preço médio anual do gás natural vendido pela Transgás**

Fonte: Relatórios e Contas Transgás

A Figura 6-14 apresenta o preço médio do gás natural vendido pela Transgás em 2002, por tipo de cliente (consumo maior ou igual a 2 milhões de m<sup>3</sup>, electroprodutores, distribuidores regionais), assim como as estimativas dos preços médios da Quantidade Anual Contratada e da Quantidade Anual de Excedentes Obrigatórios. Cada preço é desagregado pelas seguintes parcelas:

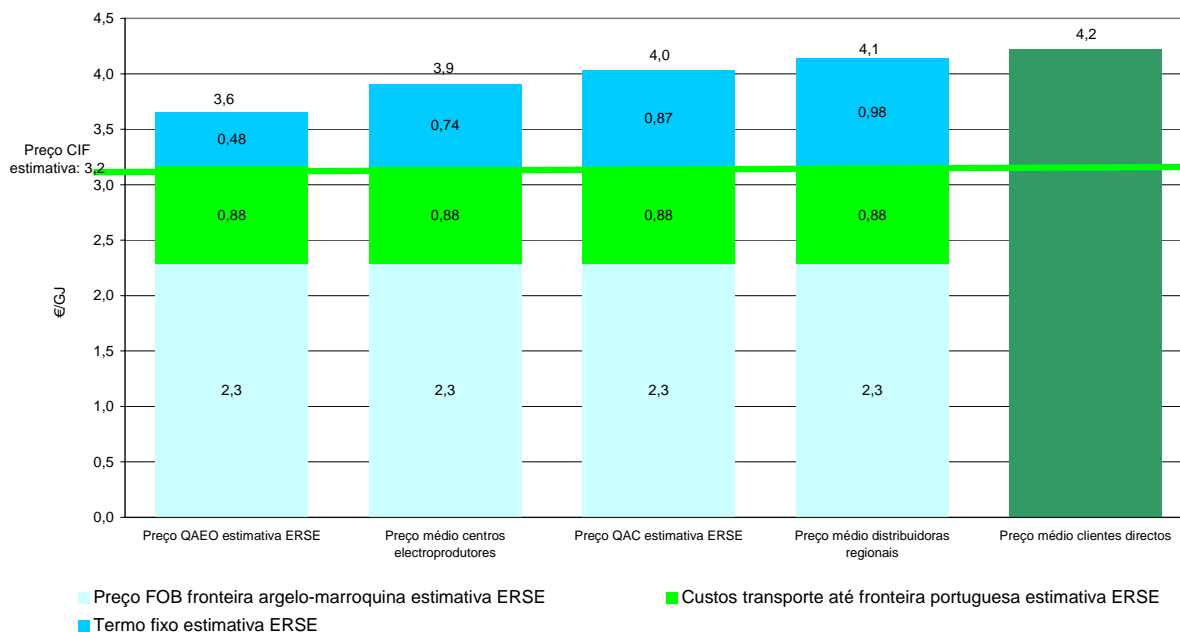
- O termo fixo, que remunera directamente a actividade da Transgás.
- O preço CIF fronteira.

O preço médio dos clientes directos não é apresentado de uma forma desagregada por depender de outras variáveis não directamente relacionadas com o contrato assinado entre a Transgás e a Sonatrach.

A Figura 6-14 mostra que os centros electroprodutores beneficiaram em 2002 de preços mais baixos do que os restantes clientes da Transgás, sendo os clientes directos os que pagaram os preços médios mais elevados. Também se pode verificar que, em 2002, o preço CIF representou sempre mais de 75% do preço total médio de venda da Transgás.

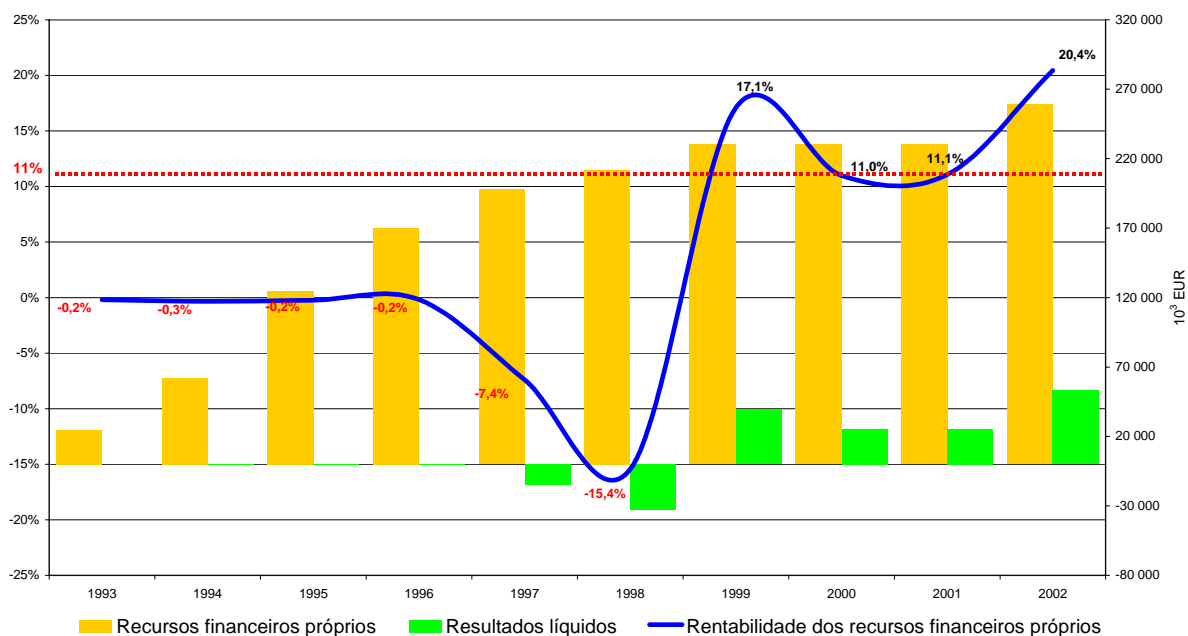
A Figura 6-15 apresenta a rentabilidade dos recursos financeiros próprios da Transgás, assim como as componentes desta variável, isto é, os resultados líquidos e os recursos próprios, desde a sua constituição em 1993. Verifica-se que a Transgás apresentou resultados positivos a partir de 1999, cerca de um ano após ter iniciado as suas vendas.

Figura 6-14 - Preço médio do gás natural vendido em 2002 por tipo de clientes



Fonte: Relatórios e Contas Transgás, contratos de fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais concessionados

Figura 6-15 - Rendibilidade dos recursos financeiros próprios

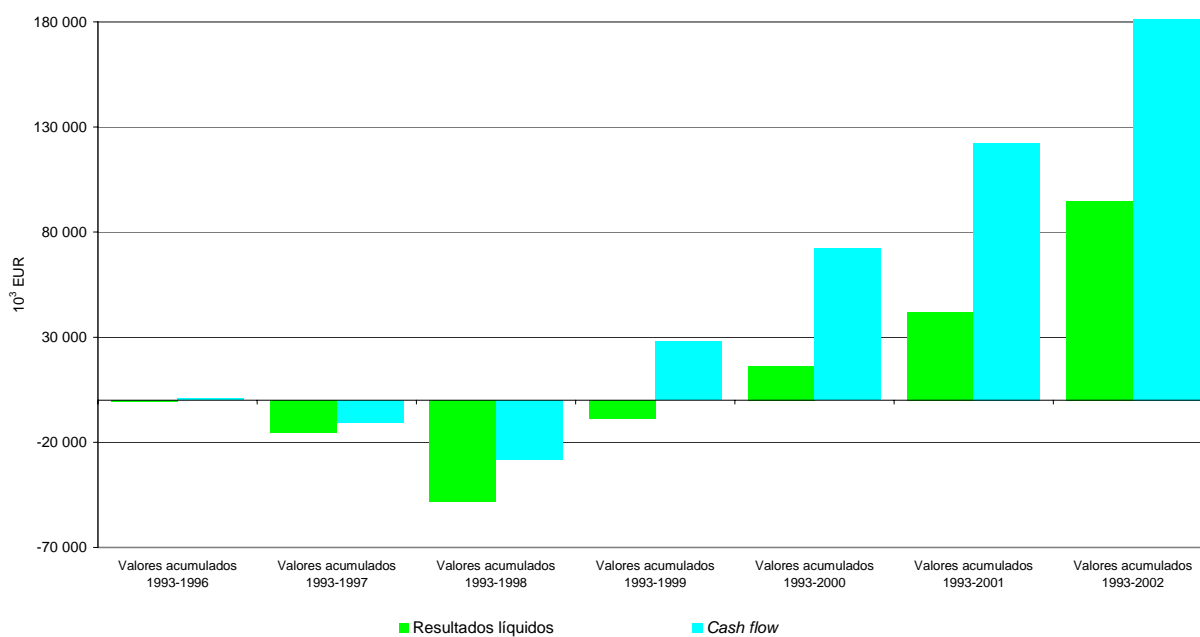


Fonte: Relatórios e Contas Transgás



Importa evidenciar a capacidade que o projecto desenvolvido pela Transgás tem tido em libertar meios financeiros suficientes e, deste modo, avaliar a sua capacidade para enfrentar qualquer reajustamento, nomeadamente num contexto de rentabilidade do capital próprio acima do contratado. Para isso, a Figura 6-16 apresenta a evolução entre 1996 e 2002 dos valores acumulados anualmente, desde da criação da Transgás em 1993, dos resultados líquidos (fluxos económicos) e dos *cash flows* (fluxos financeiros). Esta figura mostra que o valor acumulado dos *cash flows* da Transgás torna-se positivo a partir de 1999, tornando-se o valor acumulado dos resultados líquidos positivo a partir do ano seguinte. Em 2002, o resultado líquido acumulado desde 1993 representou mais de 91 milhões de euros e o *cash flow* acumulado desde 1993 quase 180 milhões de euros, evidenciando a capacidade de sustentabilidade económica e financeira do projecto.

**Figura 6-16 - Valores acumulados dos resultados líquidos e dos *Cash Flows***

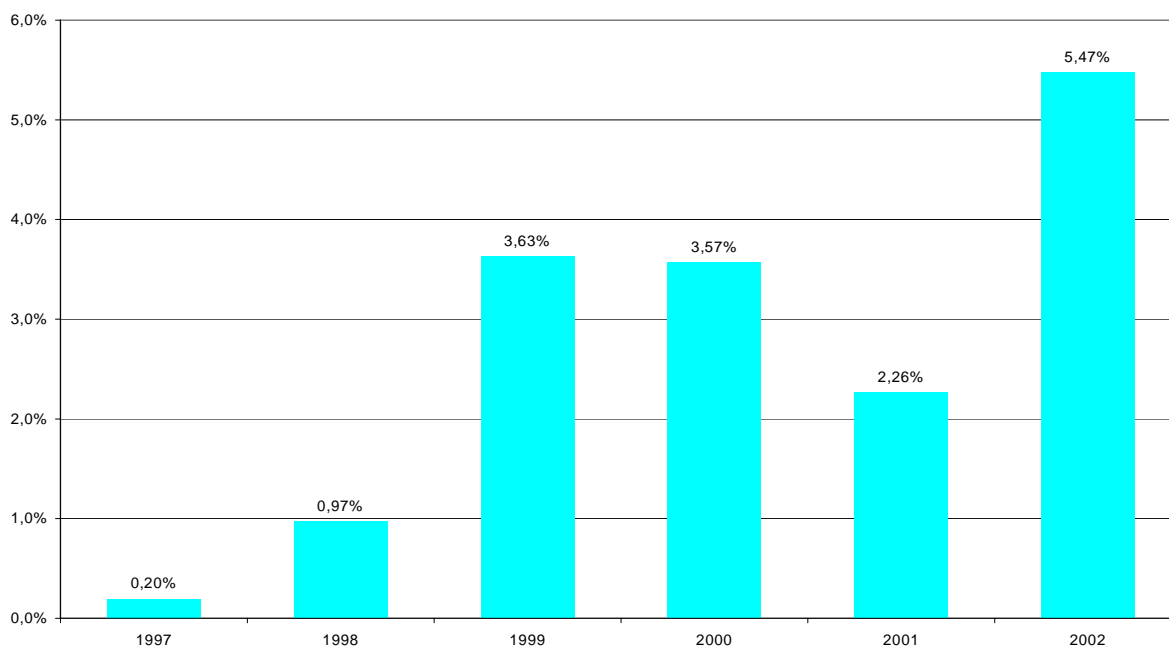


Fonte: Relatórios e Contas Transgás

A Figura 6-17 apresenta a rentabilidade do imobilizado (resultados operacionais/imobilizado líquido sem subsídios) entre 1997 e 2002. Comparativamente com a rentabilidade dos recursos financeiros próprios, observa-se que a rentabilidade do activo é menos volátil, sendo igualmente menos elevada.

Este facto decorre do peso reduzido dos capitais próprios da Transgás comparativamente com o valor do imobilizado, evidenciando também uma importante alavancagem financeira dos recursos próprios desta empresa.

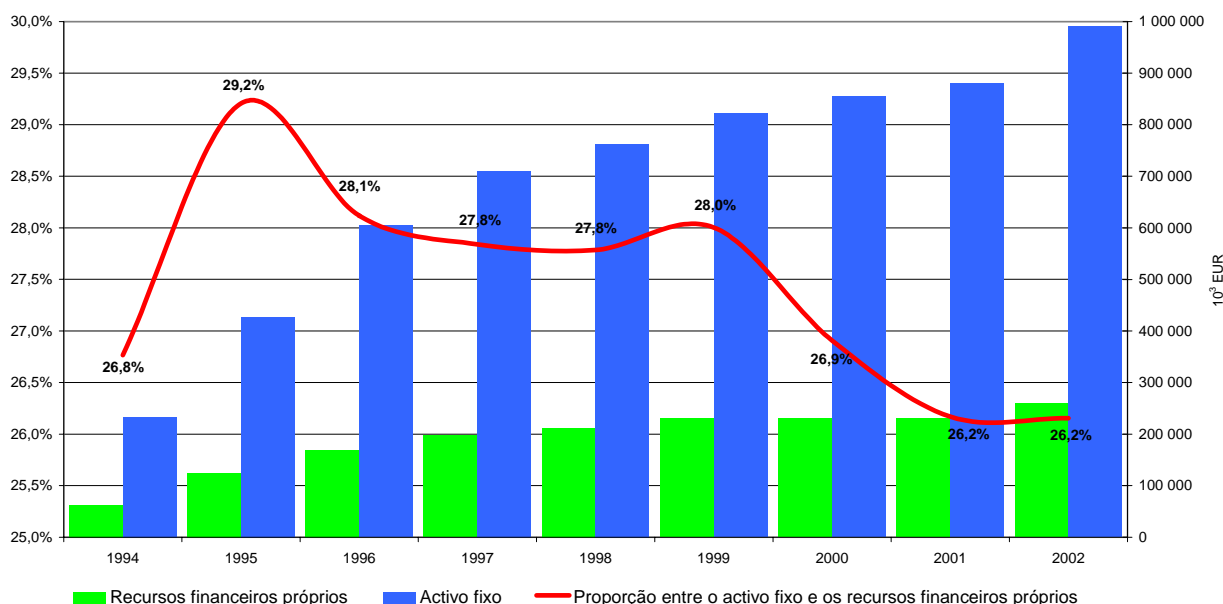
**Figura 6-17 - Rentabilidade do imobilizado liquido sem subsídios**



Fonte: Relatórios e Contas Transgás

A Figura 6-18 apresenta a evolução da proporção entre o activo fixo e os recursos financeiros próprios da Transgás, assim como das componentes deste indicador, isto é, o activo fixo e os recursos financeiros próprios. Observa-se que a Transgás tem respeitado o estipulado no seu contrato de concessão ao apresentar sempre valores dos recursos financeiros próprios superiores a 25% do valor dos seus investimentos totais.

**Figura 6-18 - Proporção entre o activo fixo e os recursos financeiros próprios**

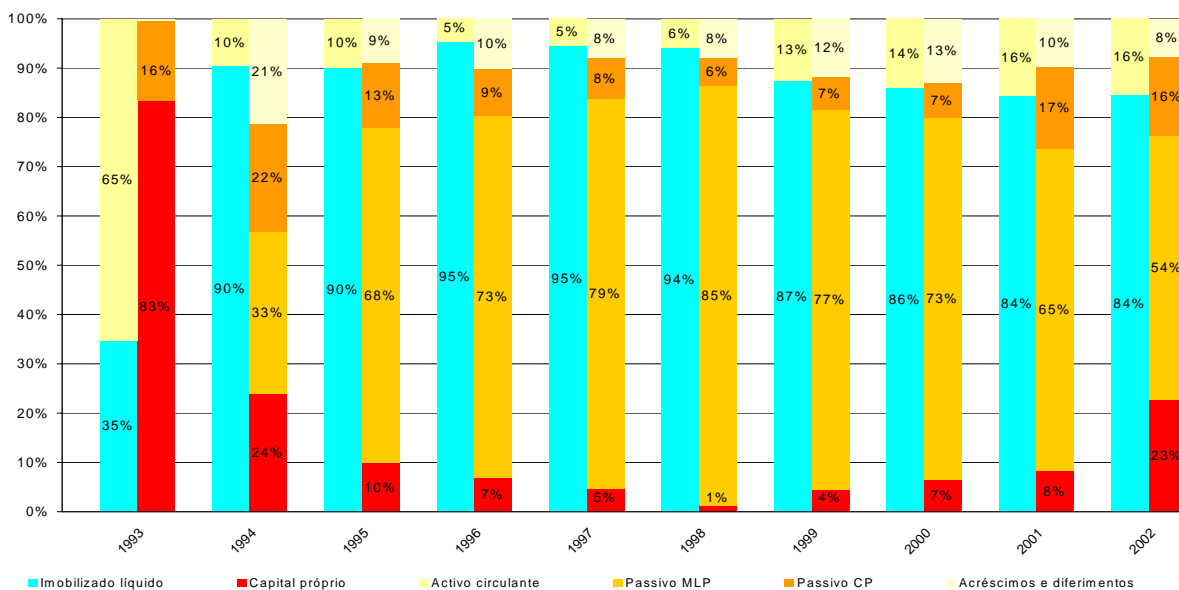


Fonte: Relatórios e Contas Transgás

A Figura 6-19 apresenta a evolução da estrutura do balanço da Transgás. Verifica-se uma diminuição do passivo de médio e longo prazo nos últimos anos, assim como um ligeiro aumento do peso do activo circulante face aos seu imobilizado líquido.

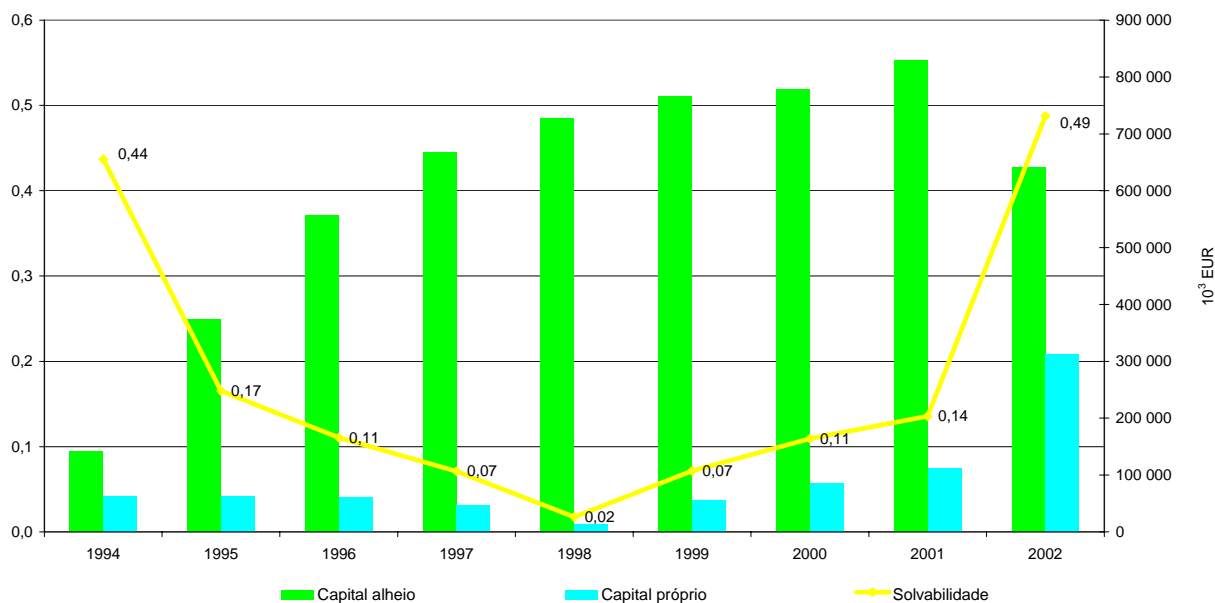
A Figura 6-20 apresenta a evolução desde 1994, do grau de solvabilidade da Transgás assim como das componentes deste indicador financeiro, isto é, o capital próprio e o capital alheio. Como se pode observar existe uma forte alavancagem financeira do capital próprio da Transgás. Contudo, esta tendência inverteu-se fortemente em 2002, com um reforço substancial do capital próprio, por integração dos suprimentos, acompanhado da diminuição do capital alheio.

Figura 6-19 - Estrutura do balanço da Transgás



Fonte: Relatórios e Contas Transgás

Figura 6-20 - Solvabilidade



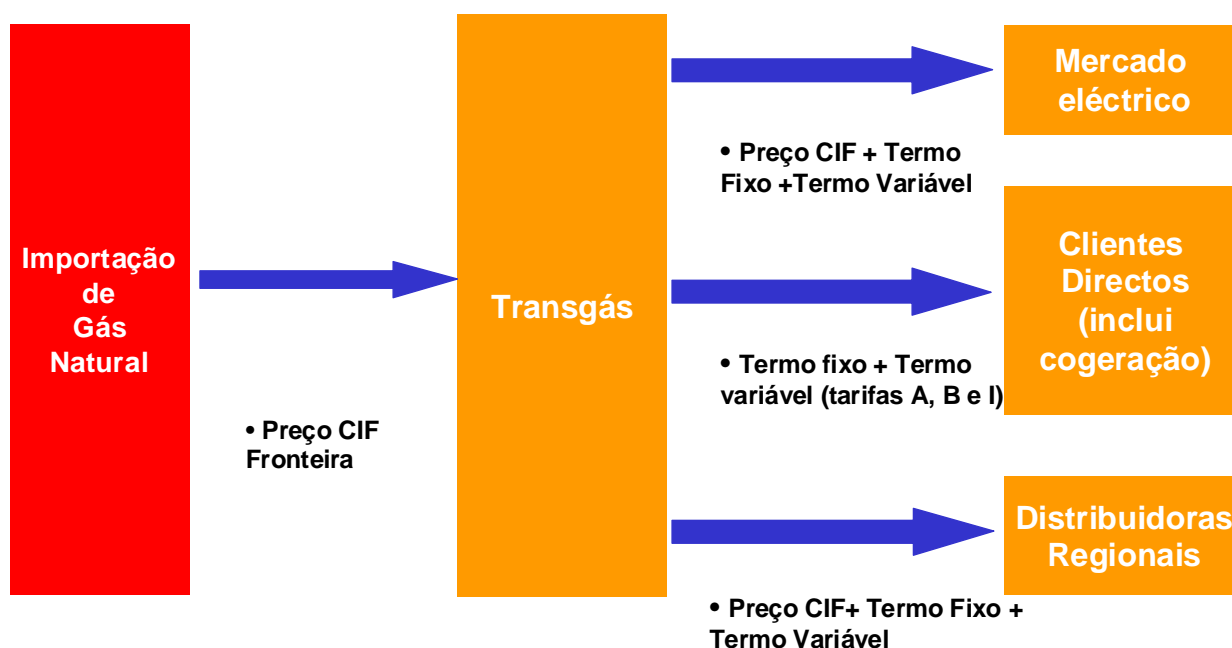
Fonte: Relatórios e Contas Transgás

## 6.4 PERSPECTIVA TARIFÁRIA

Os preços do gás natural nos pontos de entrega da rede de transporte (Transgás) incluem o custo referente à importação (CIF Fronteira de Campo Maior) e os custos na rede de transporte. Estes últimos correspondem ao conjunto dos custos de armazenamento, de transporte e de comercialização.

A Figura 6-21 ilustra a formação dos preços aos distribuidores, aos centros electroprodutores e aos clientes directos da Transgás. O termo fixo destas tarifas destina-se a remunerar os activos da Transgás postos à disposição do cliente. Enquanto que para os centros electroprodutores e para os distribuidores o termo variável corresponde a uma margem de comercialização, para os clientes directos engloba esta margem e o valor CIF do gás.

Figura 6-21 - Formação de preços à saída do sistema de transporte de gás natural



O Quadro 6-5 resume a estrutura das tarifas aplicáveis à saída da rede de transporte por tipo de entidade.

**Quadro 6-5 - Tarifas a aplicar por tipo de entidades e variáveis de facturação**

		Termo Fixo		Termo Variável	
		Valor	Em função de	Valor	Indexado a
Centros Electroprodutores		€/m <sup>3</sup>	Contrato	“CIF REN”	n.a.
Distribuidores Regionais		Em €/ano, podendo ser pago mensalmente, em função da quantidade máxima diária contratada, em m3/dia <sup>(1)</sup> .	Contrato	“CIF Transgás” em €/GJ	n.a.
Clientes Directos	Tarifa A (fornecimento firme) <sup>(2)</sup>	Em €/m3/dia estabelecido anualmente, podendo ser pago em duodécimos mensais.	Capacidade contratada	Em €/GJ	Fuelóleo pesado
	Tarifa B (cogeração) <sup>(3)</sup>	Em €/m3/dia, estabelecido anualmente, podendo ser pago em duodécimos mensais.	Capacidade contratada	Em €/GJ	“Arabian Light”
	Tarifa I (interruptível) <sup>(4)</sup>	Em €/mês, estabelecido anualmente, podendo ser pago em duodécimos mensais.	Capacidade contratada e Grau de interruptibilidade	Em €/GJ	Fuelóleo pesado

Notas:

1) Até 2005 o valor da quantidade máxima diária é obtido por modulação teórica. O termo fixo em €/ano é convertido para unidades de energia dividindo esse valor pela quantidade de consumo anual estimada, o valor em €/m3 é convertido para €/GJ, sendo este o valor utilizado na facturação mensal.

2) Existe ainda um sistema de preços diferenciados consoante os volumes consumidos por ano.

3) Existe ainda um sistema de preços diferenciados consoante a modulação.

4) Desconto negociável em função do grau de interruptibilidade

No ponto 8.2.1 apresentam-se os preços de gás natural aplicáveis a clientes directos e a centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos pela concessionária do transporte ou da distribuição.

Os preços praticados aos distribuidores regionais pela Transgás incluem o custo da energia, o custo de transporte e aprovisionamento e a margem de comercialização. Estes preços são actualizados trimestralmente, de acordo com os contratos de compra e venda de gás natural estabelecidos entre as empresas e sob homologação do Estado Concedente. O Quadro 6-6 apresenta os preços em vigor para o 3º trimestre de 2003<sup>70</sup> e a Figura 6-22, a Figura 6-23 e a Figura 6-24 resumem a evolução do termo tarifário variável, do termo tarifário fixo e o preço total resultante da soma dos dois termos.

<sup>70</sup> O termo variável no quadro já inclui o valor CIF.

**Quadro 6-6 - Tarifa de venda aos distribuidores regionais de gás natural para o 3º trimestre de 2003**

Unidade: €/GJ

	Termo fixo	Termo variável
Beiragás	0,909193	3,446693
Dianagás	1,172550	
Duriensegás	1,172550	
Lisboagás	0,964097	
Lusitaniagás	0,963974	
Medigás	1,172550	
Portgás	0,963750	
Setgás	0,963974	
Tagusgás	0,917811	

**Figura 6-22 - Evolução do termo tarifário variável a aplicar pela Transgás aos distribuidores regionais**

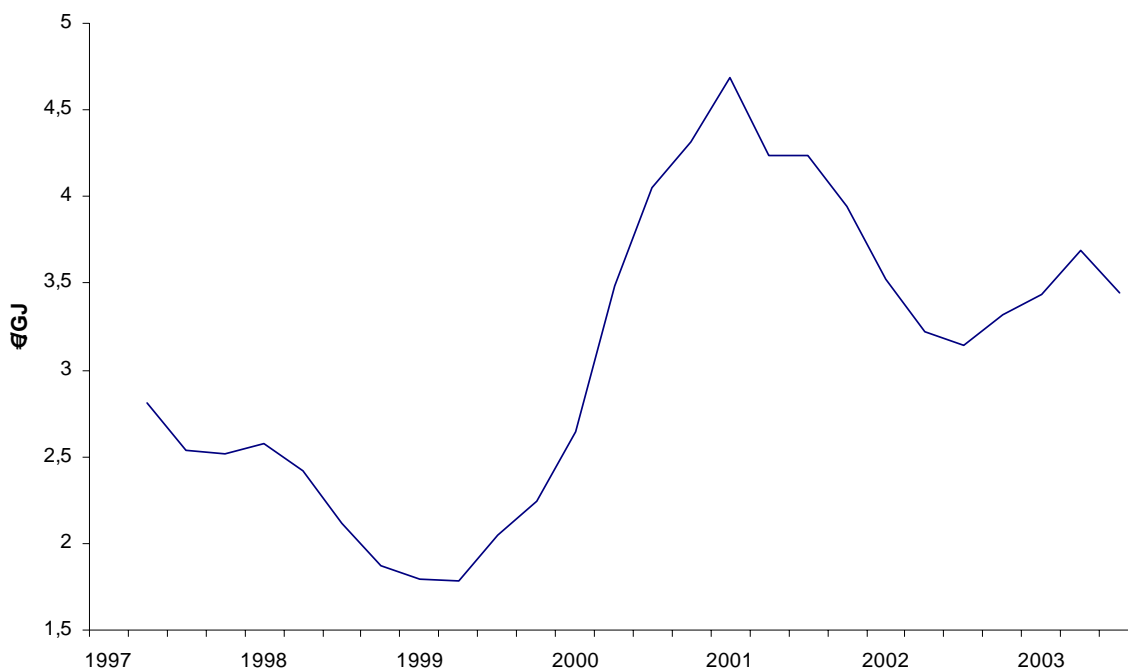
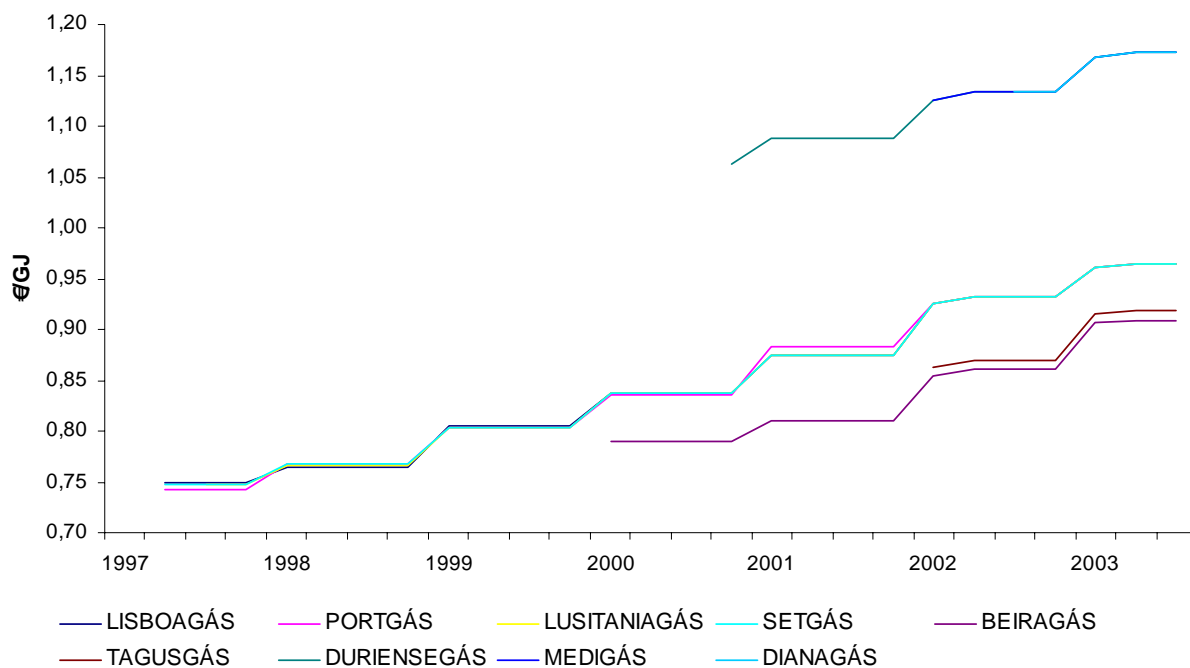
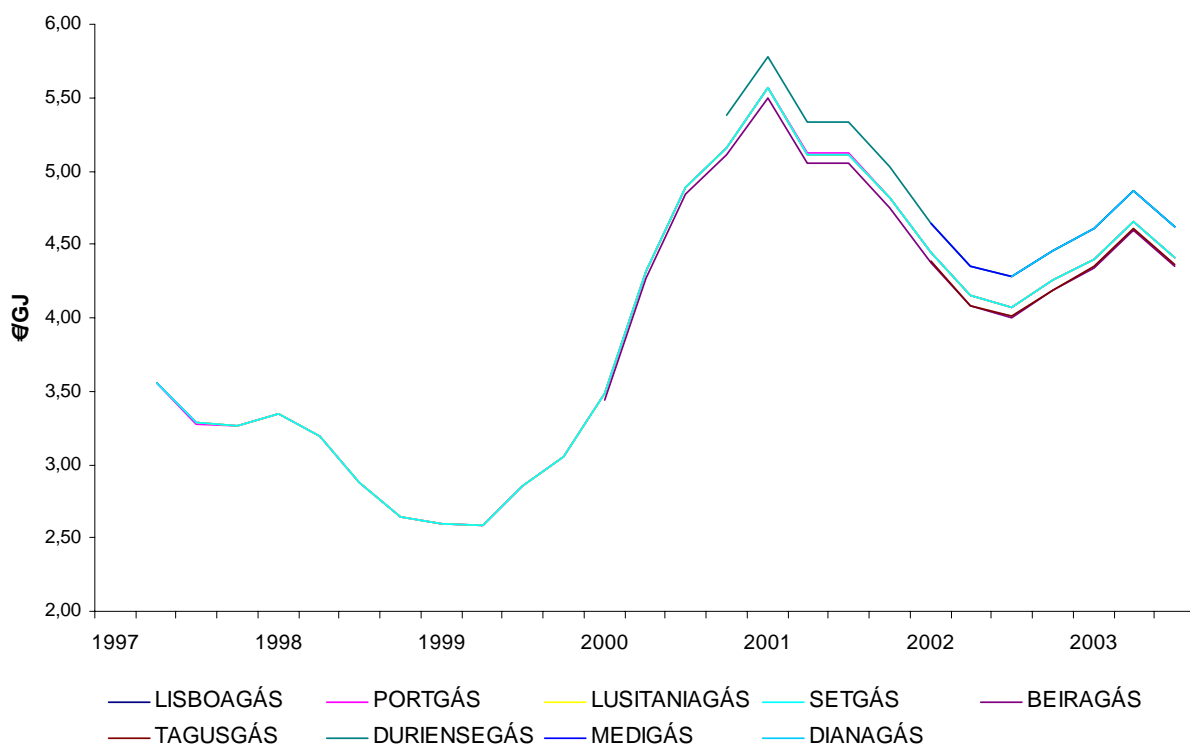


Figura 6-23 - Evolução do termo tarifário fixo a aplicar pela Transgás aos distribuidores regionais



Nota: em 1999 o termo fixo foi facturado em euros por ano e não em euros por GJ como nos restantes anos, foram utilizadas das quantidades de energia previstas para 1999 para converter o valor para EUR/GJ.

Figura 6-24 - Evolução do preço total de fornecimento da Transgás aos distribuidores regionais





## 6.5 PERSPECTIVA COMERCIAL

O relacionamento comercial da Transgás com as restantes entidades que integram o sector do gás natural é apresentado nesta secção. A separação das funções transportadora e de fornecimento é, no caso específico da Transgás, inexistente, pelo que a perspectiva comercial é aqui apresentada de forma integrada quanto a esta actividade.

### 6.5.1 FORNECIMENTO

O fornecimento de gás natural pela Transgás envolve três segmentos distintos de mercado:

- Centros electroprodutores.
- Distribuidores regionais de gás natural.
- Clientes directos.

O volume de fornecimentos de gás natural por cada um destes segmentos de mercado na actividade global de fornecimento da Transgás, de 1997 a 2002 encontra-se expresso no Quadro 6-7. O peso relativo de cada segmento de mercado no valor global de fornecimento de cada ano é apresentado no Quadro 6-8.

**Quadro 6-7 - Fornecimento de gás natural – 1997 a 2002**

Unidade: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Centros electroprodutores	27	402	1 427	1 174	1 098	1 384
Distribuidoras regionais	22	123	218	334	437	500
Clientes directos	47	242	493	735	950	1 122
<b>TOTAL</b>	<b>95</b>	<b>767</b>	<b>2 138</b>	<b>2 243</b>	<b>2 485</b>	<b>3 006</b>

Fonte: Transgás

**Quadro 6-8 - Estrutura do fornecimento de gás natural – 1997 a 2002**

Unidade: %

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Centros electroprodutores	27,9%	52,4%	66,7%	52,3%	44,2%	46,0%
Distribuidoras regionais	23,3%	16,0%	10,2%	14,9%	17,6%	16,6%
Clientes directos	48,8%	31,6%	23,1%	32,8%	38,2%	37,3%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Transgás

A evolução do peso relativo de cada segmento no fornecimento de gás natural pela Transgás mostra que os centros electroprodutores têm constituído a base comercial desta actividade. Isto é particularmente evidente até 2000, ano em que o fornecimento de gás natural às empresas produtoras de electricidade representou mais de metade dos fornecimentos totais da Transgás.

**FORNECIMENTO A CENTROS ELECTROPRODUTORES**

O fornecimento a centros electroprodutores<sup>71</sup>, conforme atrás se observou, representam a principal parcela do negócio de venda de gás natural pela Transgás. Em 2002 este segmento de mercado consumiu cerca de 1 384 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, sendo a maior parte desta quantidade destinada à Turbogás - Tapada do Outeiro. A outra parte do fornecimento a produtores de electricidade, bastante mais reduzida em volume, corresponde à CPPE do grupo EDP, respeitante às centrais do Carregado e de Mortágua.

**FORNECIMENTO AOS DISTRIBUIDORES REGIONAIS**

O fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais tem-se pautado por um contínuo crescimento, muito embora tenha sido, desde 1997, o segmento de menor peso nos três que atrás se referenciam. No Quadro 6-9 é apresentada a evolução dos volumes de gás natural fornecidos pela Transgás a cada um dos sete distribuidores regionais.

<sup>71</sup> Não inclui as centrais de cogeração que estão integradas nos clientes directos.

**Quadro 6-9 - Fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais – 1999 a 2002**

Unidade: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	125,6	150,2	173,5	183,4
Setgás	7,9	18,7	29,3	37,2
Lusitâniagás	59,6	100,5	125,0	133,6
Portgás	24,8	63,5	106,5	136,6
Duriensegás	0,0	0,2	1,4	1,8
Beiragás	0,0	0,8	0,9	2,0
Tagusgás	0,0	0,0	0,0	4,7
Medigás	0,0	0,0	0,1	0,2
Dianagás	0,0	0,0	0,0	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>217,9</b>	<b>333,9</b>	<b>436,7</b>	<b>499,8</b>

Fonte: Transgás

De entre os distribuidores regionais, tem sido a Lisboagás a representar a parte mais significativa do fornecimento efectuado pela Transgás, com um peso relativo que variou entre 1999 a 2002 de cerca de 57% a 37%. A Lusitaniagás e a Portgás têm sido o segundo e o terceiro principais compradores do conjunto dos distribuidores regionais, com uma situação muito aproximada em 2002. No Quadro 6-10 apresenta-se o peso relativo de cada distribuidor regional, ao longo do período entre 1999 e 2002, no valor total de gás natural fornecido a este segmento de mercado.

**Quadro 6-10 - Estrutura do fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais – 1999 a 2002**

Unidade: %

	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	57,6%	45,0%	39,7%	36,7%
Setgás	3,6%	5,6%	6,7%	7,4%
Lusitâniagás	27,4%	30,1%	28,6%	26,7%
Portgás	11,4%	19,0%	24,4%	27,3%
Duriensegás	0,0%	0,1%	0,3%	0,4%
Beiragás	0,0%	0,2%	0,2%	0,4%
Tagusgás	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
Medigás	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dianagás	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%

Fonte: Transgás

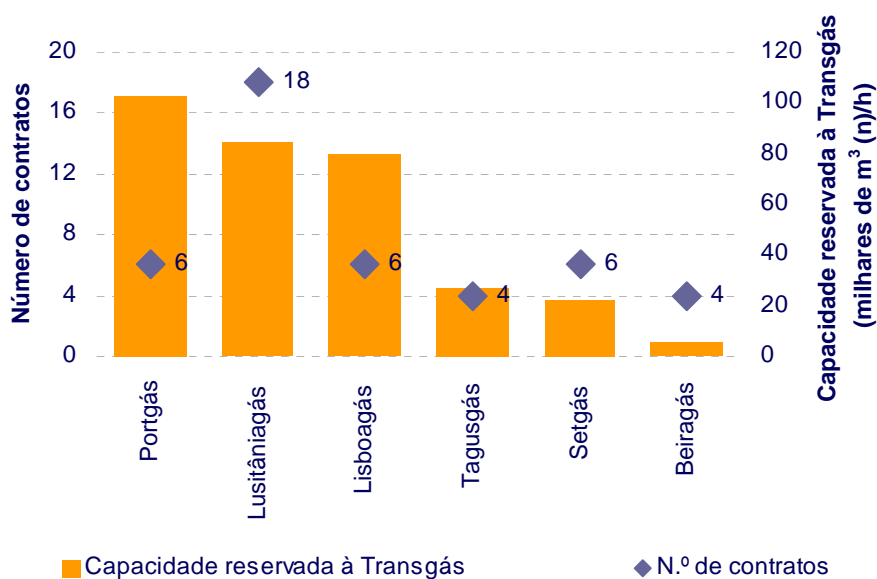
O fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais ascendeu em 2002 a cerca de 500 milhões de m<sup>3</sup>. Deste valor, aproximadamente 90% respeitam a três empresas – a Lisboaagás, com uma quota de cerca de 37%; a Portgás e a Lusitaniagás, com aproximadamente 27% cada.

O relacionamento comercial entre a Transgás e os distribuidores regionais compreende ainda a existência de acordos específicos para a utilização conjunta de instalações. Tendo em vista o fornecimento pela Transgás aos seus clientes directos, esta empresa tem com a maioria dos distribuidores regionais contratos para a partilha de custos de investimento em algumas infraestruturas de distribuição de gás. Os contratos de participação no investimento estabelecem a capacidade de transporte que é reservada à Transgás em cada instalação objecto de partilha, definindo ainda o método de participação adoptado para a partilha de custos de investimento directo e os de manutenção e operação de cada infraestrutura em particular. Este método de participação pode incluir uma ou mais das seguintes alternativas:

- Participação directa no investimento.
- Pagamento de um valor unitário por cada m<sup>3</sup> transportado.
- Pagamento de um valor unitário por GJ, para contrapartida de eventuais perdas.

Em final de 2002, a Transgás tinha um total de 44 contratos de partilha de investimentos com 6 distribuidores regionais, para um total de cerca de 322 milhares de m<sup>3</sup>/h de capacidade de transporte reservada à Transgás.

Figura 6-25 - Contratos de partilha de investimento



Fonte: Transgás

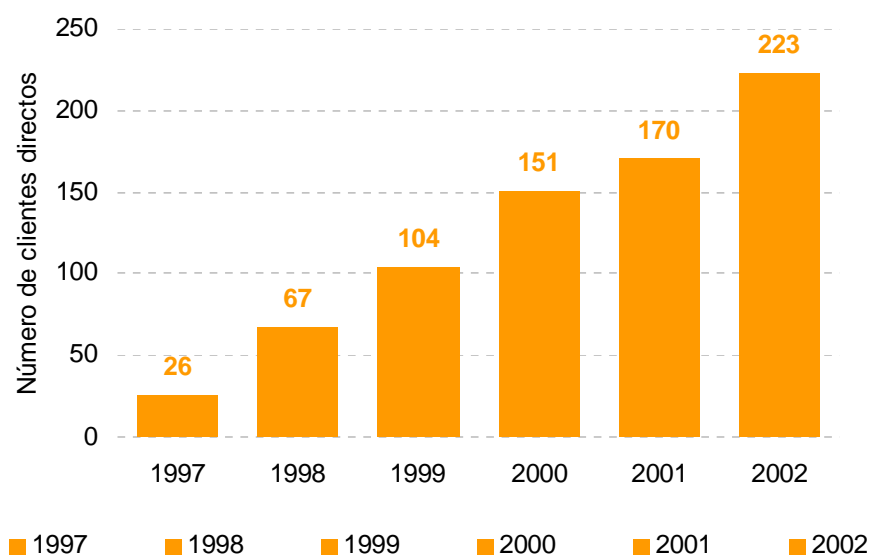
A Figura 6-25 apresenta a repartição do número de contratos e da respectiva capacidade total reservada à Transgás por cada distribuidor regional, podendo observar-se que o maior número de contratos assinados dizem respeito a instalações da Lusitaniagás, muito embora, em termos de capacidade de transporte, seja a Portgás o distribuidor que disponibiliza maiores caudais de transporte ao abrigo deste tipo de acordos.

#### FORNECIMENTOS A CLIENTES DIRECTOS

Como anteriormente foi referido, a Transgás tem nos clientes com consumo anual superior a 2 milhões de m<sup>3</sup> uma importante parte da sua actividade de fornecimento de gás natural. Em 2002, o fornecimento a clientes directos atingiu um volume de cerca de 1 122 milhões de m<sup>3</sup>, a que correspondeu uma parcela de cerca de 37% dos fornecimentos totais efectuados pela Transgás. Ainda a respeito deste mercado, foi já mencionada a existência de contratos de partilha de investimentos com as empresas de distribuição que, numa boa parte, se destinam a permitir a concretização dos fornecimentos a estes clientes.

Desde 1997, o número de clientes directos da Transgás cresceu rapidamente, cifrando-se, em final de 2002, em 223. A Figura 8-8 apresenta a evolução do número de clientes directos entre 1997 até 2002.

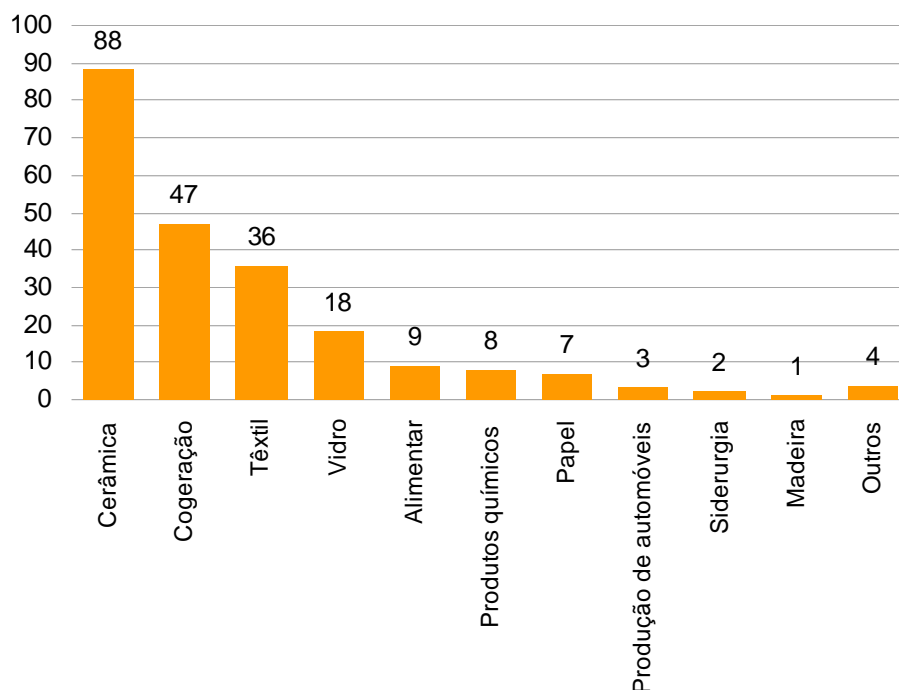
**Figura 6-26 - Clientes directos da Transgás**



Fonte: Transgás

A repartição do número de clientes directos por áreas de actividade evidencia que os três principais sectores abastecidos pela Transgás são a indústria cerâmica, as unidades de cogeração e a indústria têxtil. Estes três sectores são responsáveis por mais de 75% do número de clientes directos. Na Figura 8-10 pode observar-se esta repartição.

**Figura 6-27 - Repartição do número de clientes directos por actividade - 2002**

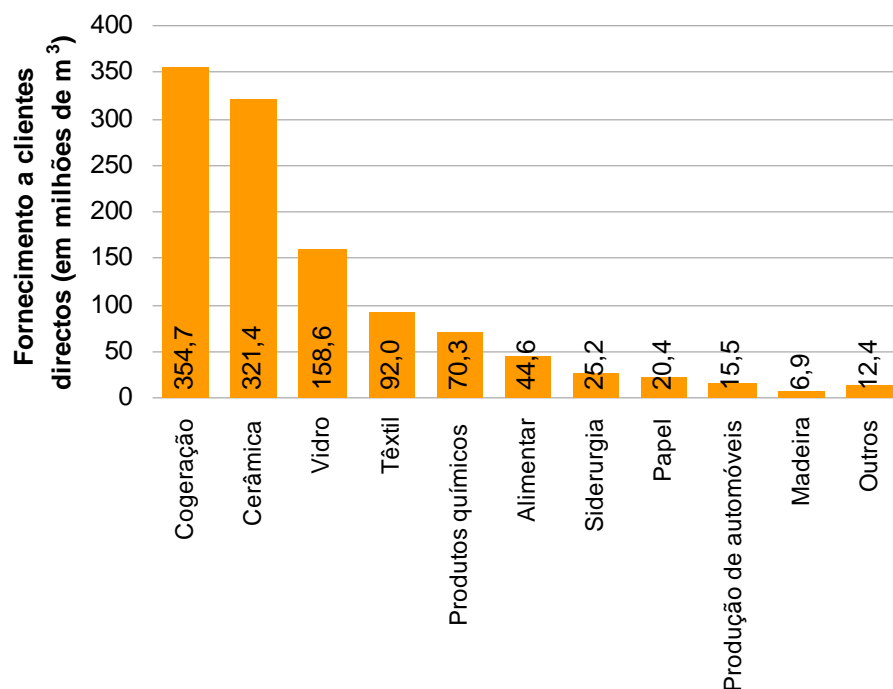


Fonte: Transgás

Quando se observa a repartição do fornecimento a clientes directos por actividade, utilizando o critério do volume fornecido, verifica-se que a ordem se altera ligeiramente. De facto, em termos de vendas de  $m^3$  de gás natural, são as unidades de cogeração que representam a parte mais importante do fornecimento, com cerca de 355 milhões de  $m^3$  de gás consumido em 2002, facto que, só por si, representa mais de 31% do fornecimento a clientes directos e é quase o dobro do volume fornecido à maior dos distribuidores regionais (Lisboagás). Contudo, deve notar-se que, normalmente, as instalações de cogeração estão associadas a uma actividade económica específica.

A Figura 8-11 apresenta a distribuição dos fornecimentos de gás natural por actividade, salientando-se a importância relativa das actividades de cogeração, cerâmica, vidro e têxtil.

Figura 6-28 - Repartição do fornecimento a clientes directos por actividade - 2002



Fonte: Transgás

A relação comercial da Transgás com os seus clientes é sempre formalizada mediante a assinatura de contrato de fornecimento de gás natural. Este contrato é constituído por:

- Condições gerais de fornecimento de gás natural, que explicitam as regras de relacionamento comercial comuns a todos os clientes;
- Condições particulares de fornecimento que, para cada cliente considerado individualmente, explicitam as regras específicas quanto a quantidades, características de consumo, investimento necessário, tarifas contratadas e especificação do ponto de entrega.

No âmbito das condições gerais do contrato de fornecimento de gás natural é estabelecido, designadamente:

- O prazo de facturação e de pagamento do fornecimento, sendo regra geral a facturação mensal e o pagamento até 20 dias após a data de emissão da factura. Podem, contudo, estabelecer-se condições diferentes em função da especificidade de cada cliente.
- A existência de caução de fornecimento, a título de garantia contratual, geralmente sob a forma de garantia bancária à primeira solicitação. A caução é calculada de forma a garantir o equivalente a dois doze avos da quantidade anual contratada pelo cliente, e pode ser executada após aviso prévio ao cliente, em caso de incumprimento do pagamento de facturas mensais ou de prejuízos havidos.

O estabelecimento de ligações de clientes à rede de transporte (novos ramais de abastecimento) é normalmente sujeito, em função dos avultados investimentos que habitualmente são necessários, à assinatura de contrato de fornecimento. No caso da construção de novos ramais para abastecer clientes, sempre que a Transgás e qualquer um dos distribuidores regionais possuam clientes em área geográfica comum e que a construção do troço de ligação partilhado venha a revelar-se como a solução economicamente mais racional, são celebrados acordos de partilha de investimento, como atrás se mencionou.



## 6.6 PERSPECTIVA AMBIENTAL

A maioria dos impactes ambientais associados a um gasoduto de transporte (alta pressão) são significativamente dependentes da localização escolhida, estando essencialmente relacionados com a ocupação do solo (e restrições de uso associadas) e com o risco de fugas e acidentes durante a exploração, conforme se analisa nos pontos seguintes:

- Ocupação do solo e restrições de uso – as servidões estabelecidas no Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, para a rede de alta pressão (1.º escalão) representam-se no esquema da Figura 6-29. O corredor obriga à destruição do coberto vegetal e a eventual colisão com achados arqueológicos. Conforme referido, o sinal e a significância<sup>72</sup> destes impactes dependem do local. Muitos destes impactes podem ser minimizados com uma correcta gestão ambiental da obra (reduzir áreas afectadas, locais escolhidos para estaleiros, gerir acessos aos locais, acompanhamento arqueológico, etc.).
- Durante a exploração há o risco associado a fugas e a acidentes. No ano de 2001 ocorreram 10 incidentes com sistemas de 1.º e 2.º escalão, não tendo ocorrido em qualquer dos incidentes libertação de gás<sup>73</sup>.

**Figura 6-29 - Restrições de uso do solo para gasoduto de 1.º escalão**

	A	B	C	D
Arar ou cavar até 50 cm	✓	✓	✓	✓
Cavar a qualquer profundidade	×	✓	✓	✓
Plantar árvores ou arbustos	×	×	✓	✓
Construir	×	×	×	✓

<sup>72</sup> A destruição do coberto vegetal tanto pode ser benéfica (criando corredores que podem auxiliar no combate aos fogos florestais) como prejudiciais (por exemplo, se atravessar um montado de sobro). A avaliação de alternativas de traçados torna-se crítica na avaliação de impacte ambiental deste tipo de infra-estruturas.

<sup>73</sup> Fonte: Relatório de ambiente, saúde e segurança 2001, Galp Energia.

A Transgás encontra-se a implementar um sistema integrado de gestão de ambiente e qualidade que pretende certificar segundo as normas NP EN 14001:1999 e NP EN ISO9001:2000. Este sistema começou a ser desenvolvido em 2001 e a auditoria está prevista para Novembro de 2003.

## 7 DISTRIBUIÇÃO

A actividade de distribuição de gás natural teve início em Valongo, em Abril de 1997 (Portgás), marcando o ano de 1997 a chegada do gás a todas os distribuidores regionais do litoral (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás).

### 7.1 PERSPECTIVA ENERGÉTICA

#### 7.1.1 EQUIPAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição de gás natural compreende os gasodutos de média pressão ou 2.º escalão (entre 4 e 20 bar), as redes locais de baixa pressão ou 3.º escalão (entre 1 e 4 bar) e ainda os pequenos ramais ou redes de 4.º escalão (inferior a 1 bar).

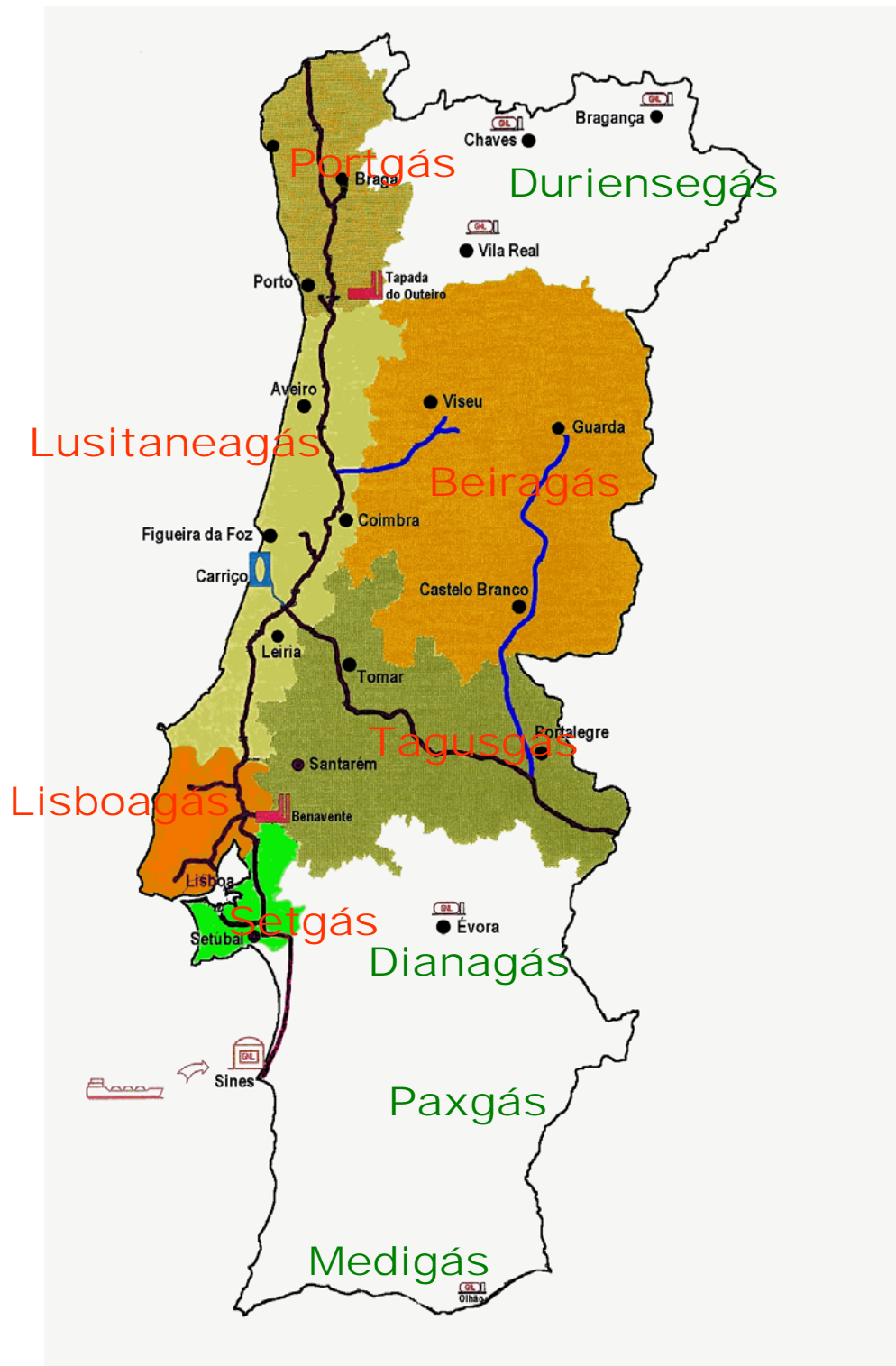
Actualmente a rede de distribuição de gás natural conta com 8 000 Km de redes de média e baixa pressão, organizadas em torno de seis áreas de concessão e de um conjunto de sete redes autónomas de distribuição de gás natural. Às seis áreas de concessão correspondem seis empresas: Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás. No que respeita à distribuição de gás natural a partir das unidades autónomas de gás, referidas no capítulo 3.1.3, foram atribuídas licenças às seguintes empresas: Duriensegás, Dianagás, Medigás e Paxgás.

Apresenta-se na Figura 7-1 a repartição geográfica das concessionárias e das empresas detentoras de licença de distribuição de gás natural em Portugal.

#### 7.1.2 CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Apresentam-se em seguida as entidades titulares de concessão de distribuição de gás natural em Portugal. A Figura 7-1 mostra a cobertura geográfica de Portugal pelas empresas de distribuição concessionadas e licenciadas. No Quadro 7-1 apresenta-se o parque de equipamentos de distribuição de todos os distribuidores, em 2002.

Figura 7-1 - Repartição geográfica dos distribuidores regionais



Fonte: Transgás

**Quadro 7-1 - Equipamento de distribuição, em 2002**

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Portgás	Setgás	Tagusgás	Total
Rede (km)	165	16	31	2 839	1 913	6	1 890	1 026	228	8 114
Postos de redução de pressão	8	0	0	42	50	0	183	26	9	318
Contadores industriais	12	3	3	489	392	6	n.d.	64	5	n.d.
Contadores terciários	79	1	25	11 049	1 872	10	n.d.	898	5	n.d.
Contadores domésticos	7 545	75	846	361 878	99 096	609	n.d.	71 651	789	n.d.
Total de contadores	7 636	79	874	373 416	101 360	625	110 392	72 613	799	667 794

Fonte: Empresas de distribuição

## BEIRAGÁS

A Beiragás foi constituída em 1998, com sede em Viseu, tendo a concessão sido atribuída por concurso público e por um prazo de 35 anos. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- Grupo Galp Energia com 58,75% (GDP, SGPS).
- Visabeira com 18,01%.
- Presilca, S.A. com 3,11%.
- Outros (Núcleos empresariais, Câmaras Municipais e particulares) com 220,10%.

A área de concessão é de cerca de 23% da área total de Portugal, abrangendo 59 concelhos da zona centro interior, e engloba cerca de 10% da população total de Portugal. Esta zona marcadamente montanhosa apresenta fraca concentração do consumo doméstico, pólos de consumo muito distantes entre si, pouca terciarização do tecido económico e alguma pequena indústria principalmente em Viseu. Note-se que estas características implicam elevados custos de desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural.

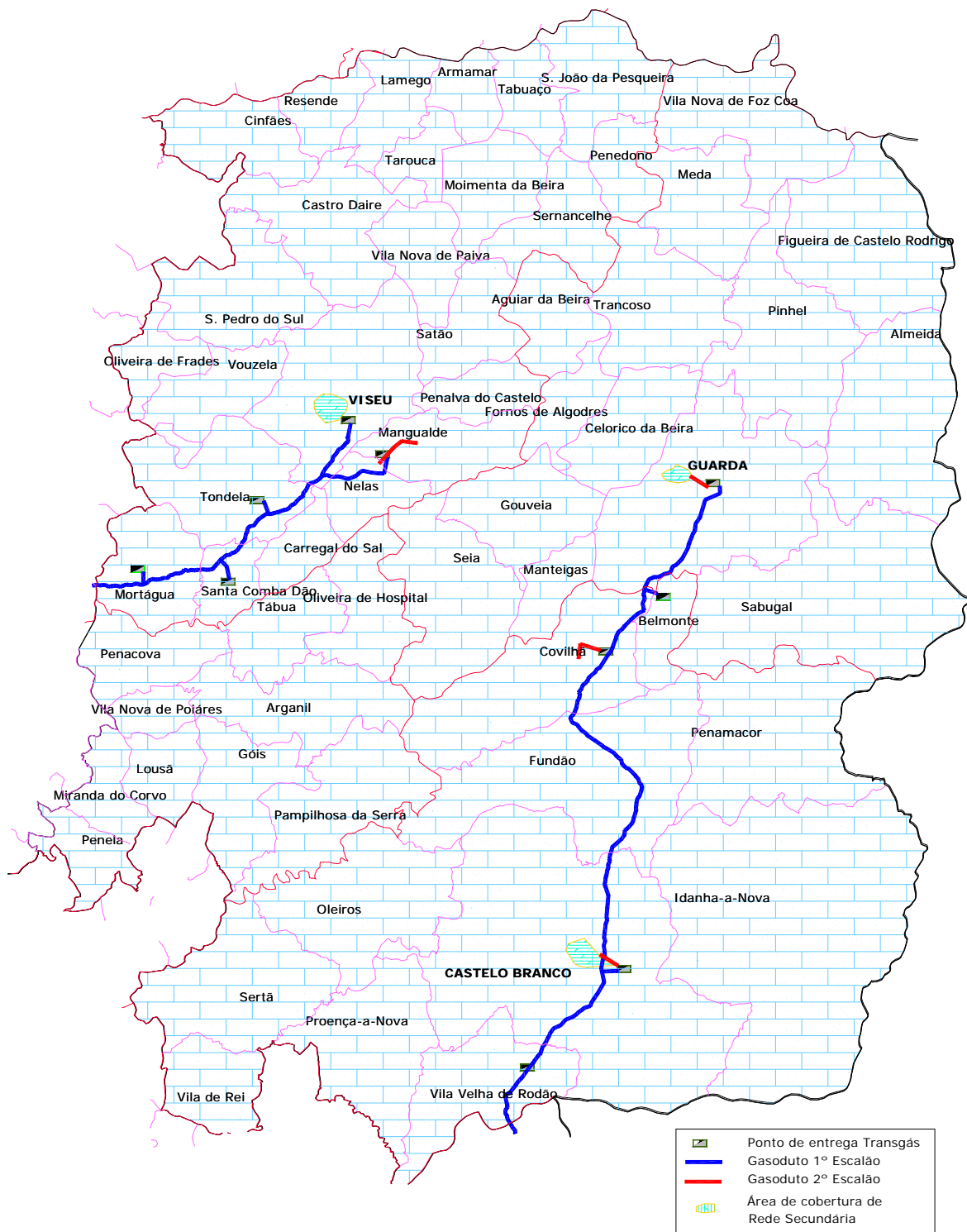
O início da construção das infra-estruturas de distribuição da Beiragás deu-se em 2000, tendo começado os abastecimentos de gás natural em 2001. Na Figura 7-2 apresenta-se a área de concessão da Beiragás e no Quadro 7-2 a evolução dos seus equipamentos.

**Quadro 7-2 - Evolução do equipamento da Beiragás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>				11	33	36
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>				2	43	129
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>				n.d.	n.d.	8
<b>N.º de contadores industriais</b>				n.d.	n.d.	12
<b>N.º de contadores terciários</b>				n.d.	n.d.	79
<b>N.º de contadores domésticos</b>				n.d.	n.d.	7 545
<b>N.º de contadores totais</b>				n.d.	n.d.	7 636

Fonte: Beiragás

Figura 7-2 - Área de concessão da Beiragás



Fonte: Beiragás

## LISBOAGÁS

O Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, que, entre outras, criou a concessão da Rede de Distribuição Regional de Gás Natural de Lisboa, procedeu à atribuição directa desta concessão à GDP – Gás de Portugal, S.A., fundamentando no seu preâmbulo a dispensa de concurso público por razões históricas associadas à existência de uma rede instalada de gás de cidade em Lisboa, à data explorada por esta sociedade. De acordo com o Decreto-Lei n.º 333/91, de 6 de Setembro, publicado por força da previsão do n.º 2 do artigo 4.º do primeiro destes diplomas, e com o contrato de concessão, a concessionária ficou obrigada à reconversão da rede de gás de cidade de Lisboa para gás natural, assegurando o fornecimento de gás de cidade no período de transição. Nos termos e em cumprimento do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 132/95, de 6 de Junho, que permitiu à GDP a criação de novas sociedades, a concessão foi transmitida para a GDL, S.A., com sede em Oeiras. A denominação desta sociedade em Dezembro de 2001 modificada para Lisboagás GDL, S.A.. Actualmente, esta empresa é detida a 100% pela GDP SGPS do Grupo Galp Energia.

A zona de concessão da Lisboagás compreende 16 concelhos, Figura 7-3, estando actualmente 11 abastecidos, e abrange 21% da população de Portugal. Esta área apresenta forte concentração do consumo doméstico, grande terciarização do tecido económico e indústria no Vale do Tejo, Sintra e Torres Vedras.

A rede de distribuição de gás natural da Lisboagás registou a evolução apresentada no Quadro 7-3.

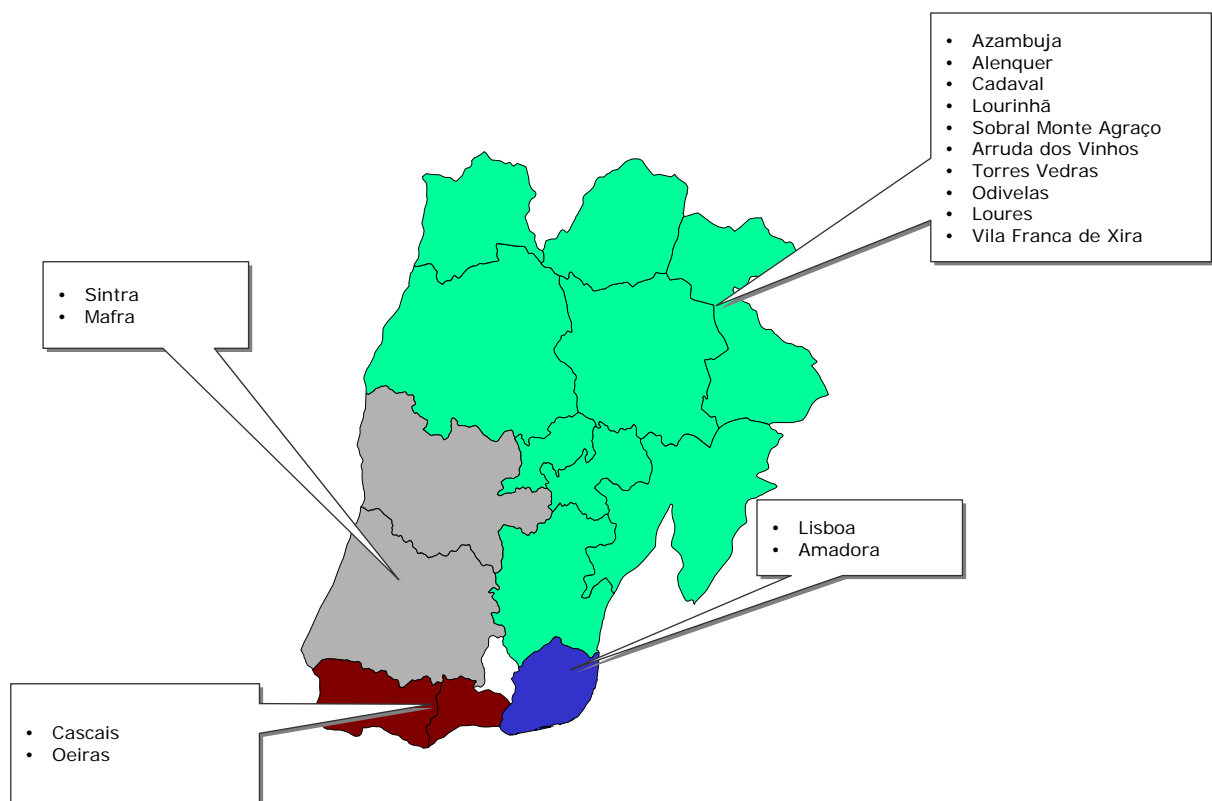
**Quadro 7-3 - Evolução do equipamento da Lisboagás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>	34	48	52	64	77	77
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>	1 473	1 674	1 951	2 258	2 564	2 762
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>	1	4	5	4	5	---
<b>N.º de postos de redução de pressão de 3.ª classe</b>	306	35	77	92	97	37
<b>N.º de contadores industriais</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	406	489
<b>N.º de contadores terciários</b>	10 791	10 733	10 778	10 767	10 705	11 049
<b>N.º de contadores domésticos</b>	218 716	234 149	258 713	289 780	324 373	361 878
<b>N.º de contadores totais</b>	229 507	244 882	269 491	300 547	335 484	373 416

Fonte: Lisboagás GDL



Figura 7-3 - Área de concessão da Lisboagás



Fonte: Lisboagás GDL

## LUSITANIAGÁS

A Lusitaniagás foi constituída em 1992, com sede em Aveiro, tendo a concessão sido atribuída por concurso público, por 35 anos. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- Grupo Galp Energia com 84,912 (GDP Distribuição, SGPS, 81,272% e Petrogal 3,640%).
- Grupo ENI com 10,591% (Italgás).
- 38 Empresas com 2,643%.
- 13 Câmaras Municipais com 1,318%.
- 6 particulares com 0,537%.

A área de concessão abrange 15% da população de Portugal, distribuída por 38 concelhos da zona centro litoral, e apresenta uma boa concentração de indústrias em alguns pólos de consumo, tais como Alcobaça, Aveiro e Marinha Grande.

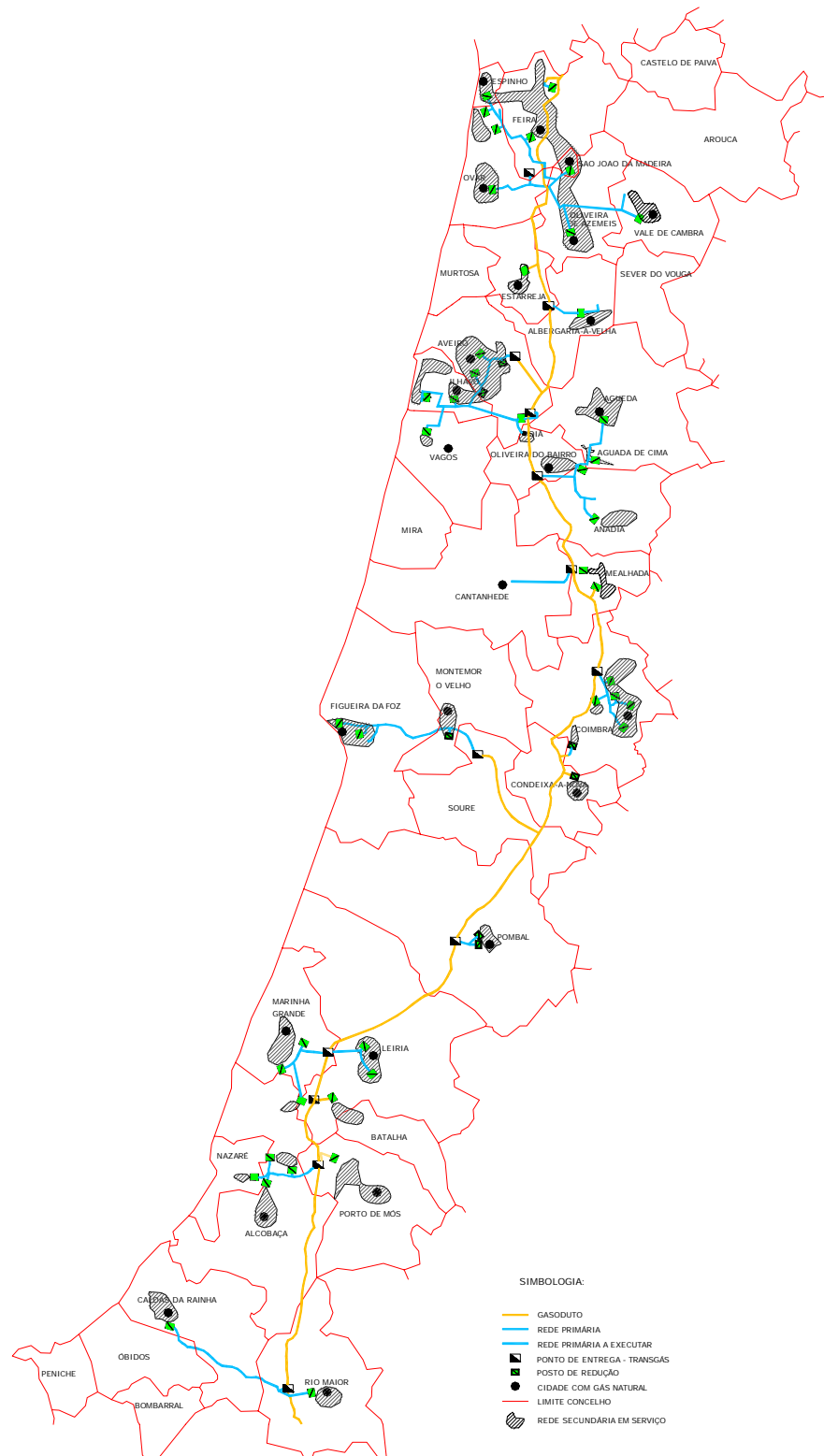
A área de concessão da Lusitaniagás é apresentada na Figura 7-4 e a evolução dos seus equipamentos no Quadro 7-4.

**Quadro 7-4 - Evolução do equipamento da Lusitaniagás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>	96	182	207	218	229	229
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>	487	644	830	1 214	1 444	1 684
<b>Rede 4.º escalão (n.º de ramais)</b>	12 980	17 696	22 903	28 713	35 689	44 761
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>	15	24	35	47	50	50
<b>N.º de contadores industriais</b>	nd	nd	nd	nd	nd	392
<b>N.º de contadores terciários</b>	nd	nd	nd	nd	nd	1 872
<b>N.º de contadores domésticos</b>	nd	nd	nd	nd	nd	99 096
<b>N.º de contadores totais</b>	nd	nd	nd	nd	nd	101 360

Fonte: Lusitaniagás

Figura 7-4 - Área de concessão da Lusitaniagás



Fonte: Lusitaniagás

## PORTGÁS

Em 1988 foi constituída a Portgás com sede no Porto, tendo a concessão sido atribuída por concurso público, por 35 anos. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- Grupo Galp Energia com 46,62% (GDP Distribuição, SGPS 34,00% e GDP SGPS 12,62%).
- NQF - Gás SGPS com 25,35%.
- Grupo GDF com 12,67%.
- Grupo ELYO com 12,67%.
- Outros (Câmaras Municipais e particulares) com 2,69%.

A área de concessão da Portgás abrange 25% da população de Portugal, envolve 26 concelhos da zona norte litoral, e apresenta excelente concentração dos mercados domésticos e boa concentração de indústrias em alguns pólos, tais como Porto e Vale do Ave.

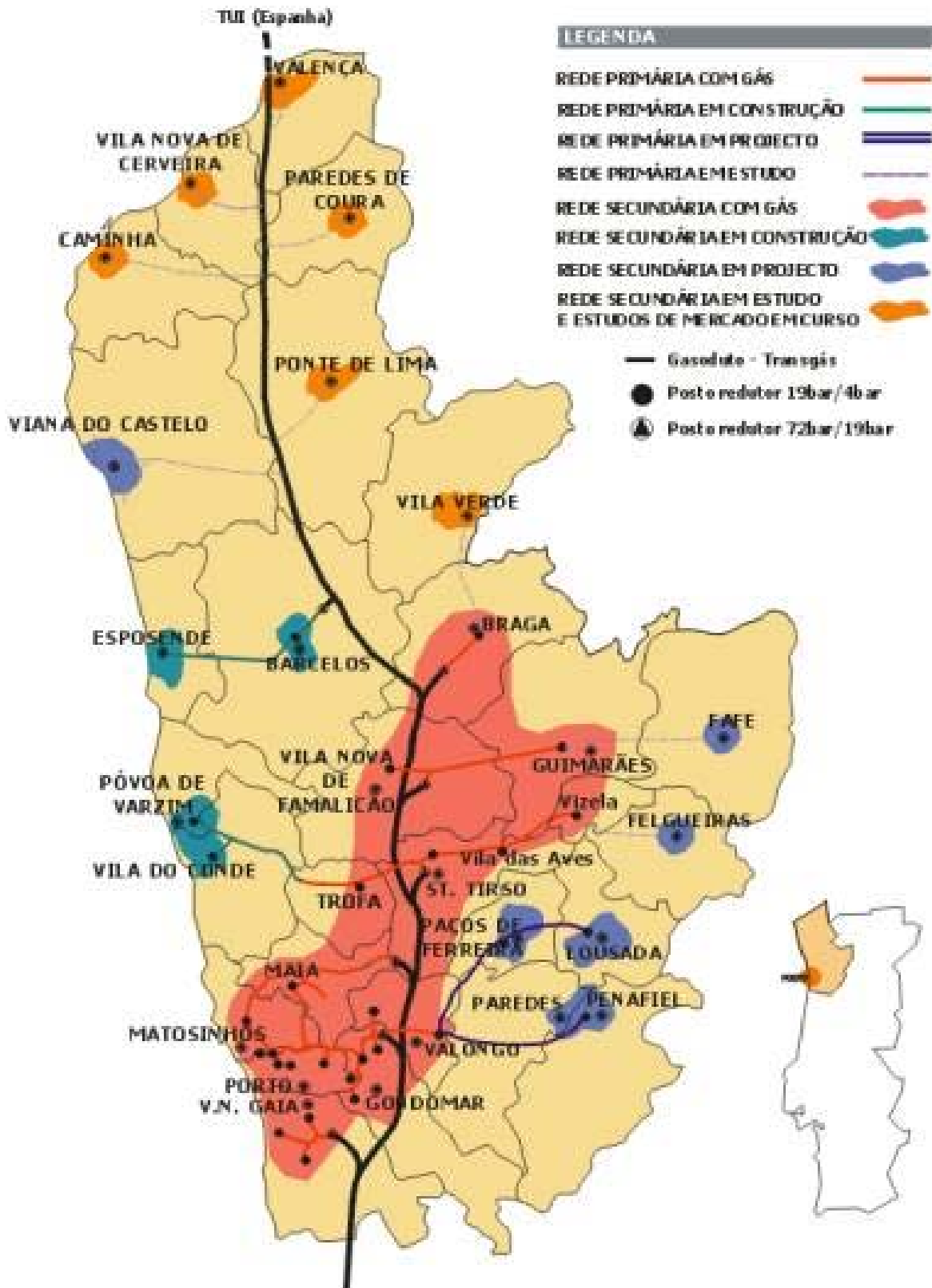
Na Figura 7-5 apresenta-se a área de concessão da Portgás e no Quadro 7-5 a evolução dos seus equipamentos.

**Quadro 7-5 - Evolução do equipamento da Portgás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>	67	161	212	245	259	262
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>	345	604	978	1 200	1 425	1 628
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>	n.d.	n.d.	n.d.	54	60	64
<b>N.º de postos de redução de pressão de 3.ª classe</b>	n.d.	n.d.	n.d.	72	96	119
<b>N.º de contadores industriais</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>N.º de contadores terciários</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>N.º de contadores domésticos</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>N.º de contadores totais</b>	n.d.	n.d.	n.d.	61 407	85 655	110 392

Fonte: Portgás

Figura 7-5 - Área de concessão da Portgás



Fonte: Portgás

## SETGÁS

A Setgás foi constituída em 1990, com sede na Charneca da Caparica, Concelho de Almada, tendo a concessão sido atribuída por concurso público, por 35 anos. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- Grupo Galp Energia com 33,054% (GDP Distribuição, SGPS).
- Enagás com 33,054%.
- Grupo ENI com 21,871% (Italgás).
- Outros (Câmaras Municipais e particulares) com 12,021%.

A sua área de concessão abrange 8% da população de Portugal, envolve 10 concelhos da Península de Setúbal e apresenta uma dispersão do consumo doméstico com dois grandes pólos da grande Lisboa - Almada e Setúbal - e pouco tecido industrial, embora concentrado em Palmela e Setúbal.

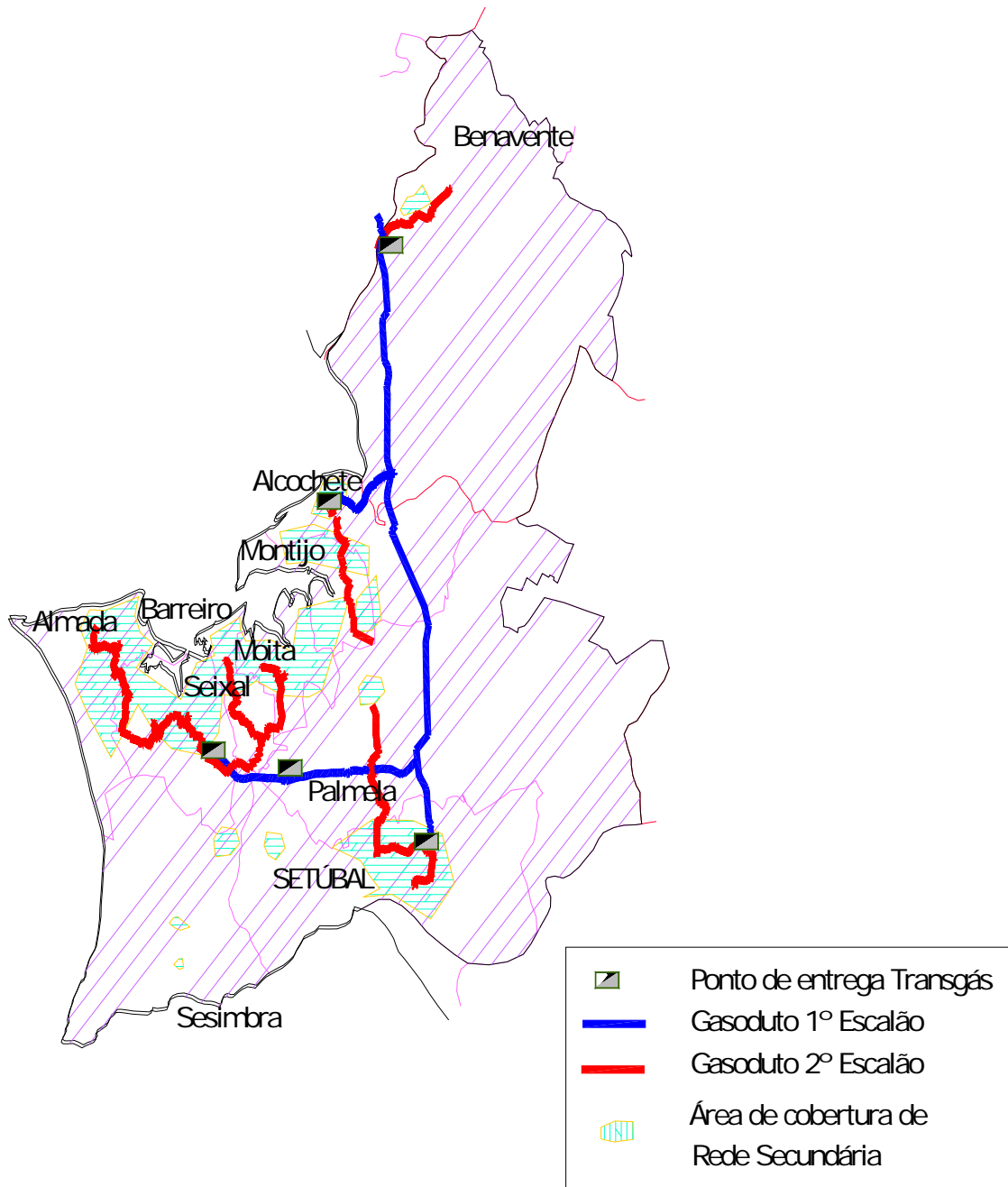
A área de concessão da Setgás é apresentada na Figura 7-6 e a evolução dos seus equipamentos no Quadro 7-6.

**Quadro 7-6 - Evolução do equipamento da Setgás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>	n.d.	n.d.	72	88	95	95
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>	n.d.	n.d.	496	645	827	931
<b>Rede 4.º escalão (n.º de ramais)</b>	n.d.	n.d.	9 674	13 998	18 843	22 576
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	26
<b>N.º de contadores industriais</b>	n.d.	6	17	32	55	64
<b>N.º de contadores terciários</b>	n.d.	46	172	595	730	898
<b>N.º de contadores domésticos</b>	n.d.	12 023	27 663	46 556	59 269	71 651
<b>N.º de contadores totais</b>	n.d.	12 075	27 852	47 183	60 054	72 613

Fonte: Setgás

Figura 7-6 - Área de concessão da Setgás



Fonte: Setgás

## TAGUSGÁS

Em 1997 foi constituída a Tagusgás, com sede em Santarém, tendo esta concessão sido atribuída por concurso público, por 35 anos. A estrutura accionista da empresa é a seguinte:

- Grupo Galp Energia com 40,91% (GDP Distribuição, SGPS).
- Construtura do Lena, S.A. com 20,20%.
- António G. Vieira & Filhos, Lda. com 10,10%.
- Faiart, Lda. com 10,00%.
- Gasriba, Lda. com 10,00%.
- Renova, S.A. com 5,05%.
- Nersant, A.E. com 2,02%.
- Outros (Câmaras Municipais) com 1,72%.

A área da concessão da Tagusgás, marcadamente agrícola, abrange 6% da população de Portugal e envolve 39 concelhos dos distritos de Santarém, Portalegre e Leiria. Esta área apresenta fraca concentração do consumo doméstico e pólos muito distantes entre si, pouca terciarização do tecido económico e pouca indústria excepto nas zonas de Alcanena, Azambuja e Portalegre. Na Figura 7-7 apresenta-se a área de concessão da Tagusgás e no Quadro 7-7 a evolução dos seus equipamentos.

A Tagusgás prevê a construção de 620 km de rede de distribuição: 120 km de 2.º escalão, durante os primeiros quatro anos da concessão, e 500 km de redes locais, durante o período total da concessão. A Figura 7-8 apresenta o desenvolvimento previsto para a rede de distribuição da Tagusgás.

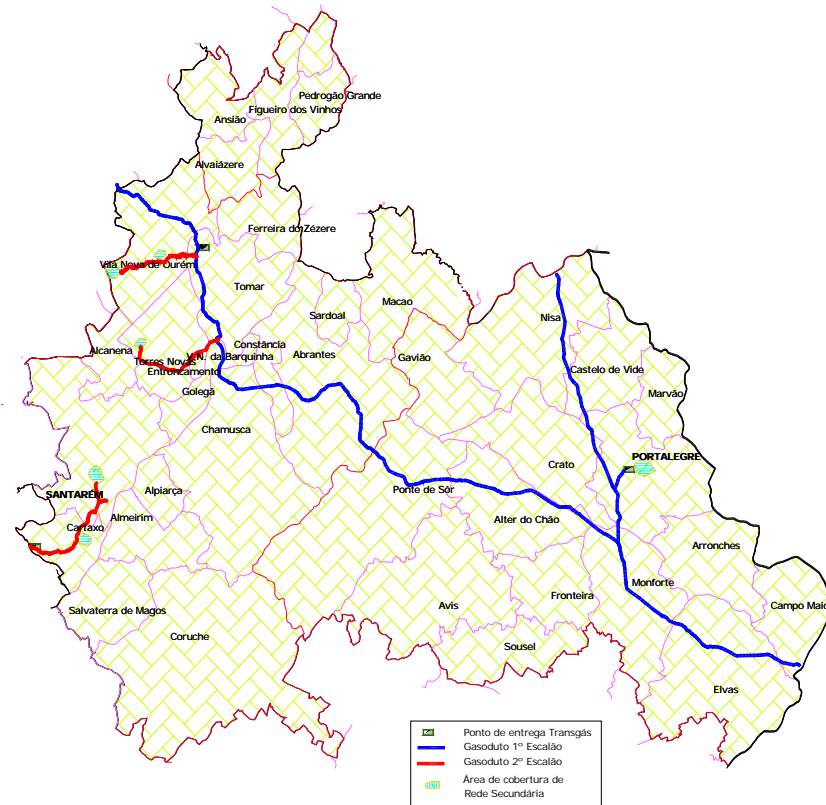
**Quadro 7-7 - Evolução do equipamento da Tagusgás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 2.º escalão (km)</b>				n.d.	38	84
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>				27	57	144
<b>N.º de postos de redução de pressão de 2.ª classe</b>				n.d.	2	9
<b>N.º de contadores industriais</b>				n.d.	1	5
<b>N.º de contadores terciários</b>				n.d.	3	5
<b>N.º de contadores domésticos</b>				n.d.	3	789
<b>N.º de contadores totais</b>				n.d.	7	799

Fonte: Tagusgás

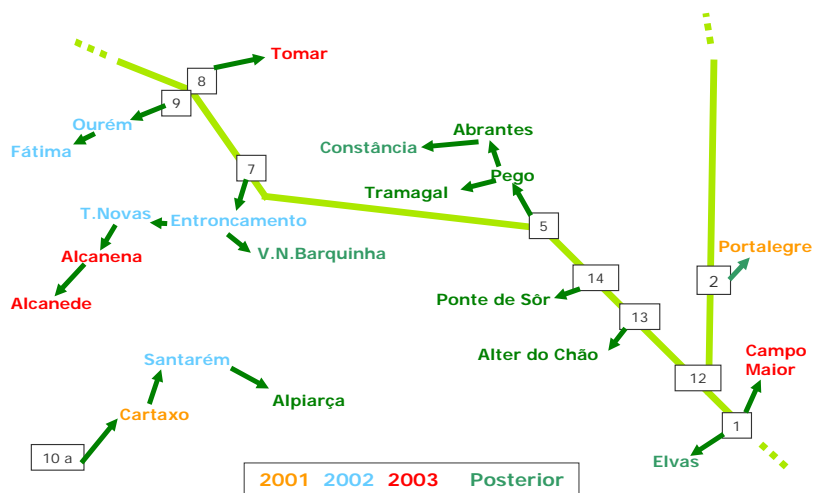


Figura 7-7 - Área de concessão da Tagusgás



Fonte: Tagusgás

Figura 7-8 - Desenvolvimento previsto para a rede de distribuição de gás natural da Tagusgás



Fonte: Tagusgás

## 7.1.3 ENTIDADES TITULARES DE LICENÇA DE DISTRIBUIÇÃO

**DIANAGÁS**

A Dianagás foi constituída em 1999 com sede em Bucelas e possui licença de distribuição de gás natural na cidade de Évora, por 20 anos. Em 2001 iniciou a construção das infra-estruturas de distribuição e em 2002 a sua actividade comercial. A área de licença da Dianagás abrange a zona industrial de Évora e os núcleos habitacionais, em média de fracos consumos, com alguns serviços de relevo (hospital, hotéis, etc.). Esta empresa é detida a 100% pelo Grupo Galp Energia (GDP Distribuição SGPS com 90% e a Transgás SGPS com 10%).

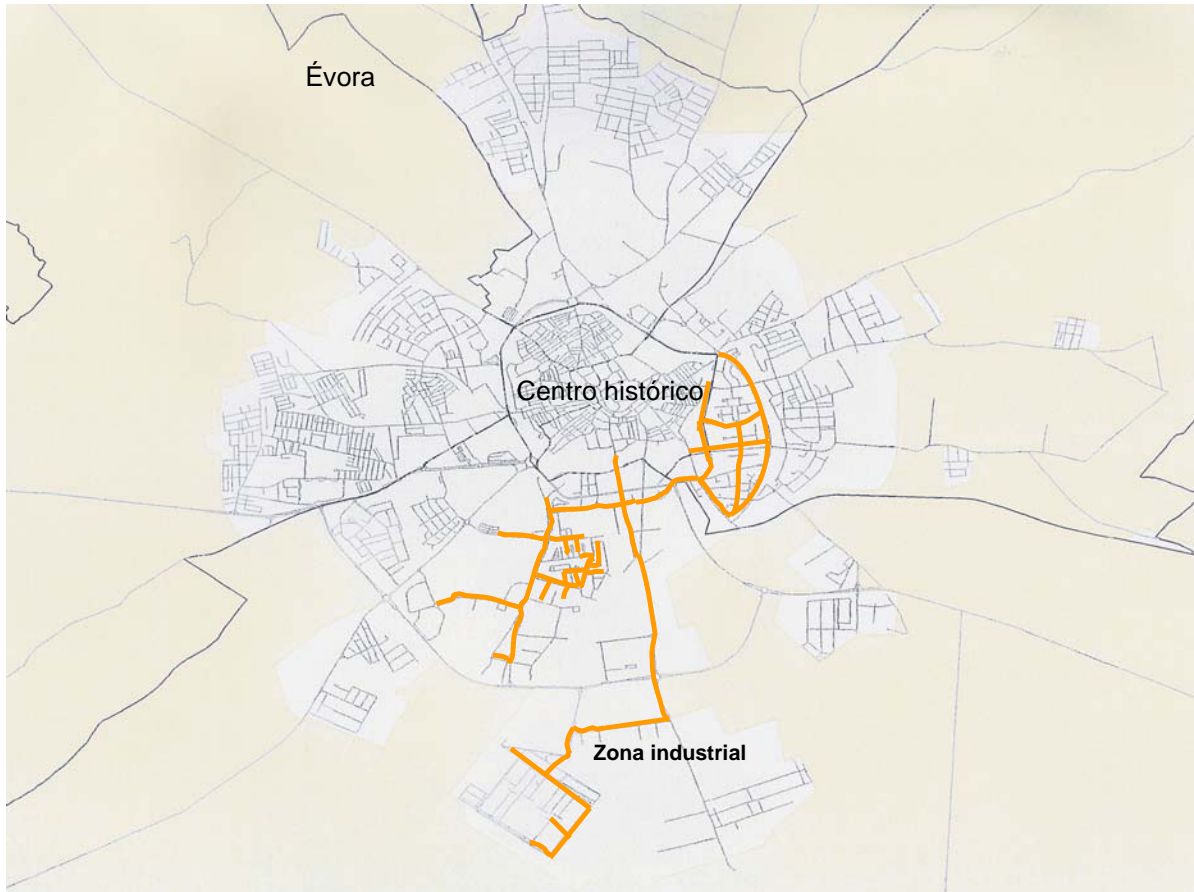
Na Figura 7-9 apresenta-se o pólo de distribuição da Dianagás e no Quadro 7-8 a evolução dos seus equipamentos. A Dianagás utiliza os postos de redução de pressão e medida nos clientes industriais, não possuindo este equipamento na rede de distribuição.

**Quadro 7-8 - Evolução do equipamento da Dianagás**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>				1	9	16
<b>Rede 4.º escalão (n.º de ramais)</b>				n.d.	86	150
<b>N.º de contadores industriais</b>				n.d.	n.d.	3
<b>N.º de contadores terciários</b>				n.d.	n.d.	1
<b>N.º de contadores domésticos</b>				n.d.	n.d.	75
<b>N.º de contadores totais</b>				n.d.	n.d.	79

Fonte: Dianagás

**Figura 7-9 - Pólo de distribuição da Dianagás**



Fonte: Dianagás

**DURIENSEGÁS**

A Duriensegás, constituída em 1999 com sede em Bucelas, é detentora de licença de distribuição de gás natural, por 20 anos, nas cidades de Chaves, Bragança, Vila Real, Amarante e Marco de Canavezes, Figura 7-10. Estas concentrações urbanas têm alguns serviços de relevo (hospitais, hotéis, etc.) e pequena indústria nas zonas de Chaves, Vila Real e Bragança. Esta empresa é detida a 75% pelo Grupo Galp Energia (GDP Distribuição SGPS com 65% e a Transgás SGPS com 10%) e 25% pela Dourogás.

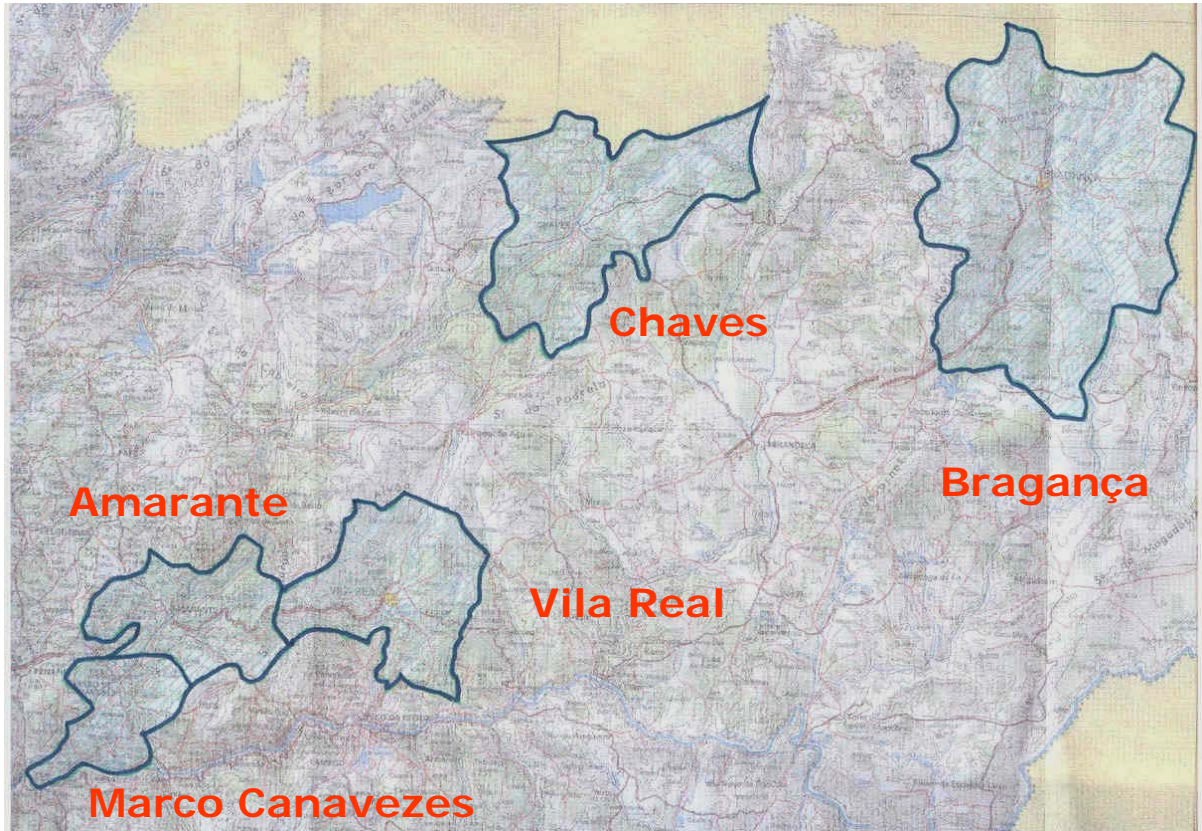
A evolução dos equipamentos da rede de distribuição de gás natural da Duriensegás é apresentada no Quadro 7-9. Dadas as características específicas do seu sistema de distribuição, a Duriensegás não possui postos de redução de pressão, fluindo directamente o gás natural das UAG para a rede de distribuição a uma pressão inferior a 4 bar.

**Quadro 7-9 - Evolução do equipamento da Duriensegás**

		1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Rede 3.º escalão (km)</b>	<b>Vila Real</b>				0	0	12
	<b>Chaves</b>				15	8	7
	<b>Bragança</b>				8	18	12
<b>N.º de contadores industriais</b>					2	3	3
<b>N.º de contadores terciários</b>					3	32	25
<b>N.º de contadores domésticos</b>					414	950	846
<b>N.º de contadores totais</b>					419	985	874

Fonte: Duriensegás

Figura 7-10 - Pólo de distribuição da Duriensegás



Fonte: Duriensegás

## MEDIGÁS

A Medigás foi constituída em 1999 com sede em Bucelas e a sua licença de distribuição de gás natural, por 20 anos, engloba os pólos habitacionais e turísticos de Albufeira, Faro, Lagos, Loulé/Quarteira/Vilamoura, Olhão e Portimão/Alvor/Praia da Rocha, Figura 7-11. Os pólos de licença da Medigás são caracterizados por forte concentração dos serviços (hotéis, aldeamentos, hospitais, etc.) e alguma pequena indústria. É de referir que actualmente a Medigás apenas abastece o pólo de Olhão. Esta empresa é detida a 100% pelo Grupo Galp Energia (GDP Distribuição SGPS com 90% e a Transgás SGPS com 10%).

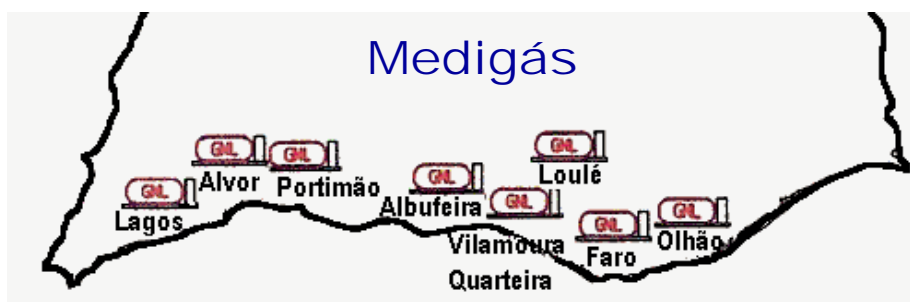
A evolução dos equipamentos da rede de distribuição de gás natural da Medigás no pólo de Olhão é apresentada no Quadro 7-10.

**Quadro 7-10 - Evolução do equipamento da Medigás no pólo de Olhão**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rede 3.º escalão (km)					3	6
Rede 4.º escalão (n.º de ramais)					18	111
N.º de contadores industriais					n.d.	6
N.º de contadores terciários					n.d.	10
N.º de contadores domésticos – gás natural					n.d.	153
N.º de contadores domésticos – propano					n.d.	456

Fonte: Medigás

**Figura 7-11 - Pólos de distribuição da Medigás**



Fonte: Medigás

**PAXGÁS**

A Paxgás, constituída em 1999 e com sede em Bucelas, possui uma licença de distribuição de gás natural na cidade de Beja, por 20 anos. O seu pólo de licença abrange apenas os núcleos habitacionais mas a atribuição da licença está ancorada no projecto do futuro aeroporto de Beja. Esta empresa é detida a 100% pelo Grupo Galp Energia (GDP Distribuição SGPS com 90% e a Transgás SGPS com 10%).

É de referir que a Paxgás ainda não entrou em actividade nem realizou qualquer investimento em equipamentos.

## 7.2 PERSPECTIVA ECONÓMICO-FINANCEIRA

Este ponto apresenta a evolução do desempenho económico-financeiro das empresas de distribuição de gás natural, incluindo a Transgás, que também desempenha esta função para os clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>.

As rubricas analisadas para cada empresa de gás natural são referentes à sua actividade global, ou seja, para além da distribuição de gás natural são incluídos na análise os valores referentes ao negócio da distribuição de gás propano e afins e, conseqüentemente, o número de clientes analisado é o número total de clientes da empresa.

De seguida, é efectuada uma breve análise para cada empresa, onde se apresentam alguns indicadores, que serão posteriormente utilizados na comparação entre as empresas analisadas.

Este desempenho é analisado segundo algumas variáveis a saber:

- EBITDA - soma dos resultados operacionais com as amortizações e as provisões.
- Rendibilidade dos capitais próprios - rácio entre os resultados líquidos e os capitais próprios da empresa.
- Margem bruta unitária das vendas - rácio entre a diferença das vendas e das compras de gás, e as quantidades de gás vendidas.
- Endividamento - rácio entre o passivo total e o activo líquido total.
- Autonomia financeira - rácio entre o capital próprio e o activo líquido.
- Solvabilidade – rácio entre o capital próprio e o passivo total.
- Liquidez geral – rácio entre o activo circulante e o passivo de curto prazo.

O Quadro 7-11 e o Quadro 7-12 indicam, para 2002, as principais rubricas do Balanço e da Demonstração de Resultados, e as variáveis físicas de desempenho, respectivamente.



**Quadro 7-11 - Rubricas do Balanço e da Demonstração de Resultados, em 2002**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Portgás	Setgás	Tagusgás	Transgás
Activo total líquido	30,80	2,70	7,70	702,00	241,60	1,60	266,30	169,20	39,90	1 435,00
Activo circulante	7,10	0,40	1,30	125,00	11,90	0,30	16,40	23,00	11,90	174,30
Capitais próprios	10,70	0,10	2,10	46,00	27,80	0,40	12,90	12,30	4,10	312,60
Passivo de curto prazo	14,70	2,20	4,90	251,90	58,80	0,60	70,40	36,30	24,20	259,10
Passivo total	20,10	2,50	5,50	656,00	213,80	1,20	253,40	156,90	35,80	220,40
Valor das vendas	1,58	0,09	0,98	97,62	46,70	0,07	53,70	19,70	1,90	514,90
Custo de aquisição	1,26	0,06	0,44	34,80	24,60	0,03	26,90	8,30	1,40	406,30
EBITDA	- 0,82	0,05	0,08	31,35	16,90	- 0,02	18,90	7,90	- 0,66	84,80
Resultado líquido	- 0,77	0,02	0,03	- 2,93	4,60	0,04	3,50	0,10	- 0,84	53,00

Fonte: Empresas do sector

Três dos principais indicadores de desempenho físico estão indicados no Quadro 7-12.

**Quadro 7-12 - Variáveis físicas de desempenho, em 2002**

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Portgás	Setgás	Tagusgás	Transgás
Número de clientes	7 642	88	2 412	373 416	92 241	34	118 573	81 379	2 136	170
Número de trabalhadores	29	5	10	273	74	5	102	69	31	226
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> de GN eq.)	3 458	325	1 996	183 384	133 135	164	145 135	41 593	5 500	3 005 000

Fonte: Empresas do sector

### 7.2.1 BEIRAGÁS

No Quadro 7-13 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-14 mostram-se os valores das vendas<sup>74</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-15 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros – rendibilidade dos capitais próprios, margem bruta unitária das vendas, rácio de endividamento, autonomia financeira, solvabilidade e liquidez geral, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Em consequência do aumento significativo do valor do passivo total da empresa, os rácios de endividamento, de autonomia financeira, de solvabilidade e de liquidez geral apresentam um agravamento entre 2000 e 2002.

A margem bruta unitária apresenta uma subida de 0,04 €/m<sup>3</sup>, entre 2000 e 2002, devido ao aumento verificado na margem bruta das vendas.

No Quadro 7-16 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores<sup>75</sup>, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Os rácios clientes por trabalhador e vendas de gás por trabalhador da Beiragás aumentaram significativamente entre 2000 e 2002, devido à elevada taxa de crescimento do número de clientes. A captação de um maior número de clientes, mas com consumos unitários mais reduzidos, é patente ao analisar-se a evolução do rácio vendas por cliente (m<sup>3</sup>/cliente) dado que este sofre uma redução, para o período em análise.

---

<sup>74</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

<sup>75</sup> Inclui trabalhadores cedidos por outras empresas.

**Quadro 7-13 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido				14,9	18,7	30,8
Activo circulante				9,5	5,7	7,1
Capitais próprios				11,5	11,5	10,7
Passivo de curto prazo				3,3	5,5	14,7
Passivo total				3,4	7,2	20,1

Fonte: Relatório e Contas da Beiragás

**Quadro 7-14 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas				0,23	1,06	1,58
Custo de aquisição				0,19	0,88	1,26
EBITDA				-0,11	-0,04	-0,82
Resultado líquido				-0,03	-0,03	-0,77

Fonte: Relatório e Contas da Beiragás, ERSE

**Quadro 7-15 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)				-0,22	-0,24	-7,20
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )				0,05	0,08	0,09
Rácio de endividamento (%)				22,88	38,72	65,27
Autonomia financeira (%)				77,12	61,28	34,73
Solvabilidade				3,37	1,58	0,53
Liquidez geral				2,9	1,02	0,48

Fonte: Relatório e Contas da Beiragás, ERSE

**Quadro 7-16 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes				83	3 071	7 642
Número de trabalhadores				34	32	29
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)				826	2 129	3 458
Clientes por trabalhador				2,4	96,0	263,5
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)				24,3	66,5	119,2
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)				9 951,8	693,3	452,5

Fonte: Relatório e Contas da Beiragás, ERSE

### 7.2.2 DIANAGÁS

No Quadro 7-17 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-18 mostram-se os valores das vendas<sup>76</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-19 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-20 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

---

<sup>76</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

**Quadro 7-17 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido						2,7
Activo circulante						0,4
Capitais próprios						0,1
Passivo de curto prazo						2,2
Passivo total						2,5

Fonte: Relatório e Contas da Dianagás

**Quadro 7-18 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas						0,09
Custo de aquisição						0,06
EBITDA						0,05
Resultado líquido						0,02

Fonte: Relatório e Contas da Dianagás, ERSE

**Quadro 7-19 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)						11,8
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )						0,11
Rácio de endividamento (%)						94,43
Autonomia financeira (%)						5,57
Solvabilidade						0,06
Liquidez geral						0,18

Fonte: Relatório e Contas da Dianagás, ERSE

**Quadro 7-20 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes						88
Número de trabalhadores						5
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)						325
Cientes por trabalhador						17,6
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)						65
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)						3 693

Fonte: Relatório e Contas da Dianagás, ERSE

### 7.2.3 DURIENSEGÁS

No Quadro 7-21 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-22 mostram-se os valores das vendas<sup>77</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-23 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

Entre 2000 e 2002, os rácios liquidez geral, solvabilidade, autonomia financeira e endividamento apontam para uma elevada redução do peso do capital alheio para financiar a actividade da empresa.

A margem bruta unitária das vendas apresenta uma quebra de 0,04 €/m<sup>3</sup> em 2001, devido a um aumento superior no nível de vendas de gás quando comparado com o aumento registado na margem bruta das vendas.

No Quadro 7-24 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

As vendas de gás por cliente e por trabalhador apresentam uma evolução positiva entre 2000 e 2002, resultante da evolução favorável do número de cliente e vendas de gás totais.

---

<sup>77</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

**Quadro 7-21 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido				2,6	5,0	7,7
Activo circulante				0,5	0,7	1,3
Capitais próprios				0,1	2,1	2,1
Passivo de curto prazo				2,5	2,8	4,9
Passivo total				2,5	2,9	5,5

Fonte: Relatório e Contas da Duriensegás

**Quadro 7-22 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas				0,16	0,77	0,98
Custo de aquisição				0,09	0,42	0,44
EBITDA				-0,10	0,14	0,08
Resultado líquido				-0,19	-0,20	0,03

Fonte: Relatório e Contas da Duriensegás, ERSE

**Quadro 7-23 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)				-352,85	-9,64	1,47
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )				0,25	0,21	0,27
Rácio de endividamento (%)				97,87	57,64	72,2
Autonomia financeira (%)				2,13	42,36	27,8
Solvabilidade				0,02	0,73	0,38
Liquidez geral				0,19	0,24	0,27

Fonte: Relatório e Contas da Duriensegás, ERSE

**Quadro 7-24 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes				891	1 549	2 412
Número de trabalhadores				3	3	10
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)				273	1 670	1 996
Clientes por trabalhador				297	516,3	241,2
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)				91	557	200
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)				306	1 078	828

Fonte: Relatório e Contas da Duriensegás, ERSE

#### 7.2.4 LISBOAGÁS

No Quadro 7-25 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-26 mostram-se os valores das vendas<sup>78</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-27 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

Entre 1997 e 2002, é patente um acréscimo do recurso a capital alheio por parte da Lisboaagás. De facto, a evolução do rácio de endividamento da empresa apresenta uma subida do peso do passivo total no total do activo de 17,82 pontos percentuais. Paralelamente, os rácios de autonomia financeira, de solvabilidade e de liquidez geral agravam-se para o período em análise.

A variação ocorrida na margem bruta unitária das vendas no período 1997-2002 é devida essencialmente à oscilação apresentada no custo de aquisição das matérias vendidas e materiais consumidos.

No Quadro 7-28 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores<sup>79</sup>, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Os rácios clientes por trabalhador, vendas por trabalhador e por cliente registam uma subida acentuada, entre 1997 e 2002. As elevadas taxas de crescimento apresentadas no número total de clientes (cerca de 63%, entre 1997 e 2002), nas vendas totais de gás (cerca de 128%, para o mesmo período) e a redução do número de trabalhadores afectos à empresa explicam a evolução dos rácios anteriormente mencionados.

---

<sup>78</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

<sup>79</sup> A partir de 1999, ao número de trabalhadores de fim do ano é retirado o número de trabalhadores cedidos a empresas do grupo.



**Quadro 7-25 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido	164,1	224,5	284,2	452,6	614,3	702
Activo circulante	21,4	34,1	25,8	23,7	37,1	125
Capitais próprios	40,0	45,1	47,3	55,5	54,5	46
Passivo de curto prazo	15,6	25,5	33,6	78,4	216,7	251,9
Passivo total	124,1	179,4	236,9	397,2	559,8	656

Fonte: Relatório e Contas da Lisboagás

**Quadro 7-26 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas	56,50	63,43	70,72	82,12	91,35	97,62
Custo de aquisição	20,40	16,88	15,35	30,26	40,26	34,8
EBITDA	10,41	16,82	17,47	17,14	10,93	31,35
Resultado líquido	-5,91	1,18	2,17	1,38	-0,92	-2,93

Fonte: Relatório e Contas da Lisboagás, ERSE

**Quadro 7-27 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)	-14,79	2,62	4,58	2,49	-1,69	-6,36
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,45	0,50	0,48	0,37	0,30	0,34
Rácio de endividamento (%)	75,63	79,90	83,36	87,74	91,12	93,45
Autonomia financeira (%)	24,37	20,10	16,64	12,26	8,88	6,55
Solvabilidade	0,3	0,3	0,2	0,14	0,1	0,07
Liquidez geral	1,38	1,34	0,77	0,3	0,17	0,5

Fonte: Relatório e Contas da Lisboagás, ERSE

**Quadro 7-28 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes	229 507	244 882	269 491	300 547	335 484	373 416
Número de trabalhadores	551	520	430	394	283	273
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)	80 615	93 048	114 778	142 027	169 180	183 384
Clientes por trabalhador	416,53	470,93	626,72	762,81	1 185,46	1 367,82
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	146	179	267	360	598	672
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)	351	380	426	473	504	491

Fonte: Relatório e Contas da Lisboagás, ERSE

### 7.2.5 LUSITANIAGÁS

No Quadro 7-29 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-30 mostram-se os valores das vendas<sup>80</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-31 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

A rentabilidade dos capitais próprios apresenta uma subida significativa no período em análise, resultante da evolução positiva dos resultados líquidos da empresa.

Os rácios de endividamento, de autonomia financeira e de solvabilidade apresentam um agravamento, indicando um maior recurso ao capital alheio por parte da Lusitaniagás entre 1997 e 2002. Contudo, a liquidez geral da empresa apresenta uma evolução positiva no período analisado.

A margem bruta unitária das vendas apresenta um crescimento de 0,14 €/m<sup>3</sup>, no período 1997-2002, em consequência do aumento verificado na margem bruta das vendas.

No Quadro 7-32 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás<sup>81</sup>, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

O forte incremento no número de clientes abrangidos pela Lusitaniagás, bem como o aumento significativo das vendas totais de gás, entre 1997 e 2002, permitem a apresentação de uma evolução acentuada nos rácios clientes por trabalhador e vendas por trabalhador da empresa. Os consumos por cliente, medidos em termos de vendas por cliente (m<sup>3</sup>/cliente), registam uma redução, traduzindo uma taxa de crescimento das vendas totais de gás inferior à verificada no número de clientes para o período em causa.

---

<sup>80</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

<sup>81</sup> Em 1997, o valor considerado para vendas de gás refere-se apenas a vendas de gás natural.

**Quadro 7-29 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido	72,4	115,6	149,1	192,0	238,4	241,6
Activo circulante	0,1	0,2	6,5	10,9	29,1	11,9
Capitais próprios	20,2	19,7	20,6	21,5	23,2	27,8
Passivo de curto prazo	19,5	20,0	33,8	46,6	59,7	58,8
Passivo total	52,3	95,9	128,6	170,5	215,2	213,8

Fonte: Relatório e Contas da Lusitaniagás

**Quadro 7-30 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas	0,6	4,7	14,3	30,2	44,3	46,7
Custo de aquisição	0,5	2,8	7,1	19,2	28,4	24,6
EBITDA	-0,01	1,3	5,9	8,8	12,8	16,9
Resultado líquido	0,26	-0,5	0,8	1	1,7	4,6

Fonte: Relatório e Contas da Lusitaniagás, ERSE

**Quadro 7-31 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)	1,29	-2,38	4,05	4,43	7,21	16,5
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,03	0,09	0,12	0,11	0,13	0,17
Rácio de endividamento (%)	72,13	82,94	86,22	88,8	90,28	88,51
Autonomia financeira (%)	27,87	17,06	13,78	11,2	9,72	11,49
Solvabilidade	0,39	0,21	0,16	0,13	0,11	0,13
Liquidez geral	0,004	0,01	0,19	0,23	0,49	0,2

Fonte: Relatório e Contas da Lusitaniagás, ERSE

**Quadro 7-32 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes	2 131	17 129	37 299	55 151	75 387	92 241
Número de trabalhadores	60	77	85	89	77	74
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)	3 486,3	20 679	60 877	97 099	122 617	133 135
Cientes por trabalhador	35,52	222,45	438,81	619,67	979,05	1 246,5
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	58	269	716	1 091	1 592	1 799
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)	1 636	1 207	1 632	1 761	1 627	1 443

Fonte: Relatório e Contas da Lusitaniagás, ERSE

### 7.2.6 MEDIGÁS

No Quadro 7-33 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-34 mostram-se os valores das vendas<sup>82</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-35 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

A liquidez geral da empresa aumenta, dado que o passivo de curto prazo cresceu a uma taxa inferior à do activo circulante. Contudo, outros rácios, tais como o de endividamento, o de autonomia financeira e o de solvabilidade apresentam um agravamento devido ao aumento do peso do passivo total de 2001 para 2002.

A margem bruta unitária das vendas apresenta um crescimento de 0,07 €/m<sup>3</sup>, entre 2001 e 2002, em consequência do aumento verificado na margem bruta das vendas.

No Quadro 7-36 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Em 2001, a Medigás abastecia somente um cliente. Em 2002, essa situação alterou-se significativamente. Consequentemente, os rácios cliente por trabalhador e vendas por trabalhador apresentam um aumento uma vez que o número de trabalhadores não registou uma variação significativa, entre 2001 e 2002.

---

<sup>82</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

**Quadro 7-33 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido					0,6	1,6
Activo circulante					0,1	0,3
Capitais próprios					0,2	0,4
Passivo de curto prazo					0,3	0,6
Passivo total					0,3	1,2

Fonte: Relatório e Contas da Medigás

**Quadro 7-34 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas					0,02	0,07
Custo de aquisição					0,01	0,03
EBITDA					-0,03	-0,02
Resultado líquido					-0,05	0,04

Fonte: Relatório e Contas da Medigás, ERSE

**Quadro 7-35 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)					-19,1	9,44
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )					0,17	0,23
Rácio de endividamento (%)					58,2	76
Autonomia financeira (%)					41,8	24
Solvabilidade					0,72	0,32
Liquidez geral					0,24	0,54

Fonte: Relatório e Contas da Medigás, ERSE

**Quadro 7-36 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes					1	34
Número de trabalhadores					4	5
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)					56	164
Clientes por trabalhador					0,25	6,80
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)					14	33
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)					56 000	4 824

Fonte: Relatório e Contas da Medigás, ERSE

### 7.2.7 PORTGÁS

No Quadro 7-37 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-38 mostram-se os valores das vendas<sup>83</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-39 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

A rentabilidade dos capitais próprios apresenta uma trajectória ascendente, em sequência do aumento registado nos resultados líquidos e nos capitais próprios da empresa, entre 1997 e 2002.

Os rácios de endividamento, de autonomia financeira e de solvabilidade agravam-se ligeiramente para o período em causa.

A margem bruta unitária das vendas apresentou um decréscimo de 0,07 €/m<sup>3</sup>, no período 1997-2002, devido a um crescimento superior no nível de vendas de gás quando comparado com o crescimento da margem bruta das vendas.

No Quadro 7-40 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

O acentuado crescimento das vendas registado entre 1997 e 2002, bem como o elevado crescimento no número de clientes traduz-se num aumento notório dos rácios clientes por trabalhador, vendas por trabalhador e por cliente, para o período analisado.

---

<sup>83</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

**Quadro 7-37 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido	50,1	103,4	150,2	202,7	237,3	266,3
Activo circulante	4,3	10,6	9,4	16,4	13,5	16,4
Capitais próprios	2,7	4,0	5,4	6,8	9,4	12,9
Passivo de curto prazo	24,4	24,3	24,1	45,0	69,3	70,4
Passivo total	47,4	99,4	144,8	195,9	227,8	253,4

Fonte: Relatório e Contas da Portgás

**Quadro 7-38 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas	3,60	7,33	13,7	28,2	47,2	53,7
Custo de aquisição	1,87	3,43	5,6	14,7	26,8	26,9
EBITDA	0,05	1,78	5	10,1	14,7	18,9
Resultado líquido	-1,54	0,08	1,4	1,4	2,2	3,5

Fonte: Relatório e Contas da Portgás, ERSE

**Quadro 7-39 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)	-56,41	1,90	25,26	21,04	23,8	26,88
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,25	0,25	0,24	0,19	0,18	0,18
Rácio de endividamento (%)	94,57	96,11	96,41	96,64	96,03	95,16
Autonomia financeira (%)	5,43	3,89	3,59	3,36	3,97	4,84
Solvabilidade	0,06	0,04	0,04	0,03	0,04	0,05
Liquidez geral	0,18	0,44	0,39	0,36	0,19	0,23

Fonte: Relatório e Contas da Portgás, ERSE

**Quadro 7-40 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes	18 753	29 780	47 487	71 910	99 192	118 573
Número de trabalhadores	64	81	95	107	108	102
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)	6 797	15 914	34 109	70 391	114 278	145 135
Clientes por trabalhador	293,02	367,65	499,86	672,06	918,44	1 162,48
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	106	196	359	658	1 058	1 423
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)	362	534	718	979	1 152	1 224

Fonte: Relatório e Contas da Portgás, ERSE

### 7.2.8 SETGÁS

No Quadro 7-41 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-42 mostram-se os valores das vendas<sup>84</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-43 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

O crescimento do passivo total é superior ao crescimento do activo total, entre 1997 e 2002, pelo que o rácio de endividamento da empresa apresenta um aumento de 7,7 pontos percentuais. No último ano em análise, o peso do passivo total era de 92,7% do total do activo. Igualmente, agravam-se os rácios de autonomia financeira e de solvabilidade para o período considerado. O rácio de liquidez geral apresenta um acréscimo de cerca de 0,5 pontos percentuais devido ao forte crescimento do activo circulante, no período em causa.

A margem bruta unitária das vendas apresentou um decréscimo de 0,24 €/m<sup>3</sup>, no período 1997-2002, devido a um crescimento superior no nível de vendas de gás quando comparado com o crescimento da margem bruta das vendas.

No Quadro 7-44 indicam-se os números de clientes<sup>85</sup> e de trabalhadores, a quantidade de vendas<sup>86</sup> de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Os rácios de clientes por trabalhador, vendas por trabalhador e por cliente apresentam uma tendência crescente, entre 1997 e 2002, pois o crescimento das vendas de gás e do número de clientes é bastante significativo.

---

<sup>84</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

<sup>85</sup> Para 1997 e 1998, o número de clientes utilizado refere-se apenas a clientes de gás natural.

<sup>86</sup> Para 1997 e 1998, o valor das vendas utilizado refere-se apenas a vendas de gás natural.



**Quadro 7-41 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido	44	65,18	100,6	126,7	145,5	169,2
Activo circulante	4,2	6,7	19,6	17,8	11,4	23,0
Capitais próprios	6,6	5,5	7,3	13,1	12,2	12,3
Passivo de curto prazo	26,1	11,5	14,9	17,9	27,4	36,3
Passivo total	37,4	59,7	93,3	113,6	133,3	156,9

Fonte: Relatório e Contas da Setgás

**Quadro 7-42 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas	0,66	1,80	4,0	9,4	16,1	19,7
Custo de aquisição	0,49	0,71	1,5	4,2	8,3	8,3
EBITDA	1,35	1,64	4,5	4,0	5,6	7,9
Resultado líquido	-0,18	-1,09	-0,2	-1,4	-1,7	0,1

Fonte: Relatório e Contas da Setgás, ERSE

**Quadro 7-43 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)	-2,68	-19,72	-3,23	-10,46	-13,95	1,01
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,52	0,31	0,24	0,23	0,24	0,28
Rácio de endividamento (%)	84,99	91,53	92,76	89,64	91,63	92,73
Autonomia financeira (%)	15,01	8,47	7,24	10,36	8,37	7,27
Solvabilidade	0,18	0,09	0,08	0,12	0,09	0,08
Liquidez geral	0,16	0,59	1,32	0,99	0,42	0,63

Fonte: Relatório e Contas da Setgás, ERSE

**Quadro 7-44 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes	4 850	12 075	30 882	53 835	69 031	81 379
Número de trabalhadores	60	73	77	77	73	69
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)	327	3 445	10 794	22 409	32 389	41 593
Clientes por trabalhador	80,83	165,41	401,06	699,16	945,63	1 179,41
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	5	47	140	291	444	603
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)	67	285	350	416	469	511

Fonte: Relatório e Contas da Setgás, ERSE

### 7.2.9 TAGUSGÁS

No Quadro 7-45 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-46 mostram-se os valores das vendas<sup>87</sup>, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-47 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

Enquanto o activo total líquido da empresa apresenta uma taxa de crescimento de aproximadamente 300%, entre 2000 e 2002, o total do passivo cresceu a um ritmo bastante superior, condicionando e agravando os rácios de endividamento, de autonomia financeira, de solvabilidade e de liquidez geral, para o período mencionado. A margem bruta unitária das vendas manteve-se inalterada entre 2001 e 2002.

No Quadro 7-48 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Tanto o número de clientes como o valor das vendas de gás, apresentam taxas de crescimento bastante elevadas, entre 2000 e 2002. Por tal, os rácios como clientes por trabalhador, vendas por trabalhador e por cliente, apresentam uma evolução positiva para o período considerado.

---

<sup>87</sup> Inclui o valor de aluguer de contadores.

**Quadro 7-45 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido				10	24,1	39,9
Activo circulante				3,1	3,8	11,9
Capitais próprios				4,9	4,9	4,1
Passivo de curto prazo				5,0	18,4	24,2
Passivo total				5,1	19,2	35,8

Fonte: Relatório e Contas da Tagusgás

**Quadro 7-46 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas				0,15	0,85	1,9
Custo de aquisição				0,14	0,7	1,4
EBITDA				-0,003	0,01	-0,66
Resultado líquido				-0,03	-0,05	-0,84

Fonte: Relatório e Contas da Tagusgás, ERSE

**Quadro 7-47 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)				-0,70	-1,07	-20,61
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )					0,08	0,08
Rácio de endividamento (%)				50,66	79,68	89,84
Autonomia financeira (%)				49,34	20,32	10,16
Solvabilidade				0,97	0,25	0,11
Liquidez geral				0,62	0,21	0,49

Fonte: Relatório e Contas da Tagusgás, ERSE

**Quadro 7-48 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes					1 485	2 136
Número de trabalhadores				18	28	31
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.)					1 924	5 500
Cientes por trabalhador					53,04	68,90
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)					69	177
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)					1 296	2 575

Fonte: Relatório e Contas da Tagusgás, ERSE

### 7.2.10 TRANSGÁS

No Quadro 7-49 mostram-se os valores referentes a algumas rubricas do Balanço desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-50 mostram-se os valores das vendas, o custo da aquisição das mercadorias, o EBITDA e o resultado líquido desde o início de actividade de exploração da empresa.

No Quadro 7-51 pode observar-se a evolução de alguns indicadores financeiros desde o início de actividade de exploração da empresa.

Os rácios de endividamento, de autonomia financeira, de solvabilidade e de liquidez geral apresentam uma melhoria ao longo do período em análise devido a taxas de crescimento do valor total do activo, e capitais próprios superiores à verificada para o passivo.

A margem bruta unitária das vendas manteve-se praticamente inalterada ao longo de todo o período em análise.

No Quadro 7-52 indicam-se os números de clientes e de trabalhadores, a quantidade de vendas de gás, bem como alguns indicadores de eficiência – o número de clientes por trabalhador e a energia vendida por cliente, desde o início de actividade de exploração da empresa.

Os rácios clientes por trabalhador, vendas por trabalhador e por cliente apresentam uma subida ao longo do período em análise em sequência das elevadas taxas de crescimento registadas no número de clientes e nas vendas de gás.

**Quadro 7-49 - Rubricas do Balanço**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activo total líquido	1 060	1 109	1 290	1 356,3	1 412,5	1 435
Activo circulante	55,4	62,6	96,9	129,9	168,2	174,3
Capitais próprios	47,4	12,6	54,8	85,1	112,6	312,6
Recursos financeiros próprios	197,7	211,8	230,2	230,1	230,3	259,1
Passivo de curto prazo	84,7	61,6	81,7	94,2	227,1	220,4
Passivo total	1 012,6	1 096,4	1 235,2	1 271,3	1 299,9	1 122,4

Fonte: Relatório e Contas da Transgás

**Quadro 7-50 - Rubricas da Demonstração de Resultados**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Valor das vendas	13,8	98,7	238,9	420,1	503,8	514,9
Custo de aquisição	11,3	76,5	170,5	345,7	425,1	406,3
EBITDA	32,5	12,6	52,6	59,0	50,8	84,8
Resultado líquido	-14,6	-32,7	39,3	25,3	25,5	53,0

Fonte: Relatório e Contas da Transgás, ERSE

**Quadro 7-51 - Indicadores Financeiros**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendibilidade dos capitais próprios (%)	-30,84	-259,60	71,71	29,70	22,61	16,95
Rendibilidade dos recursos financeiros próprios (%)	-7,39	-15,44	17,08	10,98	11,06	20,45
Margem bruta unitária das vendas (10 <sup>3</sup> €/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
Rácio de endividamento (%)	95,53	98,86	95,75	93,73	92,03	78,21
Autonomia financeira (%)	4,47	1,14	4,25	6,27	7,97	21,79
Solvabilidade	0,05	0,01	0,04	0,07	0,09	0,28
Liquidez geral	0,65	1,02	1,19	1,38	0,74	0,79

Fonte: Relatório e Contas da Transgás, ERSE

**Quadro 7-52 - Dados Físicos**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de clientes	22	57	86	132	153	170
Número de trabalhadores	208	218	230	225	228	226
Vendas de gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	94 357	765 069	2 137 891	2 241 510	2 484 980	3 005 000
Clientes por trabalhador	0,11	0,26	0,37	0,59	0,67	0,75
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	454	3 509	9 295	9 962	10 899	13 296
Vendas por cliente (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /cliente)	4 289	13 422	24 859	16 981	16 242	17 676

Fonte: Relatório e Contas da Transgás, ERSE

### 7.2.11 COMPARAÇÃO

No Quadro 7-53 apresenta-se uma comparação dos principais rácios de desempenho financeiro das empresas do sector do gás natural.

**Quadro 7-53 - Rácios de desempenho financeiro, em 2002**

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Portgás	Setgás	Tagusgás	Transgás	Total
Rendibilidade dos capitais próprios	-7,20%	20,00%	1,43%	-6,37%	16,55%	10,00%	27,13%	0,81%	-20,49%	16,95%	13,23%
Margem bruta unitária das vendas (€/m <sup>3</sup> )											
Endividamento	65,26%	92,59%	71,43%	93,45%	88,49%	75,00%	95,16%	92,73%	89,72%	15,36%	54,05%
Autonomia financeira	34,74%	3,70%	27,27%	6,55%	11,51%	25,00%	4,84%	7,27%	10,28%	21,78%	14,81%
Solvabilidade	0,53	0,04	0,38	0,07	0,13	0,33	0,05	0,08	0,11	1,42	0,27
Liquidez geral	0,48	0,18	0,27	0,50	0,20	0,50	0,23	0,63	0,49	0,67	0,51

Fonte: Empresas do sector.

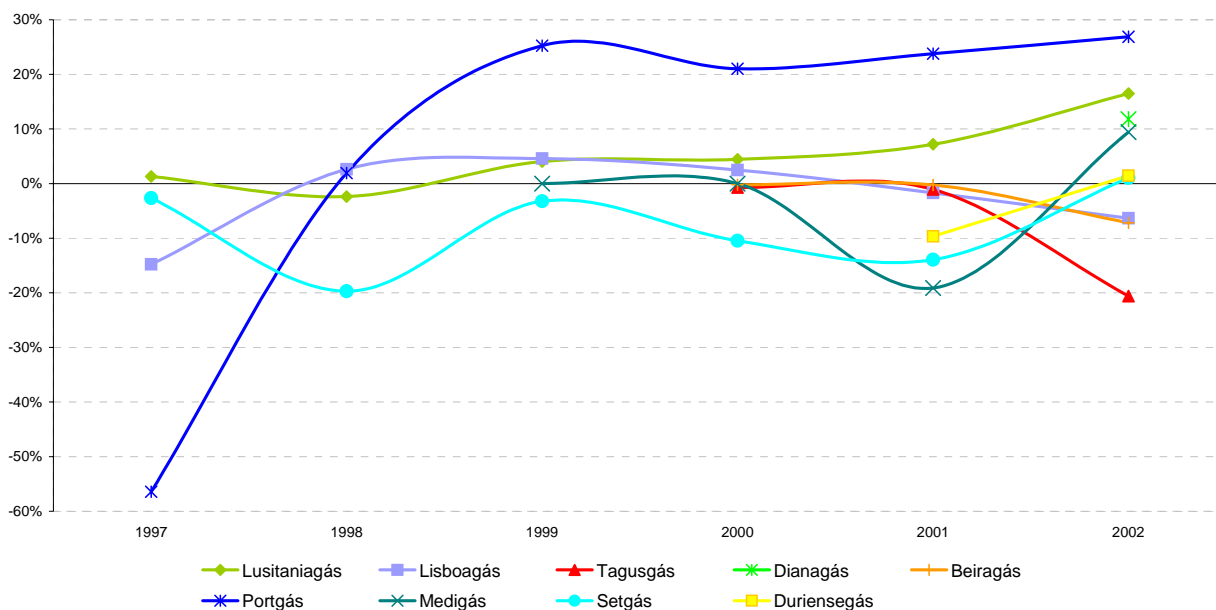
**Quadro 7-54 - Rácios de desempenho físico, em 2002**

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Portgás	Setgás	Tagusgás	Transgás	Total
Cientes por trabalhador	264	18	241	1 368	1 247	7	1 162	1 179	69	1	823
Vendas por trabalhador (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /trabalhador)	119	65	200	672	1 799	33	1 423	603	177	13 296	4 271
Vendas por cliente (m <sup>3</sup> /cliente)	452	3 693	828	491	1 443	4 824	1 224	511	2 575	17 676 471	5 191

Fonte: Empresas do sector.

Na Figura 7-12 apresenta-se a rentabilidade dos capitais próprios<sup>88</sup>, calculada como a relação entre os resultados líquidos e os capitais próprios das empresas.

Figura 7-12 - Rentabilidade dos capitais próprios



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

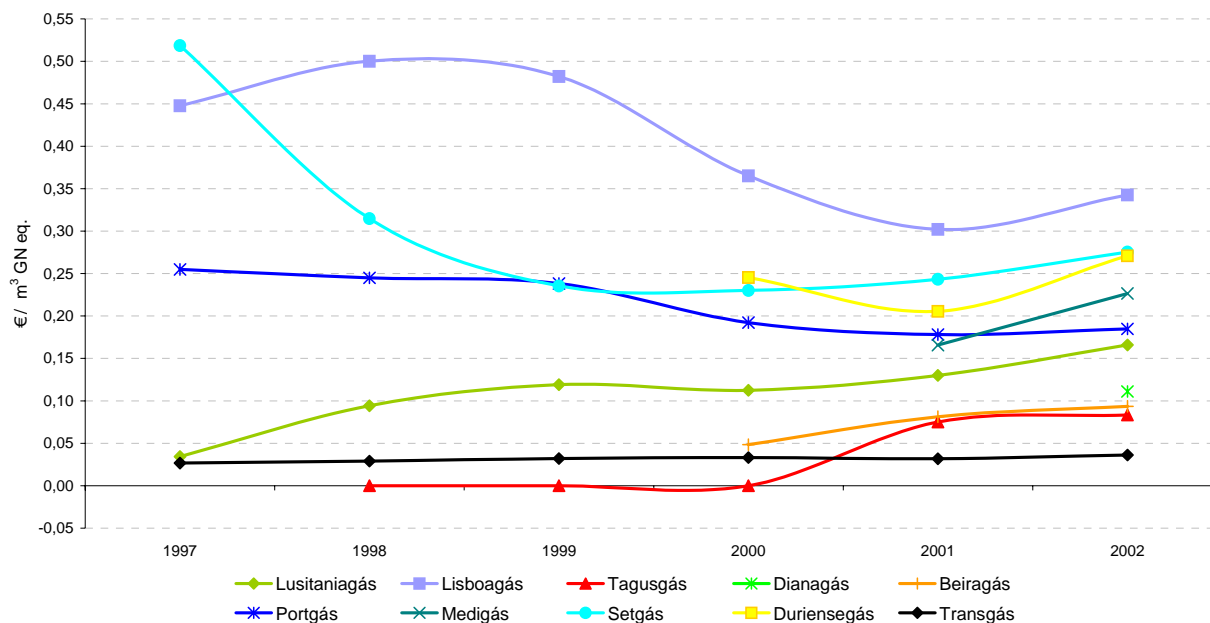
A rentabilidade dos capitais próprios da Portgás é superior à das outras empresas e aumentou, tal como na Lisboagás, ao longo do período em análise. A apresentação desses valores mais elevados prende-se com o facto dos capitais próprios se terem reduzido face ao activo total.

Ao contrário das empresas acima referidas, a Tagusgás tem visto a rentabilidade dos capitais próprios diminuir como consequência do aumento dos custos, verificado essencialmente no último ano em análise.

<sup>88</sup> A Transgás não foi considerada, uma vez que é objecto de análise específica no ponto 6.3. O valor da rentabilidade dos capitais próprios da Duriensegás referente ao ano 2000 não foi incluído, dado que condicionava uma análise clara do gráfico.

A Figura 7-13 apresenta a margem bruta unitária das vendas. Verifica-se que a LisboaGás, apesar de ter a maior margem bruta unitária das vendas, mostra também uma redução da rentabilidade desde 1999, devido à redução dos resultados líquidos, sendo estes negativos em 2001 e 2002.

Figura 7-13 - Margem bruta unitária das vendas



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

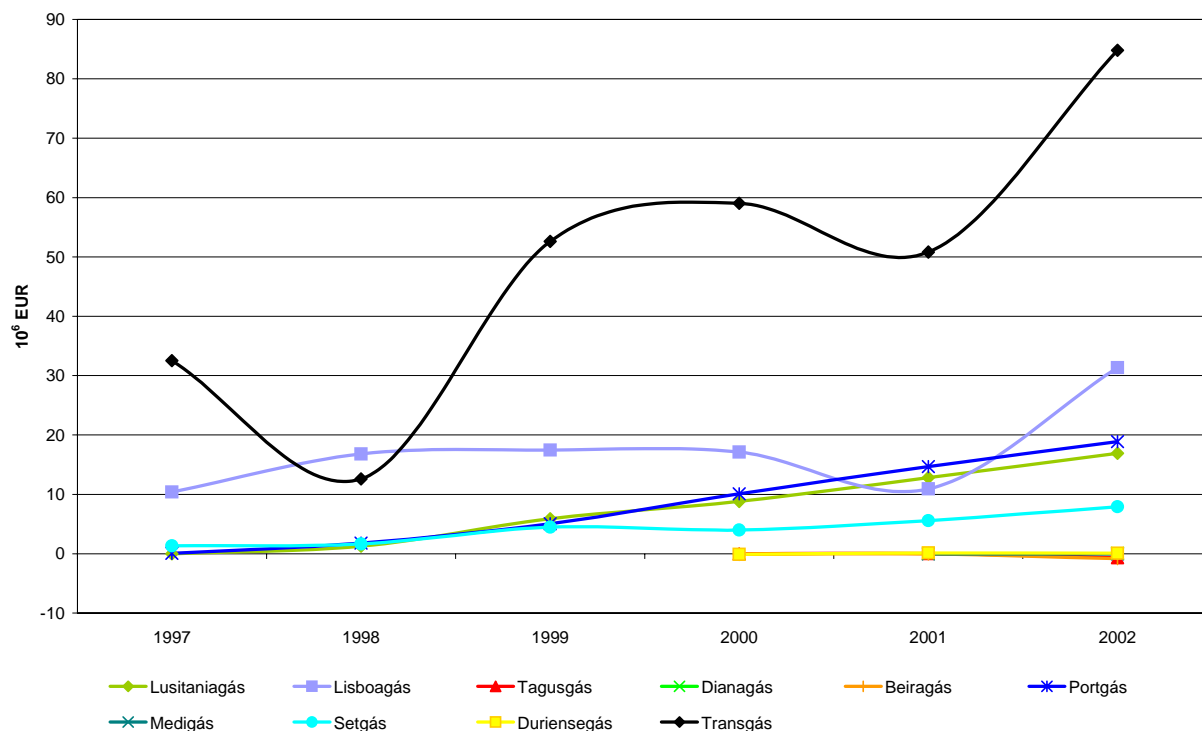


Na Figura 7-14 apresenta-se o EBITDA, que indica quanto a empresa gera a partir da sua actividade operacional, antes de considerar os resultados financeiros e extraordinários, impostos, provisões e amortizações.

Este indicador de desempenho financeiro das empresas é normalmente usado para a comparação da rentabilidade entre empresas congéneres, porque elimina os efeitos das diferentes políticas contabilística e de financiamento que cada uma possa praticar.

Através da observação do gráfico, é possível concluir que a actividade operacional liberta fundos, permitindo às empresas solverem os seus compromissos perante os seus credores e o Estado.

Figura 7-14 - EBITDA



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

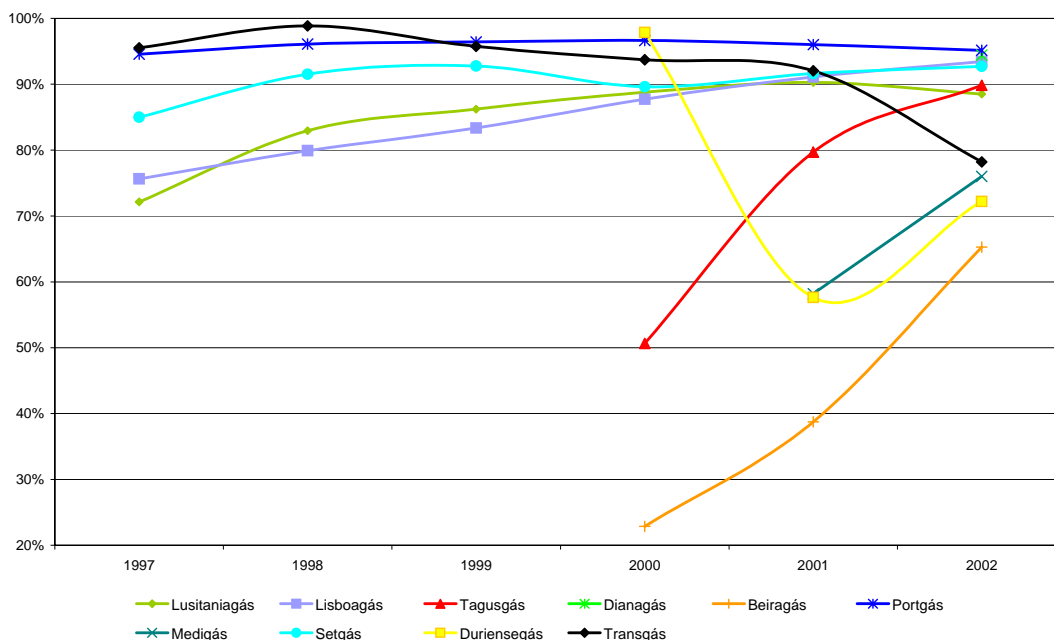
Os rácios de endividamento, evidenciados na Figura 7-15, reflectem o nível de financiamento por capital alheio das empresas, bem como a sua capacidade de o solver. Pode observar-se a evolução do rácio de endividamento, que permite medir o nível de recurso a capitais alheios e a evolução da autonomia financeira. Verifica-se que a empresa com o maior rácio de endividamento é a Portgás, apresentando também a menor autonomia financeira. As restantes empresas apresentam um nível de endividamento bastante elevado, sendo a Beiragás, a Duriensegás e a Medigás as que apresentam um menor nível de endividamento. Contudo, é necessário ter em conta que na fase de investimento das empresas é frequente estas apresentarem níveis de endividamento mais elevados, com tendência para decrescer à medida que as empresas evoluem. Neste domínio, há a referir que o Decreto-Lei n.º 32/91, de 16 de Janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho, obriga a que os capitais próprios destas empresas sejam, em cada ano, 25% do investimento total acumulado.

A análise da figura respeitante à autonomia financeira sugere que, apesar de algumas empresas terem apresentado uma autonomia elevada, casos da Tagusgás, da Dianagás, da Beiragás, da Medigás e da Duriensegás, a tendência é que a percentagem do activo financiada por capitais próprios tenda a diminuir.

Na Figura 7-16 é apresentada a solvabilidade das empresas de distribuição que tem diminuído.

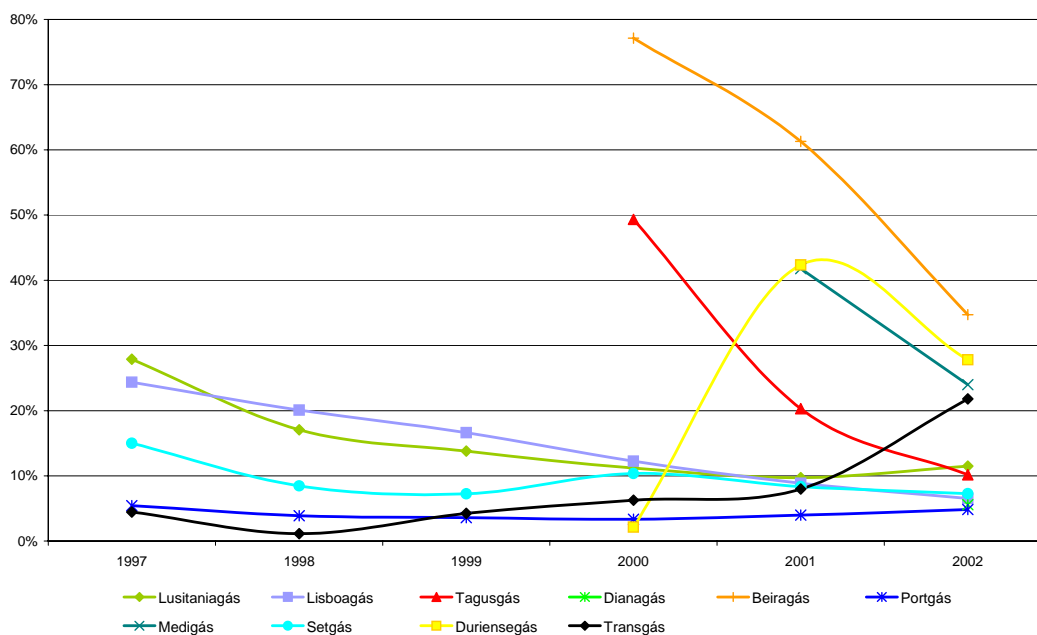
Figura 7-15 - Rácios de endividamento

Passivo / Activo



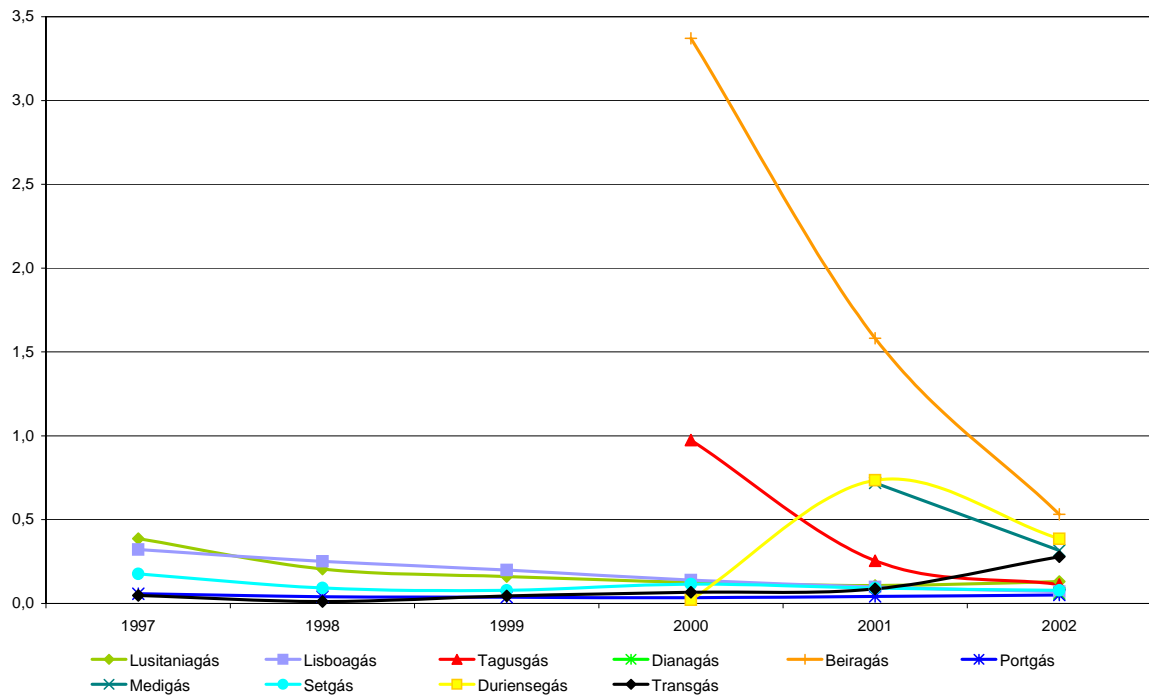
Rácios de endividamento (continuação)

Autonomia financeira



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

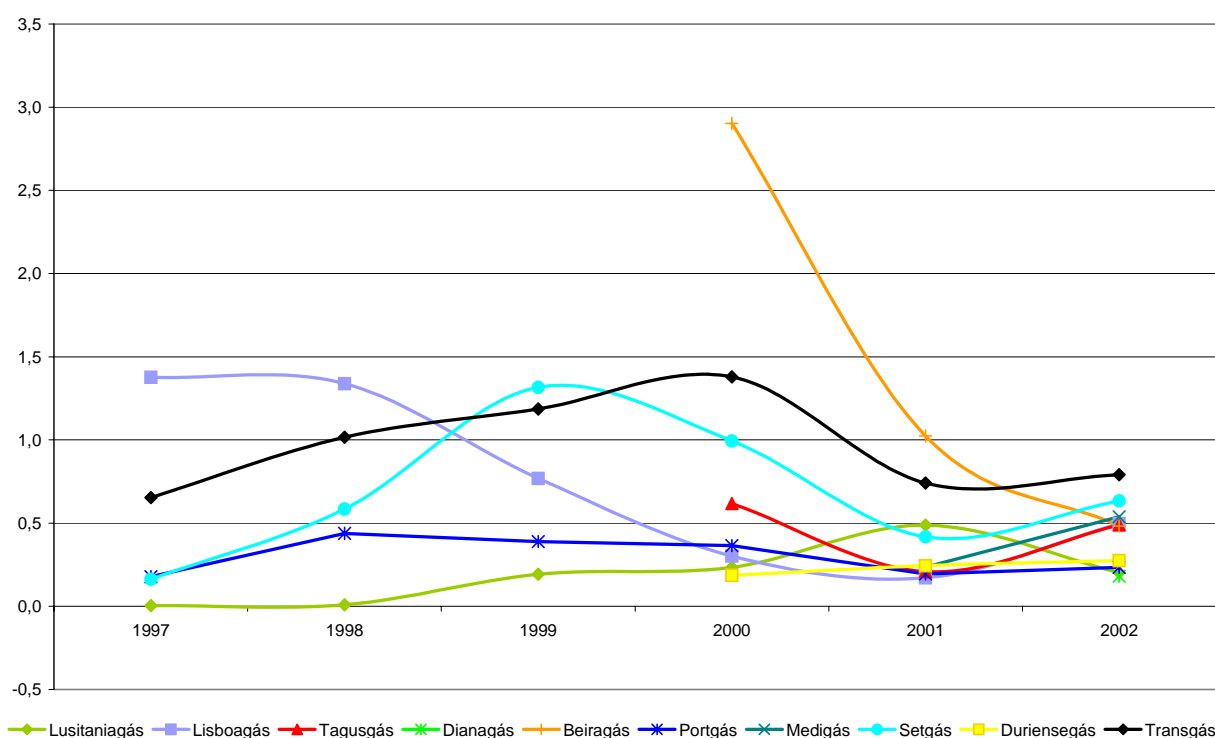
Figura 7-16 - Solvabilidade



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

Na Figura 7-17 apresenta-se a evolução do rácio de liquidez geral que mede a capacidade das empresas pagarem as suas dívidas de curto prazo com os seus activos de curto prazo, que incluem os valores líquidos de disponibilidades, créditos sobre terceiros de curto prazo e existências. Observa-se em 2002 que quase todas as empresas apresentam uma liquidez entre 0,2 e 0,6, significativamente abaixo da unidade, o que pode indiciar insuficiência na resolução de situações de dificuldade de tesouraria.

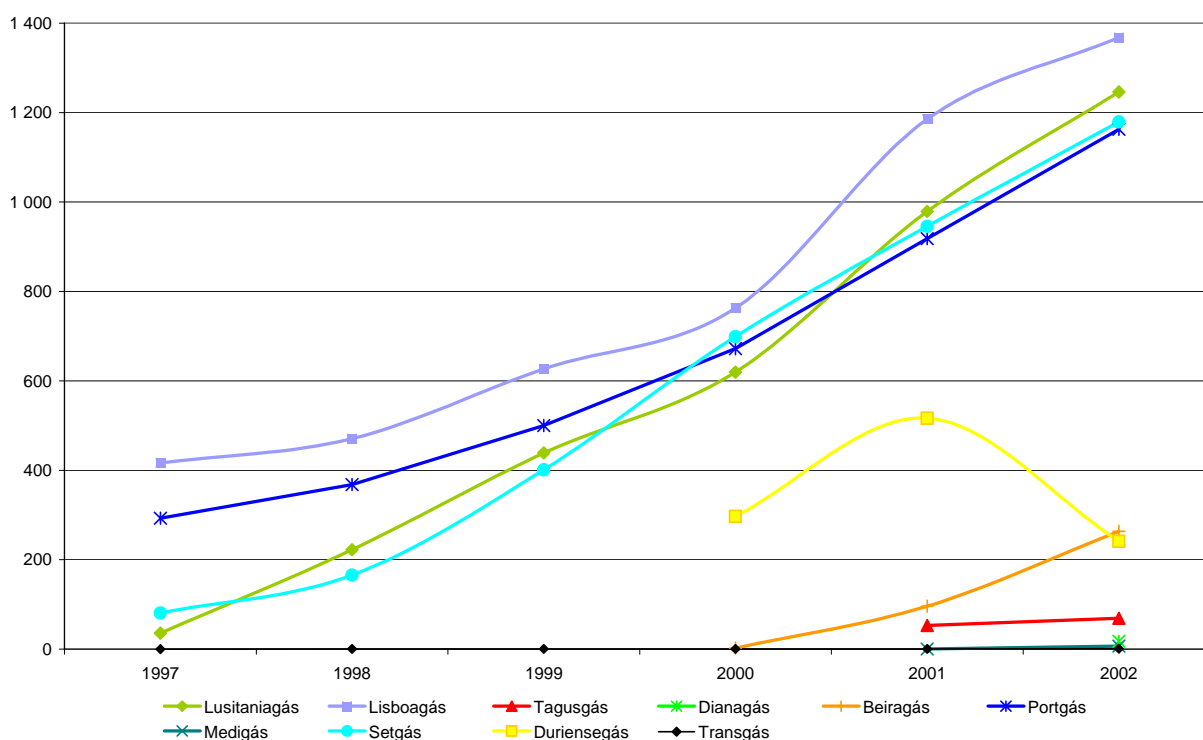
Figura 7-17 - Liquidez geral



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

A Figura 7-18 apresenta a evolução do número de clientes por trabalhador, um indicador de eficiência, salientando-se o crescimento deste rácio para a maioria das empresas. A Duriensegás viu a sua eficiência diminuir, enquanto medida por este indicador, devido ao aumento do número de trabalhadores em 2002, por imposição legal do Estado Concedente.

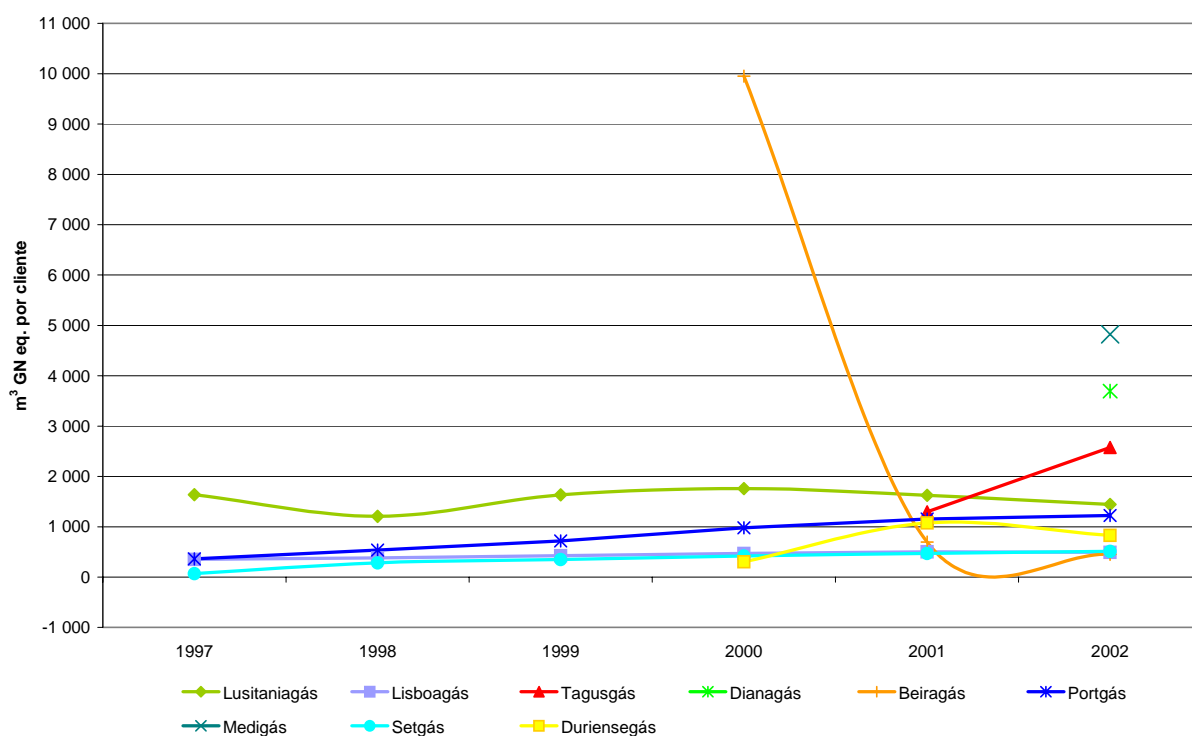
Figura 7-18 - Clientes por trabalhador



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

A Figura 7-19 apresenta a energia vendida por cliente. A Tagusgás, a Medigás e a Dianagás são as empresas que apresentam uma maior quantidade de energia vendida por cliente. Por outro lado, de 2001 para 2002, assistiu-se a uma tendência decrescente deste rácio para a generalidade das empresas devido ao aumento de clientes de menor consumo médio.

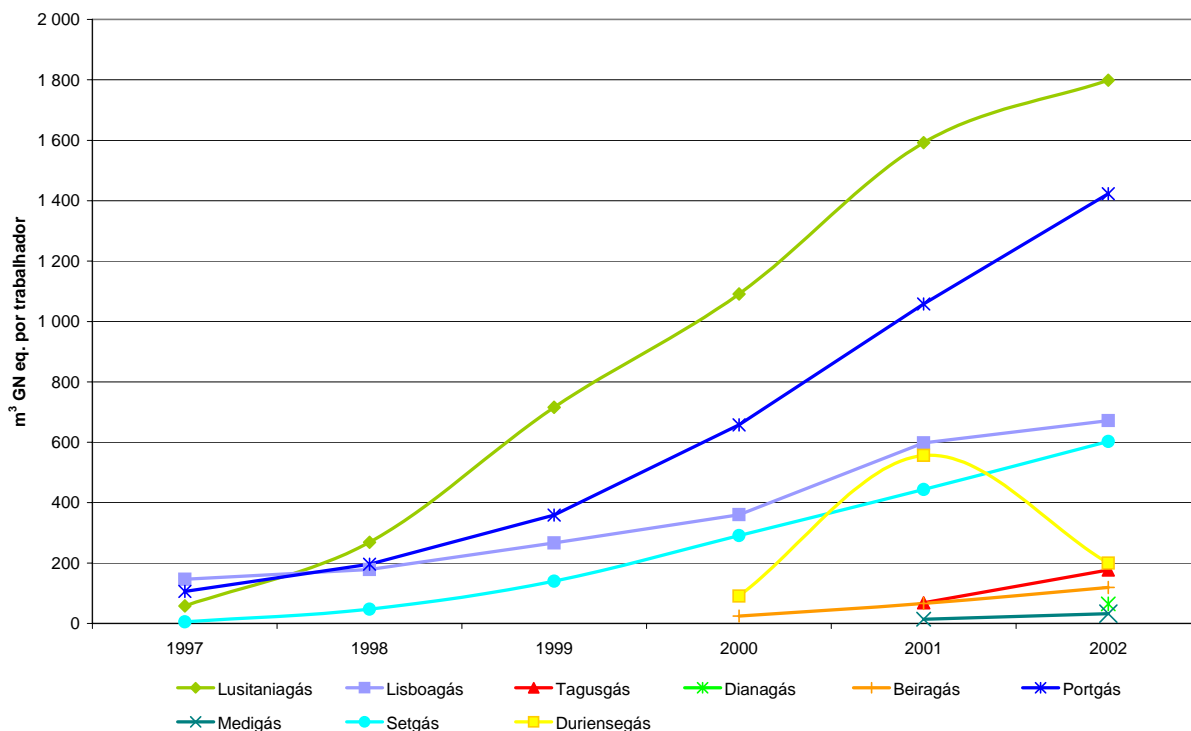
Figura 7-19 - Energia vendida por cliente



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE

A Figura 7-20 apresenta a energia vendida por trabalhador. A Lusitaniagás e a Portgás são as empresas que apresentam uma maior quantidade de energia vendida por trabalhador, com mais de 1 400 m<sup>3</sup> de gás natural equivalente vendido por trabalhador.

Figura 7-20 - Energia vendida por trabalhador



Fonte: Relatórios e Contas das empresas, ERSE



### 7.3 PERSPECTIVA AMBIENTAL

Os impactes ambientais associados à distribuição de gás natural são semelhantes aos indicados para o transporte, abordados no ponto 6.6. No entanto, a zona sujeita a restrições de uso em torno de um gasoduto de média e baixa pressão é mais reduzida do que nos de alta pressão. Na média pressão as faixas de protecção, referidas na Figura 6-29 do ponto 6.6, passam a metade da distância, sendo que na baixa pressão só existem restrições de uso numa faixa de um metro para cada lado do gasoduto.

A distribuição em ambiente urbano acarreta alguns impactes resultantes do incómodo provocado às populações durante a construção ou manutenção do gasoduto. Por outro lado, as consequências de um acidente em ambiente urbano são mais gravosas.

A empresa Lusitaniagás tem o seu sistema de gestão ambiental certificado pela Norma EN ISO 14001:1999.

### 7.4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

As empresas do sector do gás natural realizam estudos de qualidade de serviço apercebida pelos clientes. Trata-se de informação recolhida através de inquéritos. Na Figura 7-21 apresentam-se os resultados de algumas empresas relativamente à média do período que decorreu entre o segundo semestre de 2001 e o primeiro semestre de 2002.

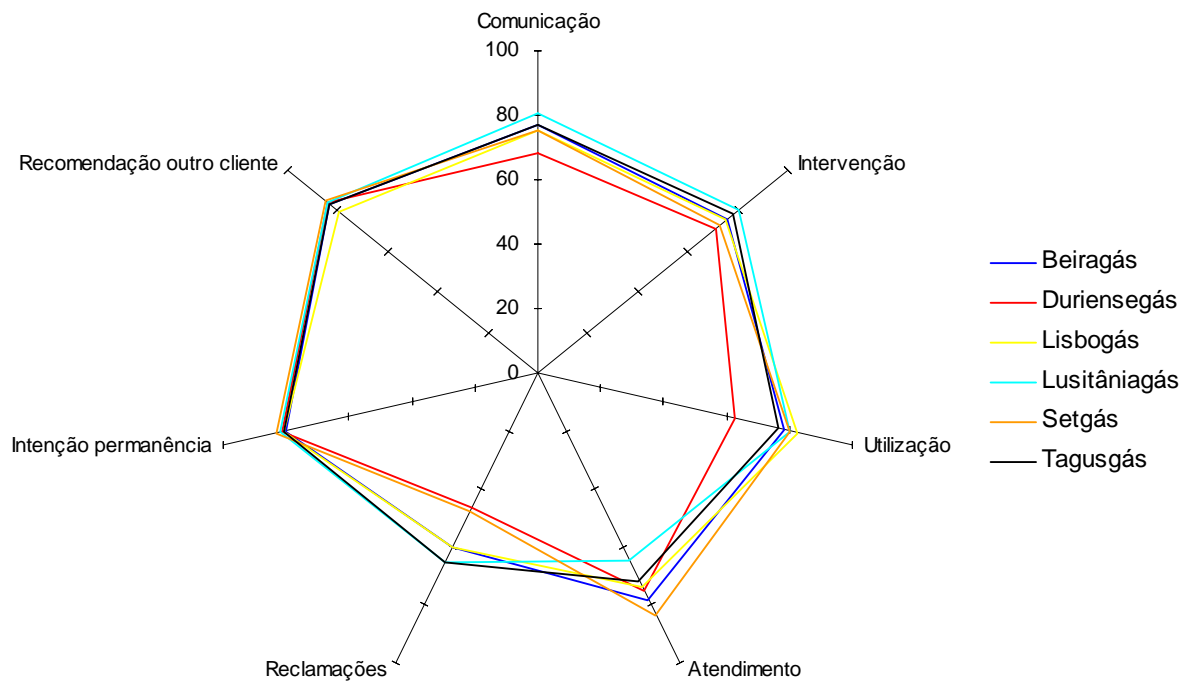
Os valores mais favoráveis correspondem a valores superiores na escala. Conclui-se que não existem diferenças muito significativas entre as empresas e que os resultados obtidos são satisfatórios, sendo somente mais baixos no que respeita à resposta a reclamações de clientes.

A Portgás efectua regularmente estudos de avaliação da satisfação dos clientes, tanto a clientes domésticos como industriais ou de serviços. Tratando-se de estudos distintos dos efectuados pelas empresas acima apresentadas, faz-se a sua apresentação de modo autónomo. Da informação mais recente destaca-se:

- Em Fevereiro de 2001, a avaliação feita pelos clientes domésticos era globalmente boa. Os pontos considerados mais negativos relacionam-se com a capacidade informativa e a preocupação com o cliente.
- No que respeita aos clientes industriais ou de serviços, em Abril de 2002, a avaliação global é considerada bastante boa. Os pontos menos favoráveis relacionam-se com a capacidade

informativa e a preocupação com o cliente, destacando a Portgás a penalização que os clientes fazem do “preço do gás” e do “acompanhamento e apoio comercial”.

**Figura 7-21 - Qualidade apercebida pelos clientes**



Fonte: Beiragás, Dureinsgás, Lisbogás, Lusitânia Gás, Setgás e Tagusgás

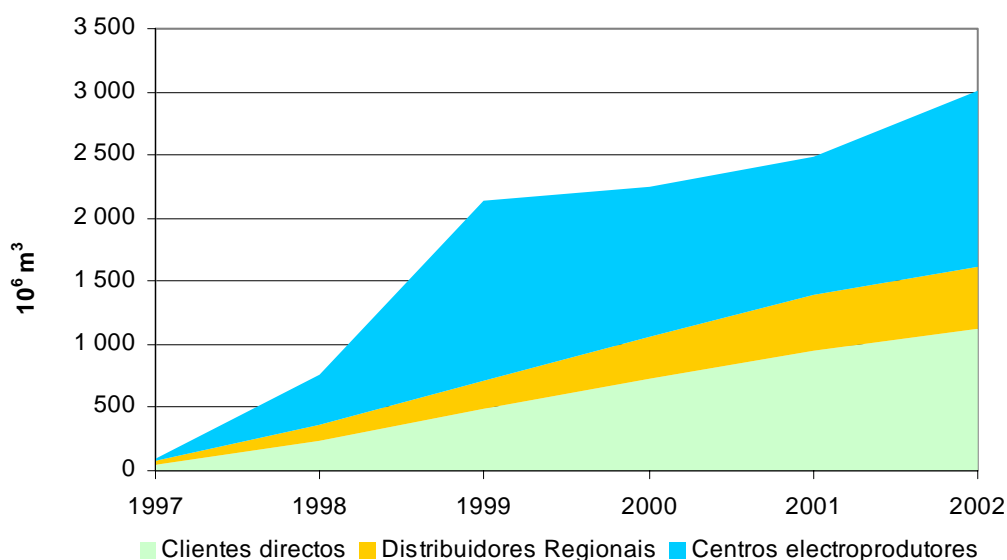
## 8 CONSUMO

### 8.1 PERSPECTIVA ENERGÉTICA

O consumo de gás natural em Portugal pode ser observado pelos fornecimentos totais anuais da Transgás.

A evolução dos fornecimentos de gás natural pela rede de transporte desde 1997 caracteriza-se por um rápido crescimento, em particular dos clientes directos (Figura 8-1). Os consumos dos centros electroprodutores estabilizaram a partir de 1999, data de entrada em serviço do terceiro grupo gerador da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro.

**Figura 8-1 - Evolução dos fornecimentos de gás natural pela Transgás**



Fonte: Transgás

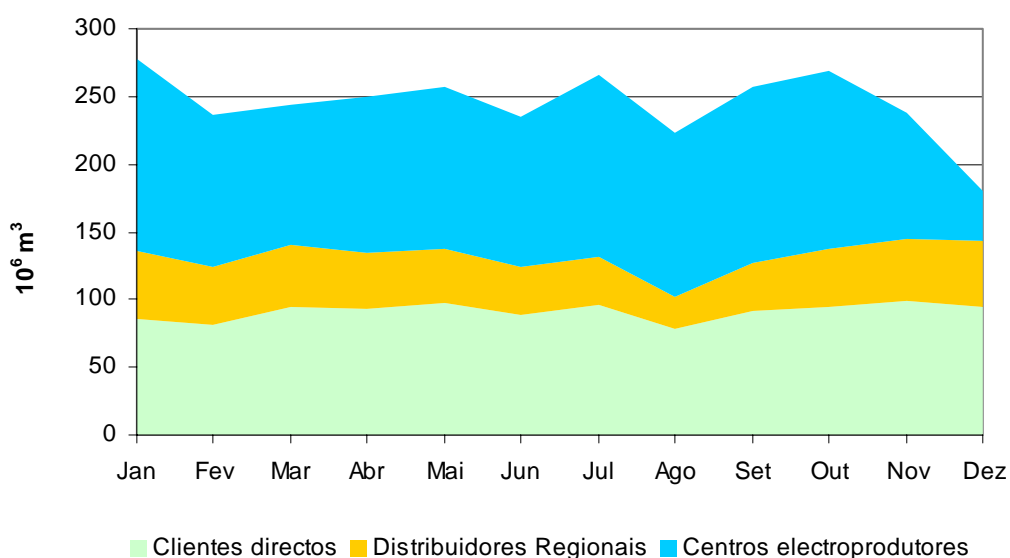
A par de um expectável aumento dos consumos domésticos e industriais, por via da extensão das redes de distribuição de gás natural, o consumo de gás natural pelo sector eléctrico nas grandes centrais tenderá num futuro próximo a aumentar também significativamente, com a entrada em serviço de uma nova central de ciclo combinado a gás natural no Carregado (TER). Investimentos adicionais estão ainda em fase de estudo para expansão do parque electroprodutor nacional com base na tecnologia do ciclo combinado a gás natural.

Desta forma é de prever um sustentado incremento do consumo nos próximos anos, mantendo-se a tendência de forte desenvolvimento do sector do gás natural desde a sua implantação.

Registe-se a reduzida contribuição dos fornecimentos aos distribuidores regionais para o total do consumo nacional.

Do ponto de vista de variação sazonal a Figura 8-2 mostra o perfil mensal, em 2002, dos fornecimentos da Transgás. Evidencia-se a importância dos fornecimentos para o sector electroprodutor, a par do pequeno relevo das entregas aos distribuidores regionais.

**Figura 8-2 - Entregas mensais de gás natural pela Transgás, em 2002**



Fonte: Transgás

### 8.1.1 FORNECIMENTOS DOS DISTRIBUIDORES REGIONAIS

Os consumidores cujo consumo anual de gás natural não atinja 2 milhões de m<sup>3</sup> são, em geral, clientes das empresas de distribuição. Excepcionalmente, por acordo explícito entre a empresa de distribuição e a empresa de transporte, esta última poderá abastecer clientes cujo consumo anual seja inferior ao mínimo referido. De igual modo, e também por acordo explícito entre as partes, os distribuidores regionais poderão abastecer clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>.

No Quadro 8-1 apresentam-se os fornecimentos dos distribuidores regionais, desde 1997. No Quadro 8-2 indica-se a repartição total dos fornecimentos por tipo de clientes.

**Quadro 8-1 - Fornecimentos dos distribuidores regionais**

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

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	373	5 110	28 302	86 343	159 129	179 111
Portgás	599	7 171	25 450	63 324	106 765	137 869
Setgás	n.d.	3 446	8 302	20 315	29 661	38 686
Lusitaniagás	1 069	19 465	58 342	96 477	119 615	130 231
Tagusgás					10	4 007
Duriensegás				237	1 457	1 807
Beiragás				691	934	1 969
Medigás						220
Dianagás						326
<b>total</b>	<b>2 041</b>	<b>35 192</b>	<b>120 396</b>	<b>267 387</b>	<b>417 571</b>	<b>494 226</b>

Fonte: Distribuidores regionais

**Quadro 8-2 - Fornecimentos de gás natural pelos distribuidores regionais**

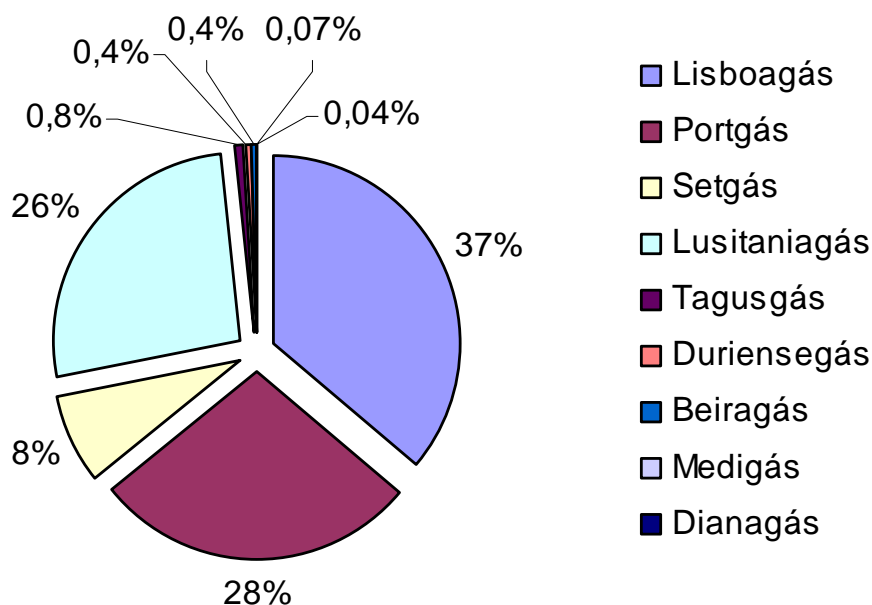
Unidade: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

Distribuidores	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	710	8 962	35 304	81 349	128 694	156 558
Não domésticos	166	2 902	8 743	21 299	38 891	46 691
Grandes clientes	1 166	23 327	76 350	164 048	249 053	289 006
<b>total</b>	<b>2 041</b>	<b>35 192</b>	<b>120 396</b>	<b>267 387</b>	<b>417 571</b>	<b>494 226</b>

Fonte: Distribuidores regionais

A Figura 8-3 mostra a repartição dos fornecimentos da distribuição regional, em 2002.

**Figura 8-3 - Consumo de gás natural em 2002, por distribuidor**



Fonte: Distribuidores regionais

Do Quadro 8-3 ao Quadro 8-11 apresentam-se as vendas dos distribuidores regionais por segmento de mercado: Doméstico; Não doméstico; Grandes clientes. Os valores estão consolidados no Quadro 8-2.

Nota-se o facto de a segmentação dos clientes utilizar conceitos e denominações diferentes consoante o distribuidor, para além de ter evoluído ao longo do tempo. Por exemplo, o segmento de consumidores não domésticos é também designado por “terciários e pequenas indústrias”. Entende-se por grandes clientes aqueles cujo consumo anual varia entre 10 mil m<sup>3</sup> e 2 milhões de m<sup>3</sup>.

**Quadro 8-3 - Fornecimentos de gás natural pela Beiragás**

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

Beiragás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos				n.d.	n.d.	n.d.
Não domésticos				n.d.	n.d.	n.d.
Grandes clientes				n.d.	n.d.	n.d.
<b>total</b>				691	934	1 969

Fonte: Beiragás

**Quadro 8-4 - Fornecimentos de gás natural pela Dianagás**

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

Dianagás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos						1
Não domésticos						1
Grandes clientes						324
<b>total</b>						326

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-5 - Fornecimentos de gás natural pela Duriensegás**

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

Duriensegás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos				132	307	616
Não domésticos				8	120	136
Grandes clientes				97	1 030	1 055
<b>total</b>				237	1 457	1 807

Fonte: Duriensegás

**Quadro 8-6 - Fornecimentos de gás natural pela LisboaGás GDL**

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

Lisboagás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	224	2 313	13 652	42 164	74 763	86 090
Não domésticos	36	687	2 781	9 282	22 152	23 429
Grandes clientes	113	2 110	11 869	34 897	62 214	69 592
<b>total</b>	373	5 110	28 302	86 343	159 129	179 111

Fonte: LisboaGás GDL

**Quadro 8-7 - Fornecimentos de gás natural pela Lusitaniagás**

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

Lusitaniagás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	9	1 642	6 870	12 325	16 736	22 268
Não domésticos	7	558	1 426	2 479	3 368	4 224
Grandes clientes	1 053	17 265	50 046	81 673	99 511	103 739
<b>total</b>	<b>1 069</b>	<b>19 465</b>	<b>58 342</b>	<b>96 477</b>	<b>119 615</b>	<b>130 231</b>

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-8 - Fornecimentos de gás natural pela Medigás**

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

Medigás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos						1
Não domésticos						219
Grandes clientes						0
<b>total</b>						<b>220</b>

Fonte: Medigás

**Quadro 8-9 - Fornecimentos de gás natural pela Portgás**

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

Portgás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	476	3 386	10 582	17 955	26 070	33 150
Não domésticos	123	1 463	4 237	8 479	11 500	16 481
Grandes clientes	0	2 322	10 631	36 890	69 195	88 238
<b>total</b>	<b>599</b>	<b>7 171</b>	<b>25 450</b>	<b>63 324</b>	<b>106 765</b>	<b>137 869</b>

Fonte: Portgás

**Quadro 8-10 - Fornecimentos de gás natural pela Setgás**

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

Setgás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	n.d.	1 621	4 200	8 773	10 807	14 373
Não domésticos	n.d.	194	298	1 051	1 751	2 161
Grandes clientes	n.d.	1 631	3 804	10 491	17 103	22 152
<b>total</b>	<b>n.d.</b>	<b>3 446</b>	<b>8 302</b>	<b>20 315</b>	<b>29 661</b>	<b>38 686</b>

Fonte: Setgás



**Quadro 8-11 - Fornecimentos de gás natural pela Tagusgás**

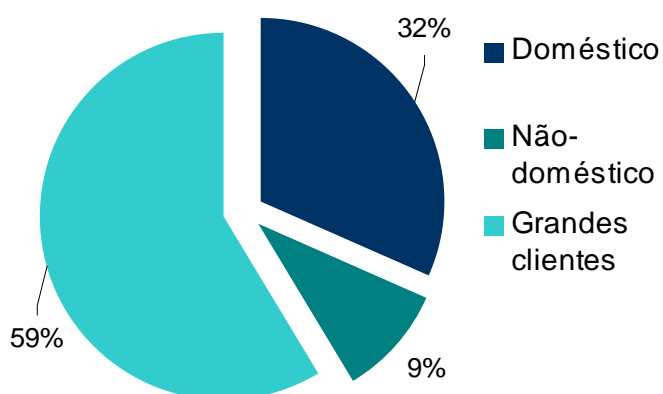
Unidade: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

Tagusgás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos					10	60
Não domésticos					0	41
Grandes clientes					0	3 906
<b>total</b>					10	4 007

Fonte: Tagusgás

Na Figura 8-4 apresenta-se o consumo de gás natural, em 2002, por segmento de consumo.

**Figura 8-4 - Consumo de gás natural por segmento de mercado, em 2002**



Fonte: Empresas de distribuição

**FACTURAÇÃO A CLIENTES**

No Quadro 8-12 apresenta-se a facturação de gás natural dos distribuidores regionais desde 1997.

**Quadro 8-12 - Facturação dos distribuidores regionais**

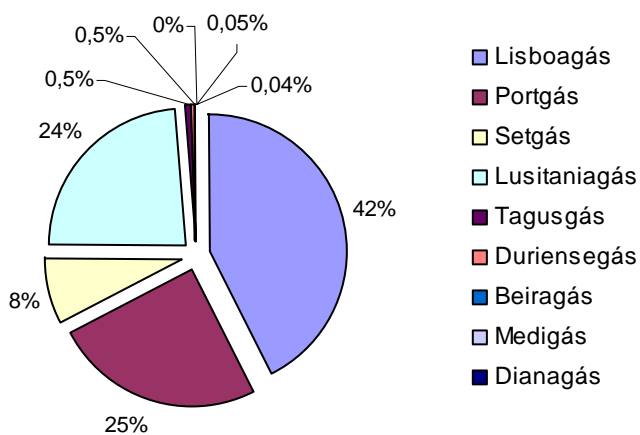
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	167	2 214	10 582	36 793	74 832	82 131
Portgás	226	2 171	7 743	22 508	40 041	47 445
Setgás	90	1 314	2 835	7 462	12 355	15 324
Lusitaniagás	216	4 553	15 148	31 076	44 892	46 127
Tagusgás					4	980
Duriensegás				58	659	912
Beiragás				n.d.	n.d.	n.d.
Medigás						84
Dianagás						95
<b>total</b>	<b>699</b>	<b>10 252</b>	<b>36 308</b>	<b>97 897</b>	<b>172 784</b>	<b>193 098</b>

Fonte: Distribuidores regionais

Na Figura 8-5 apresenta-se o volume de vendas de gás natural em 2002, por empresa de distribuição.

**Figura 8-5 - Vendas de gás natural por distribuidor em 2002**



Fonte: Empresas de distribuição

Do Quadro 8-13 ao Quadro 8-21 apresenta-se a facturação dos distribuidores regionais por segmento de mercado: Doméstico; Não doméstico; Grandes clientes. O Quadro 8-22 apresenta os valores das vendas totais por cada um dos segmentos de mercado.

**Quadro 8-13 - Facturação da Beiragás**

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

Beiragás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos				n.d.	n.d.	n.d.
Não domésticos				n.d.	n.d.	n.d.
Grandes clientes				n.d.	n.d.	n.d.
<b>total</b>				<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>

Fonte: Beiragás

**Quadro 8-14 - Facturação da Dianagás**

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

Dianagás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos						n.d.
Não domésticos						n.d.
Grandes clientes						n.d.
<b>total</b>						95

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-15 - Facturação da Duriensegás**

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

Duriensegás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos				30	278	497
Não domésticos				4	63	70
Grandes clientes				24	318	345
<b>total</b>				58	659	912

Fonte: Duriensegás

**Quadro 8-16 - Facturação da Lisboaagás GDL**

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

Lisboagás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	118	1 298	7 124	23 962	45 762	51 829
Não domésticos	16	330	1 216	3 602	11 061	11 337
Grandes clientes	33	586	2 242	9 229	18 009	18 965
<b>total</b>	167	2 214	10 582	36 793	74 832	82 131

Fonte: Lisboaagás GDL

**Quadro 8-17 - Facturação da Lusitaniagás**

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

<b>Lusitaniagás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	2	1 163	4 827	8 699	12 829	15 661
Não domésticos	1	245	701	1 357	2 062	2 388
Grandes clientes	213	3 144	9 620	21 019	30 001	28 078
<b>total</b>	<b>216</b>	<b>4 553</b>	<b>15 148</b>	<b>31 076</b>	<b>44 892</b>	<b>46 127</b>

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-18 - Facturação da Medigás**

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

<b>Medigás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos						1
Não domésticos						83
Grandes clientes						0
<b>total</b>						<b>84</b>

Fonte: Medigás

**Quadro 8-19 - Facturação da Portgás**

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

<b>Portgás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	187	1 433	5 144	9 668	16 079	19 684
Não domésticos	39	359	927	2 963	4 681	6 128
Grandes clientes	0	380	1 672	9 877	19 282	21 633
<b>total</b>	<b>226</b>	<b>2 171</b>	<b>7 743</b>	<b>22 508</b>	<b>40 041</b>	<b>47 445</b>

Fonte: Portgás

**Quadro 8-20 - Facturação da Setgás**

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

<b>Setgás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8 424
Não domésticos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1 069
Grandes clientes	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5 831
<b>total</b>	<b>90</b>	<b>1 314</b>	<b>2 835</b>	<b>7 462</b>	<b>12 355</b>	<b>15 324</b>

Fonte: Setgás

**Quadro 8-21 - Facturação da Tagusgás**

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

Tagusgás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos					2	39
Não domésticos					3	14
Grandes clientes					0	927
<b>total</b>					4	980

Fonte: Tagusgás

**Quadro 8-22 - Facturação dos distribuidores regionais**

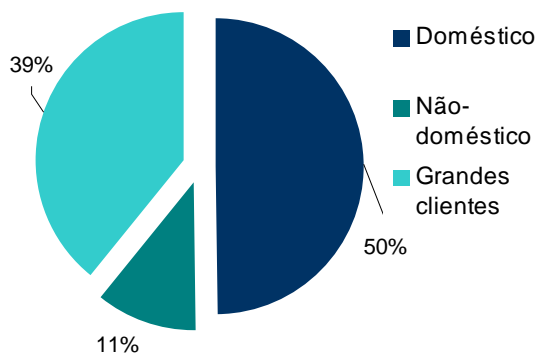
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Distribuidores	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	307	3 894	17 095	42 359	74 949	96 135
Não domésticos	57	934	2 844	7 926	17 870	21 089
Grandes clientes	246	4 110	13 534	40 150	67 610	75 779
<b>total</b>	699	10 252	36 308	97 897	172 784	193 098

Fonte: Distribuidores regionais

Na Figura 8-6 apresenta-se a facturação de gás natural por segmento de consumo em 2002.

**Figura 8-6 - Facturação de gás natural por segmento em 2002**



Fonte: Empresas de distribuição

**NÚMERO DE CLIENTES DE GÁS NATURAL**

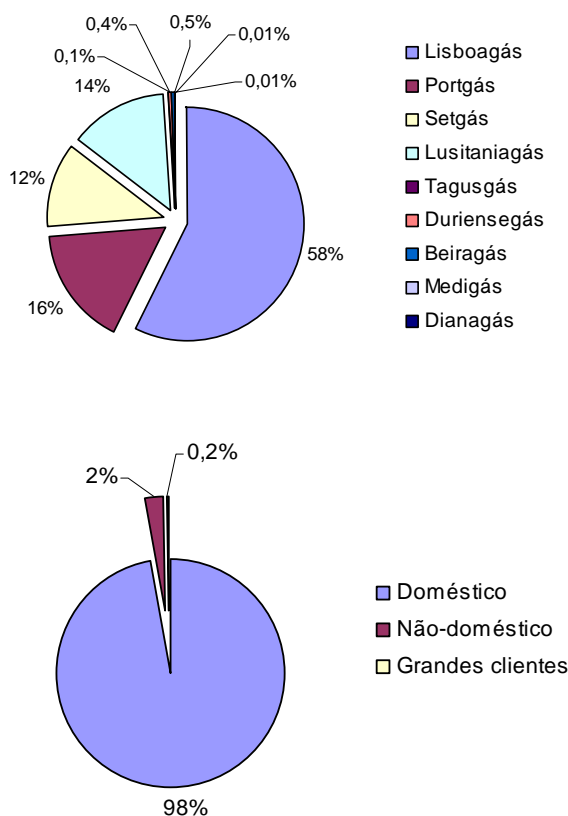
No Quadro 8-23 apresenta-se o número de clientes de gás natural em Portugal por segmento de mercado. Na Figura 8-7 apresenta-se o número de clientes de gás natural no fim do ano de 2002, por distribuidor e por segmento de consumo, respectivamente.

**Quadro 8-23 - Clientes de gás natural dos distribuidores regionais**

Distribuidores	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos	7 546	58 675	179 850	379 802	528 546	615 366
Não domésticos	113	699	2 236	8 926	14 374	15 475
Grandes clientes	19	154	370	713	1 104	1 313
<b>total</b>	<b>7 678</b>	<b>59 528</b>	<b>182 456</b>	<b>389 441</b>	<b>544 024</b>	<b>632 154</b>

Fonte: Distribuidores regionais

**Figura 8-7 - Número de clientes de gás natural em Dezembro de 2002, por distribuidor e por segmento de consumo**



Fonte: Empresas de distribuição

Do Quadro 8-24 ao Quadro 8-23 apresenta-se o número e distribuição por segmento de consumo dos clientes de gás natural dos distribuidores regionais.

**Quadro 8-24 - Clientes de gás natural da Beiragás**

<b>Beiragás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002<sup>(1)</sup></b>
Domésticos				n.d.	n.d.	7 545
Não domésticos				n.d.	n.d.	79
Grandes clientes				n.d.	n.d.	18
<b>total</b>				<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	7 642

Fonte: Beiragás

**Quadro 8-25 - Clientes de gás natural da Dianagás**

<b>Dianagás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos						75
Não domésticos						1
Grandes clientes						3
<b>total</b>						79

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-26 - Clientes de gás natural da Duriensegás**

<b>Duriensegás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos				414	1 364	2 210
Não domésticos				3	35	62
Grandes clientes				2	5	6
<b>total</b>				419	1 404	2 278

Fonte: Duriensegás

**Quadro 8-27 - Clientes de gás natural da LisboaGás GDL**

<b>Lisboagás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	3 433	14 609	80 211	222 722	316 513	347 915
Não domésticos	31	142	796	6 315	10 647	10 658
Grandes clientes	6	16	57	185	399	480
<b>total</b>	3 470	14 767	81 064	229 222	327 559	359 053

Fonte: LisboaGás GDL

**Quadro 8-28 - Clientes de gás natural da Lusitaniagás**

<b>Lusitaniagás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	738	15 560	34 384	51 218	69 474	83 855
Não domésticos	30	271	765	1 182	1 691	2 124
Grandes clientes	12	97	215	345	442	501
<b>total</b>	<b>780</b>	<b>15 928</b>	<b>35 364</b>	<b>52 745</b>	<b>71 607</b>	<b>86 480</b>

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-29 - Clientes de gás natural da Medigás**

<b>Medigás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos						31
Não domésticos						3
Grandes clientes						0
<b>total</b>						<b>34</b>

Fonte: Medigás

**Quadro 8-30 - Clientes de gás natural da Portgás**

<b>Portgás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	3 375	16 483	37 592	58 892	81 914	101 295
Não domésticos	52	240	503	831	1 268	1 646
Grandes clientes	1	35	81	149	202	236
<b>total</b>	<b>3 428</b>	<b>16 758</b>	<b>38 176</b>	<b>59 872</b>	<b>83 384</b>	<b>103 177</b>

Fonte: Portgás

**Quadro 8-31 - Clientes de gás natural da Setgás**

<b>Setgás</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Domésticos	n.d.	12 023	27 663	46 556	59 278	71 651
Não domésticos	n.d.	46	172	595	730	898
Grandes clientes	n.d.	6	17	32	55	64
<b>total</b>	<b>0</b>	<b>12 075</b>	<b>27 852</b>	<b>47 183</b>	<b>60 063</b>	<b>72 613</b>

Fonte: Setgás



Quadro 8-32 - Clientes de gás natural da Tagusgás

Tagusgás	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Domésticos					3	789
Não domésticos					3	4
Grandes clientes					1	5
<b>total</b>					7	798

Fonte: Tagusgás

### **FORNECIMENTOS A CLIENTES DIRECTOS**

Como anteriormente foi referido, a Transgás tem nos clientes com consumo anual superior a 2 milhões de m<sup>3</sup> uma importante parte da sua actividade de fornecimento de gás natural. Em 2002, o fornecimento a clientes directos atingiu um volume de cerca de 1 122 milhões de m<sup>3</sup>, a que correspondeu uma parcela de cerca de 37% dos fornecimentos totais efectuados pela Transgás. Ainda a respeito deste mercado, foi já mencionada a existência de contratos de partilha de investimentos com as empresas de distribuição que, numa boa parte, se destinam a permitir a concretização dos fornecimentos a estes clientes.

Desde 1997, o número de clientes directos da Transgás cresceu rapidamente, cifrando-se, em final de 2002, em 224. A Figura 8-8 apresenta a evolução do número de clientes directos entre 1997 até 2002.

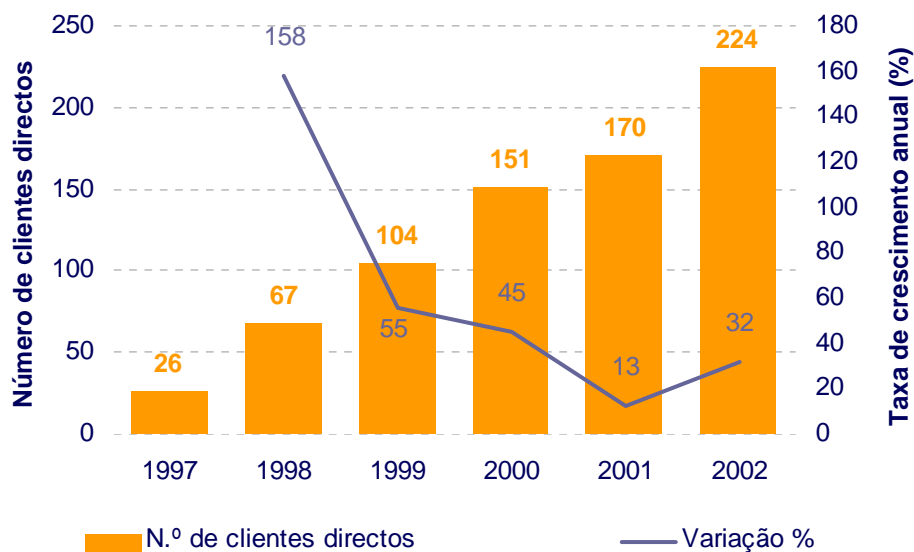
A Figura 8-9 apresenta as taxas de crescimento dos fornecimentos a clientes directos pela Transgás entre 1997 e 2002, em termos de consumo e de número de clientes fornecidos. Regista-se um crescimento anual médio de 89% para o consumo (“Consumo anualiz.”) e de 54% para o número de clientes (“N. clientes anualiz.”) neste período. Embora já mais estabilizados em 2002, os valores de crescimento destes indicadores são ainda assinaláveis, comparados com taxas de crescimento análogas noutras áreas do sector energético português: 18% para o crescimento do consumo e 32% para o crescimento do número de clientes.

A repartição do número de clientes directos por áreas de actividade evidencia que os três principais sectores abastecidos pela Transgás são a indústria cerâmica, as unidades de cogeração e a indústria têxtil. Estes três sectores são responsáveis por mais de 75% do número de clientes directos. Na Figura 8-10 pode observar-se esta repartição.

Quando se observa a repartição dos fornecimentos a clientes directos por actividade, utilizando o critério do volume fornecido, verifica-se que a ordem se altera ligeiramente. De facto, em termos de vendas de gás natural em volume, são as unidades de cogeração que representam a parte mais importante dos fornecimentos, com cerca de 355 milhões de m<sup>3</sup> de gás consumido em 2002, facto que, só por si, representa mais de 31% dos fornecimentos a clientes directos e é quase o dobro do volume fornecido à maior dos distribuidores regionais (Lisboagás). Contudo, deve notar-se que, normalmente, as instalações de cogeração estão associadas a uma actividade económica específica.

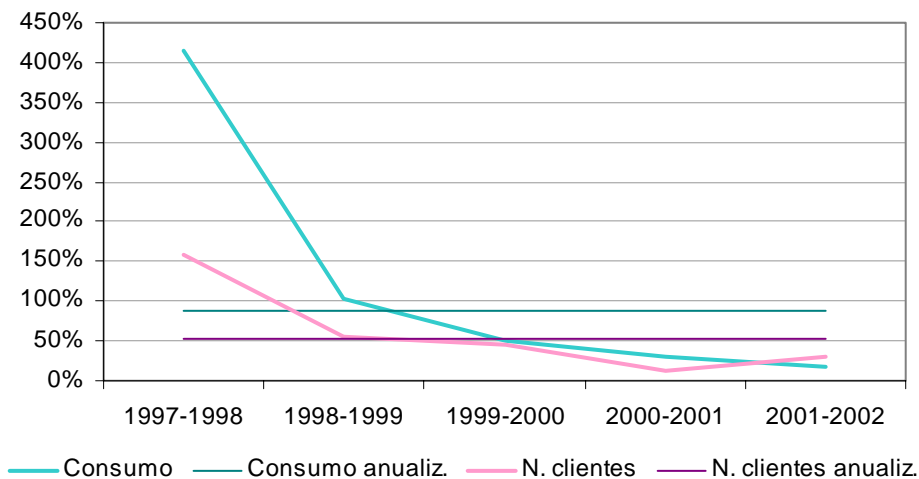
A Figura 8-11 apresenta a distribuição dos fornecimentos de gás natural por actividade, salientado-se a importância das actividades de cogeração, cerâmica, vidro e têxtil.

**Figura 8-8 - Clientes directos da Transgás**



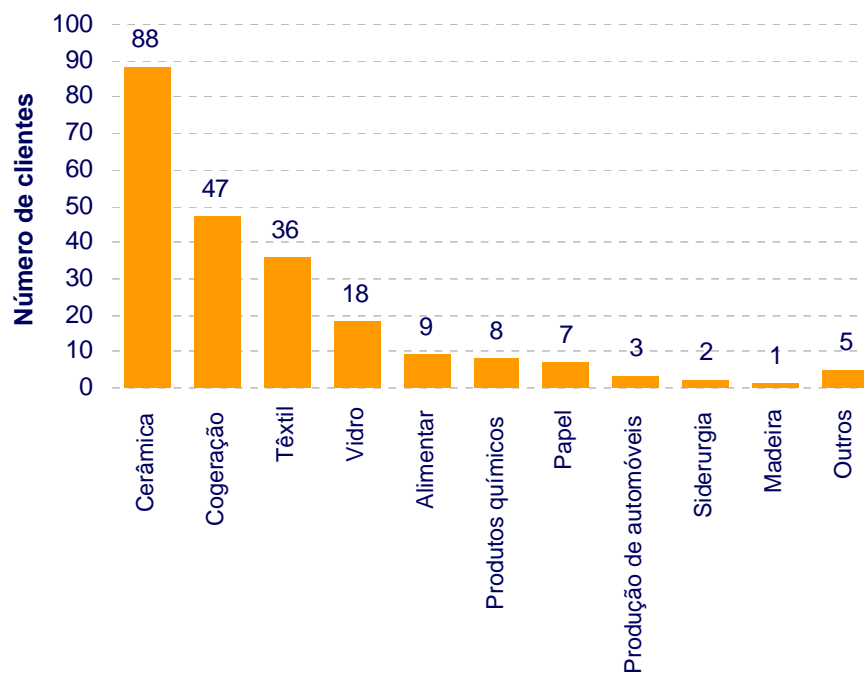
Fonte: Transgás

**Figura 8-9 - Taxas de crescimento dos fornecimentos a clientes directos**



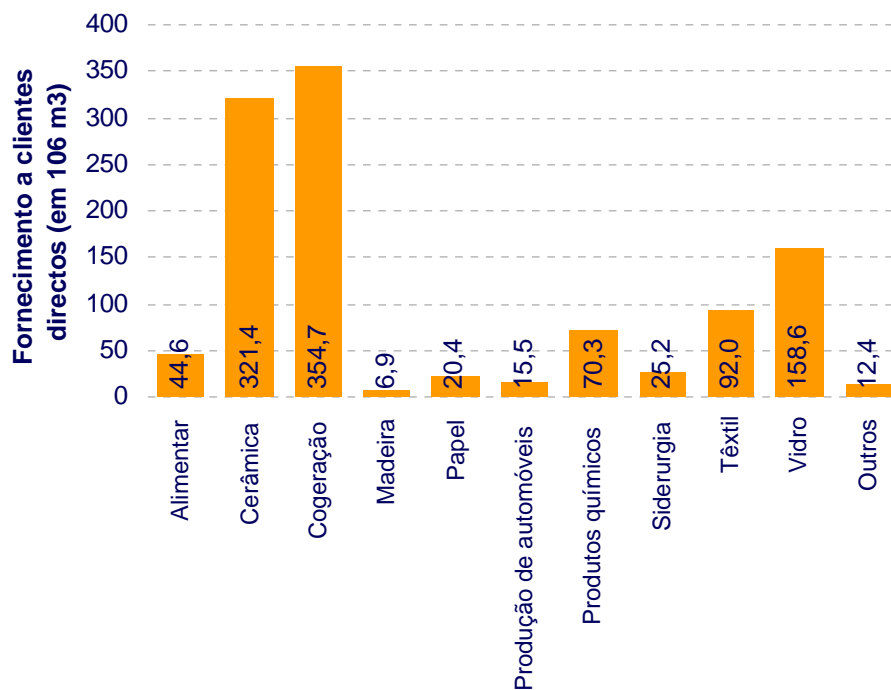
Fonte: Transgás

Figura 8-10 - Repartição do número de clientes directos por actividade - 2002



Fonte: Transgás

Figura 8-11 - Repartição do fornecimento a clientes directos por actividade - 2002



Fonte: Transgás

A relação comercial da Transgás com os seus clientes é sempre formalizada mediante a assinatura de contrato de fornecimento de gás natural. Estes contratos são constituídos por:

- Condições gerais de fornecimento de gás natural, que explicitam as regras de relacionamento comercial comuns a todos os clientes;
- Condições particulares de fornecimento que, para cada cliente considerado individualmente, explicitam as regras específicas quanto a quantidades, características de consumo, investimento necessário, tarifas contratadas e especificação do ponto de entrega.

No âmbito das condições gerais do contrato de fornecimento de gás natural, é estabelecido, designadamente:

- O prazo de facturação e de pagamento dos fornecimentos, sendo regra geral a facturação mensal e o pagamento até 20 dias após a data de emissão da factura. Podem, contudo, estabelecer-se condições diferentes em função da especificidade de cada cliente.
- A existência de caução de fornecimento, a título de garantia contratual, geralmente sob a forma de garantia bancária à primeira solicitação. A caução é calculada de forma a garantir o equivalente a dois doze avos da quantidade anual contratada pelo cliente, e pode ser executada após aviso prévio ao cliente, em caso de incumprimento do pagamento de facturas mensais ou de prejuízos havidos.

O estabelecimento de ligações de clientes à rede de transporte (novos ramais de abastecimento) é normalmente sujeito, em função dos avultados investimentos que habitualmente são necessários, à assinatura de contrato de fornecimento. No caso da construção de novos ramais para abastecer clientes, sempre que a Transgás e qualquer um dos distribuidores regionais possuam clientes em área geográfica comum e que a construção de troço de ligação partilhado venha a revelar-se como a solução economicamente mais racional, são celebrados acordos de partilha de investimento, como atrás se mencionou.

8.1.2 INDICADORES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

**CONSUMO ESPECÍFICO**

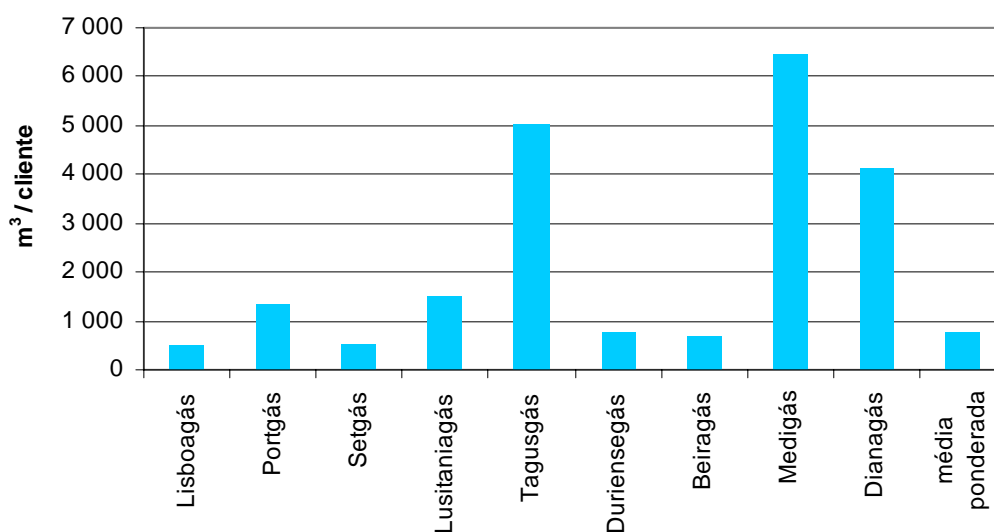
Definindo-se consumo específico como a média do consumo por cliente em determinada categoria, apresenta-se no Quadro 8-33 e no Quadro 8-34 o consumo específico de gás natural por distribuidor e segmento de consumo, respectivamente. A Figura 8-12 e a Figura 8-13 mostram estes indicadores para 2002.

**Quadro 8-33 - Consumo médio por cliente de gás natural por distribuidor, em 2002**

	Unidade: m <sup>3</sup> /cliente					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	107	346	349	377	486	498
Portgás	175	428	667	1 058	1 280	1 336
Setgás	n.d.	285	298	431	494	533
Lusitaniagás	1 371	1 222	1 650	1 829	1 670	1 506
Tagusgás					1 401	5 035
Duriensegás				568	1 038	793
Beiragás				691 000	467 000	689
Medigás						6 472
Dianagás						4 116
<b>média</b>	<b>n.d.</b>	<b>591</b>	<b>660</b>	<b>687</b>	<b>768</b>	<b>787</b>

Fonte: Distribuidores regionais

**Figura 8-12 - Consumo médio por cliente de gás natural por distribuidor, em 2002**



Fonte: Distribuidores regionais

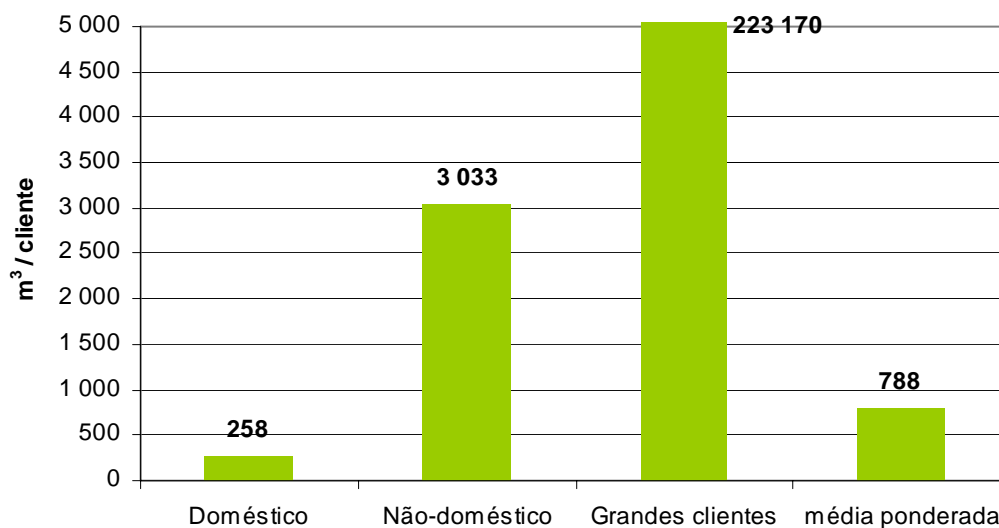
**Quadro 8-34 - Consumo médio por cliente de gás natural por segmento, em 2002**

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

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Doméstico	94	153	196	214	243	258
Não-doméstico	1 473	4 151	3 910	2 386	2 706	3 033
Grandes clientes	61 385	151 473	206 351	230 081	225 591	223 170
<b>média</b>	<b>266</b>	<b>591</b>	<b>660</b>	<b>685</b>	<b>766</b>	<b>788</b>

Fonte: Distribuidores regionais

**Figura 8-13 - Consumo médio por cliente de gás natural por segmento de mercado, em 2002**



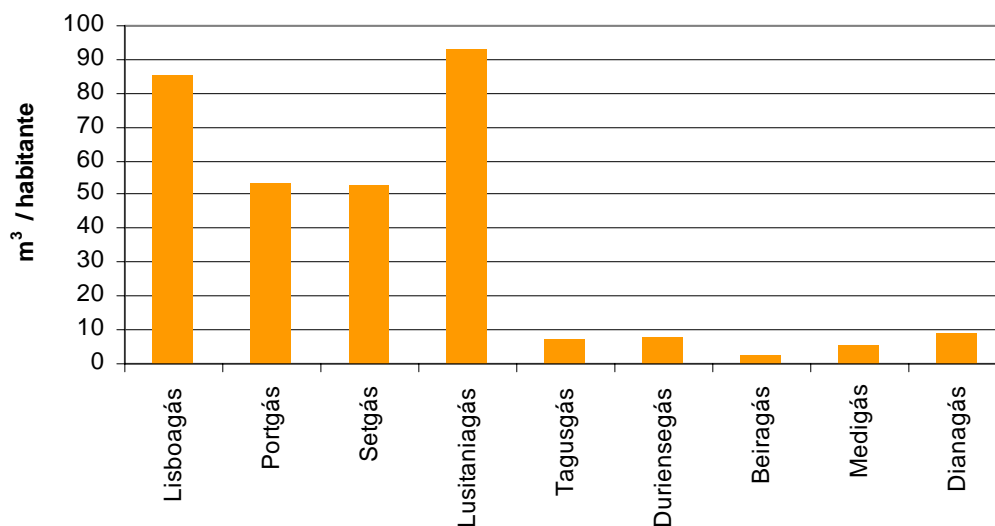
Fonte: Distribuidores regionais

**CONSUMO POR HABITANTE**

Os consumos médios de gás natural por habitante e por unidade de superfície da área de concessão são indicadores que caracterizam o negócio de cada distribuidor regional, marcando algumas das diferenças estruturais que condicionam, por exemplo, variações importantes na estrutura de custos das empresas, sejam estes de investimento e manutenção das redes, da infraestruturas comercial ou outros.

Apresenta-se na Figura 8-14 e Quadro 8-35 o consumo de gás natural per capita em 2002, em cada área de concessão dos distribuidores regionais.

**Figura 8-14 - Consumo médio de gás natural per capita por distribuidor, em 2002**



Fonte: Distribuidores regionais

**Quadro 8-35 - Consumo médio de gás natural per capita por distribuidor, em 2002**

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

Lisboagás	85
Portgás	53
Setgás	52
Lusitaniagás	93
Tagusgás	7
Duriensegás	8
Beiragás	2
Medigás	5
Dianagás	9
<b>média</b>	<b>57</b>

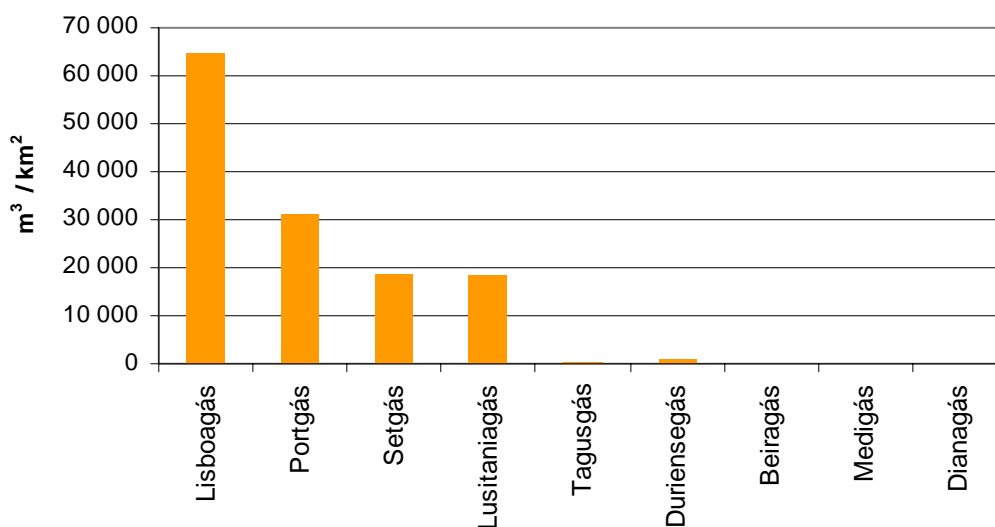
Fonte: Distribuidores regionais



**CONSUMO POR KM<sup>2</sup>**

Apresenta-se na Figura 8-15 e Quadro 8-36 o consumo de gás natural por km<sup>2</sup> em 2002 por distribuidor. Este indicador dá informação sobre a dispersão do consumo e, de alguma forma, sobre os investimentos necessários em redes de distribuição de gás natural.

**Figura 8-15 - Consumo médio de gás natural por km<sup>2</sup> por distribuidor, em 2002**



Fonte: Distribuidores regionais

**Quadro 8-36 - Consumo médio de gás natural por km<sup>2</sup> por distribuidor, em 2002**

Unidade: m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>

Lisboagás	64 778
Portgás	31 334
Setgás	18 956
Lusitaniagás	18 342
Tagusgás	302
Duriensegás	844
Beiragás	96
Medigás	n.d.
Dianagás	n.d.

Fonte: Distribuidores regionais

**PREÇO MÉDIO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

Neste capítulo apresenta-se o preço médio de fornecimento de gás natural em cada segmento de mercado. O preço médio de fornecimento para as empresas, tal como para os particulares, inclui o IVA de 5%.

No Quadro 8-37 apresenta-se o preço médio de fornecimento de gás natural por distribuidor. Na Figura 8-16 apresentam-se em particular os valores de 2002.

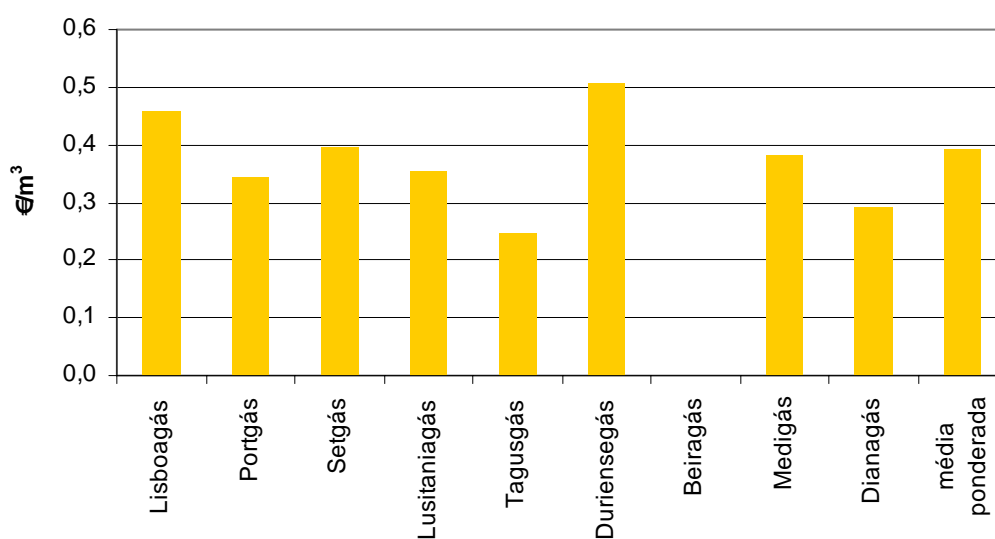
**Quadro 8-37 - Preço médio de fornecimento de gás natural por distribuidor**

Unidade: €/m<sup>3</sup>

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lisboagás	0,4477	0,4334	0,3739	0,4261	0,4703	0,4586
Portgás	0,3768	0,3028	0,3043	0,3554	0,3750	0,3441
Setgás	n.d.	0,3813	0,3415	0,3673	0,4165	0,3961
Lusitaniagás	0,2023	0,2339	0,2596	0,3221	0,3753	0,3542
Tagusgás					0,4462	0,2452
Duriensegás				0,2432	0,3990	0,5047
Beiragás				n.d.	n.d.	n.d.
Medigás						0,3814
Dianagás						0,2917

Fonte: Distribuidores regionais – preço médio com impostos

**Figura 8-16 - Preço médio de fornecimento de gás natural por distribuidor, em 2002**



Fonte: Distribuidores regionais – preço médio com impostos.

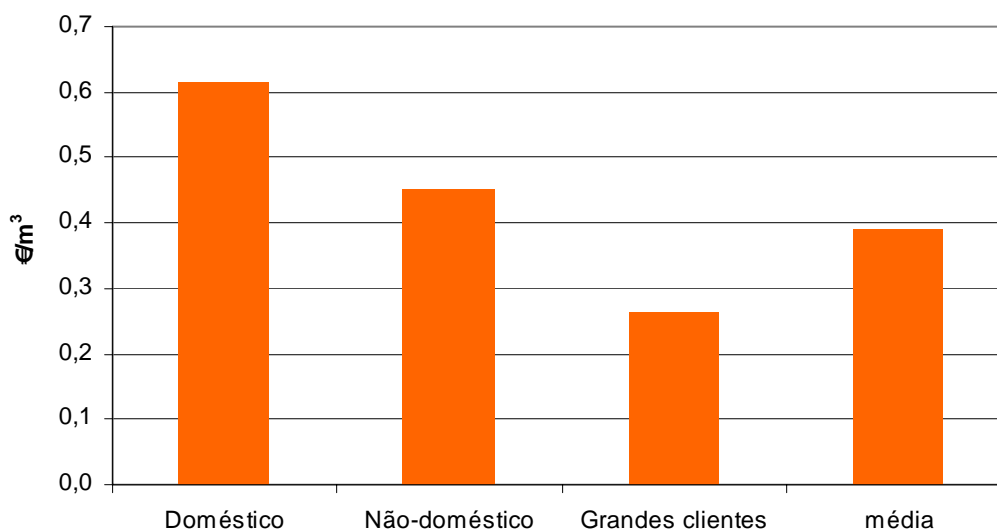
No Quadro 8-38 e na Figura 8-17 apresenta-se o preço médio, com impostos, de fornecimento de gás natural em 2002, por segmento de consumo.

**Quadro 8-38 - Preço médio de fornecimento de gás natural por segmento de consumo, em 2002**

	Unidade: €/m <sup>3</sup>					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Doméstico	0,4321	0,4345	0,4842	0,5207	0,5824	0,6141
Não-doméstico	0,3399	0,3219	0,3253	0,3721	0,4595	0,4517
Grandes clientes	0,2111	0,1762	0,1773	0,2447	0,2715	0,2622
<b>média</b>	<b>0,2984</b>	<b>0,2540</b>	<b>0,2780</b>	<b>0,3391</b>	<b>0,3851</b>	<b>0,3921</b>

Fonte: Distribuidores regionais

**Figura 8-17 - Preço médio de fornecimento de gás natural por segmento de consumo, em 2002**



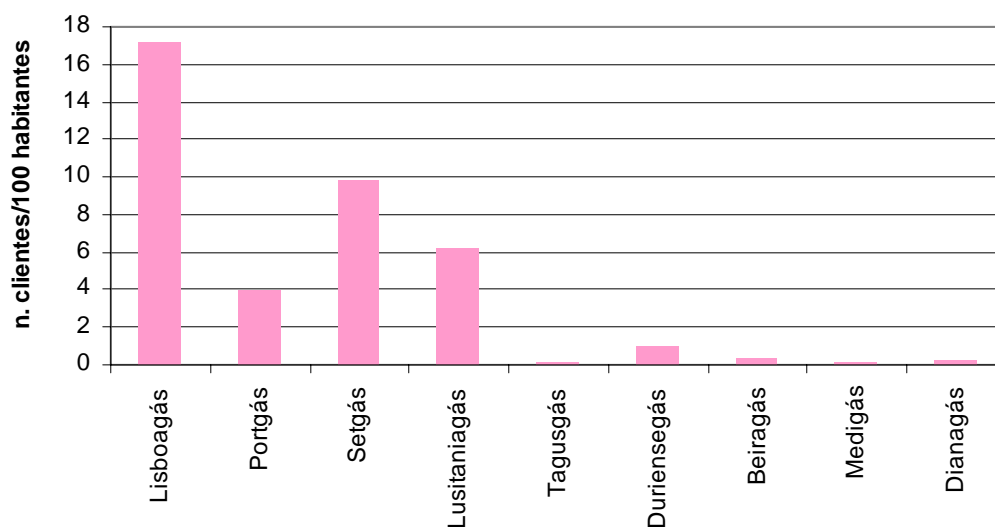
Fonte: Distribuidores regionais – preço médio com impostos.

**OUTROS INDICADORES DE INTERESSE GERAL**

**NÚMERO DE CLIENTES POR 100 HABITANTES**

Apresenta-se na Figura 8-18 e Quadro 8-39 o número de clientes de gás natural em 2002 por 100 habitantes, em cada área de concessão dos distribuidores regionais.

**Figura 8-18 - Número de clientes de gás natural por 100 habitantes por distribuidor, em 2002**



Fonte: Distribuidores regionais

**Quadro 8-39 - Número de clientes por 100 habitantes por distribuidor, em 2002**

Unidade: n. clientes/100 habitantes

Lisboagás	17,1
Portgás	4,0
Setgás	9,8
Lusitaniagás	6,2
Tagusgás	0,1
Duriensegás	1,0
Beiragás	0,3
Medigás	0,1
Dianagás	0,2
<b>média</b>	<b>7,3</b>

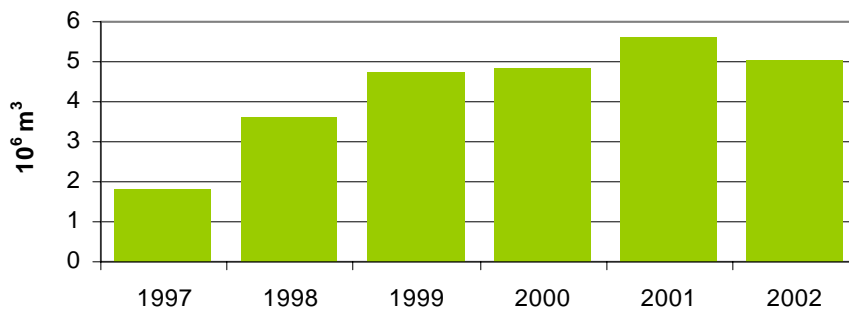
Fonte: Distribuidores regionais

Atenção: Para a Dianagás, os dados disponíveis são a população na área coberta pela rede e não na área da concessão.

**FORNECIMENTOS DA TRANSGÁS A CLIENTES DIRECTOS**

O consumo médio para os clientes directos da Transgás apresenta-se na Figura 8-19.

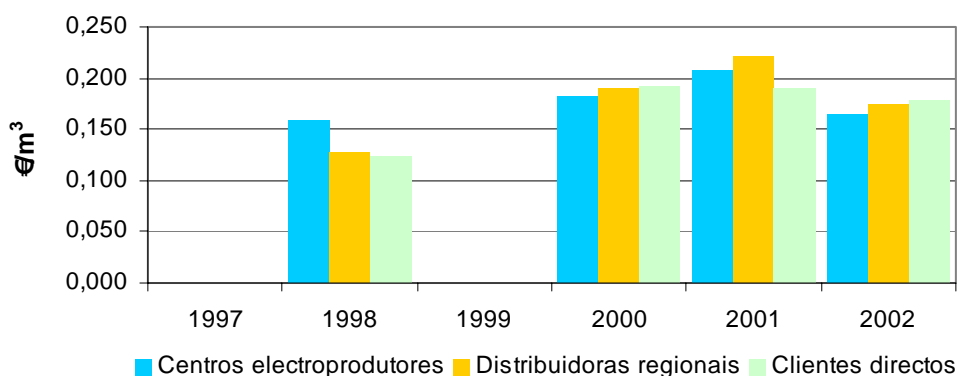
**Figura 8-19 - Consumo médio por cliente de gás natural dos clientes directos fornecidos em alta pressão entre 1997 e 2002**



Fonte: Transgás

O preço médio para cada grupo de clientes da Transgás apresenta-se na Figura 8-20. O preço médio apresentado inclui impostos sendo calculado pelo rácio entre a facturação em cada grupo de clientes e o consumo respectivo.

**Figura 8-20 - Preço médio por tipo de cliente da concessionária da rede de transporte**



Fonte: Transgás

## 8.2 PERSPECTIVA TARIFÁRIA

### 8.2.1 PREÇOS DO GÁS NATURAL EM PORTUGAL

#### DISTRIBUIÇÃO REGIONAL

##### CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS INFERIORES A 10 MIL METROS CÚBICOS

Os preços do gás natural praticados pelos distribuidores regionais a pequenos clientes, com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, apresentam um termo tarifário fixo e um termo variável, dependentes do escalão de consumo.

O termo fixo é definido em euros/mês e de acordo com os contratos de concessão, ou licenças de distribuição e varia com uma periodicidade anual, sendo estabelecida em Outubro de cada ano.

O termo variável é definido em €/m<sup>3</sup> e varia de acordo com um mecanismo que contempla, por um lado, a variação prevista do preço de aquisição do gás natural pelo distribuidor regional à Transgás, e, por outro lado, a variação do índice de preços no consumidor. No que diz respeito à componente da variação prevista do preço de aquisição do gás natural pelo distribuidor regional, a revisão é trimestral e, no que diz respeito à variação oficial do índice de preços no consumidor, a revisão é anual.

##### ESCALÕES DE CONSUMO

Os nove distribuidores regionais de gás natural em actividade classificam os clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> consoante o escalão, aplicando tarifários com preços diferenciados.

Estes escalões são definidos de acordo com o consumo anual de gás natural, em m<sup>3</sup>, não sendo uniformes para todos os distribuidores. A Portgás, a Duriensegás, a Medigás e a Dianagás definem preços para quatro escalões de consumo, enquanto que os restantes distribuidores definem preços para três escalões de consumo.

O Quadro 8-40 apresenta os escalões tarifários para os pequenos clientes dos distribuidores regionais, em vigor até Setembro de 2002. No Quadro 8-41 indicam-se os escalões de consumo actualmente em vigor.

**Quadro 8-40 - Escalões de consumo para pequenos clientes até Setembro de 2002**

	<b>Beiragás</b>	<b>Lisboagás (GDL)</b>	<b>Lusitaniagás</b>	<b>Setgás</b>	<b>Tagusgás</b>
1	0-220	0-150	0-220	0-220	0-220
2	221-1000	151-1000	221-2000	221-2000	221-1000
3	1001-10000	1001-10000	2001-10000	2001-10000	1001-10000

m<sup>3</sup>

	<b>Dianagás</b>	<b>Duriensegás</b>	<b>Medigás</b>	<b>Portgás</b>
1	0-220	0-220	0-220	0-220
2	221-500	221-500	221-500	221-480
3	501-1000	501-1000	501-1000	481-1000
4	1001-10000	1001-10000	1001-10000	1001-10000

m<sup>3</sup>

Fonte: Distribuidores regionais

**Quadro 8-41 - Escalões de consumo para pequenos clientes após Outubro de 2002**

	<b>Beiragás</b>	<b>Lisboagás (GDL)</b>	<b>Lusitaniagás</b>	<b>Setgás</b>	<b>Tagusgás</b>
1	0-220	0-200	0-400	0-400	0-220
2	221-1000	201-500	401-3000	401-3000	221-1000
3	1001-10000	501-10000	3001-10000	3001-10000	1001-10000

m<sup>3</sup>

	<b>Dianagás</b>	<b>Duriensegás</b>	<b>Medigás</b>	<b>Portgás</b>
1	0-220	0-220	0-220	0-220
2	221-500	221-500	221-500	221-480
3	501-1000	501-1000	501-1000	481-1000
4	1001-10000	1001-10000	1001-10000	1001-10000

m<sup>3</sup>

Fonte: Distribuidores regionais

Nos Quadros 8-42 a 8-50 apresenta-se histórico dos preços de gás natural para os clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>, por distribuidor regional. Estes preços incluem o desconto que a Beiragás e a Tagusgás já estão a aplicar aos seus clientes, de 20% aos clientes dos escalões 1 e 2 e de 15% aos clientes do escalão 3.

Os preços a praticar pelos distribuidores têm de ser homologados pelo Ministro da tutela.

**Quadro 8-42 - Preços de gás natural da Beiragás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano							
		0 a 220		221 a 1 000		1 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b>	Trim 1	2,25	0,6751	3,74	0,5919	10,28	0,4716
	Trim 2	2,25	0,6624	3,74	0,5795	10,28	0,4592
	Trim 3	2,25	0,6617	3,74	0,5785	10,28	0,4575
	Trim 4	2,34	0,6750	3,87	0,5889	10,66	0,4630
<b>2003</b>	Trim 1	2,34	0,6922	3,87	0,6061	10,66	0,4813
	Trim 2	2,34	0,6938	3,87	0,6085	10,66	0,4855

Fonte: Beiragás

**Quadro 8-43 - Preços de gás natural da Dianagás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano									
		0 a 220		221 a 500		501 a 1 000		1 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b>	Trim 4	2,48	0,7632	4,27	0,6582	7,44	0,5638	10,66	0,5008
<b>2003</b>	Trim 1	2,48	0,7601	4,27	0,6680	7,44	0,5629	10,66	0,5007
	Trim 2	2,48	0,7721	4,27	0,6680	7,44	0,5743	10,66	0,5118

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-44 - Preços de gás natural da Duriensegás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano									
		0 a 220		221 a 500		501 a 1 000		1 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2001</b>	Trim 4	2,39	0,7750	4,11	0,6710	7,17	0,5790	10,28	0,5180
<b>2002</b>	Trim 1	2,39	0,7453	4,11	0,6442	7,17	0,5533	10,28	0,4926
	Trim 2	2,39	0,7356	4,11	0,6341	7,17	0,5428	10,28	0,4819
	Trim 3	2,39	0,7218	4,11	0,6219	7,17	0,5319	10,28	0,4719
	Trim 4	2,48	0,7419	4,27	0,6381	7,44	0,5447	10,66	0,4824
<b>2003</b>	Trim 1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
	Trim 2	2,48	0,7762	4,27	0,6716	7,44	0,5773	10,66	0,5145

Fonte: Duriensegás



Quadro 8-45 - Preços de gás natural da LisboaGás para pequenos clientes

Escalões - m <sup>3</sup> /ano							
		0 a 150		151 a 1000		1001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>1997</b>	Trim 4	1,35	0,4993	2,03	0,4690	8,11	0,4048
<b>1998</b>	Trim 1	1,38	0,5384	2,07	0,5050	8,25	0,4345
	Trim 2	1,38	0,5384	2,07	0,5050	8,25	0,4345
	Trim 3	1,38	0,5161	2,07	0,4828	8,25	0,4128
	Trim 4	1,38	0,5161	2,07	0,4828	8,25	0,4128
<b>1999</b>	Trim 1	1,42	0,5137	2,12	0,4795	8,49	0,4073
	Trim 2	1,42	0,5137	2,12	0,4795	8,49	0,4073
	Trim 3	1,42	0,5137	2,12	0,4795	8,49	0,4073
	Trim 4	1,46	0,5457	2,19	0,5104	8,78	0,4359
<b>2000</b>	Trim 1	1,46	0,5579	2,19	0,5226	8,78	0,4482
	Trim 2	1,46	0,5983	2,19	0,5634	8,78	0,4896
	Trim 3	1,46	0,6120	2,19	0,5781	8,78	0,5073
	Trim 4	1,49	0,6406	2,23	0,6055	8,94	0,5315
<b>2001</b>	Trim 1	1,49	0,6565	2,23	0,6215	8,94	0,5477
	Trim 2	1,49	0,6352	2,23	0,6004	8,94	0,5268
	Trim 3	1,49	0,6311	2,23	0,5964	8,94	0,5234
	Trim 4	1,55	0,6345	2,33	0,5986	9,31	0,5227
<b>2002</b>	Trim 1	1,55	0,6175	2,33	0,5816	9,31	0,5059
	Trim 2	1,55	0,6022	2,33	0,5665	9,31	0,4911
	Trim 3	1,55	0,5965	2,33	0,5607	9,31	0,4850
		0 a 200		201 a 500		501 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b>	Trim 4	1,50	0,6368	2,22	0,5926	6,62	0,4830
<b>2003</b>	Trim 1	1,50	0,6527	2,22	0,6084	6,62	0,4992
	Trim 2	1,50	0,6568	2,22	0,6130	6,62	0,5048

Fonte: LisboaGás

Quadro 8-46 - Preços de gás natural da Lusitaniagás para pequenos clientes

Escalões - m <sup>3</sup> /ano							
		0 a 220		221 a 2 000		2 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>1997</b>	Trim 1	0,56	0,4409	2,82	0,3871	16,91	0,3277
	Trim 2	0,56	0,4409	2,82	0,3871	16,91	0,3277
	Trim 3	0,67	0,4958	3,38	0,4350	20,26	0,3676
	Trim 4	0,69	0,5063	3,44	0,4444	20,63	0,3756
<b>1998</b>	Trim 1	0,69	0,5063	3,44	0,4444	20,63	0,3756
	Trim 2	0,69	0,5123	3,44	0,4504	20,63	0,3816
	Trim 3	0,69	0,4993	3,44	0,4369	20,63	0,3686
	Trim 4	0,69	0,4893	3,44	0,4270	20,63	0,3586
<b>1999</b>	Trim 1	0,71	0,4893	3,53	0,4270	21,17	0,3586
	Trim 2	0,71	0,4943	3,53	0,4310	21,17	0,3606
	Trim 3	0,71	0,5058	3,53	0,4419	21,17	0,3716
	Trim 4	0,71	0,5138	3,53	0,4504	21,17	0,3801
<b>2000</b>	Trim 1	0,72	0,5252	3,60	0,4619	21,60	0,3916
	Trim 2	0,72	0,5776	3,60	0,5128	21,60	0,4404
	Trim 3	0,72	0,6183	3,60	0,5509	21,60	0,4761
	Trim 4	0,74	0,6473	3,73	0,5772	22,37	0,4993
<b>2001</b>	Trim 1	0,74	0,6679	3,73	0,5980	22,37	0,5203
	Trim 2	0,74	0,6466	3,73	0,5769	22,37	0,4995
	Trim 3	0,74	0,6424	3,73	0,5732	22,37	0,4962
	Trim 4	0,77	0,6415	3,88	0,5696	23,27	0,4898
<b>2002</b>	Trim 1	0,78	0,6195	3,88	0,5477	23,27	0,4679
	Trim 2	0,78	0,6041	3,88	0,5327	23,27	0,4533
	Trim 3	0,78	0,6034	3,88	0,5317	23,27	0,4520
		0 a 400		401 a 3 000		3 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b>	Trim 4	0,83	0,6551	4,95	0,5308	17,79	0,4809
<b>2003</b>	Trim 1	0,83	0,6709	4,95	0,5467	17,79	0,4967
	Trim 2	0,83	0,6748	4,95	0,5518	17,79	0,5024

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-47 - Preços de gás natural da Medigás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano								
	0 a 220		221 a 500		501 a 1 000		1 001 a 10 000	
	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b> Trim 4	2,48	0,7521	4,27	0,6469	7,44	0,5522	10,66	0,4891
<b>2003</b> Trim 1	2,48	0,7591	4,27	0,6554	7,44	0,5621	10,66	0,5000
Trim 2	2,48	0,7745	4,27	0,6701	7,44	0,5760	10,66	0,5134

Fonte: Medigás

**Quadro 8-48 - Preços de gás natural da Portgás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano								
	0 a 200		201 a 480		481 a 1 000		1 001 a 10 000	
	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>1997</b> Trim 1	1,35	0,4900	3,38	0,3800	4,73	0,3470	10,13	0,2820
Trim 2	1,35	0,4900	3,38	0,3800	4,73	0,3470	10,13	0,2820
Trim 3	1,35	0,5300	3,38	0,4110	4,73	0,3750	10,13	0,3050
Trim 4	1,37	0,5290	3,44	0,4090	4,81	0,3720	10,31	0,3000
<b>1998</b> Trim 1	1,38	0,5280	3,44	0,4080	4,81	0,3710	10,31	0,2990
Trim 2	1,38	0,5190	3,44	0,3990	4,81	0,3620	10,31	0,2910
Trim 3	1,38	0,5060	3,44	0,3860	4,81	0,3490	10,31	0,2780
Trim 4	1,42	0,5070	3,54	0,3830	4,95	0,3450	10,62	0,2720
<b>1999</b> Trim 1	1,42	0,5000	3,54	0,3800	4,96	0,3400	10,62	0,2700
Trim 2	1,41	0,4870	3,53	0,3670	4,94	0,3310	10,59	0,2600
Trim 3	1,41	0,4970	3,53	0,3870	4,94	0,3410	10,59	0,2710
Trim 4	1,44	0,5140	3,60	0,3920	5,05	0,3540	10,81	0,2830
<b>2000</b> Trim 1	1,44	0,5270	3,60	0,4010	5,04	0,3630	10,80	0,2900
Trim 2	1,44	0,5710	3,60	0,4480	5,04	0,4110	10,80	0,3380
Trim 3	1,44	0,6090	3,60	0,4830	5,04	0,4450	10,80	0,3700
Trim 4	1,49	0,6600	3,73	0,5220	5,22	0,4800	11,18	0,3990
<b>2001</b> Trim 1	1,49	0,6090	3,73	0,5430	5,22	0,5010	11,18	0,4190
Trim 2	1,49	0,6090	3,72	0,5220	5,21	0,4800	11,17	0,3990
Trim 3	1,49	0,6090	3,72	0,5190	5,21	0,4770	11,17	0,3970
Trim 4	1,55	0,6090	3,88	0,5150	5,43	0,4710	11,17	0,3870
<b>2002</b> Trim 1	1,55	0,6090	3,88	0,4950	5,43	0,4510	11,17	0,3670
Trim 2	1,55	0,6090	3,88	0,4810	5,43	0,4370	11,17	0,3530
Trim 3	1,55	0,6090	3,88	0,4790	5,43	0,4350	11,64	0,3510
Trim 4	1,07	0,6100	4,02	0,4940	5,63	0,4490	12,07	0,3620
<b>2003</b> Trim 1	1,61	0,6100	4,02	0,5080	5,63	0,4630	12,06	0,3760
Trim 2	1,61	0,6110	4,02	0,5140	5,63	0,4690	12,06	0,3830

Fonte: Portgás

**Quadro 8-49 - Preços de gás natural da Setgás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano							
		0 a 220		221 a 2 000		2 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>1997</b>	Trim 3	1,35	0,4993	3,38	0,4384	20,26	0,3711
	Trim 4	1,38	0,5048	3,44	0,4429	20,63	0,3741
<b>1998</b>	Trim 1	1,38	0,5083	3,44	0,4464	20,63	0,3776
	Trim 2	1,38	0,5018	3,44	0,4399	20,63	0,3711
	Trim 3	1,38	0,4888	3,44	0,4270	20,63	0,3581
	Trim 4	1,42	0,4788	3,54	0,4170	21,24	0,3482
<b>1999</b>	Trim 1	1,42	0,4858	3,54	0,4220	21,24	0,3512
	Trim 2	1,42	0,4853	3,54	0,4215	21,24	0,3507
	Trim 3	1,42	0,4963	3,54	0,4325	21,24	0,3616
	Trim 4	1,44	0,5113	3,60	0,4464	21,60	0,3746
<b>2000</b>	Trim 1	1,44	0,5227	3,60	0,4579	21,60	0,3861
	Trim 2	1,44	0,5691	3,61	0,5043	21,62	0,4320
	Trim 3	1,44	0,6070	3,61	0,5397	21,62	0,4649
	Trim 4	1,49	0,6360	3,73	0,5656	22,37	0,4878
<b>2001</b>	Trim 1	1,49	0,6559	3,73	0,5861	22,37	0,5083
	Trim 2	1,49	0,6350	3,73	0,5651	22,37	0,4878
	Trim 3	1,49	0,6305	3,73	0,5611	22,37	0,4843
	Trim 4	1,55	0,6295	3,88	0,5577	23,27	0,4778
<b>2002</b>	Trim 1	1,55	0,6096	3,88	0,5378	23,27	0,4581
	Trim 2	1,55	0,5923	3,88	0,5209	23,27	0,4415
	Trim 3	1,55	0,5915	3,88	0,5198	23,27	0,4401
		0 a 400		401 a 3 000		3 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2002</b>	Trim 4	1,59	0,6275	4,99	0,5086	16,29	0,4695
<b>2003</b>	Trim 1	1,59	0,6434	4,99	0,5245	16,29	0,4853
	Trim 2	1,59	0,6476	4,99	0,5299	16,29	0,4911

Fonte: Setgás

**Quadro 8-50 - Preços de gás natural da Tagusgás para pequenos clientes**

Escalões - m <sup>3</sup> /ano							
		0 a 220		221 a 1 000		1 001 a 10 000	
		Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )	Termo Fixo (€/mês)	Termo Variável (€/m <sup>3</sup> )
<b>2001</b>	Trim 2	2,16	0,6851	3,59	0,6043	9,88	0,4893
	Trim 3	2,16	0,6808	3,59	0,6006	9,88	0,4863
	Trim 4	2,25	0,6903	3,73	0,6069	10,28	0,4872
<b>2002</b>	Trim 1	2,25	0,6758	3,73	0,5926	10,28	0,4723
	Trim 2	2,25	0,6626	3,74	0,5798	10,28	0,4595
	Trim 3	2,25	0,6620	3,74	0,5788	10,28	0,4578
	Trim 4	2,34	0,6754	3,87	0,5892	10,66	0,4633
<b>2003</b>	Trim 1	2,34	0,6926	3,87	0,6064	10,66	0,4816
	Trim 2	2,34	0,6941	3,87	0,6088	10,66	0,4858

Fonte: Tagusgás

Na Figura 8-21 comparam-se os preços praticados pelos distribuidores regionais a clientes com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup>, no 2º trimestre de 2003.

Os preços praticados a estes clientes são bastante diferenciados, quer para o termo fixo, quer para o termo variável. Os distribuidores que praticam preços semelhantes entre si são, por um lado, a Tagusgás e a Beiragás, e por outro, a Duriensegás, a Dianagás e a Medigás.

Na Figura 8-22 apresentam-se os valores a facturar a pequenos clientes, consoante o nível de consumo anual, de acordo com os preços praticados no 2º trimestre de 2003 pelos diversos distribuidores regionais. Nesta figura ilustram-se também os valores a facturar a clientes com consumos idênticos aos dos consumidores-tipo definidos pelo Eurostat, que se apresentam no Quadro 8-51.

**Quadro 8-51 - Características dos consumidores-tipo domésticos definidos pelo Eurostat**

Consumidor-tipo	Consumo anual (GJ/ano)	Consumo anual (m <sup>3</sup> /ano) <sup>89</sup>
D1	8,37	199
D2	16,74	399
D2-B	33,49	797
D3	83,7	1 993
D3-B	125,6	2 990

Fonte: Eurostat

Na Figura 8-23, ilustram-se as curvas tarifárias com os preços unitários praticados pelos distribuidores regionais no 2º trimestre de 2003.

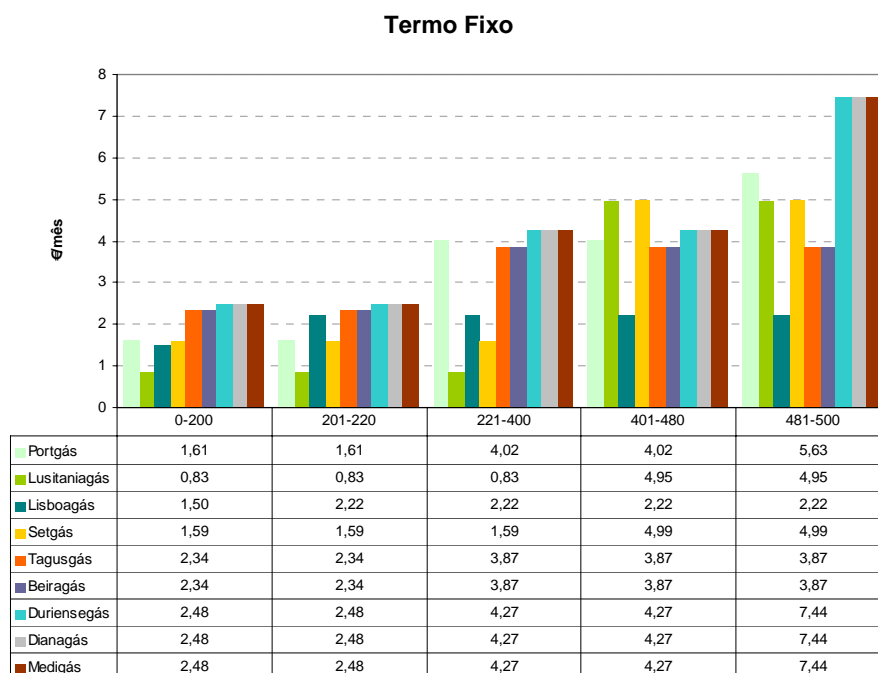
Até consumos anuais de aproximadamente 2000 m<sup>3</sup> a Duriensegás, Dianagás e Tagusgás apresentam os preços médios mais elevados, sendo que para os restantes consumidores o distribuidor que apresenta os preços mais altos é a Lusitaniagás.

Até consumos anuais de aproximadamente 150 m<sup>3</sup>, a Lusitaniagás apresenta os preços unitários mais reduzidos. Para os restantes escalões de consumo o distribuidor que oferece os menores preços é a Portgás.

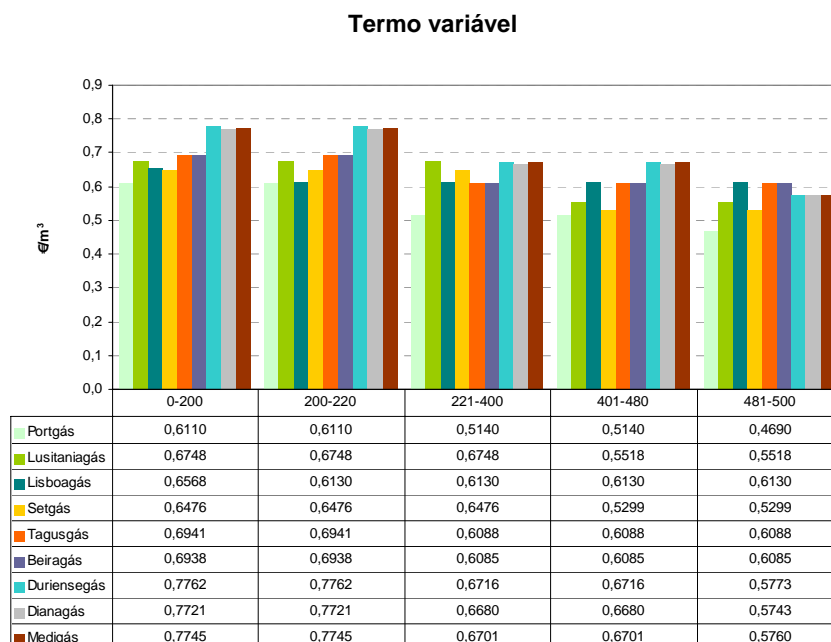
Nas Figuras 8-24 a 8-32 apresenta-se a decomposição do preço médio de venda de gás natural nos seus termos fixo e variável, para cada distribuidor regional.

<sup>89</sup> O Eurostat define consumidores-tipo através de consumos em GJ. A conversão para m<sup>3</sup> foi efectuada considerando um poder calorífico de 10 032 kcal.

**Figura 8-21 - Preços praticados pelos distribuidores regionais a clientes com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup>, no 2º trimestre de 2003**

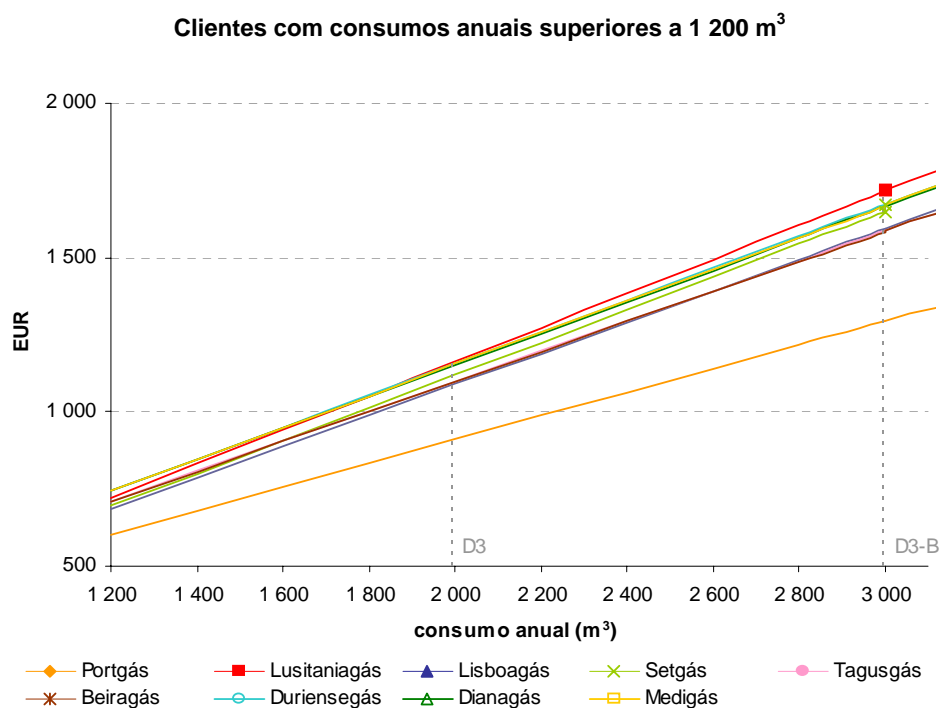
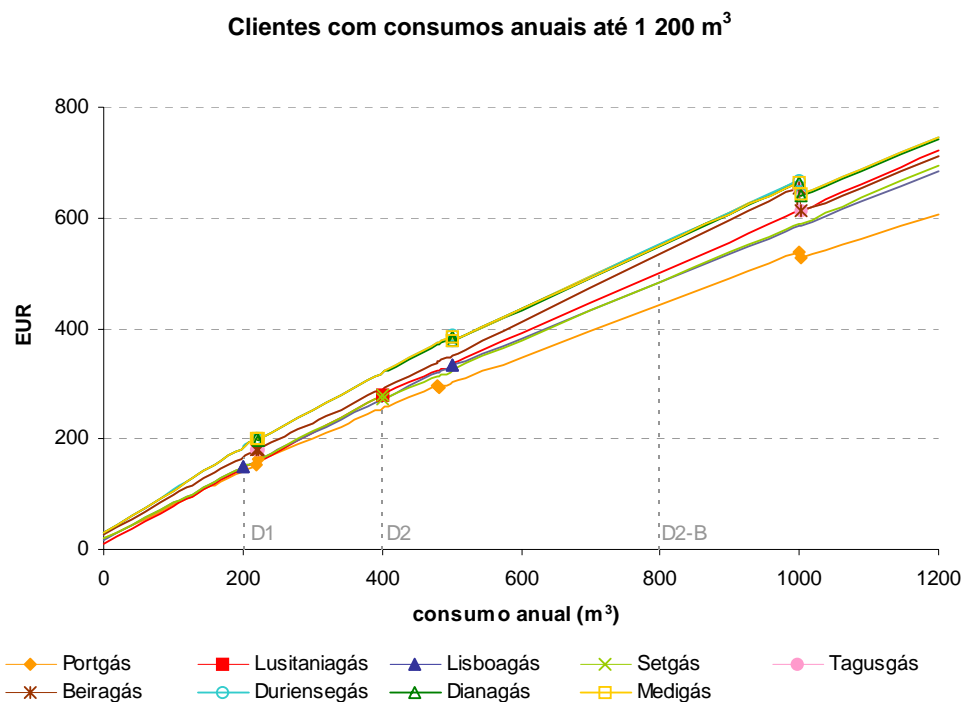


**Preços praticados pelos distribuidores regionais a clientes com consumos anuais inferiores a 500 m<sup>3</sup>, no 2º trimestre de 2003 (continuação)**



Fonte: Distribuidores regionais

Figura 8-22 - Facturação por consumo anual dos distribuidores de gás natural no 2º trimestre de 2003

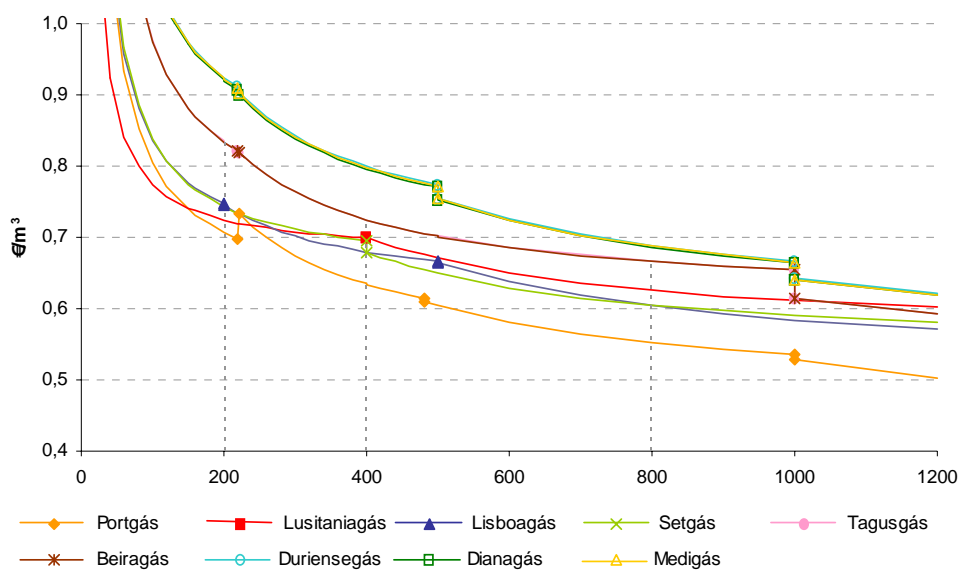


Fonte: Distribuidores regionais

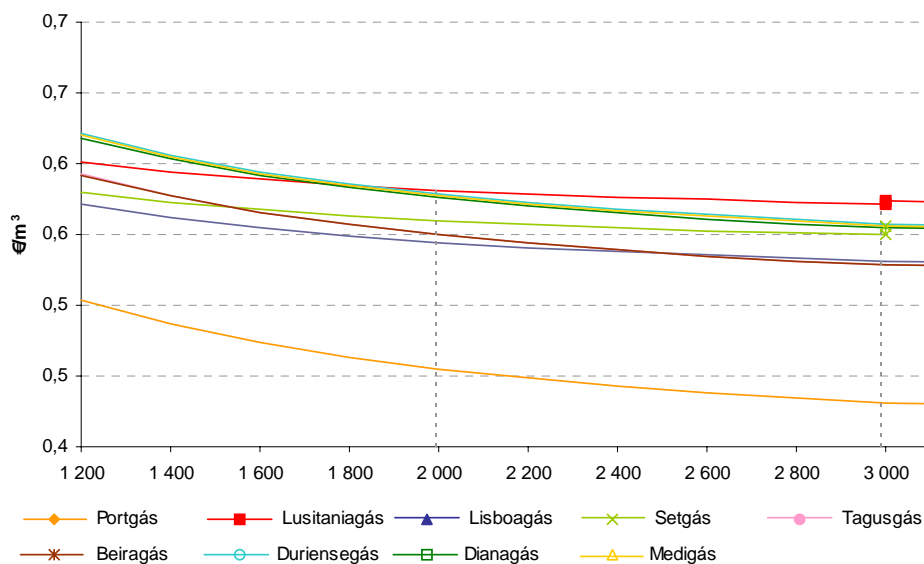


Figura 8-23 - Preços unitários de gás natural no 2º trimestre de 2003

Clientes com consumos anuais até 1 200 m<sup>3</sup>

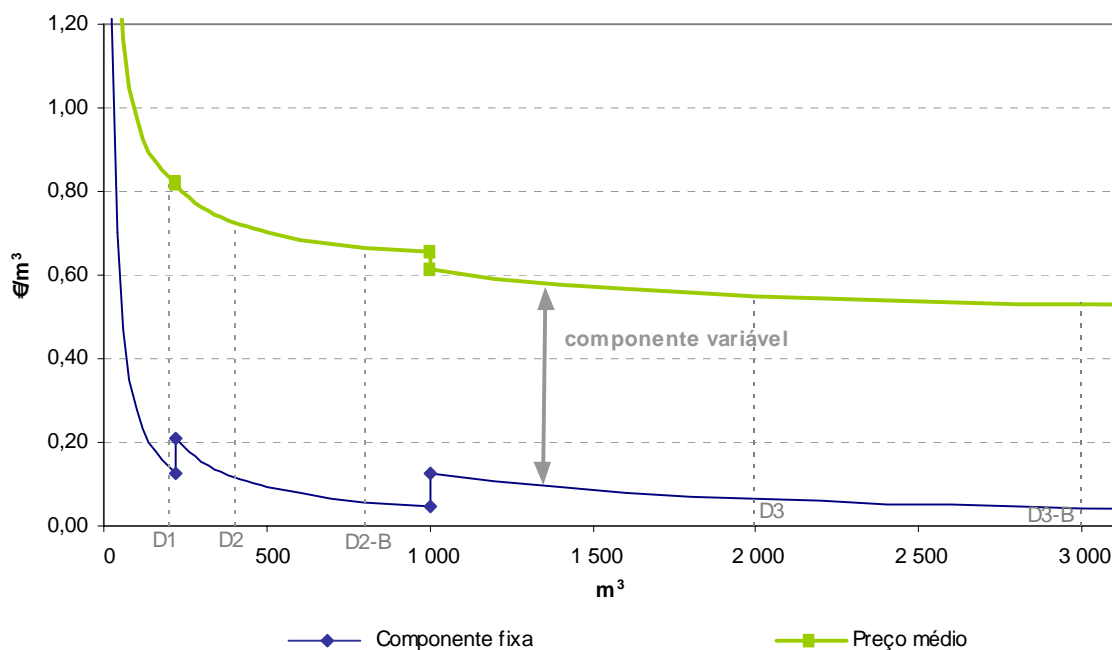


Clientes com consumos anuais superiores a 1 200 m<sup>3</sup>



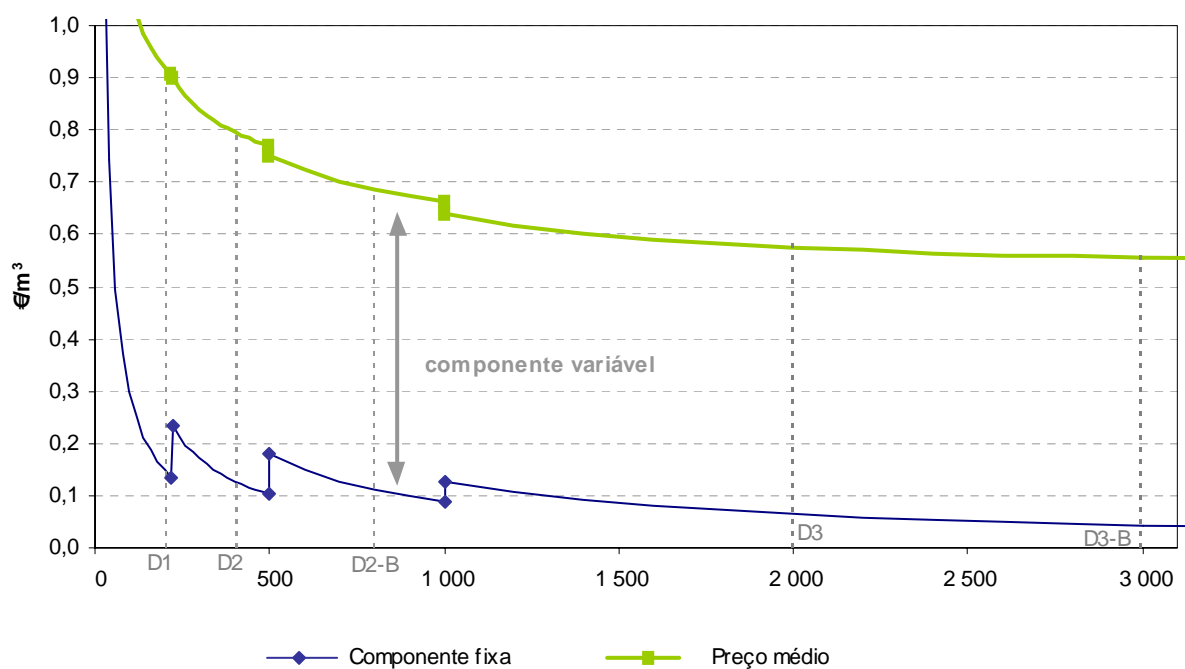
Fonte: Distribuidores regionais

Figura 8-24 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Beiragás no 2º Trimestre de 2003



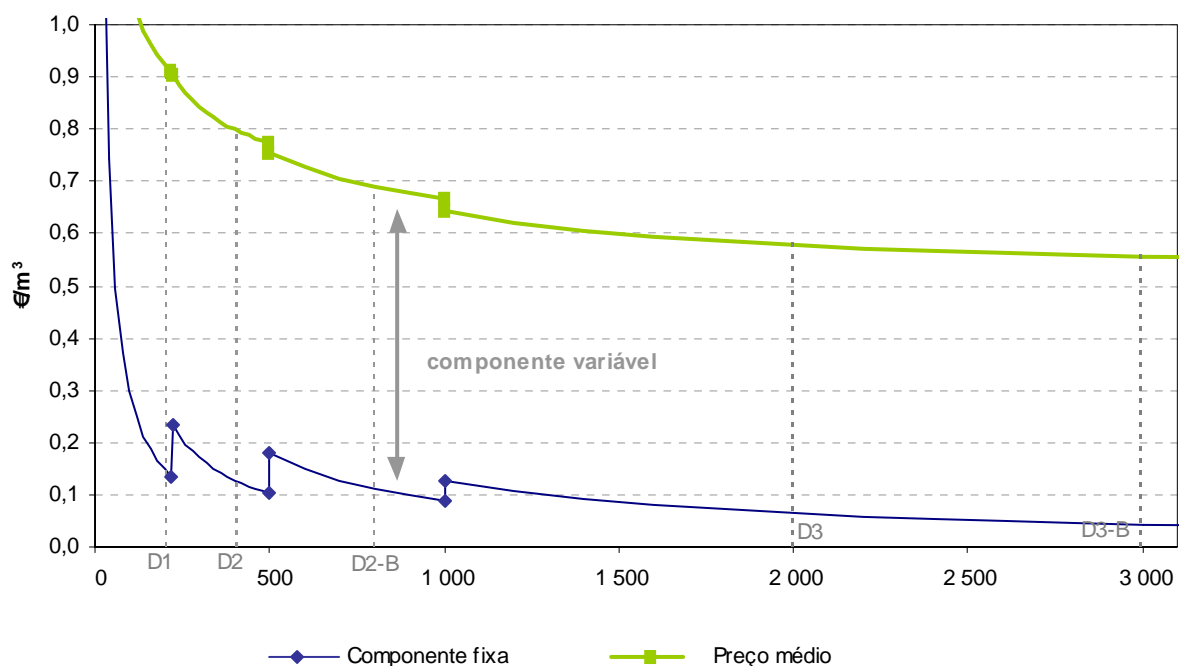
Fonte: Beiragás

Figura 8-25 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Dianagás no 2º trimestre de 2003



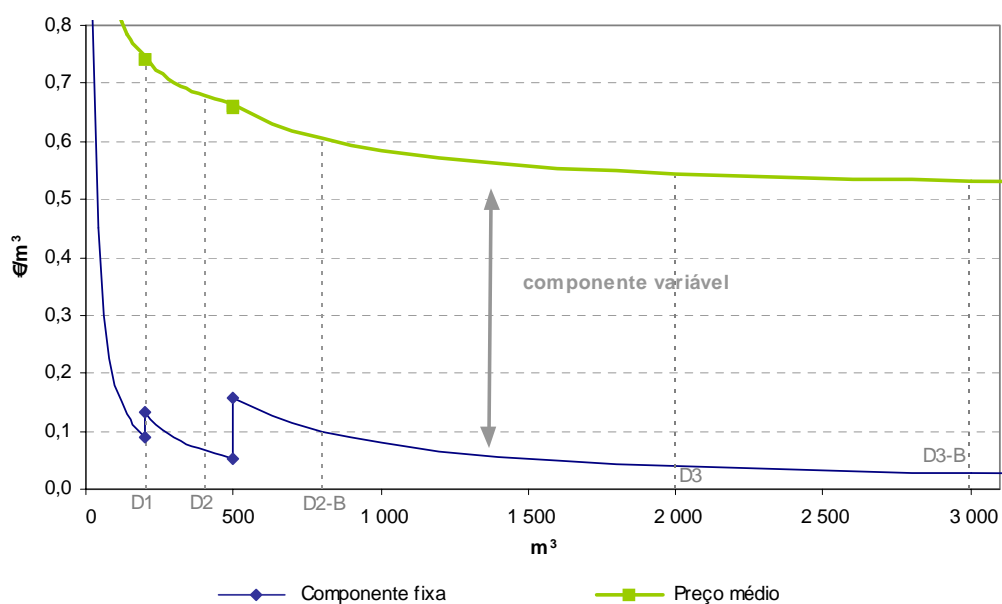
Fonte: Dianagás

Figura 8-26 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Duriensegás no 2º Trimestre de 2003



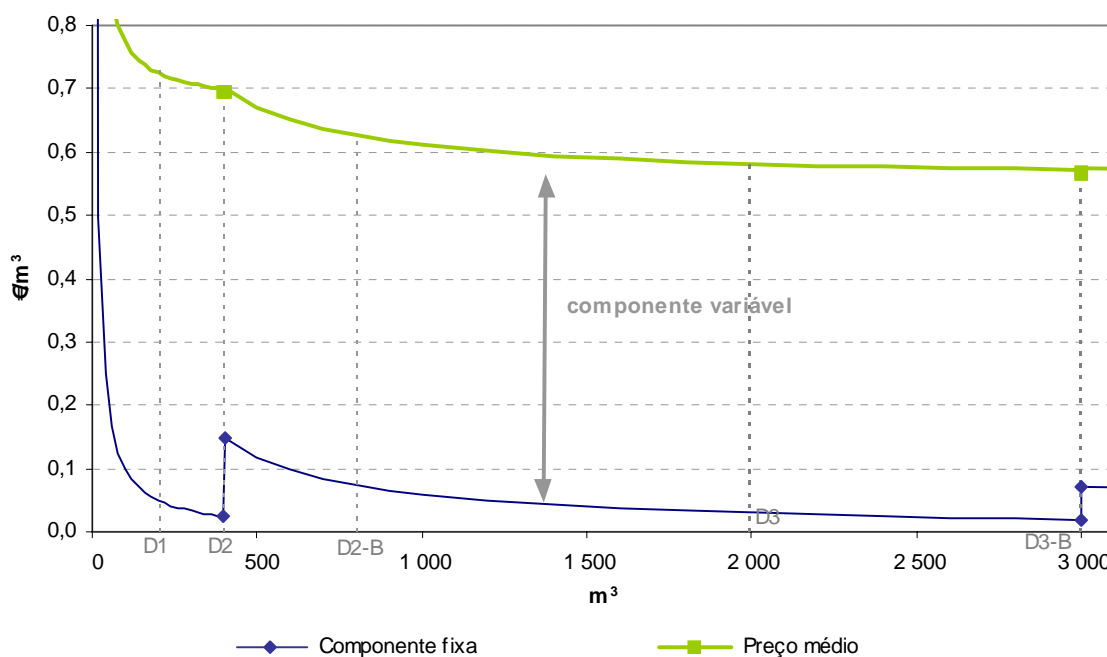
Fonte: Duriensegás

Figura 8-27 - Decomposição do preço unitário de gás natural da LisboaGás no 2º Trimestre de 2003



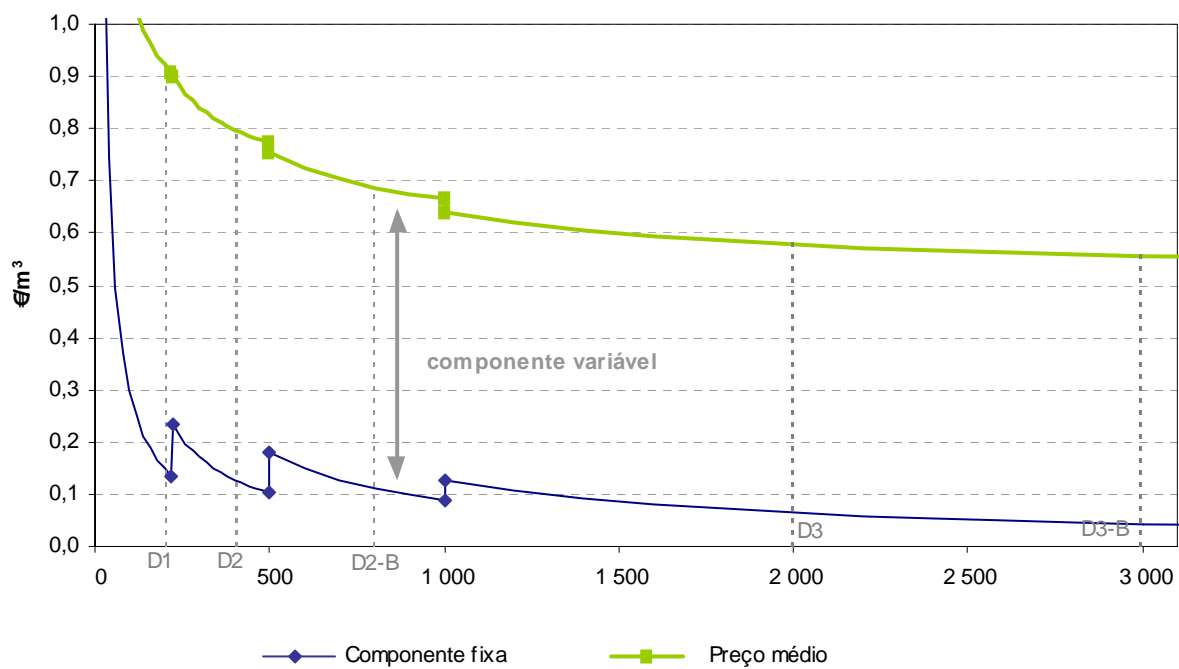
Fonte: LisboaGás

Figura 8-28 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Lusitaniagás no 2º Trimestre de 2003



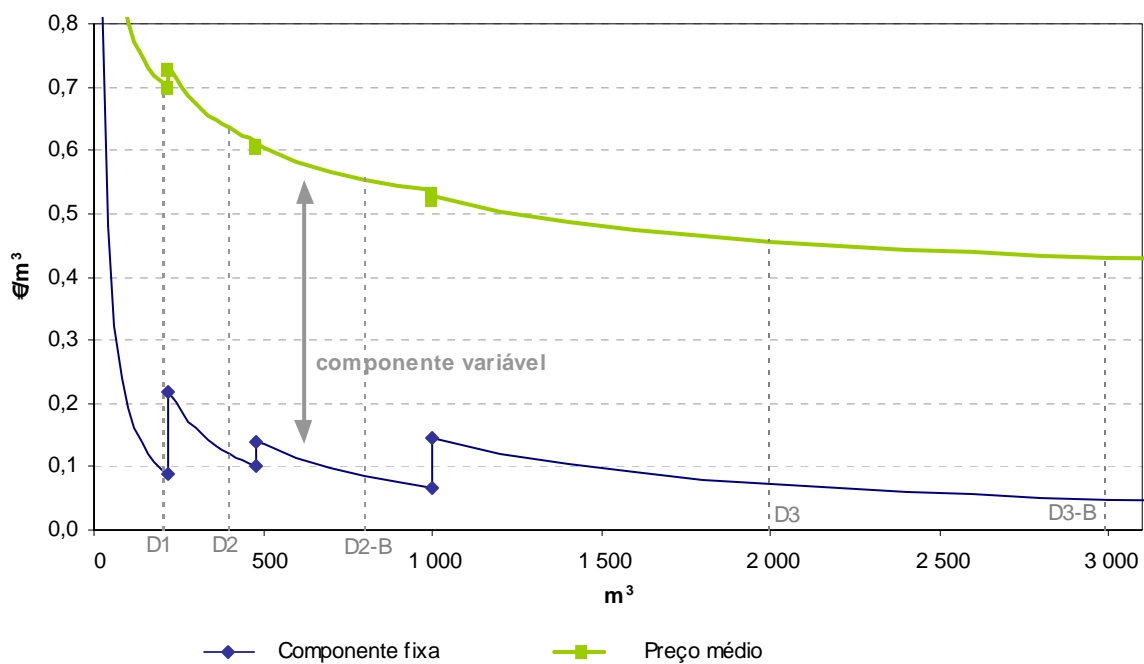
Fonte: Lusitaniagás

Figura 8-29 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Medigás no 2º Trimestre de 2003



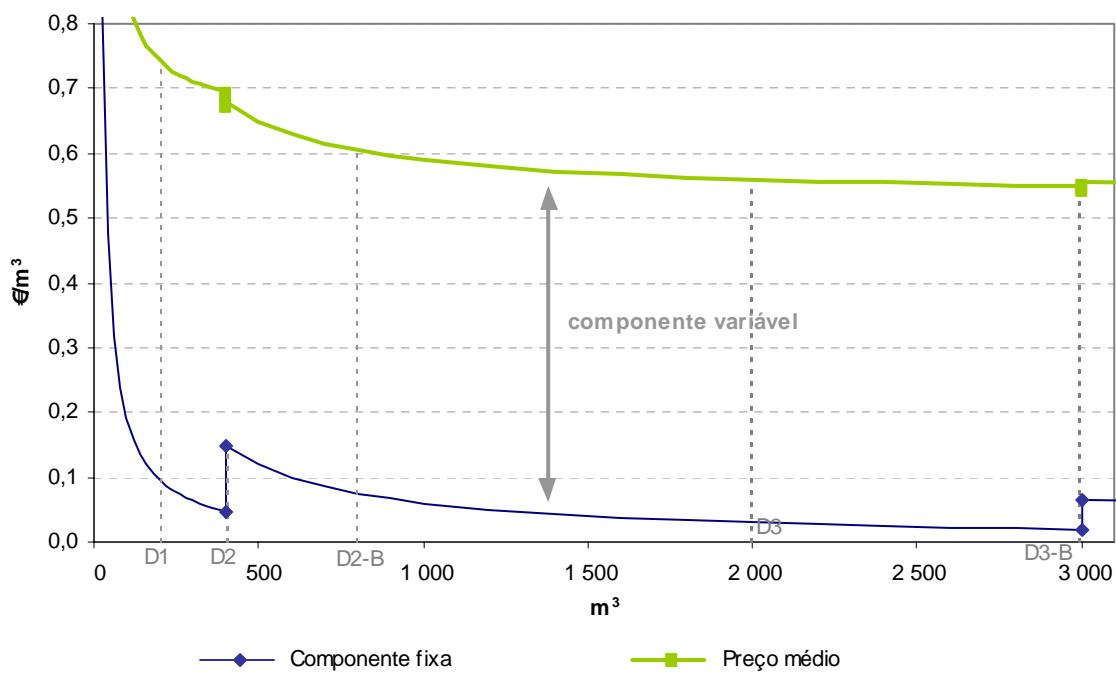
Fonte: Medigás

Figura 8-30 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Portgás no 2º Trimestre de 2003



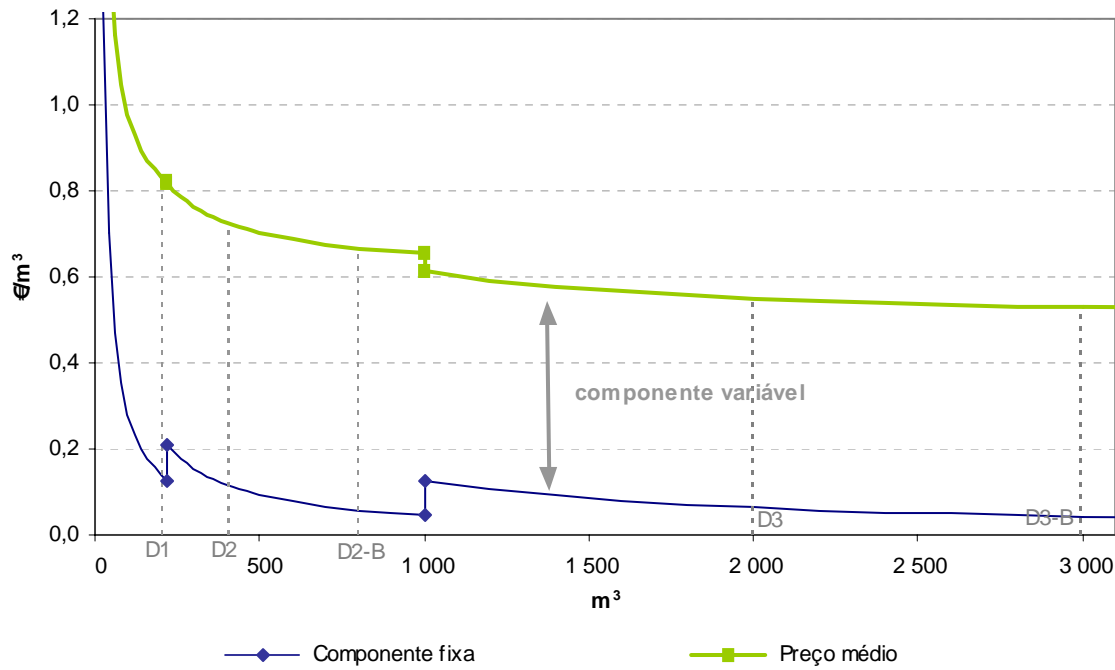
Fonte: Portgás

Figura 8-31 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Setgás no 2º Trimestre de 2003



Fonte: Setgás

Figura 8-32 - Decomposição do preço unitário de gás natural da Tagusgás no 2º Trimestre de 2003



Fonte: Tagusgás

**CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS SUPERIORES A 10 MIL METROS CÚBICOS**

**GRANDES CLIENTES**

A tarifas de gás natural para grandes clientes (consumo anual entre 10 000 m<sup>3</sup> e 2 000 000 m<sup>3</sup>) apresentam uma estrutura binómia, com um termo fixo, em euros por mês, e um termo variável em euros por m<sup>3</sup>. O termo fixo depende da capacidade máxima do contador contratada pelo cliente. O termo variável apresenta valores distintos para os diversos escalões de consumo anual.

**ESCALÕES DE CONSUMO**

No Quadro 8-52 apresentam-se os escalões tarifários para grandes clientes dos distribuidores regionais.

**Quadro 8-52 - Escalões de consumo para grandes clientes**

	m <sup>3</sup>				
	<b>Beiragás</b>	<b>Lisboagás</b>	<b>Lusitâniagás</b>	<b>Setgás</b>	<b>Tagusgás</b>
1	10-50	10-50	10-20	10-20	10-50
2	50-100	50-100	20-50	20-50	50-100
3	100-350	100-350	50-100	50-100	100-350
4	350-750	350-750	100-350	100-350	350-750
5	750-1250	750-1250	350-750	350-750	750-1250
6	1250-1750	1250-1750	750-1250	750-1250	1250-1750
7	1750-2000	1750-2000	1250-1750	1250-1750	1750-2000
8			1750-2000	1750-2000	

	m <sup>3</sup>			
	<b>Dianagás</b>	<b>Duriensegás</b>	<b>Medigás</b>	<b>Portgás</b>
1	10-20	10-20	10-20	10-80
2	20-50	20-50	20-50	80-350
3	50-100	50-100	50-100	350-2000
4	100-350	100-350	100-350	
5	350-750	350-750	350-750	
6	750-1250	750-1250	750-1250	
7	1250-1750	1250-1750	1250-1750	
8	1750-2000	1750-2000	1750-2000	

Fonte: Distribuidores regionais

Do Quadro 8-53 ao Quadro 8-70 apresenta-se o histórico dos preços do gás natural praticados pelos diferentes distribuidores regionais a grandes clientes com consumos inferiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>.

**Quadro 8-53 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Beiragás para grandes clientes**

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>2000</b>	1.º Trim														
	2.º Trim														
	3.º Trim														
	4.º Trim														
<b>2001</b>	1.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,37	
	2.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,37	1086,04
	3.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,37	1086,04
	4.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Beiragás



Quadro 8-54 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Beiragás para grandes clientes

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano						
		10-50	50-125	125-350	350-700	700-1200	1200-2000	
<b>2000</b>	1.º Trim	0,2938	0,2689	0,2439	0,2289	0,2065	0,1895	
	2.º Trim	0,3287	0,3038	0,2788	0,2639	0,2414	0,2245	
	3.º Trim	0,3527	0,3277	0,3028	0,2878	0,2654	0,2484	
	4.º Trim	0,3641	0,3392	0,3142	0,2993	0,2768	0,2599	
		10-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2001</b>	1.º Trim				0,3300	0,3100	0,2900	0,2800
	2.º Trim	0,3890	0,3670	0,3380	0,3160	0,2910	0,2740	0,2580
	3.º Trim	0,3886	0,3666	0,3377	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
	4.º Trim	0,3861	0,3621	0,3302	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
<b>2002</b>	1.º Trim	0,3726	0,3487	0,3167	0,2892	0,2632	0,2458	0,2295
	2.º Trim	0,3651	0,3412	0,3070	0,2769	0,2509	0,2312	0,2069
	3.º Trim	0,3646	0,3407	0,3065	0,2764	0,2504	0,2307	0,2091
	4.º Trim	0,3929	0,3680	0,3344	0,3022	0,2737	0,2533	0,2309
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4073	0,3775	0,3387	0,3065	0,2780	0,2576	0,2352

Fonte: Beiragás

Quadro 8-55 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Dianagás para grandes clientes

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>2002</b>	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-56 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Dianagás para grandes clientes**

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano							
		10-20	20-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2002</b>	4.º Trim	0,4580	0,4129	0,3922	0,3550	0,3220	0,2927	0,2718	0,2488
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4638	0,4191	0,3986	0,3564	0,3237	0,2947	0,2739	0,2511
	2.º Trim	0,4769	0,4315	0,4106	0,3658	0,3325	0,3031	0,2820	0,2589

Fonte: Dianagás

**Quadro 8-57 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Duriensegás para grandes clientes**

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>2001</b>	4.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Duriensegás

Quadro 8-58 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Duriensegás para grandes clientes

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano							
		10-20	20-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2001</b>	4.º Trim	0,4581	0,4366	0,4089	0,3715	0,3398	0,3137	0,2963	0,2799
<b>2002</b>	1.º Trim	0,4457	0,4073	0,3820	0,3429	0,3129	0,2861	0,2682	0,2514
	2.º Trim	0,4350	0,3963	0,3709	0,3329	0,3018	0,2749	0,2545	0,2321
	3.º Trim	0,4274	0,3839	0,3639	0,3263	0,2955	0,2688	0,2486	0,2264
	4.º Trim	0,4580	0,4129	0,3922	0,3550	0,3220	0,2927	0,2718	0,2488
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4368	0,4191	0,3986	0,3564	0,3237	0,2947	0,2739	0,2511
	2.º Trim	0,4769	0,4315	0,4106	0,3658	0,3325	0,3031	0,2820	0,2589

Fonte: Duriensegás

Quadro 8-59 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Lisboagás para grandes clientes

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>1997</b>	1.º Trim														
	2.º Trim														
	3.º Trim														
	4.º Trim														
<b>1998</b>	1.º Trim														
	2.º Trim		8,25	8,25	24,94	49,88	99,76	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	598,56	598,56	
	3.º Trim		8,25	8,25	24,94	49,88	99,76	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	598,56	598,56	
	4.º Trim		8,25	8,25	24,94	49,88	99,76	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	598,56	598,56	
<b>1999</b>	1.º Trim		8,49	8,49	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	2.º Trim		8,49	8,49	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	3.º Trim		8,49	8,49	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	4.º Trim		8,78	8,78	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
<b>2000</b>	1.º Trim		8,78	8,78	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	2.º Trim		8,78	8,78	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	3.º Trim		8,78	8,78	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
	4.º Trim		8,78	8,78	24,94	37,41	74,82	149,64	299,28	299,28	448,92	448,92	698,32	698,32	
<b>2001</b>	1.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	2.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	3.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	4.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,59	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,59	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,59	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,59	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	3.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Lisboagás

Quadro 8-60 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Lisboagás para grandes clientes

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano						
		10-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>1998</b>	2.º Trim	0,3392	0,2993	0,2743	0,2344	0,2020	0,1846	0,1696
	3.º Trim	0,3392	0,2993	0,2743	0,2344	0,2020	0,1846	0,1696
	4.º Trim	0,3392	0,2993	0,2743	0,2344	0,2020	0,1846	0,1696
<b>1999</b>	1.º Trim	0,3292	0,2893	0,2644	0,2245	0,1920	0,1696	0,1496
	2.º Trim	0,3292	0,2893	0,2644	0,2245	0,1920	0,1696	0,1496
	3.º Trim	0,3392	0,2993	0,2743	0,2344	0,2020	0,1746	0,1496
	4.º Trim	0,3477	0,3078	0,2828	0,2429	0,2105	0,1831	0,1581
<b>2000</b>	1.º Trim	0,3676	0,3257	0,2998	0,2579	0,2255	0,1980	0,1731
	2.º Trim	0,4000	0,3576	0,3317	0,2903	0,2579	0,2309	0,2060
	3.º Trim	0,4356	0,3932	0,3673	0,3259	0,2934	0,2665	0,2416
	4.º Trim	0,4561	0,4122	0,3854	0,3425	0,3090	0,2811	0,2552
<b>2001</b>	1.º Trim	0,4883	0,4444	0,3911	0,3347	0,3093	0,2923	0,2763
	2.º Trim	0,4629	0,4190	0,3656	0,3162	0,2908	0,2738	0,2579
	3.º Trim	0,4529	0,4090	0,3606	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
	4.º Trim	0,4469	0,4010	0,3507	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
<b>2002</b>	1.º Trim	0,4235	0,3776	0,3247	0,2892	0,2632	0,2458	0,2295
	2.º Trim	0,4070	0,3586	0,3070	0,2769	0,2509	0,2312	0,2096
	3.º Trim	0,4065	0,3581	0,3065	0,2764	0,2504	0,2307	0,2091
	4.º Trim	0,4313	0,3812	0,3344	0,3022	0,2737	0,2533	0,2309
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4408	0,3906	0,3387	0,3065	0,2780	0,2576	0,2352
	2.º Trim	0,4468	0,3955	0,3426	0,3105	0,2820	0,2616	0,2391
	3.º Trim	0,4339	0,3817	0,3362	0,3040	0,2755	0,2551	0,2332

Fonte: Lisboagás

Quadro 8-61 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Lusitaniagás para grandes clientes

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>1997</b>	1.º Trim			16,91		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15		
	2.º Trim			20,26		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15		
	3.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15		
	4.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15	748,20	
<b>1998</b>	1.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15	748,20	
	2.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15	748,20	
	3.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15	748,20	
	4.º Trim			54,02		62,35	87,29	137,17	199,52	261,87	324,22	436,45	561,15	748,20	
<b>1999</b>	1.º Trim			55,47		64,00	89,58	140,76	204,71	268,70	332,65	447,82	575,76	767,65	
	2.º Trim			55,47		64,00	89,58	140,76	204,71	268,70	332,65	447,82	575,76	767,65	
	3.º Trim	21,17		55,47		64,00	89,58	140,76	204,71	268,70	332,65	447,82	575,76	767,65	1027,52
	4.º Trim	21,17		55,47		64,00	89,58	140,76	204,71	268,70	332,65	447,82	575,76	767,65	1027,52
<b>2000</b>	1.º Trim	21,60		56,63		65,34	91,46	143,72	209,01	274,43	339,63	457,22	587,85	783,77	1049,10
	2.º Trim	21,60		56,63		65,34	91,46	143,72	209,01	274,43	339,63	457,22	587,85	783,77	1049,10
	3.º Trim	21,60		56,63		65,34	91,46	143,72	209,01	274,43	339,63	457,22	587,85	783,77	1049,10
	4.º Trim	22,37		58,63		67,64	94,69	148,78	216,16	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
<b>2001</b>	1.º Trim	22,37		58,63		67,64	94,69	148,78	216,16	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	2.º Trim	22,37		58,63		67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	3.º Trim	22,37		58,63		67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	4.º Trim	22,37		58,63		67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27		61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27		61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-62 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Lusitaniagás para grandes clientes**

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano								
		6-12,5	12,5-20	20-40	40-125	125-350	350-700	700-1300	1300-1750	1750-2200
<b>1997</b>	1.º Trim	0,2419	0,2294	0,2135	0,1990	0,1870	0,1771	0,1646	0,1591	0,1501
	2.º Trim	0,2783	0,2639	0,2454	0,2289	0,2150	0,2035	0,1811	0,1671	0,1551
	3.º Trim	0,3024	0,2771	0,2528	0,2311	0,2151	0,1994	0,1793	0,1661	0,1544
	4.º Trim	0,3255	0,2966	0,2673	0,2458	0,2261	0,2044	0,1838	0,1702	0,1582
<b>1998</b>	1.º Trim	0,3255	0,2966	0,2673	0,2458	0,2261	0,2044	0,1838	0,1702	0,1582
	2.º Trim	0,3255	0,2966	0,2673	0,2458	0,2261	0,2044	0,1838	0,1702	0,1582
	3.º Trim	0,3092	0,2818	0,2593	0,2384	0,2190	0,1983	0,1782	0,1634	0,1491
	4.º Trim	0,3042	0,2768	0,2543	0,2334	0,2140	0,1933	0,1732	0,1584	0,1442
<b>1999</b>	1.º Trim	0,3012	0,2741	0,2517	0,2311	0,2118	0,1913	0,1715	0,1568	0,1427
	2.º Trim	0,3012	0,2741	0,2517	0,2311	0,2118	0,1913	0,1715	0,1568	0,1427
	3.º Trim	0,3161	0,2891	0,2667	0,2461	0,2268	0,2038	0,1821	0,1641	0,1491
	4.º Trim	0,3272	0,2974	0,2751	0,2544	0,2352	0,2122	0,1904	0,1725	0,1575
<b>2000</b>	1.º Trim	0,3416	0,3156	0,2943	0,2747	0,2565	0,2324	0,2086	0,1906	0,1746
	2.º Trim	0,3727	0,3466	0,3253	0,3057	0,2875	0,2635	0,2396	0,2217	0,2057
	3.º Trim	0,4046	0,3785	0,3572	0,3376	0,3194	0,2954	0,2715	0,2536	0,2376
	4.º Trim	0,4243	0,3973	0,3753	0,3550	0,3361	0,3112	0,2866	0,2680	0,2514
			10-20	20-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2001</b>	1.º Trim		0,4245	0,3886	0,3771	0,3591	0,3347	0,3093	0,2923	0,2763
	2.º Trim		0,4090	0,3731	0,3616	0,3387	0,3162	0,2908	0,2738	0,2579
	3.º Trim		0,4090	0,3731	0,3616	0,3387	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
	4.º Trim		0,4065	0,3706	0,3541	0,3317	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
<b>2002</b>	1.º Trim		0,3921	0,3561	0,3397	0,3157	0,2892	0,2632	0,2458	0,2295
	2.º Trim		0,3831	0,3497	0,3297	0,3070	0,2769	0,2509	0,2312	0,2096
	3.º Trim		0,3826	0,3492	0,3292	0,3065	0,2764	0,2504	0,2307	0,2091
	4.º Trim		0,4115	0,3768	0,3561	0,3344	0,3022	0,2737	0,2533	0,2309
<b>2003</b>	1.º Trim		0,4210	0,3863	0,3681	0,3387	0,3065	0,2780	0,2576	0,2352
	2.º Trim		0,4300	0,3936	0,3766	0,3426	0,3105	0,2820	0,2616	0,2391

Fonte: Lusitaniagás

**Quadro 8-63 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Medigás para grandes clientes**

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>2002</b>	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Medigás

**Quadro 8-64 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Medigás para grandes clientes**

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano							
		10-20	20-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2002</b>	4.º Trim	0,4580	0,4129	0,3922	0,3550	0,3220	0,2927	0,2718	0,2488
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4638	0,4191	0,3986	0,3564	0,3237	0,2947	0,2739	0,2511
	2.º Trim	0,4769	0,4315	0,4106	0,3658	0,3325	0,3031	0,2820	0,2589

Fonte: Medigás



**Quadro 8-65 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Portgás para grandes clientes**

Unidade: €/mês

		GN1	GN2	GN3	GN4	GN5	GN6	GN7
<b>1997</b>	1.º Trim	1,35	3,38	4,73	10,13			
	2.º Trim	1,35	3,38	4,73	10,13			
	Jul	1,35	3,38	4,73	10,13			
	Ago- Set	1,35	3,38	4,73	10,13			
	4.º Trim	1,37	3,44	4,81	10,31	36,06		
<b>1998</b>	1.º Trim	1,38	3,44	4,81	10,31	36,06		
	2.º Trim	1,38	3,44	4,81	10,31	36,06		
	3.º Trim	1,38	3,44	4,81	10,31	36,06		
	4.º Trim	1,42	3,54	4,95	10,62	36,06		
<b>1999</b>	1.º Trim	1,42	3,54	4,96	10,62	36,95		
	2.º Trim	1,41	3,53	4,94	10,59	36,95		
	3.º Trim	1,41	3,53	4,94	10,59	36,95	36,95	
	4.º Trim	1,44	3,60	5,05	10,81	36,95	36,95	
<b>2000</b>	1.º Trim	1,44	3,60	5,04	10,80	37,71	37,71	
	2.º Trim	1,44	3,60	5,04	10,80	37,71	37,71	
	3.º Trim	1,44	3,60	5,04	10,80	37,71	37,71	
	4.º Trim	1,49	3,73	5,22	11,18	37,71	37,71	
<b>2001</b>	1.º Trim	1,49	3,73	5,22	11,18	39,04	39,04	
	2.º Trim	1,49	3,72	5,21	11,17	39,04	39,04	
	3.º Trim	1,49	3,72	5,21	11,17	39,04	39,04	
	4.º Trim	1,55	3,88	5,43	11,64	39,04	39,04	
<b>2002</b>	1.º Trim	1,55	3,88	5,43	11,64	40,66	40,66	
	2.º Trim	1,55	3,88	5,43	11,64	40,66	40,66	
	3.º Trim	1,55	3,88	5,43	11,64	40,66	40,66	
	4.º Trim	1,61	4,02	5,63	12,07	40,66	40,66	42,13
<b>2003</b>	1.º Trim	1,61	4,02	5,63	12,06	42,13	42,13	42,13
	2.º Trim	1,61	4,02	5,63	12,06	42,13	42,13	42,13
	3.º Trim	1,61	4,02	5,63	12,06	42,13	42,13	42,13

Fonte: Portgás

Quadro 8-66 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Portgás para grandes clientes

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano										
		GN1	GN2	GN3	GN4	GN5 (m <sup>3</sup> /ano)			GN6 (m <sup>3</sup> /ano)			GN7
						10 - 80	80 - 350	350 - 2 000	10 - 80	80 - 350	350 - 2 000	
<b>1997</b>	1.º Trim	0,4900	0,3800	0,3470	0,0282							
	2.º Trim	0,4900	0,3800	0,3470	0,0282							
	Jul	0,4910	0,3810	0,3480	0,0283							
	Ago- Set	0,5300	0,4110	0,3750	0,3050							
	4.º Trim	0,5290	0,4090	0,3720	0,3000	0,2850	0,2430	0,1730				
<b>1998</b>	1.º Trim	0,5280	0,4080	0,3710	0,2990	0,2850	0,2430	0,1730				
	2.º Trim	0,5190	0,3990	0,3620	0,2910	0,2510	0,2140	0,1520				
	3.º Trim	0,5060	0,3860	0,3490	0,2780	0,2160	0,1840	0,1300				
	4.º Trim	0,5070	0,3830	0,3450	0,2720	0,1910	0,1630	0,1160				
<b>1999</b>	1.º Trim	0,5000	0,3800	0,3400	0,2700	0,1800	0,1500	0,1100				
	2.º Trim	0,4870	0,3670	0,3310	0,2600	0,1710	0,1450	0,1030				
	3.º Trim	0,4970	0,3780	0,3410	0,2710	0,1860	0,1590	0,1130	0,2490	0,2120	0,1280	
	4.º Trim	0,5140	0,3920	0,3540	0,2830	0,2480	0,2120	0,1500	0,2580	0,2200	0,1560	
<b>2000</b>	1.º Trim	0,5270	0,4010	0,3630	0,2900	0,3250	0,2770	0,1970	0,2790	0,2380	0,1690	
	2.º Trim	0,5710	0,4480	0,4110	0,3380	0,3420	0,2910	0,2070	0,3110	0,2650	0,1880	0,2790
	3.º Trim	0,6090	0,4830	0,4450	0,3700	0,3850	0,3280	0,2330	0,3500	0,2990	0,2120	0,2790
	4.º Trim	0,6600	0,5220	0,0480	0,3990	0,4180	0,3560	0,2530	0,3800	0,3240	0,2300	0,2790
<b>2001</b>	1.º Trim	0,6090	0,5430	0,5010	0,4190	0,4400	0,3750	0,2660	0,0400	0,3410	0,2420	0,3290
	2.º Trim	0,6090	0,5220	0,4800	0,3990	0,4170	0,3550	0,2520	0,3790	0,3230	0,2290	0,3290
	3.º Trim	0,6090	0,5190	0,4770	0,3970	0,4140	0,3530	0,2500	0,3760	0,3210	0,2280	0,3290
	4.º Trim	0,6090	0,5150	0,4710	0,3870	0,4040	0,3440	0,2450	0,3670	0,3130	0,2220	0,3290
<b>2002</b>	1.º Trim	0,6090	0,4950	0,4510	0,3670	0,4400	0,3750	0,2660	0,3450	0,2940	0,2090	0,3290
	2.º Trim	0,6090	0,4810	0,4370	0,3530	0,3760	0,3200	0,2270	0,3300	0,2810	0,2000	0,3290
	3.º Trim	0,6090	0,4790	0,4350	0,3510	0,3970	0,3380	0,2400	0,3280	0,2800	0,1990	0,3290
	4.º Trim	0,6100	0,4940	0,4490	0,3620	0,4370	0,3730	0,2650	0,3400	0,2900	0,2060	0,3290
<b>2003</b>	1.º Trim	0,6100	0,5080	0,4630	0,3760	0,4410	0,3760	0,2670	0,3520	0,3000	0,2130	0,3290
	2.º Trim	0,6110	0,5140	0,4690	0,3830	0,4630	0,3940	0,2800	0,3590	0,3060	0,2180	0,3290
	3.º Trim	0,6110	0,5010	0,4560	0,3690	0,4460	0,3800	0,2700	0,3450	0,2940	0,2090	0,3290

Fonte: Portgás

Quadro 8-67 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Setgás para grandes clientes

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>1997</b>	1.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	2.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	3.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	4.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
<b>1998</b>	1.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	2.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	3.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	4.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
<b>1999</b>	1.º Trim					109,74	134,68	179,57	239,42	279,33	309,25		354,15	433,95	488,82
	2.º Trim				34,92	59,86	99,76	144,65	189,54	229,45	259,37		304,27	359,13	399,04
	3.º Trim				34,92	59,86	99,76	144,65	189,54	229,45	259,37		304,27	359,13	399,04
	4.º Trim				34,92	59,86	99,76	144,65	189,54	229,45	259,37	279,33	304,27	359,13	399,04
<b>2000</b>	1.º Trim				35,91	62,35	104,75	149,64	195,03	235,93	265,86	286,31	311,75	368,11	409,01
	2.º Trim				35,91	62,35	104,75	149,64	195,03	235,93	265,86	286,31	311,75	368,11	409,01
	3.º Trim				35,91	62,35	104,75	149,64	195,03	235,93	265,86	286,31	311,75	368,11	409,01
	4.º Trim				35,91	62,35	104,75	149,64	195,03	235,93	265,86	286,31	311,75	368,11	409,01
<b>2001</b>	1.º Trim			58,63	62,85	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	2.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	3.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,36	1086,04
	4.º Trim	23,27	38,18	61,00	65,69	70,34	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Setgás

Quadro 8-68 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Setgás para grandes clientes

Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano							
		10-20	20-50	50-100	100-500	500-1 000	1 000-1 500	1 500-2 000	
<b>1997</b>	1.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	2.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	3.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	4.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
<b>1998</b>	1.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	2.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	3.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
	4.º Trim		0,2983	0,2763	0,2504	0,2210	0,2025	0,1920	
<b>1999</b>	1.º Trim		0,2918	0,2534	0,2165	0,2040	0,1706	0,1526	0,1397
	2.º Trim		0,2918	0,2534	0,2165	0,2040	0,1706	0,1526	0,1397
	3.º Trim		0,2918	0,2534	0,2165	0,2040	0,1706	0,1526	0,1397
		10-20	20-50	50-100	100-250	250-500	500-1 000	1000-1500	1500-2000
	4.º Trim	0,3108	0,2713	0,2354	0,2260	0,2170	0,1841	0,1656	0,1521
<b>2000</b>	1.º Trim	0,3192	0,2793	0,2424	0,2334	0,2255	0,1905	0,1716	0,1586
	2.º Trim	0,3816	0,3417	0,3142	0,2968	0,2718	0,2339	0,2140	0,1995
	3.º Trim	0,4165	0,3766	0,3492	0,3317	0,3068	0,2689	0,2489	0,2344
	4.º Trim	0,4418	0,4005	0,3721	0,3540	0,3257	0,2865	0,2658	0,2508
		10-20	20-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2001</b>	1.º Trim	0,4634	0,4310	0,4040	0,3676	0,3347	0,3093	0,2923	0,2763
	2.º Trim	0,4429	0,4020	0,3836	0,3472	0,3162	0,2908	0,2738	0,2579
	3.º Trim	0,4429	0,4020	0,3836	0,3472	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
	4.º Trim	0,4364	0,3941	0,3746	0,3367	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
<b>2002</b>	1.º Trim	0,4180	0,3756	0,3561	0,3182	0,2892	0,2632	0,2458	0,2295
	2.º Trim	0,4055	0,3631	0,3437	0,3070	0,2769	0,2509	0,2312	0,2096
	3.º Trim	0,4050	0,3626	0,3432	0,3065	0,2764	0,2504	0,2307	0,2091
	4.º Trim	0,4348	0,3908	0,3706	0,3344	0,3022	0,2737	0,2533	0,2309
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4442	0,4003	0,3801	0,3387	0,3065	0,2780	0,2576	0,2352
	2.º Trim	0,4502	0,4063	0,3861	0,3426	0,3105	0,2820	0,2616	0,2391

Fonte: Setgás

**Quadro 8-69 - Preços do termo fixo da tarifa de gás natural da Tagusgás para grandes clientes**

Unidade: €/mês

		Calibre do contador (m <sup>3</sup> /hora)													
		G4	G6	G10	G16	G25	G40	G65	G100	G160	G250	G400	G650	G1000	G1600
<b>2001</b>	2.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,37	1086,04
	3.º Trim	22,37	36,26	58,63	63,13	67,64	94,69	148,78	216,36	284,09	351,59	473,32	608,55	811,37	1086,04
	4.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
<b>2002</b>	1.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	2.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	3.º Trim	23,27	37,73	61,00	65,69	70,37	98,52	154,79	225,11	295,58	365,81	492,46	633,16	844,18	1129,96
	4.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
<b>2003</b>	1.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88
	2.º Trim	24,13	39,13	63,26	68,12	72,98	102,17	160,54	233,46	306,54	379,38	510,73	656,65	875,50	1171,88

Fonte: Tagusgás

**Quadro 8-70 - Preços do termo variável da tarifa de gás natural da Tagusgás para grandes clientes**

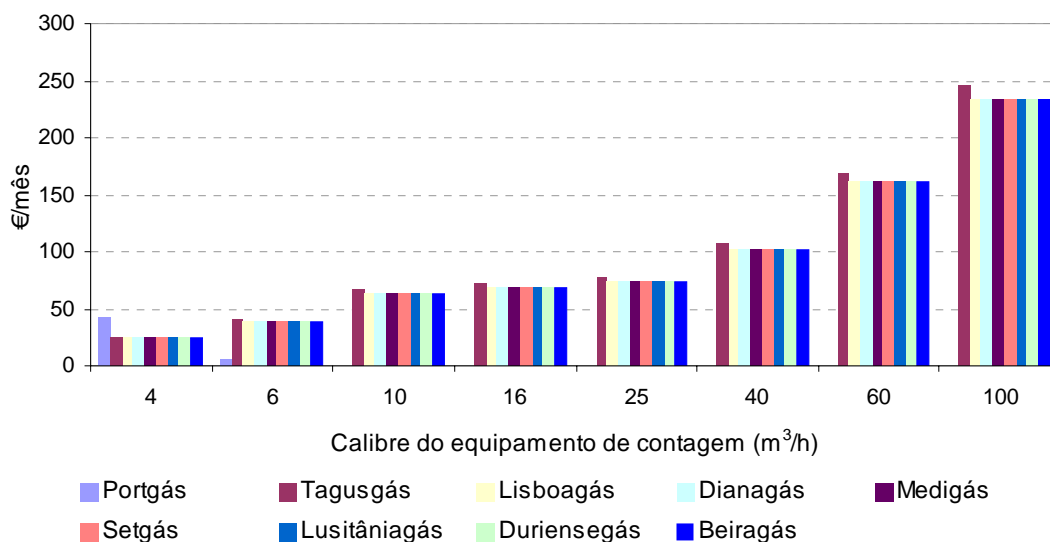
Unidade: €/m<sup>3</sup>

		Escalões - 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /ano						
		10-50	50-100	100-350	350-750	750-1250	1250-1750	1750-2000
<b>2001</b>	2.º Trim	0,3890	0,3670	0,3380	0,3160	0,2910	0,2740	0,2580
	3.º Trim	0,3886	0,3666	0,3377	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
	4.º Trim	0,3861	0,3621	0,3302	0,3122	0,2873	0,2703	0,2549
<b>2002</b>	1.º Trim	0,3726	0,3487	0,3167	0,2892	0,2632	0,2458	0,2295
	2.º Trim	0,3651	0,3412	0,3070	0,2769	0,2509	0,2312	0,2096
	3.º Trim	0,3646	0,3407	0,3065	0,2764	0,2504	0,2307	0,2091
	4.º Trim	0,3929	0,3680	0,3344	0,3022	0,2737	0,2533	0,2309
<b>2003</b>	1.º Trim	0,4073	0,3775	0,3387	0,3065	0,2780	0,2576	0,2352
	2.º Trim	0,4165	0,3856	0,3426	0,3105	0,2820	0,2616	0,2391

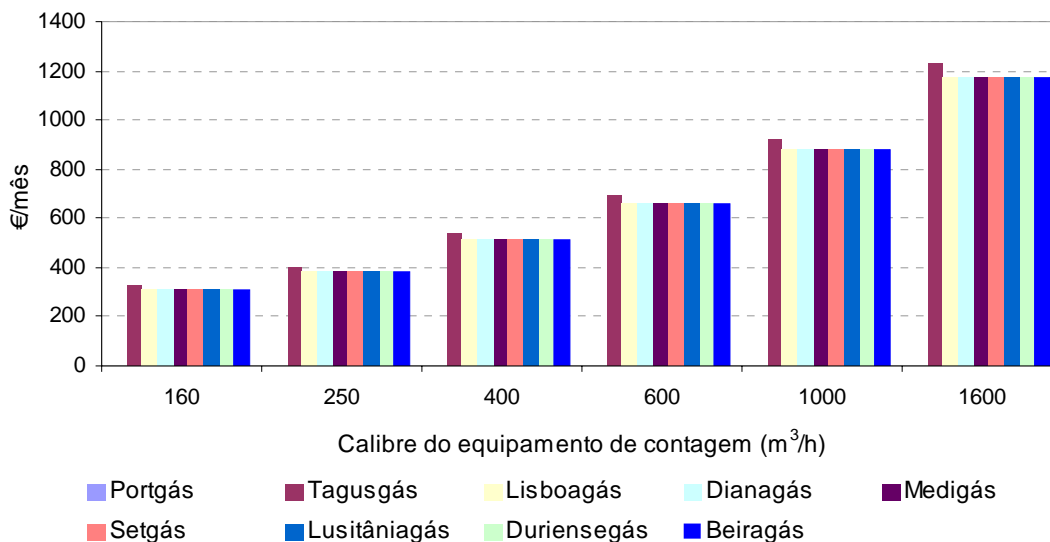
Fonte: Tagusgás

Na Figura 8-33 apresentam-se, em função da capacidade dada pelo calibre do equipamento de contagem, os valores dos termos fixos aplicáveis pelos diferentes distribuidores regionais e homologados pelo Ministro da tutela, para vigorarem no 2.º trimestre de 2003.

**Figura 8-33 - Preços do termo fixo em função do calibre do aparelho de contagem**



Fonte: Distribuidores regionais

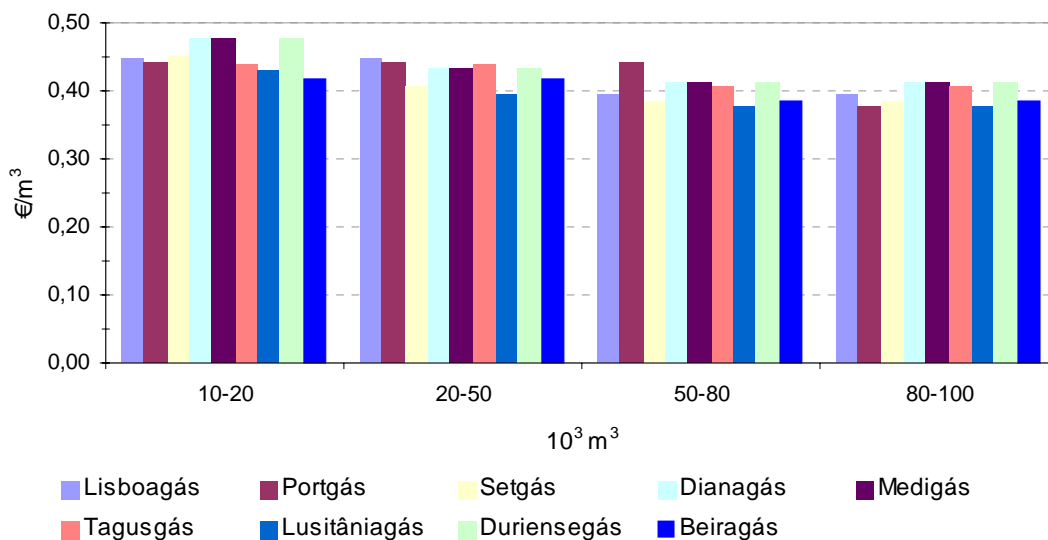


Nota: No caso da Portgás, o preço apresentado para o calibre 4 corresponde a um caudal máximo de 5 m³/hora.

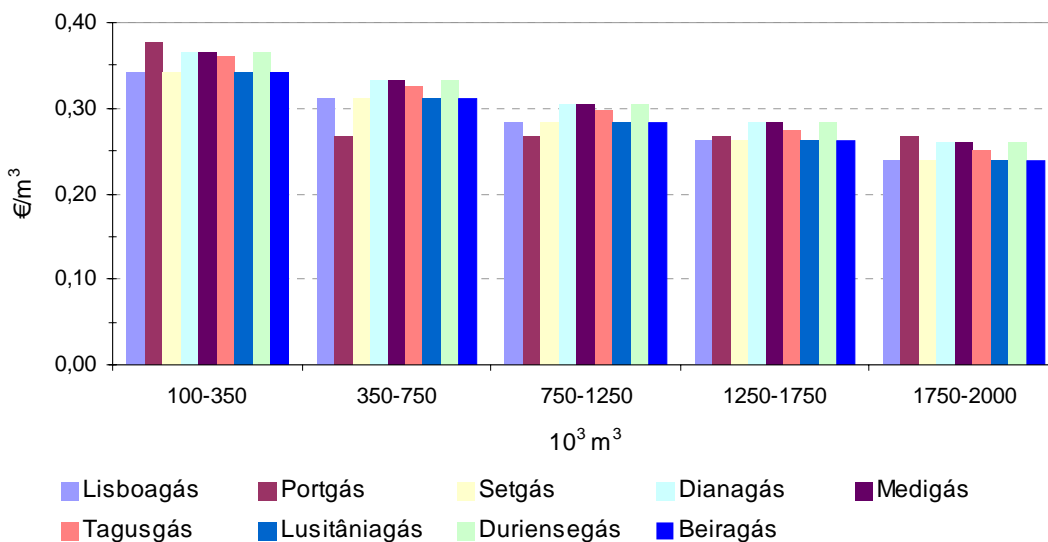
Fonte: Distribuidores regionais

Na Figura 8-34 apresenta-se, para cada distribuidor, o termo variável de cada escalão de consumo dos grandes clientes, em vigor no 2.º trimestre de 2003.

Figura 8-34 - Preços do termo variável por distribuidor



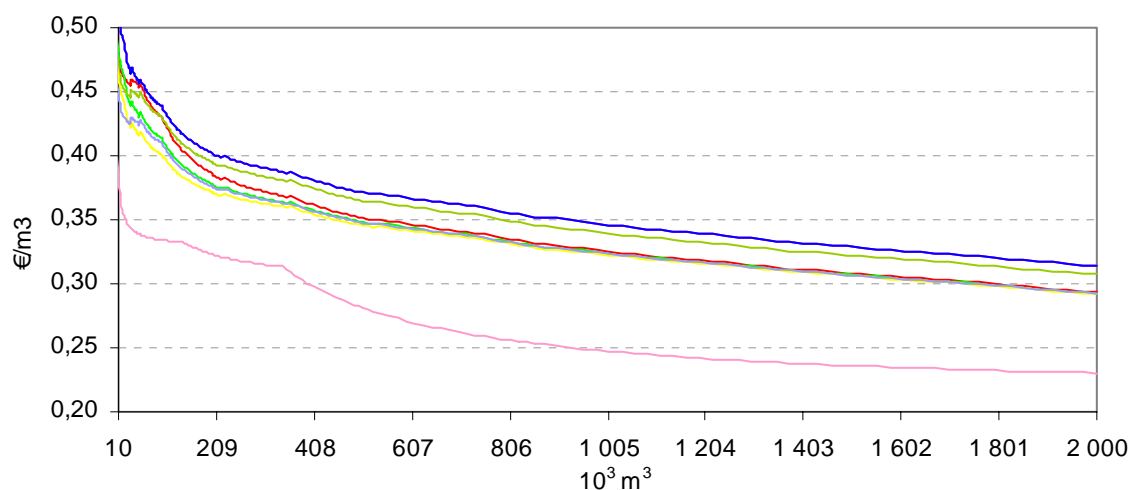
Fonte: Distribuidores regionais



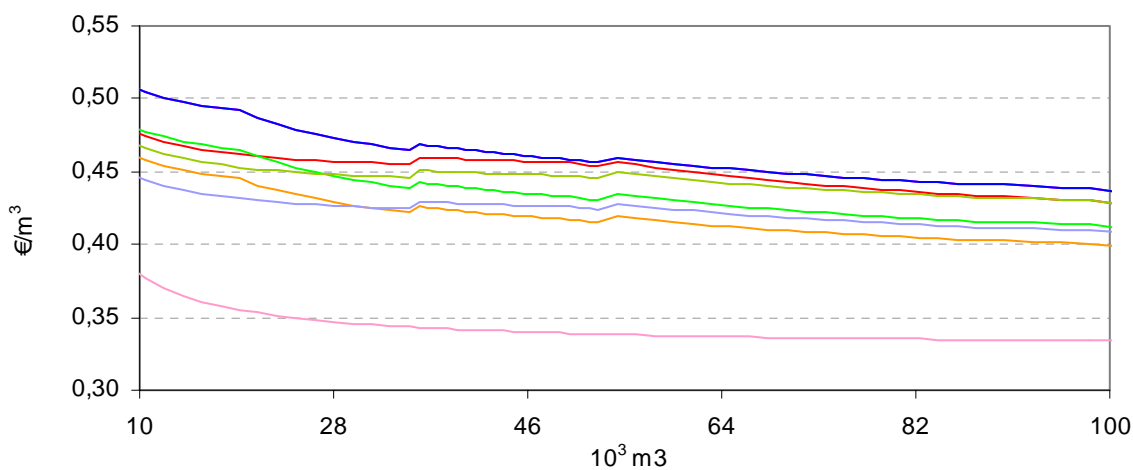
Fonte: Distribuidores regionais

Na Figura 8-35 apresenta-se o preço unitário do gás natural, que os clientes pagariam por aplicação dos preços do gás natural, em vigor no 2.º trimestre de 2003.

**Figura 8-35 - Preço médio gás natural dos grandes consumidores comerciais e industriais em função do consumo anual por distribuidor**



— Lisboagás — Portgás — Setgás — Dianagás — Medigás  
 — Tagusgás — Lusitâniagás — Duriensegás — Beiragás



— Lisboagás — Portgás — Setgás — Dianagás — Medigás  
 — Tagusgás — Lusitâniagás — Duriensegás — Beiragás

Fonte: Distribuidores regionais



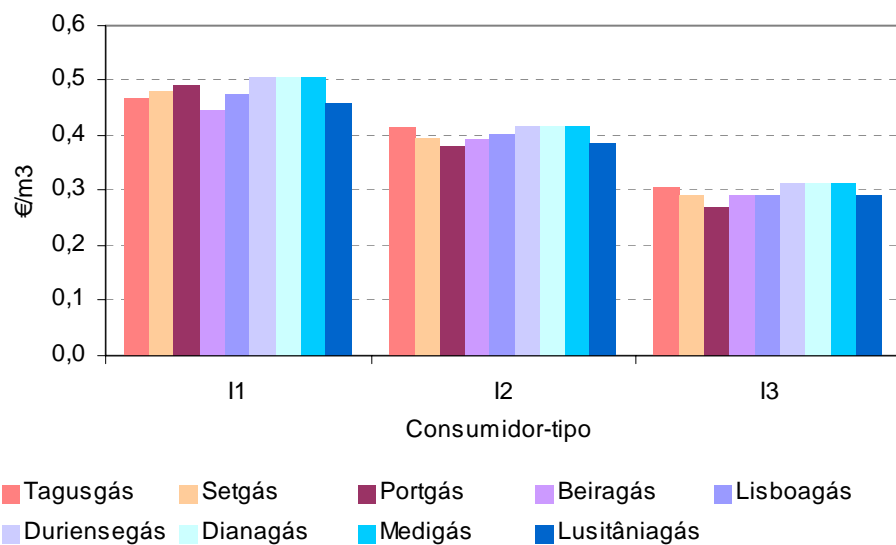
Na Figura 8-36 apresenta-se o preço unitário mínimo do gás natural para os consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat (Quadro 8-71), em vigor no 2.º trimestre de 2003.

**Quadro 8-71 - Consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat**

Consumidor-tipo	Consumo anual (m <sup>3</sup> )	Consumo anual (GJ)	Modulação
I1	9 966,7	418,6	Sem factor de carga
I2	99 666,7	4 186	200 dias
I3-1	996 666,7	41 860	200 dias 1600 horas
I3-2	996 666,7	41 860	250 dias 4000 horas
I4-1	9 966 666,7	418 600	250 dias 4000 horas
I4-2	9 966 666,7	418 600	330 dias 8000 horas
I5	99 666 666,7	4 186 000	330 dias 8000 horas

Fonte: Eurostat

**Figura 8-36 - Preço unitário mínimo dos consumidores-tipo industriais definidos pelo Eurostat no 2.º trimestre de 2003**



Fonte: Eurostat

**TRANSGÁS**

**CLIENTES DIRECTOS**

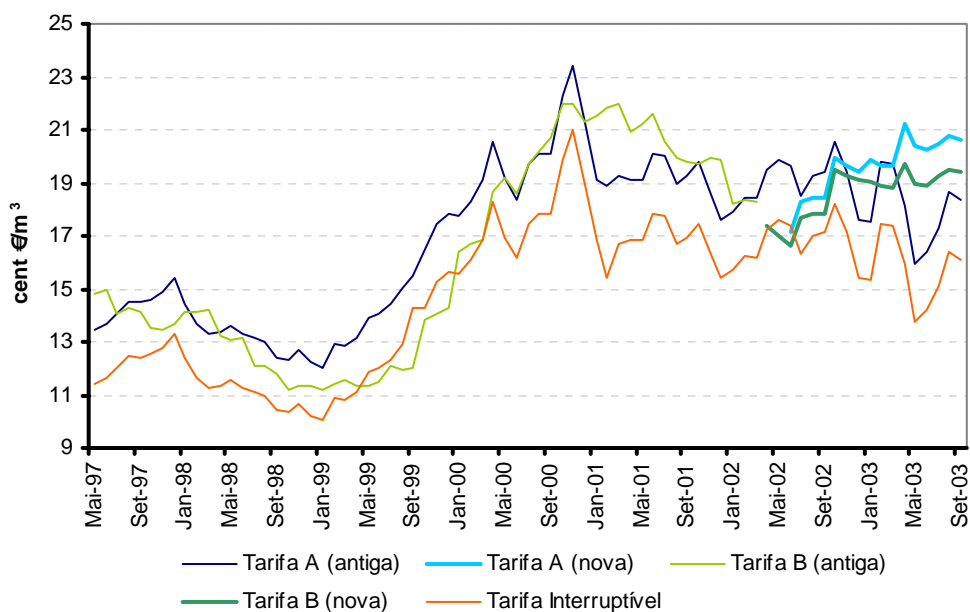
A evolução do preço médio total praticado pela Transgás aos clientes directos é apresentada na Figura 8-37. Estes preços incluem o custo da energia, o custo de transporte e de aprovisionamento e a margem de comercialização.

A componente variável da tarifa A (fornecimento firme) encontra-se indexada, na sua totalidade, ao preço internacional do fuelóleo com alto teor de enxofre (HSFO). A componente fixa da tarifa está ligada à capacidade contratada (m<sup>3</sup>/dia). A partir de 2002, a tarifa A (nova) passou a apresentar a componente fixa totalmente indexada ao IPC e a componente variável indexada ao preço do fuelóleo com baixo teor de enxofre (LSFO).

A componente variável da tarifa B encontra-se indexada ao crude Arabian Light. A componente fixa da tarifa está ligada à capacidade contratada (m<sup>3</sup>/dia). A partir de 2002, a tarifa B (nova) passou a apresentar a componente fixa totalmente indexada ao IPC.

A tarifa interruptível encontra-se indexada, na sua totalidade, ao preço internacional do fuelóleo. Esta tarifa apresenta um desconto negociável em função do grau de interruptibilidade.

**Figura 8-37 - Evolução do preço médio praticado pela Transgás aos clientes directos**



Fonte: Transgás

**CENTROS ELECTROPRODUTORES**

O preço de venda do gás natural aos centros electroprodutores pela Transgás é calculado de acordo com o estabelecido no acordo de gestão de consumos de gás natural e no contrato de concessão da Transgás. Estes preços incluem o custo da energia, o custo de transporte e de aprovisionamento e a margem de comercialização.

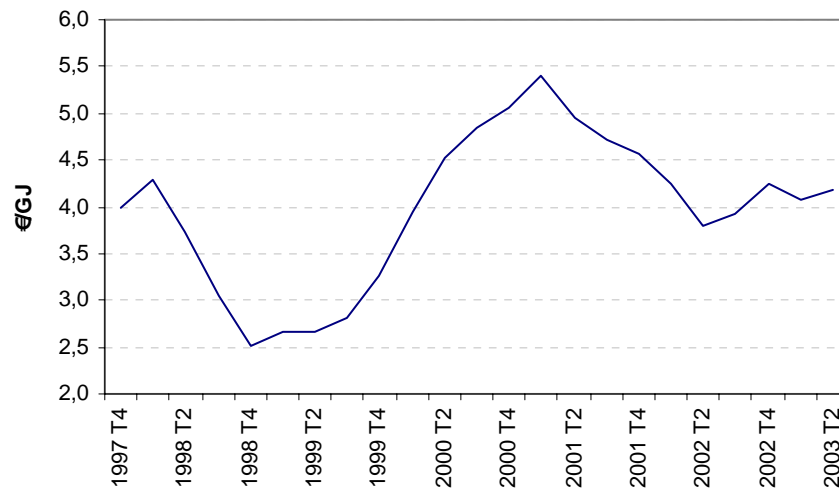
No Quadro 8-72 e na Figura 8-38 apresenta-se a evolução do preço do gás natural praticado pela Transgás aos centros electroprodutores. Este preço é composto por um termo fixo relativo à quantidade anual contratada e por um termo variável, indexado ao custo de aquisição do gás natural na fronteira portuguesa. Os termos fixos são actualizados com uma periodicidade anual e o termo variável é actualizado trimestralmente.

**Quadro 8-72 - Preço de gás natural praticado pela Transgás aos centros electroprodutores**

		<b>Preço €/GJ</b>
<b>1997</b>	Trim 4	3,9920
<b>1998</b>	Trim 1	4,2802
	Trim 2	3,7291
	Trim 3	3,0454
	Trim 4	2,5057
<b>1999</b>	Trim 1	2,6674
	Trim 2	2,6720
	Trim 3	2,8188
	Trim 4	3,2679
<b>2000</b>	Trim 1	3,9418
	Trim 2	4,5336
	Trim 3	4,8507
	Trim 4	5,0648
<b>2001</b>	Trim 1	5,3995
	Trim 2	4,9547
	Trim 3	4,7081
	Trim 4	4,5575
<b>2002</b>	Trim 1	4,2424
	Trim 2	3,8041
	Trim 3	3,9171
	Trim 4	4,2371
<b>2003</b>	Trim 1	4,0787
	Trim 2	4,1874

Fonte: Transgás

**Figura 8-38 - Evolução do preço de gás natural praticado pela Transgás aos centros electroprodutores**



Fonte: Transgás

## 8.2.2 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL

### CONSUMIDORES DOMÉSTICOS

Nas Figuras 8-39 a 8-43 ilustram-se os preços do gás natural publicados pelo Eurostat para os consumidores-tipo definidos por este organismo da União Europeia. Apresentam-se os preços sem impostos, o respectivo IVA e os outros impostos, referidos a 1 de Janeiro de 2003. Apresenta-se, também, o preço médio observado para cada consumidor-tipo do Eurostat calculado através da média aritmética dos preços efectivamente pagos pelos consumidores de cada país. O Eurostat define cinco consumidores-tipo, consoante o consumo anual de energia, que se apresentaram no Quadro 8-51. Neste mesmo quadro indica-se a equivalência média em m<sup>3</sup> no caso de Portugal.

Todos os consumidores-tipo domésticos definidos pelo Eurostat observam em Portugal preços acima da média da União Europeia.

**Figura 8-39 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D1, em Janeiro de 2003**

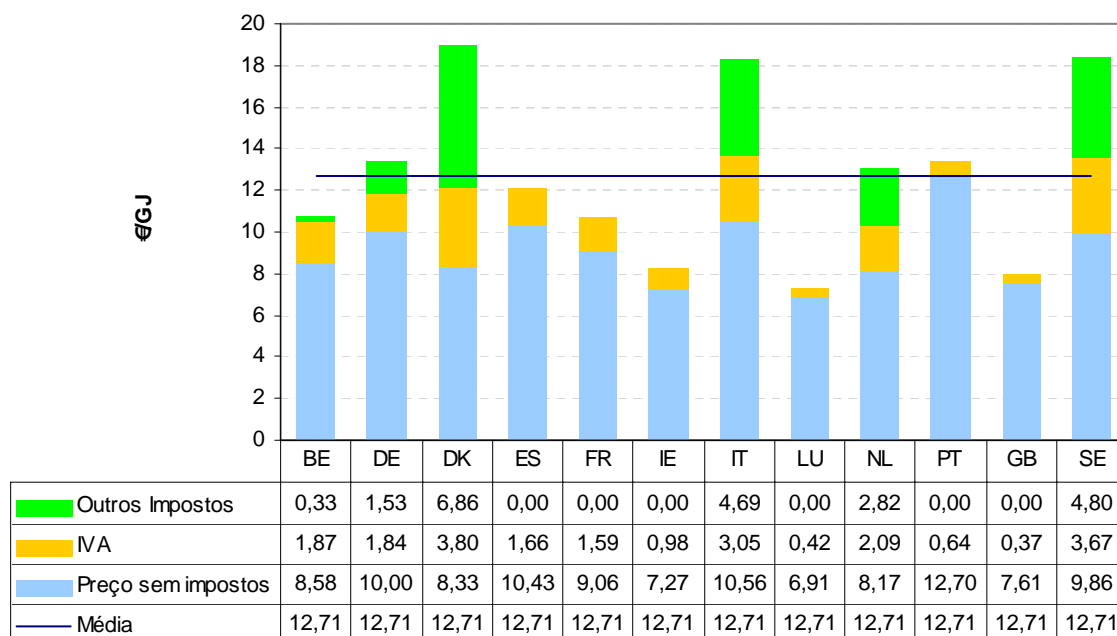


Nota: BE –Bélgica, DE – Alemanha, Dk – Dinamarca, ES- Espanha, FR – França, IE – República da Irlanda, IT –Itália, Lu –Luxemburgo, NL - Holanda, PT- Portugal, GB – Reino Unido e SE – Suécia.

Fonte: Eurostat

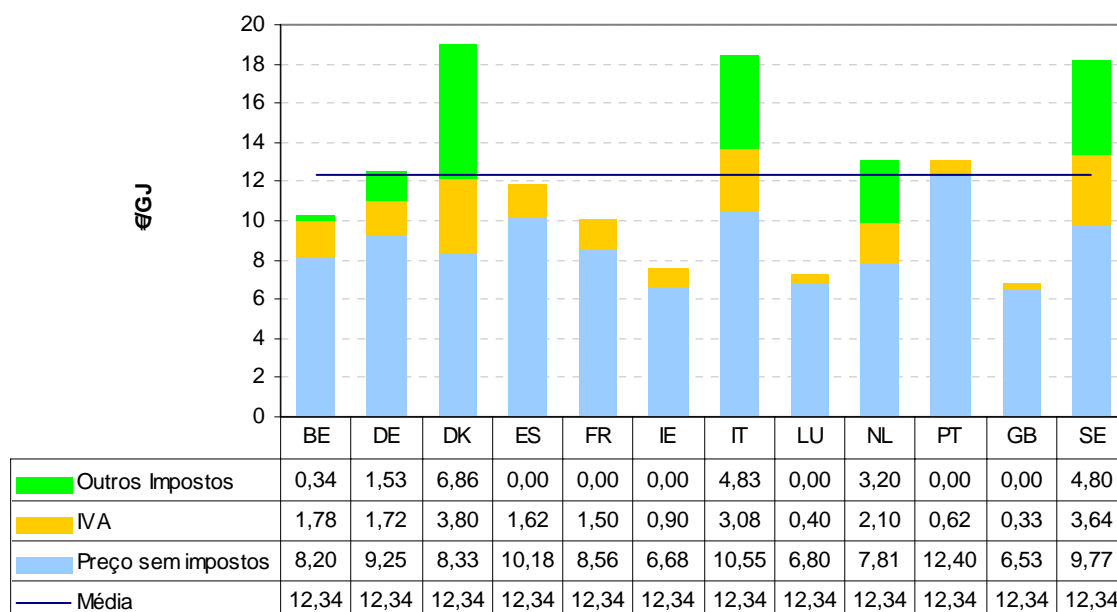
**Figura 8-40 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D2, em Janeiro de 2003**


Fonte: Eurostat

**Figura 8-41 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3, em Janeiro de 2003**


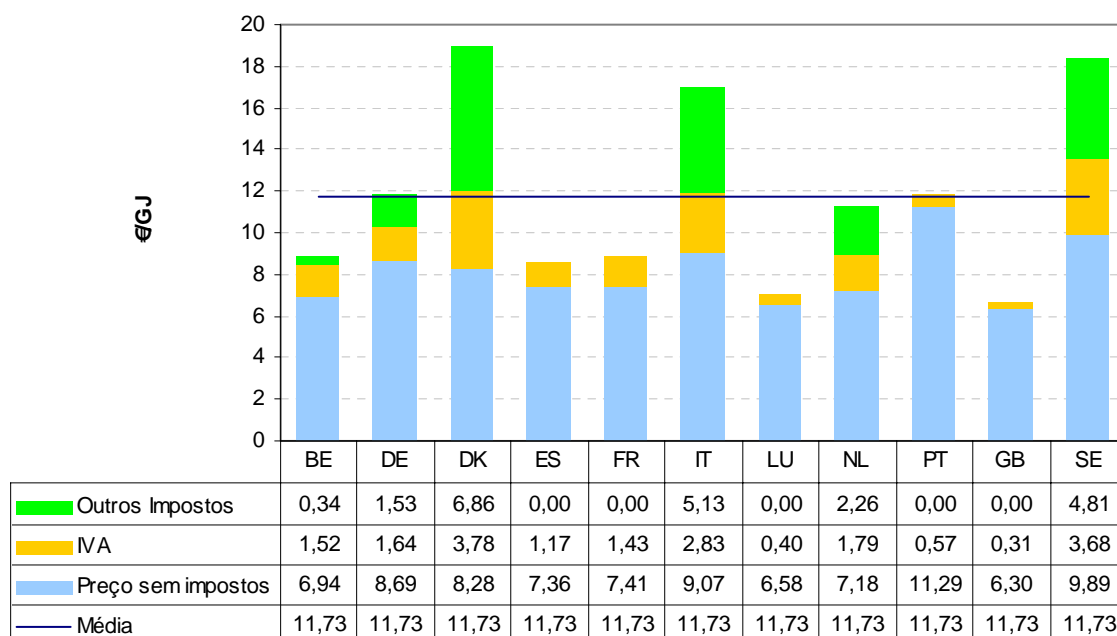
Fonte: Eurostat.

**Figura 8-42 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3-b, em Janeiro de 2003**



Fonte: Eurostat

**Figura 8-43 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D4, em Janeiro de 2003**

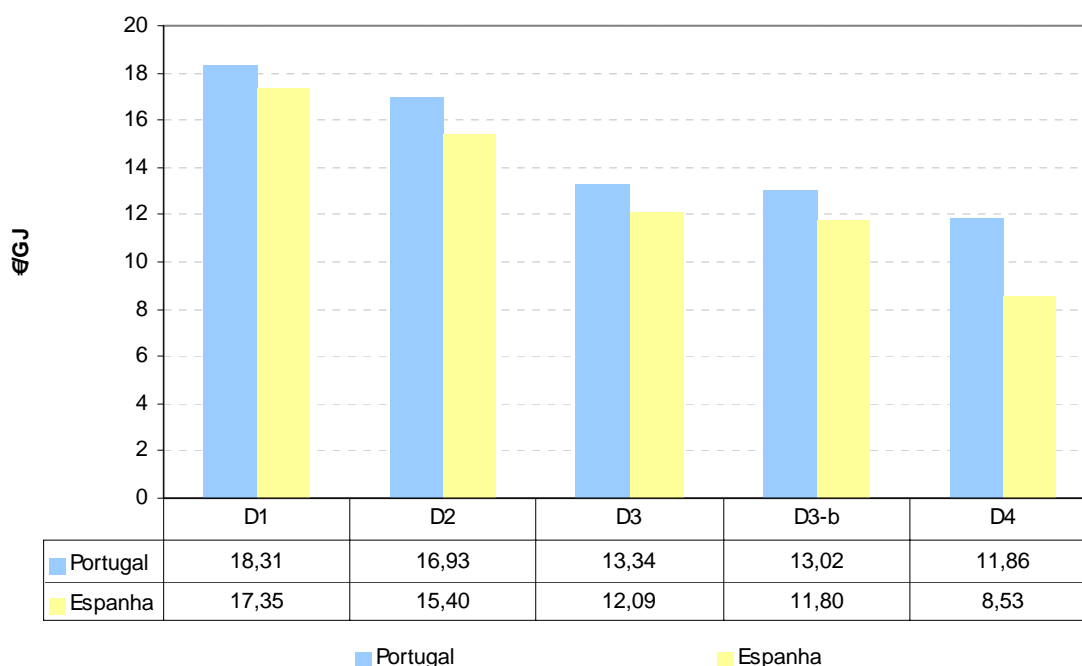


Fonte: Eurostat

Das figuras anteriores observa-se que, com excepção dos consumidores-tipo D2, a Dinamarca é o país que apresenta os preços mais elevados do gás natural para consumidores-tipo doméstico. O Reino Unido, por seu turno, apresenta sempre os preços mais baixos. Os preços do gás natural para consumidores-tipo domésticos, em Portugal, estão próximos dos preços que resultam da média europeia de cada consumidor-tipo.

Na Figura 8-44 apresenta-se a comparação dos preços de gás natural em Portugal e em Espanha publicados pelos Eurostat para os consumidores-tipo. Os preços praticados em Portugal são superiores aos de Espanha. A diferença nos preços aumenta para os consumidores-tipo com consumos superiores.

**Figura 8-44 - Preços do gás natural para os consumidores domésticos em Portugal e Espanha, em Janeiro de 2003**



Fonte: Eurostat

Nas Figuras 8-45 a 8-49 apresenta-se a evolução dos preços do gás natural em Portugal e Espanha. Em Julho de 2000 e 2001 o Eurostat não publicou os preços por consumidor tipo para Portugal. Todos os consumidores-tipo apresentam, no período em análise, preços superiores em Portugal.

Os consumidores domésticos tipo D1 em Portugal observaram sempre preços superiores aos do respectivo tipo de consumidores em Espanha (Figura 8-45).

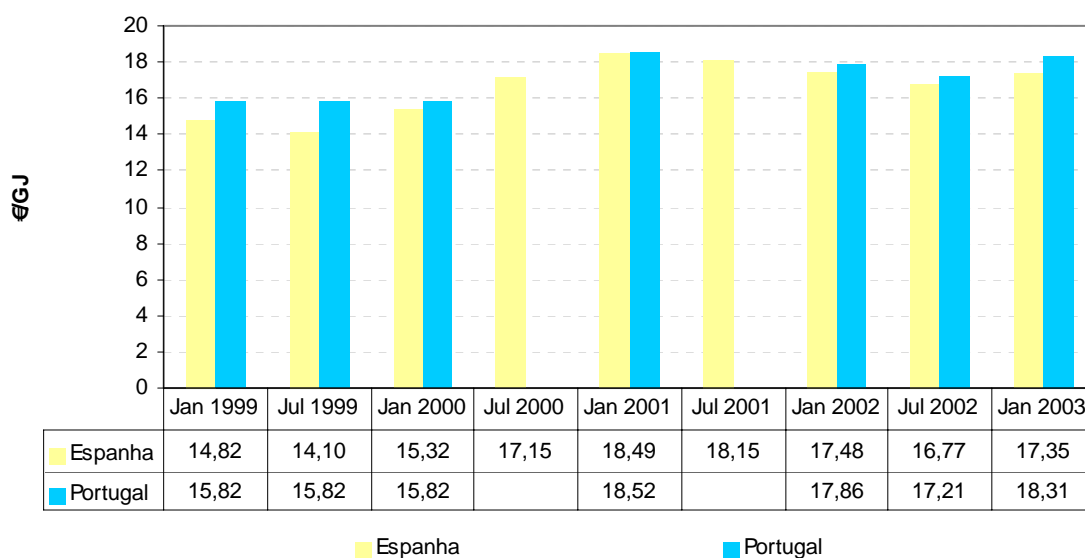
Em Espanha os consumidores-tipo D2 também registaram, no período em análise, preços inferiores aos de Portugal (Figura 8-46).



Quanto aos consumidores-tipo D3 e D3-b, os preços praticados em Espanha também são inferiores aos praticados em Portugal, mas as diferenças de preços, que em Julho de 1999 eram significativas, têm vindo a reduzir-se (Figura 8-47 e Figura 8-48).

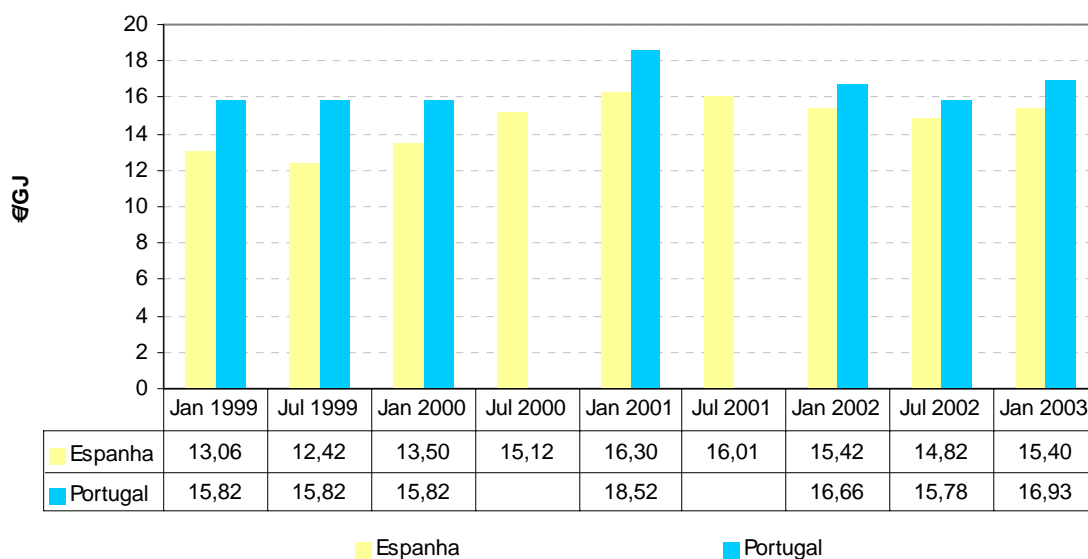
Os consumidores domésticos tipo D4 também apresentam diferenças significativas nos preços em Portugal e Espanha.

**Figura 8-45 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D1 em Portugal e Espanha**



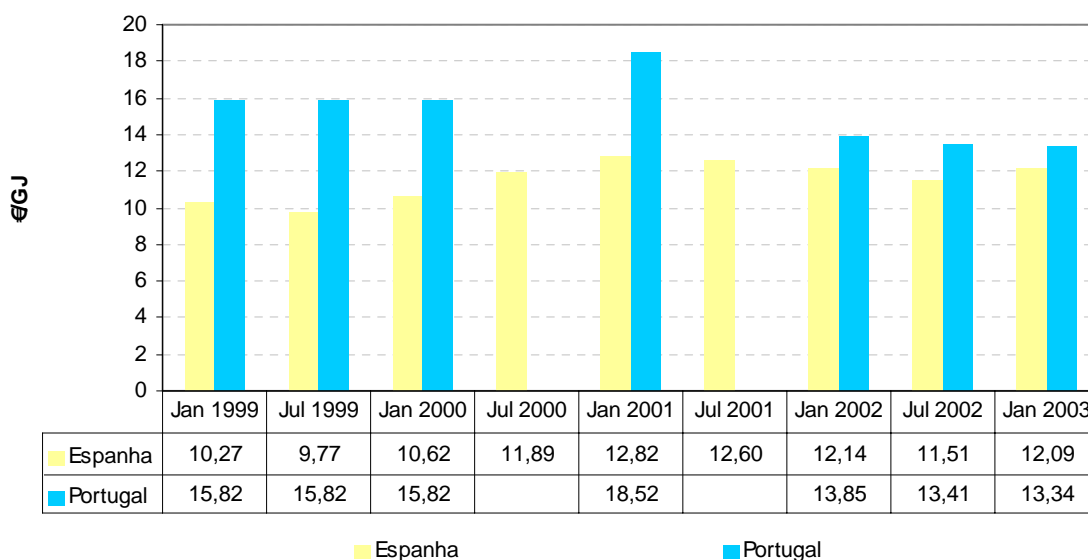
Fonte: Eurostat

**Figura 8-46 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D2 em Portugal e Espanha**



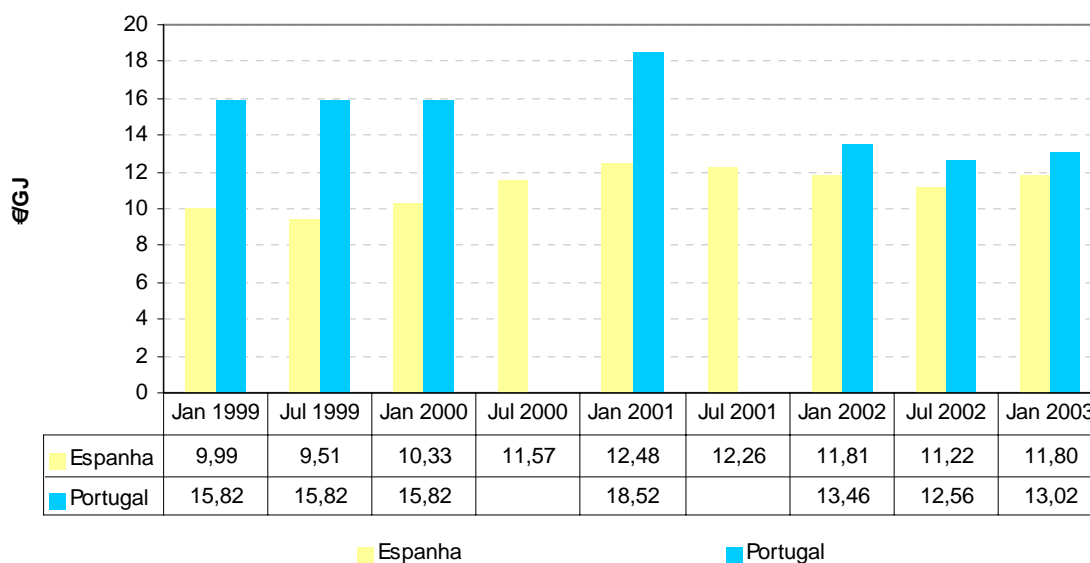
Fonte: Eurostat

**Figura 8-47 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3 em Portugal e Espanha**



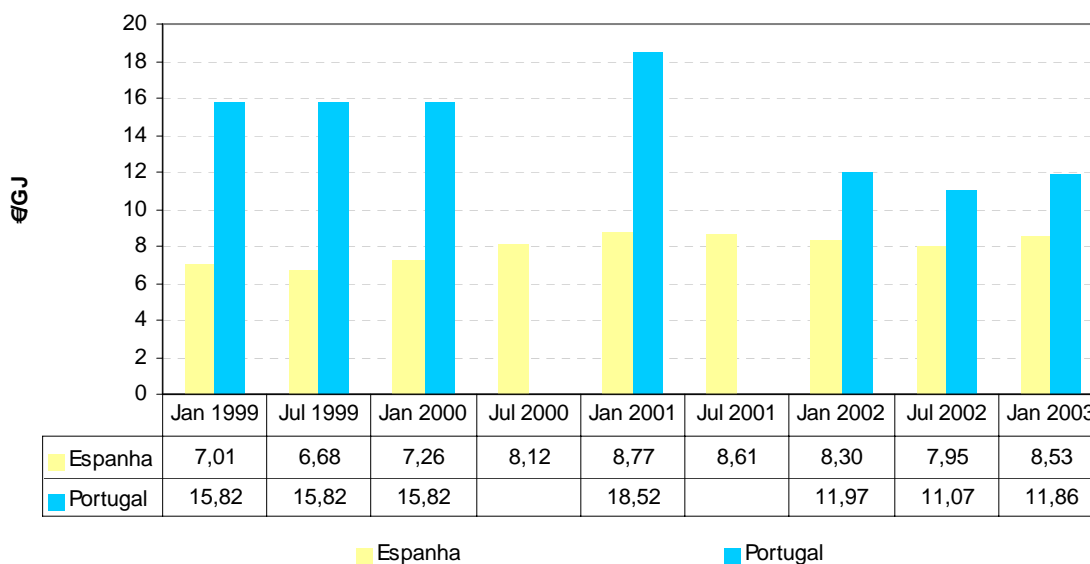
Fonte: Eurostat

**Figura 8-48 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D3-b em Portugal e Espanha**



Fonte: Eurostat

**Figura 8-49 - Evolução dos preços do gás natural para os consumidores domésticos tipo D4 em Portugal e Espanha**



Fonte: Eurostat

**GRANDES CLIENTES**

Neste ponto apresentam-se e comparam-se os preços do gás natural para consumidores-tipo industriais, publicados pelo Eurostat em 1 de Janeiro de 2003.

O Eurostat define sete consumidores-tipo industriais com as características apresentadas no Quadro 8-71.

Da Figura 8-50 à Figura 8-56 apresentam-se os preços médios do gás natural para os consumidores-tipo industriais, em Janeiro de 2003.

A análise à Figura 8-50 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I1, em Janeiro de 2003, está 3,84 cent €/GJ acima do preço praticado no Reino Unido e 5,70 cent €/GJ abaixo do preço praticado na Suécia para o mesmo consumidor-tipo.

A análise à Figura 8-51 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I2, em Janeiro de 2003, está 2,03 cent €/GJ acima do preço praticado em Espanha e 6,21 cent €/GJ abaixo do preço praticado na Suécia para o mesmo consumidor-tipo.

A análise à Figura 8-52 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1, em Janeiro de 2003, está 1,13 cent €/GJ acima do preço praticado em Espanha e 7,34 cent €/GJ abaixo do preço praticado na Suécia para o mesmo consumidor-tipo.

A análise à Figura 8-53 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2, em Janeiro de 2003, está 1,59 cent €/GJ acima do preço praticado na Bélgica e 9,684 cent €/GJ abaixo do preço praticado na Suécia para o mesmo consumidor-tipo.

A análise à Figura 8-54 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1, em Janeiro de 2003, está sempre abaixo do preço praticado nos diversos países analisados.

A análise à Figura 8-55 permite concluir que, em Portugal, o preço médio do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2, em Janeiro de 2003, está sempre abaixo do preço praticado nos diversos países analisados.

Na Figura 8-57 comparam-se os preços médios do gás natural para os consumidores industriais em Portugal e Espanha, em Janeiro de 2003. Para os consumidores-tipo I1, I2 e I3 verificam-se preços mais elevados em Portugal do que em Espanha, enquanto que nos restantes consumidores-tipo se verificou a situação oposta.

Na Figura 8-58 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I1 em Portugal e em Espanha. No período em apreço, o preço médio para os consumidores-tipo I1 sofreu uma redução de 2%, em Portugal, e um aumento de 43%, em Espanha. Em 1999, verificou-se a maior diferença de preço entre os dois países. Nesse ano, o preço médio em Espanha foi cerca de metade do preço praticado em Portugal para o mesmo consumidor-tipo.

Na Figura 8-59 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I2 em Portugal e em Espanha. No período 1999-2003, o preço médio para os consumidores-tipo I2 sofreu uma redução de 23%, em Portugal, e um aumento de 79%, em Espanha. Em 1999, verificou-se a maior diferença de preço entre os dois países. Nesse ano, o preço médio em Espanha foi cerca de três quartos do preço praticado em Portugal para o mesmo consumidor-tipo.

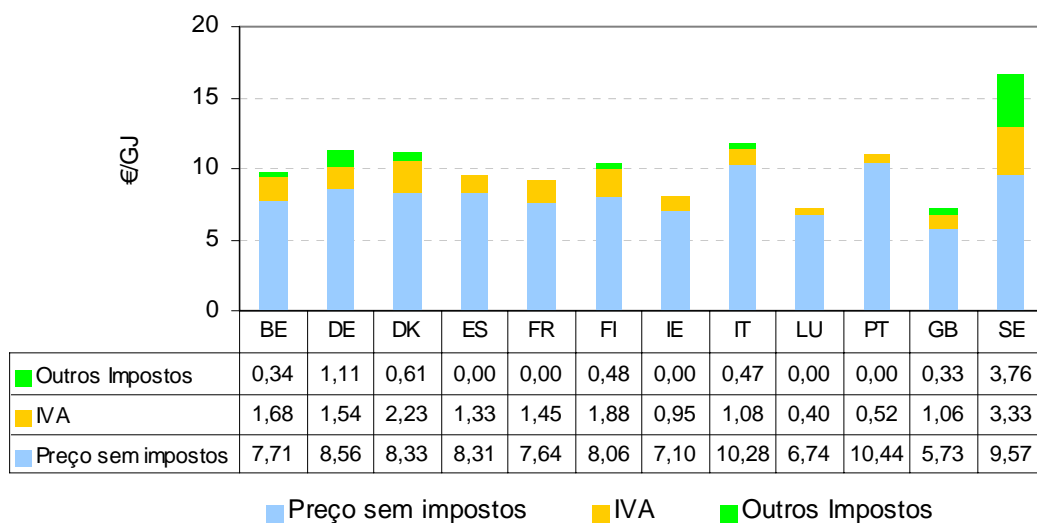
Na Figura 8-60 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1 em Portugal e em Espanha. Este segmento de clientes viu, no período 1999-2003, um acréscimo do preço médio de 37% em Portugal e de 91% em Espanha. A maior diferença de preço entre os dois países verificou-se em 1999. Nesse ano, o preço médio em Espanha foi cerca de metade do preço praticado em Portugal para o mesmo consumidor-tipo.

Na Figura 8-61 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2 em Portugal e em Espanha. No período em apreço, o preço médio para os consumidores-tipo I3-2 sofreu um aumento de 36% em Portugal e de 94% em Espanha. Em 1999, verificou-se a maior diferença de preço entre os dois países. Nesse ano, para o mesmo consumidor-tipo o preço médio em Espanha foi cerca de metade do preço praticado em Portugal.

Na Figura 8-62 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1 em Portugal e em Espanha. No período 1999-2003, o preço médio para os consumidores-tipo I4-1 sofreu uma redução de 13%, em Portugal e um aumento de 90% em Espanha. Em 1999, verificou-se a maior diferença de preço entre os dois países. Nesse ano, o preço médio em Espanha foi cerca de metade do preço praticado em Portugal para o mesmo consumidor-tipo.

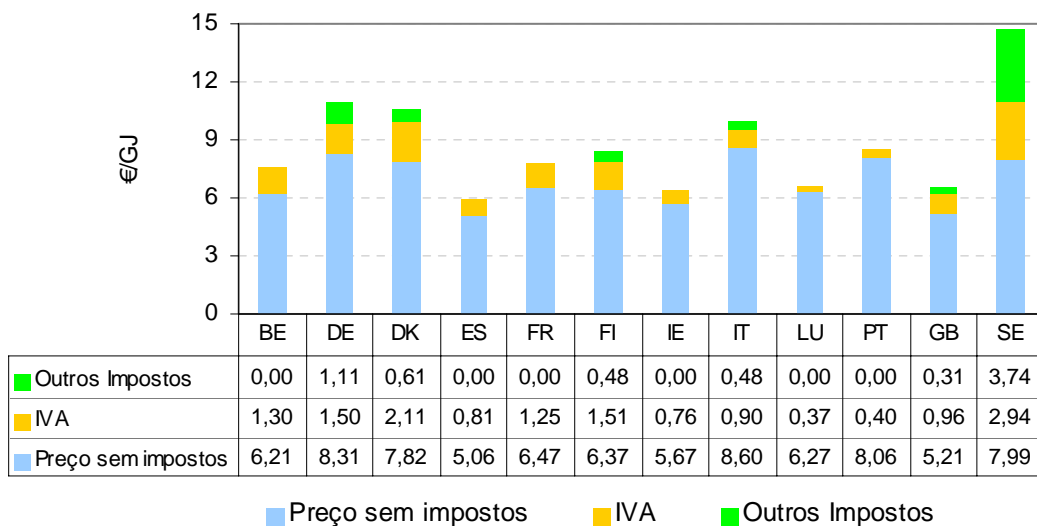
Na Figura 8-63 apresenta-se a evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2 em Portugal e em Espanha. Este segmento de clientes viu, no período 1999-2003, uma redução do preço médio de 16% em Portugal e um aumento de 94% em Espanha. A maior diferença de preço entre os dois países verificou-se em 1999. Nesse ano, o preço médio em Espanha foi cerca de metade do preço praticado em Portugal para o mesmo consumidor-tipo.

**Figura 8-50 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I1 em Janeiro de 2003**



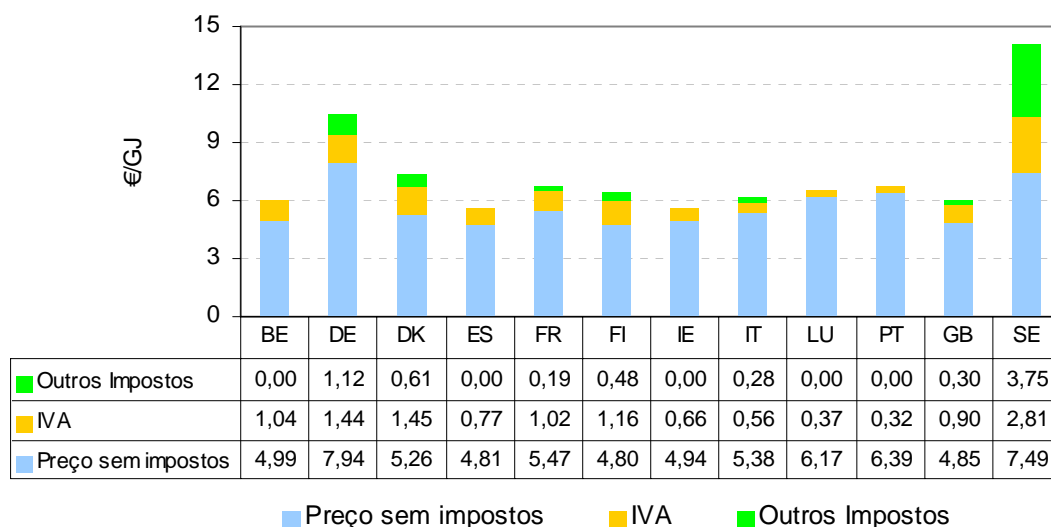
Fonte: Eurostat

**Figura 8-51 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I2, em Janeiro de 2003**



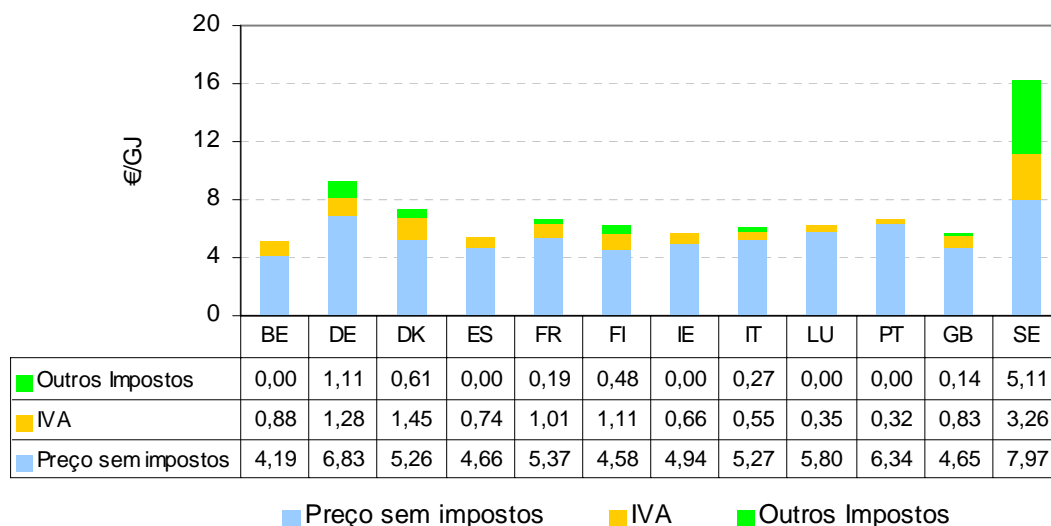
Fonte: Eurostat

**Figura 8-52 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1, em Janeiro de 2003**

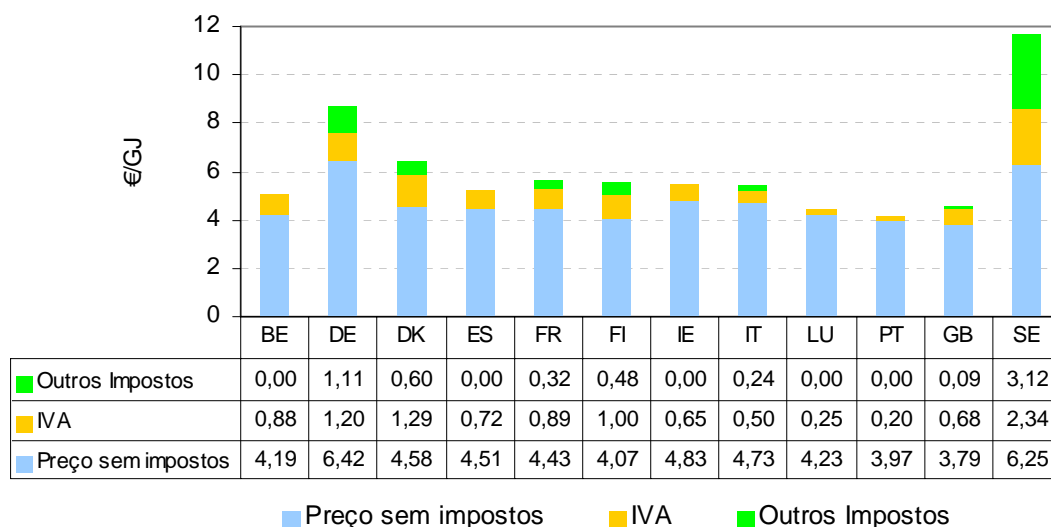


Fonte: Eurostat

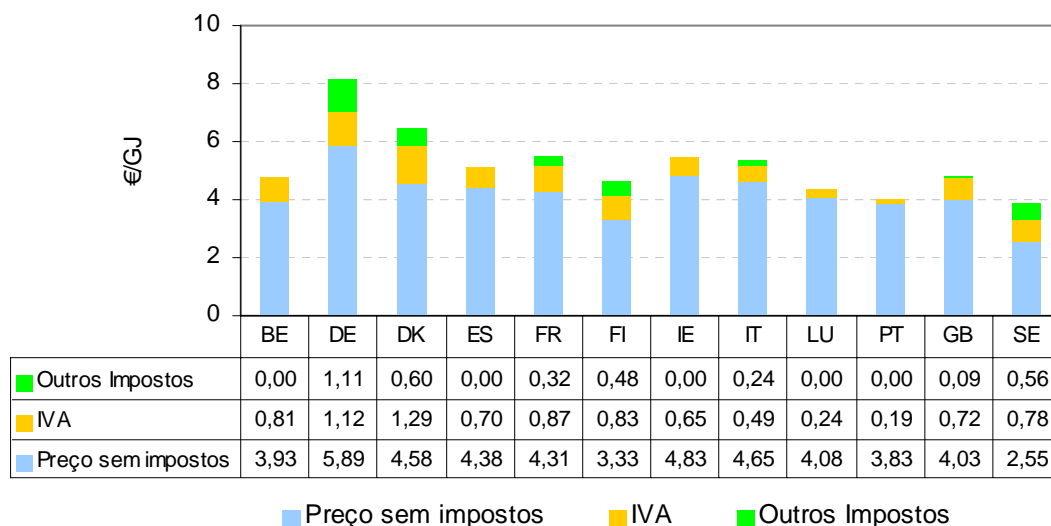
**Figura 8-53 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2, em Janeiro de 2003**



Fonte: Eurostat

**Figura 8-54 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1, em Janeiro de 2003**


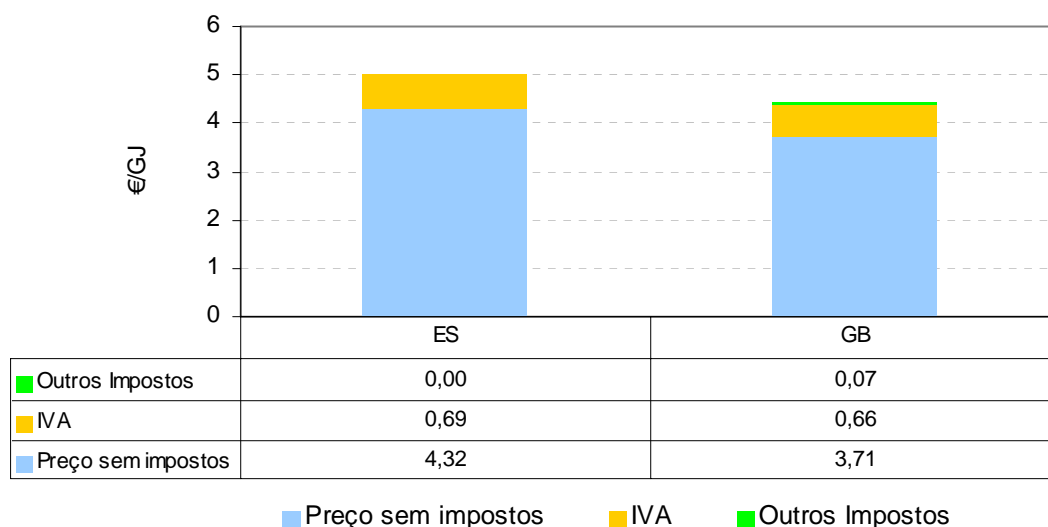
Fonte: Eurostat

**Figura 8-55 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2, em Janeiro de 2003**


Fonte: Eurostat

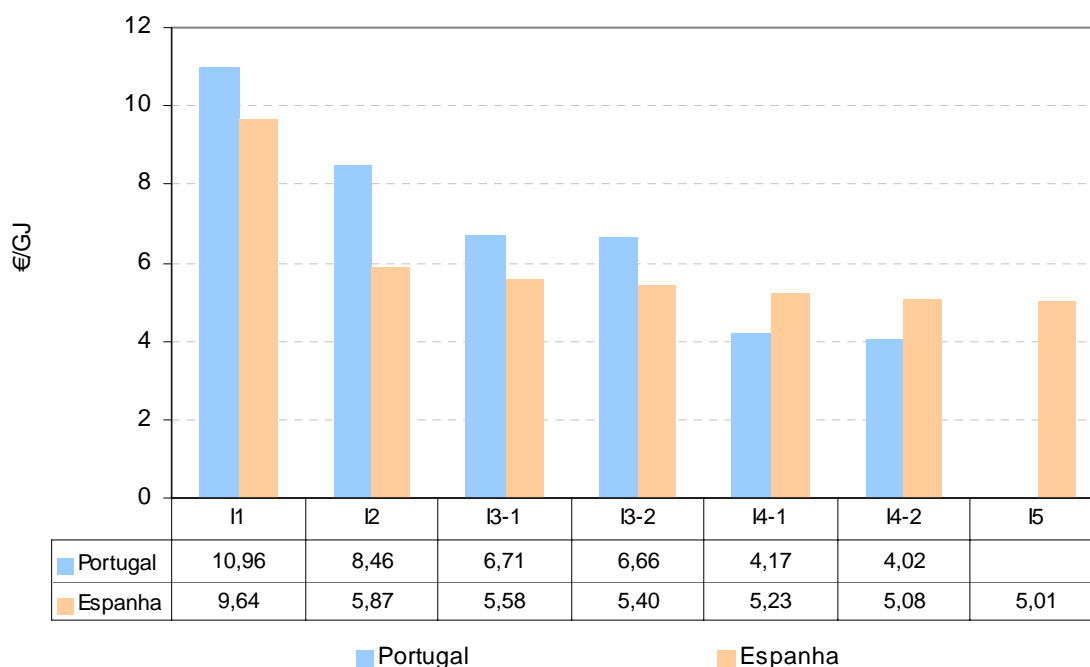


**Figura 8-56 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I5, em Janeiro de 2003**



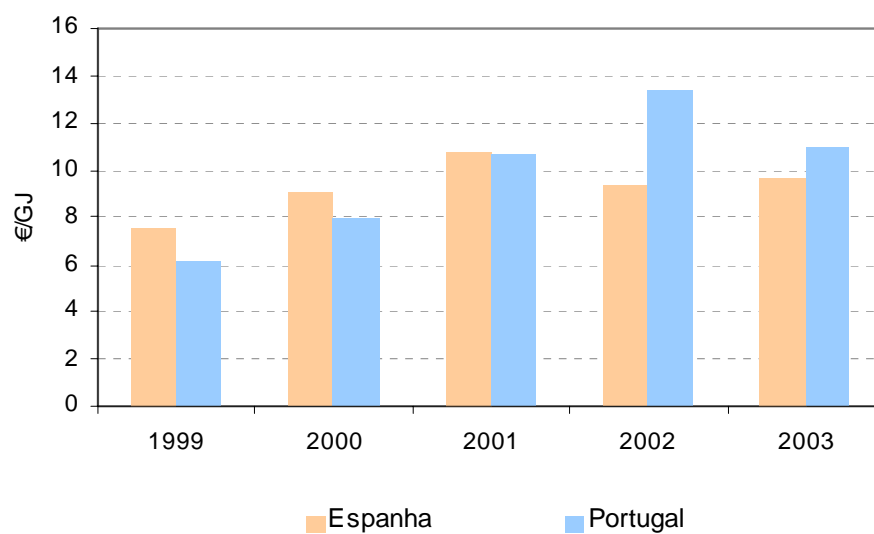
Fonte: Eurostat

**Figura 8-57 - Preços médios do gás natural para os consumidores industriais em Portugal e Espanha em Janeiro de 2003**



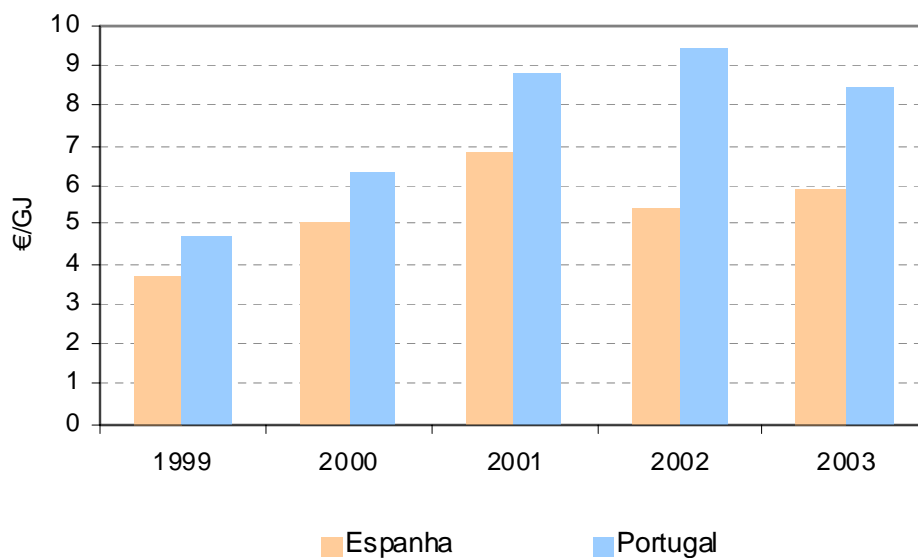
Fonte: Eurostat

**Figura 8-58 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I1 em Portugal e em Espanha**



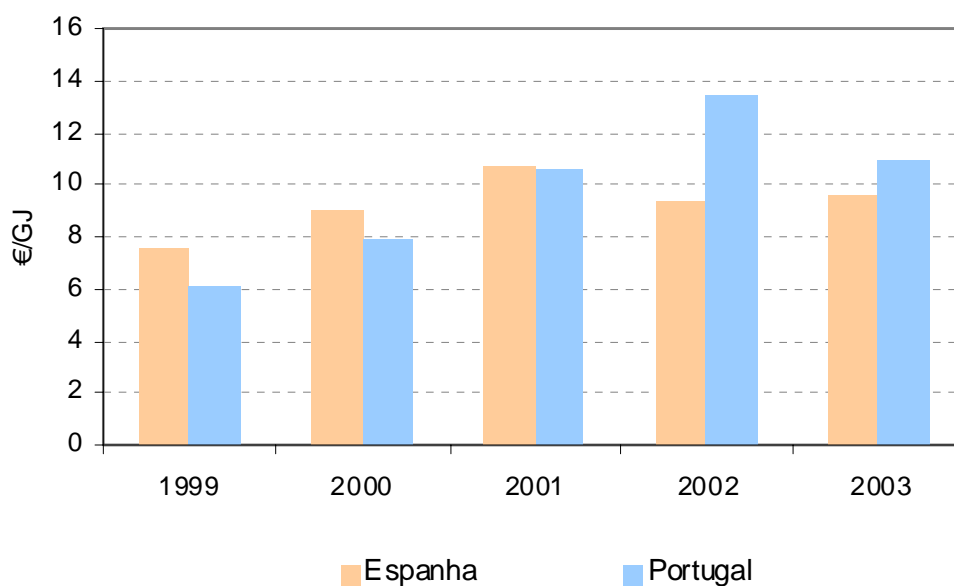
Fonte: Eurostat

**Figura 8-59 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I2 em Portugal e em Espanha**



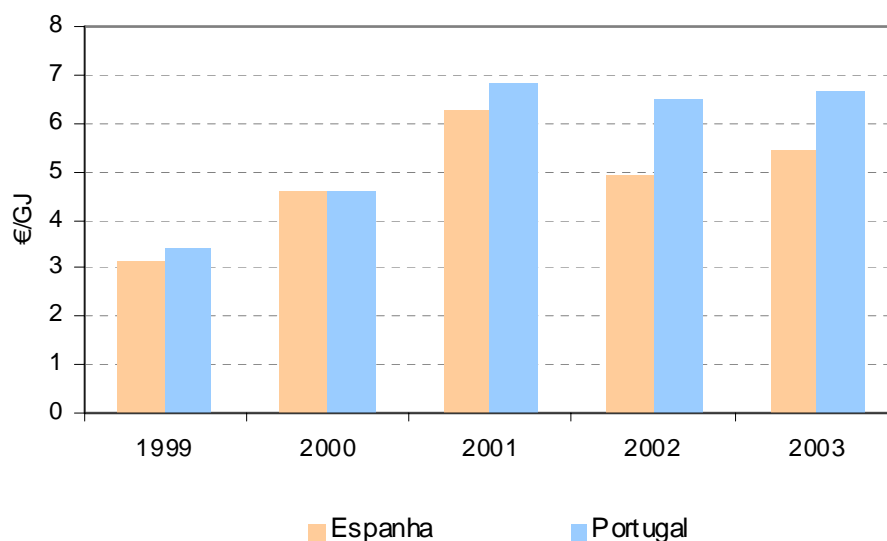
Fonte: Eurostat

**Figura 8-60 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-1 em Portugal e em Espanha**



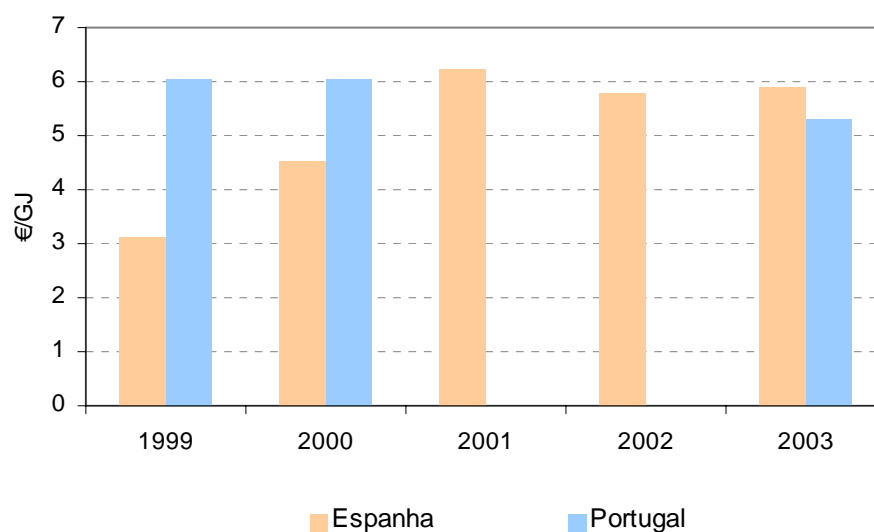
Fonte: Eurostat

**Figura 8-61 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I3-2 em Portugal e em Espanha**



Fonte: Eurostat

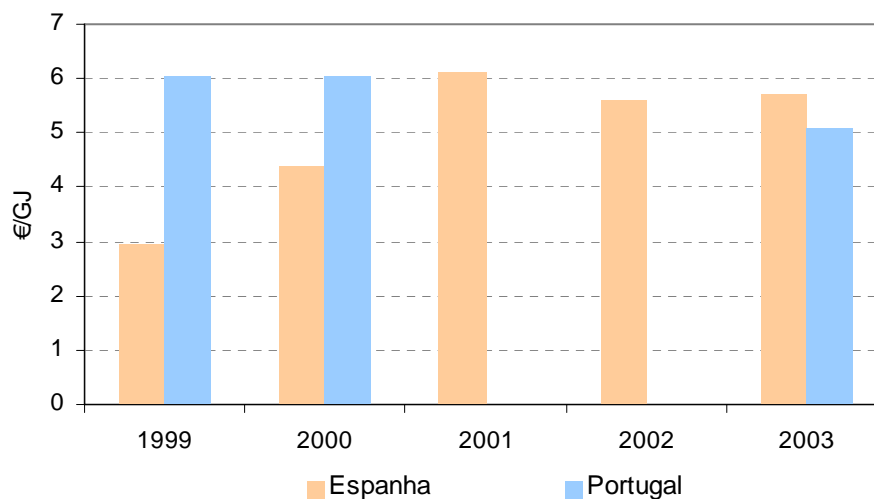
**Figura 8-62 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-1 em Portugal e em Espanha**



Nota: Em 2001 e 2002 o Eurostat não apresentou preços relativos a Portugal.

Fonte: Eurostat

**Figura 8-63 - Evolução dos preços médios do gás natural para os consumidores industriais tipo I4-2 em Portugal e em Espanha**



Nota: Em 2001 e 2002 o Eurostat não apresentou preços relativos a Portugal.

Fonte: Eurostat

### 8.3 DIREITOS DOS CONSUMIDORES

#### SERVIÇO PÚBLICO

A Lei n.º 23/96, de 26 de Julho (Lei dos Serviços Públicos Essenciais) estabeleceu no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais, onde se integra o serviço público de fornecimento de gás. No âmbito mais específico do sector do gás, o Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, já havia anteriormente definido as linhas orientadoras essenciais do serviço público do fornecimento de gás natural, incluindo as actividades relacionadas com a importação, armazenagem, tratamento, transporte e distribuição de gás natural, de gás liquefeito e dos seus gases de substituição. Este diploma foi, entretanto, objecto de revisão por parte do Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, procurando uma convergência com a política comunitária que vinha a ser seguida. Este decreto-lei, no seu preâmbulo, veio prever a necessidade de viabilizar o acesso de novos consumidores ao gás natural, em moldes que permitissem assegurar o fornecimento de um serviço de energia em condições equitativas e homogéneas, referindo que se justifica que a exploração do serviço público pode ocorrer também em regime de licença, além da concessão. O exercício da actividade de distribuição de gás natural através de licença pretende proporcionar o acesso a este serviço de energia em zonas do território nacional não incluídas nas áreas de concessão dos distribuidores regionais, minimizando disparidades regionais com forte impacte negativo nos domínios social, económico e ambiental.

O Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, transpôs para o ordenamento jurídico português a Directiva 98/30/CE, estabelecendo as regras aplicáveis ao exercício das actividades de importação, transporte, distribuição, fornecimento e armazenagem do gás natural, bem como as relativas à organização e funcionamento do sector, ao acesso ao mercado e à exploração das redes, entre outras.

Sob a epígrafe “Regras gerais sobre a organização do sector”, o artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 14/2001 evidencia o princípio da igualdade de tratamento, de oportunidades e de condições, sem discriminação entre as empresas no que respeita a direitos e obrigações, e reitera a possibilidade das mesmas empresas ficarem sujeitas ao cumprimento das obrigações de serviço público relativas à segurança, à regularidade, à qualidade, aos preços dos fornecimentos e à protecção do ambiente. Este diploma refere ainda que as obrigações de serviço público, assim como as contrapartidas que daí resultem, são definidas nos contratos de concessão e títulos de licença.

No Quadro 8-73 apresenta-se um elenco de características de serviço público, enquadráveis nas categorias de obrigações de serviço público previstas na Directiva 98/30/CE e no Decreto-Lei n.º 14/2001, acompanhando-as de referência a outra legislação nacional aplicável ao sector do gás natural.

**Quadro 8-73 - Serviço público no sector do gás natural**

CATEGORIA	OBRIGAÇÃO / DIREITO	ENTIDADE VISADA	REFERÊNCIAS LEGISLATIVAS
SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	O aprovisionamento pressupõe que se assegure a aquisição de gás natural, no estado gasoso ou líquido, e o seu transporte até ao território nacional	Concessionária de importação, transporte e fornecimento através da rede de alta pressão	Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto (Bases de concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão)
	Obrigação de fornecimento às entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural e aos grandes consumidores directos, em conformidade com os respectivos contratos de fornecimento		
	Dever de manter armazenado permanentemente, como reserva estratégica, um volume de gás natural, ou o equivalente em gás natural liquefeito, igual a 20 vezes a média diária de consumos verificados no ano anterior, com a correcção que resultar da existência de consumos interruptíveis e considerando uma capacidade máxima de produção de energia eléctrica a gás de 900 MW		
	O exercício da concessão compreende o fornecimento de gás natural aos consumidores domésticos, comerciais e industriais da área geográfica respectiva	Concessionárias de distribuição regional	Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho
	As infra-estruturas devem ser dimensionadas tendo em conta as condições exigíveis à satisfação dos consumos nas áreas abrangidas pela concessão, com consideração da expansão previsional do mercado do gás		Decreto-Lei n.º 333/91, de 6 de Setembro (aplicável à região de Lisboa - Bases de exploração em regime de serviço público, de redes de distribuição regional de gás natural)
	Distribuição e fornecimento de gás natural através da exploração de redes locais autónomas em zonas do território não abrangidas pelas concessões de distribuição regional	Licenciadas para a distribuição e fornecimento de gás natural	Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro (Anexo I – Regulamento das condições para a atribuição de licenças de distribuição e fornecimento de gás natural através da exploração de redes locais autónomas)

**Serviço público no sector do gás natural (continuação)**

CATEGORIA	OBRIGAÇÃO / DIREITO	ENTIDADE VISADA	REFERÊNCIAS LEGISLATIVAS
REGULARIDADE DO FORNECIMENTO	As actividades concedidas devem ser desempenhadas de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço e adoptar, para o efeito, os melhores meios geralmente utilizados na indústria do gás	Concessionária de importação, transporte e fornecimento através da rede de alta pressão	Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto (Bases de concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão)
	Em caso de mora nos pagamentos pelos consumidores, que se prolongue além de 60 dias, o respectivo fornecimento de gás natural pode ser suspenso até que se encontre pago o débito correspondente	Concessionárias de distribuição regional e licenciadas para a distribuição e fornecimento de gás natural	Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho
	As avarias nas redes devem ser reparadas sem interrupção do fornecimento de gás aos consumidores. Quando sejam necessárias interrupções superiores a 24h ou que afectem mais de 100 consumidores, os consumidores abrangidos devem ser avisados previamente.  Em caso de reparações de emergência sendo necessária a interrupção do fornecimento de gás, os consumidores afectados devem ser avisados de imediato e por forma eficaz		Decreto-Lei n.º 333/91, de 6 de Setembro (aplicável à região de Lisboa - Bases de exploração em regime de serviço público, de redes de distribuição regional de gás natural)  Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro (Anexo I – Regulamento das condições para a atribuição de licenças de distribuição e fornecimento de gás natural através da exploração de redes locais autónomas)
AMBIENTE	A aprovação de cada projecto de construção de qualquer um dos componentes do sistema de abastecimento é precedida da ponderação de todos os interesses que envolver, designadamente os de preservação do ambiente e do ordenamento do território	Concessionárias de distribuição regional  Concessionária de importação, transporte e fornecimento através da rede de alta pressão	Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho (alterado pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho e pelo Decreto-Lei n.º 7/2000, de 3 de Fevereiro)
	Os projectos de construção devem integrar a análise dos impactes ambientais resultantes da construção e exploração da instalação, através da realização do respectivo estudo, devendo este obrigatoriamente mencionar as medidas necessárias para minimizar os impactes negativos evidenciados	Licenciadas para a distribuição e fornecimento de gás natural	

**Serviço público no sector do gás natural (continuação)**

CATEGORIA	OBRIGAÇÃO / DIREITO	ENTIDADE VISADA	REFERÊNCIAS LEGISLATIVAS	
PREÇO DO FORNECIMENTO	Os preços a praticar, definidos no contrato de concessão, tendo em conta as diferenças de tipologia dos fornecimentos, são homologados pelo Ministro da Economia	Concessionária de importação, transporte e fornecimento através da rede de alta pressão	Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto (Bases de concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão)	
	Os preços de venda do gás natural a praticar serão definidos com base numa fórmula do tipo binómio, com um termo fixo, função do tipo de consumidor e das condições de consumo, e um termo variável, proporcional às quantidades de gás natural efectivamente consumidas	Concessionárias de distribuição regional	Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho	Decreto-Lei n.º 333/91, de 6 de Setembro (aplicável à região de Lisboa - Bases de exploração em regime de serviço público, de redes de distribuição regional de gás natural)
	Os preços a praticar entre a concessionária de importação e transporte e as concessionárias da distribuição são aprovados pelo Ministro da Economia			
	Os preços do gás natural fornecido aos industriais são negociados entre as partes e, na falta de acordo, submetidos aos Directores-Gerais da Energia e do Comércio e da Concorrência, com recurso ao Ministro da Economia			
	Os preços do gás natural fornecidos aos consumidores domésticos e comerciais são aprovados pelo Ministro da Tutela.			
O regime de preços a praticar aos consumidores domésticos e pequenos consumidores comerciais ou industriais fica sujeito ao estipulado nas bases de concessão das redes de distribuição regional	Licenciadas para a distribuição e fornecimento de gás natural	Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro (Anexo II – Fórmula de preço, estrutura tarifária, etc.)		



**Serviço público no sector do gás natural (continuação)**

CATEGORIA	OBRIGAÇÃO / DIREITO	ENTIDADE VISADA	REFERÊNCIAS LEGISLATIVAS
QUALIDADE DO FORNECIMENTO	<p>O gás natural deve pertencer à 2.<sup>a</sup> família, grupo H, ser intermutável com a rede europeia e apresentar um índice de Wobbe compreendido entre 48,1 MJ/m<sup>3</sup> e 58,0 MJ/m<sup>3</sup>, calculado nas condições de referência (1013 mb: 0° C), em relação ao poder calorífico superior.</p> <p>O gás natural fornecido deve satisfazer as seguintes condições:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ser não corrosivo</li> <li>- ser odorizado por forma a que o cheiro a gás possa ser detectado para concentrações de gás natural no ar iguais a um quinto do limite inferior de inflamabilidade da mistura gás/ar</li> <li>- conter instantaneamente menos de 15mg de sulfureto hidrogénio por metro cúbico, não ultrapassando este 12 mg/m<sup>3</sup> em 8 dias</li> <li>- conter instantaneamente menos de 150 mg/m<sup>3</sup> de enxofre total</li> <li>- ter um ponto de orvalho relativo à água inferior a – 5° C à pressão máxima de serviço</li> </ul>	<p>Concessionária de importação, transporte e fornecimento através da rede de alta pressão</p> <p>Concessionárias de distribuição regional</p>	<p>Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto (Bases de concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão)</p> <p>Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 183/94, de 1 de Julho</p> <p>Decreto-Lei n.º 333/91, de 6 de Setembro (aplicável à região de Lisboa) (Bases de exploração em regime de serviço público, de redes de distribuição regional de gás natural)</p>
	<p>As concessionárias devem dispor de, pelo menos, um serviço de atendimento permanente para receber informações do seu pessoal técnico e de terceiros, relativas a eventuais anomalias nas tubagens</p>	Concessionárias de distribuição regional	Decreto-Lei n.º 386/94, de 16 de Junho (Regulamento técnico relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição de Gases Combustíveis)
	<p>A concessionária fica obrigada a controlar a qualidade do gás</p>		
<p>As entidades titulares de licença ficam obrigadas, nomeadamente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dispor de meios que assegurem a assistência em situações de emergência relacionadas com a segurança de pessoas e bens</li> <li>- dispor de um serviço de atendimento permanente</li> </ul>	Licenciadas para a distribuição e fornecimento de gás natural	Portaria n.º 5/2002, de 4 de Janeiro (Anexo I – Regulamento das condições para a atribuição de licenças de distribuição e fornecimento de gás natural através da exploração de redes locais autónomas)	

## PREVENÇÃO DE CONFLITOS

A regulação do mercado do gás natural envolve uma componente dedicada ao tratamento de litígios que possam emergir do relacionamento entre os vários intervenientes no sector. Esta tarefa implica frequentemente a criação de regras específicas, visando o equilíbrio dos interesses que possam estar em causa, ou seja, por um lado, o interesse público e, por outro, o dos intervenientes no mercado. O cumprimento de tais regras pelos agentes económicos e a sua fiscalização pelas autoridades competentes devem permitir, pelo menos no plano dos objectivos, a prevenção de eventuais conflitos.

No domínio do relacionamento comercial e contratual, é ao nível da protecção dos direitos e interesses dos consumidores que a lei impõe deveres especiais de informação por parte dos prestadores de serviços públicos essenciais aos seus clientes, designadamente no serviço público de fornecimento de gás (Lei n.º 23/96, de 26 de Julho – lei dos serviços públicos essenciais). A lei prevê penalidades contratuais pela falta de informação ou informação insuficiente, ambígua ou inadequada ao consumidor (Lei n.º 24/96, de 31 de Julho – lei de defesa do consumidor).

O Livro Verde sobre a defesa do consumidor na UE apresentado pela Comissão em Outubro de 2001 (COM (2001) 531) destaca a informação como um aspecto essencial ao relacionamento comercial entre os consumidores e as empresas. A sobrecarga deliberada de informação, o recurso excessivo a cláusulas em letras de dimensão reduzida ou as omissões de informação podem vir a ser encaradas numa perspectiva de prática comercial desleal. O referido Livro Verde menciona ainda alguns aspectos relativamente aos quais a informação pode ter uma influência decisiva, com correspondentes consequências no plano da prevenção de conflitos. A informação é relevante quando se afirma que a confiança dos consumidores pressupõe a clareza e a segurança no conhecimento dos seus direitos ou quando se elevam os benefícios da participação dos consumidores nas próprias decisões dos reguladores, designadamente ao nível da aceitação de tais decisões. A estrutura organizativa da ERSE reflecte esta preocupação, integrando nos seus órgãos consultivos representantes dos vários interesses no sector do gás natural, onde se incluem os dos consumidores.

A DGE e a ERSE encontram-se em posição privilegiada para promover e organizar a divulgação de informação adequada aos consumidores, seja através de eventos subordinados a temas sujeitos a regulação, seja com a publicação de brochuras relativas a aspectos específicos dos sectores regulados ou ainda com a resposta directa a pedidos de informação que lhes são dirigidos pelos interessados, constituindo um importante contributo para a prevenção de conflitos.

A informação desempenha ainda um papel relevante na actividade administrativa desenvolvida por estas entidades, com consequências ao nível da prevenção de conflitos, ainda que indirectamente. Neste sentido, a DGE e a ERSE recebem da lei o direito de exigir informação junto dos operadores do sector, no âmbito das suas funções, permitindo a adopção de medidas regulamentares ou outras mais adequadas a cada sector. Por sua vez, ainda ao abrigo da sua natureza administrativa, a DGE e a ERSE

são igualmente incumbidas do dever de informar, facultando o acesso a documentos administrativos produzidos ou disponibilizando informação sobre os procedimentos em curso aos directamente interessados.

### **RESOLUÇÃO DE CONFLITOS**

Para a regulação de litígios importa igualmente a utilização de instrumentos permitindo a sua resolução célere e facilmente acessíveis às partes envolvidas em eventuais conflitos.

No quadro comunitário e a nível nacional registam-se já diversas iniciativas de incentivo e de implementação de mecanismos de resolução alternativa de conflitos, ou seja, de natureza extrajudicial. É na área dos chamados conflitos de consumo que a Comissão Europeia tem concentrado particular atenção, promovendo a criação de uma Rede Europeia Extrajudicial (EEJ-net) e procedendo à publicação de recomendações, no âmbito das quais prevê um conjunto de princípios aplicáveis aos organismos responsáveis pela resolução extrajudicial de litígios de consumo, cujos procedimentos utilizados propõem ou impõem uma solução ao caso concreto ou consistem na simples tentativa de aproximar as partes para as convencer a encontrar uma solução de comum acordo. O ordenamento jurídico nacional tem reflectido este tipo de orientações, com incidência na resolução de conflitos de consumo e de outra natureza.

Os sectores da electricidade e do gás natural não fogem a esta tendência e também a ERSE viu consagrada a possibilidade de fazer uso de mecanismos na resolução extrajudicial de conflitos - mediação e conciliação - relativamente aos litígios de natureza comercial e contratual emergentes do relacionamento entre as entidades concessionárias e as licenciadas, e entre estas e os consumidores.

No domínio da resolução de conflitos, a ERSE tem a incumbência de fomentar a arbitragem voluntária. Trata-se de um mecanismo de resolução extrajudicial de litígios, que encontramos entre as cláusulas do contrato de concessão com a Transgás e os celebrados com os distribuidores regionais. Embora não exista qualquer enumeração exaustiva dos procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, os mais frequentemente utilizados são a mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária.

A mediação é um meio através do qual a ERSE pode recomendar a resolução de um conflito. Na conciliação a ERSE intervém sugerindo às partes que encontrem uma solução e propondo plataformas de entendimento comum.

O recurso à mediação de conflitos não inibe nem impede o recurso a outras instâncias, pelo que não se suspendem nem interrompem quaisquer prazos que se encontrem estabelecidos para o efeito.

São procedimentos com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes, na medida em que a resolução do caso concreto não pode ser imposta pela ERSE. A arbitragem voluntária consiste na submissão de um litígio à decisão de árbitro(s), a qual pressupõe a adesão prévia das partes

através da celebração de uma convenção de arbitragem. A decisão proferida ao abrigo de um processo arbitral recebe valor idêntico ao da sentença dos tribunais judiciais de 1.<sup>a</sup> instância.

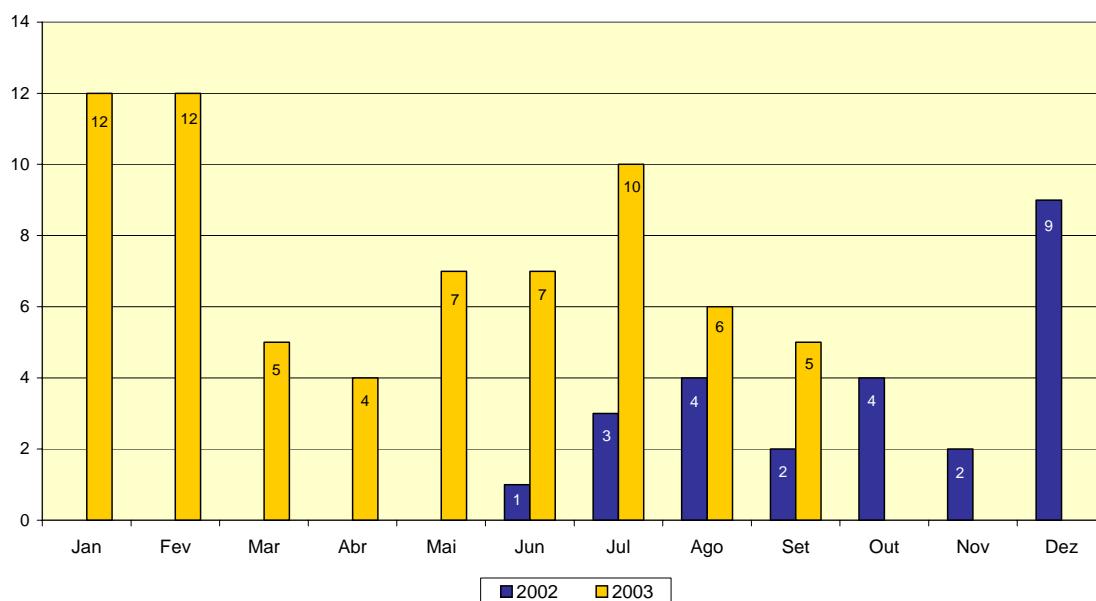
A resolução extrajudicial de conflitos importa encargos muito reduzidos para as partes litigantes. O recurso à mediação é normalmente gratuito, enquanto que a conciliação e a arbitragem importam habitualmente uma comparticipação monetária dos intervenientes, sempre de valor diminuto e em regra proporcional ao valor objecto do litígio.

Já em 2001, com o propósito de manter e incrementar a sua actividade na área da resolução de conflitos, a ERSE aprovou o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos e requereu junto do Instituto do Consumidor o respectivo registo enquanto entidade que intervém também na resolução extrajudicial de conflitos de consumo. Este registo veio permitir a inscrição da ERSE na já referida EEJ-net. Através do Despacho n.º 22 674-A/2002, de 22 de Outubro, a ERSE aprovou novo Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos passando a compreender as regras aplicáveis à resolução de conflitos no sector do gás natural.

Considerando a intervenção da ERSE em matéria de resolução de conflitos de natureza comercial e contratual, em especial através do mecanismo da mediação, importa registar, e apenas neste âmbito de actuação, o número de reclamações relativas ao sector do gás natural, recebidas e tratadas até ao momento pela ERSE, conforme se apresenta na Figura 8-64.

As competências da ERSE sobre o sector do gás natural, tornaram-se efectivas com a constituição da respectiva secção no Conselho Consultivo, com a nomeação dos membros representantes dos interesses deste sector, o que ocorreu em Agosto de 2002. Todavia, a ERSE começou a receber reclamações sobre o sector em Junho do mesmo ano, ainda que a instrução do procedimento de mediação sobre as situações reclamadas que o motivaram tenham sido iniciadas apenas a partir de Agosto de 2002. A Figura 8-64 integra ainda o número de reclamações recebidas na ERSE até 30 de Junho de 2003.

Figura 8-64 - Reclamações recebidas na ERSE

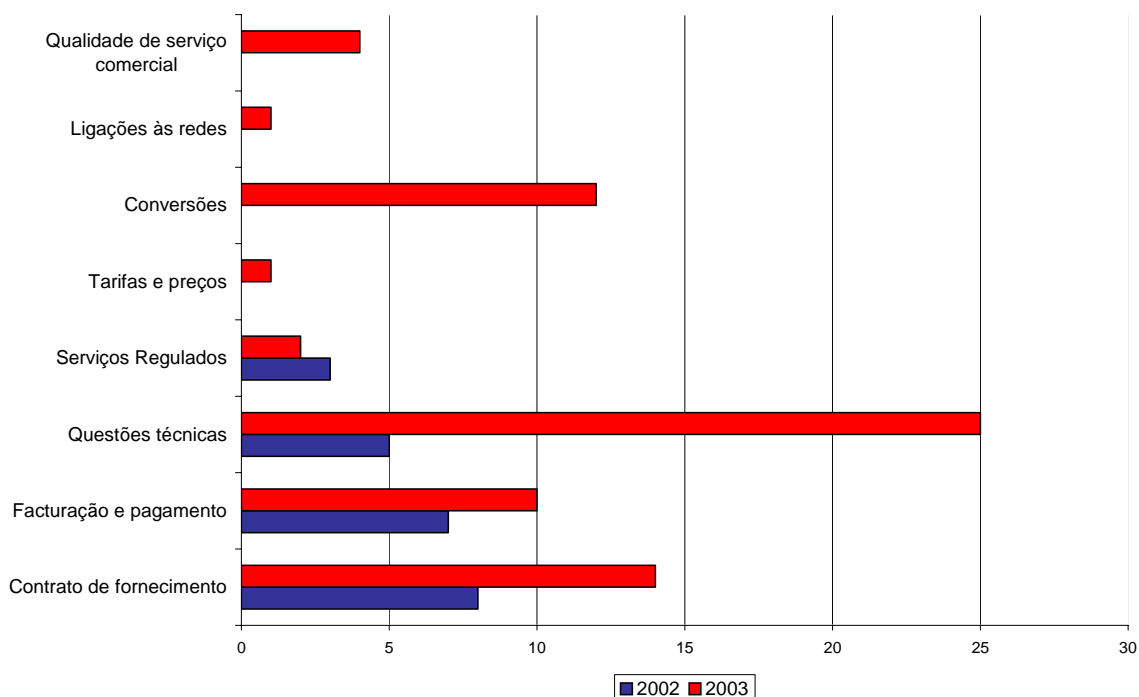


Desde que iniciou as suas funções relativas ao sector do gás natural, a ERSE já iniciou 93 processos no domínio da resolução extrajudicial de conflitos, designadamente através do procedimento da mediação. O ano de 2003 regista já um aumento significativo do número de reclamações comparativamente ao ano transacto.

A intervenção da ERSE relativamente ao sector do gás natural tem sido principalmente solicitada para resolução de litígios entre consumidores domésticos e os distribuidores de gás natural, particularmente na zona de Lisboa.

A Figura 8-65 apresenta a tipificação dos assuntos que mais motivaram a intervenção da ERSE ao nível da resolução de conflitos, em 2002 e 2003.

Figura 8-65 - Tipificação de reclamações



O maior número de reclamações recebidas na ERSE é relativo ao assunto que denominado Questões Técnicas, que integra as matérias referentes à instalação, manutenção e segurança das instalações de gás natural. Um número significativo destas reclamações são posteriormente redireccionadas para a Direcção Geral de Energia, organismo com competência para a fiscalização destes assuntos. Não obstante, a ERSE cumpre o seu dever de informação sobre o regime legal aplicável, junto do reclamante, dando conhecimento da reclamação à entidade reclamada sempre que tal se imponha no caso concreto. O segundo tema mais reclamado diz respeito aos contratos de fornecimento celebrados entre os distribuidores e os clientes, onde se incluem matérias referentes à obrigação de fornecimento, à celebração do contrato, cláusulas abusivas, entre outras.

Outro assunto que também merece destaque, tendo suscitado a abertura de diversos processos de mediação pela ERSE, é relativo ao tema Conversão das instalações de gás natural, no concelho de Lisboa.

A proveniência das reclamações apresentadas na ERSE é diversa e divide-se pelos organismos e organizações vocacionadas para a protecção dos consumidores, pelas entidades com responsabilidades no sector do gás natural, bem como pelos consumidores individualmente considerados.

**ANEXOS**





## I. REGULAMENTAÇÃO

### A. TÉCNICA

- Regulamento técnico relativo à instalação, exploração e ensaio dos postos de redução de pressão a instalar nos gasodutos de transporte e nas redes de distribuição de gases combustíveis

Portaria n.º 376/94, de 14 de Junho, que regulamenta os redutores de 1.ª classe, de 2.ª classe e de 3.ª classe, o circuito principal de gás dos postos de redução de pressão, a aparelhagem para limitação da pressão, os aquecedores de gás e por fim a normalização e certificação.

- Regulamento técnico relativo ao projecto, construção, exploração e manutenção de redes de distribuição de gases combustíveis

Portaria n.º 386/94, de 16 de Junho, com alterações introduzidas pela Portaria n.º 690/2001, de 10 de Julho, que estabelece as regras para a tubagem de aço, a tubagem de polietileno, a colocação em obra, os ensaios em obra, a exploração e manutenção das redes e a normalização e certificação.

- Regulamento técnico relativo ao projecto, construção, exploração e manutenção de gasodutos de transporte de gases combustíveis

Portaria n.º 390/94, de 17 de Junho, que define as regras para o fabrico dos tubos, as curvas, uniões e outros acessórios, a colocação em obra, os ensaios em obra, a entrada em serviço, inspecção e manutenção dos gasodutos e por fim a normalização e certificação.

- Regulamento técnico relativo ao projecto, construção, exploração e manutenção das instalações de gás combustível canalizado em edifícios

Portaria n.º 361/98, de 26 de Junho, com alterações introduzidas pela Portaria n.º 690/2001, de 10 de Julho, que regulamenta as tubagens e acessórios, a concepção das instalações, a colocação em obra, as instalações alimentadas com gases mais densos que o ar, a entrada em funcionamento das instalações e a normalização e certificação.

- Regulamento da armazenagem subterrânea de gás natural em formações salinas naturais

Portaria n.º 1025/98, de 12 de Dezembro, que estabelece as regras para os trabalhos de pesquisa, o projecto, a construção e a exploração de cavidades em formações salinas para armazenagem subterrânea, a segurança destas, as inspecções periódicas e a normalização e certificação.

- Regulamento de segurança das instalações de armazenagem de gás natural liquefeito em reservatórios criogénicos sob pressão, designadas por unidades autónomas de gás natural liquefeito (UAGNL)

Portaria n.º 568/2000, de 7 de Agosto, que regulamenta o projecto, construção e exploração, as regras de instalação e a manutenção das UAGNL.

- Regulamento de segurança relativo ao projecto, construção, exploração e manutenção de postos de enchimento de gás natural

Portaria n.º 1270/2001, de 8 de Novembro, que regulamenta nomeadamente a localização e disposição dos equipamentos e as regras de construção e exploração.

## **B. OUTRA REGULAMENTAÇÃO**

- Procedimentos relativos às inspecções e à manutenção das redes e ramais de distribuição e instalações de gás e o Estatuto das entidades inspectoras das redes e ramais de distribuição e instalações de gás

Portaria n.º 362/2000, de 20 de Junho, que define nomeadamente a competência e realização dos vários tipos de inspecções, bem como a manutenção e reparação das instalações de gás, as atribuições das entidades inspectoras, o seu reconhecimento e deveres e por fim o seguro de responsabilidade civil e o certificado de inspecção.

- Taxas de inspecção

Portaria n.º 625/2000, de 22 de Agosto, que estabelece os montantes máximos das taxas a cobrar pelas entidades inspectoras de redes e ramais de distribuição e instalações de gás.

- Execução dos terminais de recepção, armazenagem e tratamento de gás natural

Portaria n.º 670/2001, de 11 de Julho, que define as disposições para a execução dos terminais, nomeadamente as respeitantes ao projecto, construção, exploração e manutenção dos componentes dos sistemas.

## II. LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA COM INCIDÊNCIA NO SECTOR DO GÁS NATURAL

### A. TRATADO QUE INSTITUI A COMUNIDADE EUROPEIA

#### 1. SECTOR ENERGÉTICO

- Artigo 3.º, alínea u)

Enuncia as várias acções a desenvolver pela Comunidade de modo a prosseguir os fins constantes do artigo imediatamente anterior, nomeadamente as medidas a tomar "...nos domínios da energia...".

#### 2. POLÍTICAS DA COMUNIDADE

##### REDES TRANSEUROPEIAS

- Artigo 154.º, n.º 1

Refere-se à contribuição da Comunidade na criação e no desenvolvimento das redes transeuropeias, entre outros, no sector das infra-estruturas da energia.

##### AMBIENTE

- Artigo 175.º, n.º 2

Prevê a possibilidade de adopção, pelo Conselho, de medidas que "...afectem consideravelmente a escolha de um Estado-Membro entre diferentes fontes de energia e a estrutura geral do seu aprovisionamento energético".

### B. ACTOS DERIVADOS

#### 1. AMBIENTE

- Resolução do Conselho, de 3 de Março de 1975, sobre a energia e o ambiente.

## 2. AUXÍLIOS DE ESTADO

- Commission Decision 81/717/EEC of 23 July 1981 on a proposal by the Netherlands Government to grant aid for investment in the petrochemical industry.

## 3. CARTA EUROPEIA DA ENERGIA

- Decisão n.º 2001/595/CE do Conselho de 13 de Julho de 2001 relativa à conclusão pela Comunidade Europeia da alteração às disposições relacionadas com o comércio do Tratado da Carta da Energia.
- Decisão n.º 1999/37/CE do Conselho de 26 de Novembro de 1998 sobre a posição a adoptar pela Comunidade Europeia quanto às regras referentes ao processo de conciliação em diferendos em matéria de trânsito a adoptar pela Conferência da Carta da Energia.
- Decisão n.º 98/181/CE do Conselho e da Comissão de 23 de Setembro de 1997 relativa à conclusão pelas Comunidades europeias do Tratado da Carta da Energia e do Protocolo da Carta da Energia relativo à eficiência energética e aos aspectos ambientais associados.

## 4. CONSUMIDORES

- Directiva 2001/95/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 3 de Dezembro de 2001 relativa à segurança geral dos produtos.

## 5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ECONOMIA DE ENERGIA

- Resolução do Conselho de 7 de Dezembro de 1998 sobre eficiência energética na Comunidade Europeia.
- Resolução do Conselho, de 15 de Janeiro de 1985, relativa ao melhoramento dos programas de economia de energia dos Estados-Membros.
- Recomendação n.º 82/604/CEE do Conselho, de 28 de Julho de 1982, relativa ao incentivo aos investimentos no domínio da utilização racional da energia.
- Resolução do Conselho, de 9 de Junho de 1980, relativa às novas linhas de acção da Comunidade em matéria de economia de energia.
- Resolução do Conselho, de 17 de Dezembro de 1974, relativa ao programa de acção comunitário no domínio da utilização racional de energia.

## 6. MERCADO INTERNO

- Decisão n.º 2003/796/CE da Comissão de 11 de Novembro de 2003 que estabelece o grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás.
- Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva 98/30/CE.
- Decisão n.º 2001/546/CE da Comissão de 11 de Julho de 2001 que cria um comité consultivo intitulado «Fórum Europeu da Energia e dos Transportes ».
- Directiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de Junho de 1998 relativa a regras comuns para o mercado do gás natural.
- Resolução do Conselho de 8 de Julho de 1996 relativa ao «Livro Branco» «Para uma política energética da União Europeia».
- Resolução do Comité Consultivo CECA relativa ao Livro Branco «Uma Política energética para a União Europeia».
- Resolução do Conselho de 23 de Novembro de 1995 relativa ao Livro Verde «Para uma política energética da União Europeia».
- Communication 89-334 de La Commission au Conseil Vers L'achevemen du Marche Interieur du Gaz Naturel.
- Resolução do Conselho de 16 de Setembro de 1986 relativa a novos objectivos comunitários de política energética para 1995 e à convergência das políticas dos Estados- membros.
- Resolução do Comité Consultivo da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço Relativa ao «Livro Verde» para uma política energética da União Europeia (adoptada por unanimidade, menos duas abstenções, na 320ª sessão, de 28 de Junho de 1995).
- Resolution of the ECSC Consultative Committee on the Commission's review of Member States' energy policies (adopted unanimously at the 242nd session of 17 May 1984).
- Resolução do Conselho, de 13 de Fevereiro de 1975, relativa aos meios a pôr em prática para atingir os objectivos da política energética comunitária, aprovados pelo Conselho em 17 de Dezembro de 1974.
- Resolução do Conselho, de 17 de Dezembro de 1974, relativa aos objectivos para 1985 da política energética comunitária.
- Resolução do Conselho, de 17 de Setembro de 1974, relativa a uma nova estratégia energética para a Comunidade.

- Protocole d'accord relatif aux problèmes énergétiques intervenu entre les gouvernements des États membres des Communautés européennes, à l'occasion de la 94e session du Conseil spécial de ministres de la Communauté européenne du charbon et de l'acier tenue le 21 avril 1964 à Luxembourg.

## 7. PESQUISA, PROSPECÇÃO E EXPLORAÇÃO

- Directiva 94/22/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de Maio de 1994, relativa às condições de concessão e de utilização das autorizações de prospecção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos.
- Directiva 69/82/CEE do Conselho, de 13 de Março de 1969, relativa à realização da liberdade de estabelecimento e da livre prestação de serviços nas actividades não assalariadas no domínio da pesquisa (prospecção e perfuração) de petróleo e de gás natural.

## 8. PROJECTOS DE INVESTIMENTO DE INTERESSE COMUNITÁRIO

- Regulamento (CE) n.º 2386/96 da Comissão de 16 de Dezembro de 1996 que aplica o Regulamento (CE) n.º 736/96 do Conselho, relativo à comunicação à Comissão dos projectos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da electricidade.
- Regulamento (CE) n.º 736/96 do Conselho, de 22 de Abril de 1996, relativo à comunicação à Comissão dos projectos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da electricidade.
- Council Regulation (EEC) n.º 1890/84 of 26 June 1984 introducing special measures of Community interest relating to energy strategy.
- Council Regulation (EEC) n.º 625/83 of 15 March 1983 establishing specific measures of Community interest relating to energy strategy.
- Regulamento (CEE) n.º 3025/77 da Comissão, de 23 de Dezembro de 1977, que dá aplicação ao Regulamento (CEE) n.º 1056/72 relativo à comunicação à Comissão dos projectos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da electricidade.
- Regulamento (CEE) n.º 1215/76 do Conselho, de 4 de Maio de 1976, que modifica o Regulamento (CEE) n.º 1056/72 relativo à comunicação à Comissão dos projectos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da electricidade.
- Regulamento (CEE) n.º 2677/75 da Comissão, de 6 de Outubro de 1975, que dá aplicação ao Regulamento (CEE) n.º 3254/74 do Conselho, de 17 de Dezembro de 1974, que aplica o Regulamento (CEE) n.º 1055/72, relativo à comunicação à Comissão das importações de

hidrocarbonetos, aos produtos petrolíferos das subposições 27.10 A, B, C I e C II da pauta aduaneira comum.

- Regulamento (CEE) n.º 1056/72 do Conselho, de 18 de Maio de 1972, relativo à comunicação à Comissão dos projectos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da electricidade.

## 9. PREÇOS

- Directiva 90/653/CEE do Conselho, de 4 de Dezembro de 1990, que prevê adaptações para a aplicação na Alemanha de determinadas directivas comunitárias relativas ao registo estatístico dos transportes de mercadorias e ao registo estatístico dos preços do gás e da electricidade.
- Directiva n.º 90/377/CEE do Conselho de 29 de Junho de 1990 que estabelece um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e electricidade.
- Recomendação n.º 83/320/CEE do Conselho, de 21 de Abril de 1983, relativa aos modos de formação dos preços e tarifas para o gás natural na Comunidade.

## 10. REDES TRANSEUROPEIAS

- Decisão n.º 2000/761/CE DA Comissão de 16 de Novembro de 2000 que define as precisões de projectos de interesse comum identificados no sector das redes transeuropeias de energia pela Decisão n.º 1254/96/CE do Parlamento Europeu e do Conselho.
- Recomendação n.º 1999/28/CE da Comissão de 14 de Dezembro de 1998 relativa à melhoria dos procedimentos de autorização das redes transeuropeias de energia.
- Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho "A Dimensão Externa Das Redes Transeuropeias de Energia" - COM (97) 125.
- Decisão n.º 1254/96/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de Junho de 1996 que estabelece um conjunto de orientações respeitantes às redes transeuropeias no sector da energia.
- Decisão n.º 96/391/CE do Conselho de 28 de Março de 1996 que determina um conjunto de acções destinadas a criar um contexto mais favorável ao desenvolvimento das redes transeuropeias no sector da energia.

## 11. TRÂNSITO NAS GRANDES REDES

- Decisão de 11 de Outubro de 2000 relativa à renovação do mandato e à designação de novos membros do comité de peritos para o trânsito de gás natural nas grandes redes, instituído nos termos da Decisão 95/539/CE da Comissão.
- Decisão de 19 de Julho de 1999 relativa à nomeação de membros do Comité de Peritos para o Trânsito de Gás Natural nas Grandes Redes, criado pela Decisão 95/539/CE da Comissão.
- Decisão n.º 95/539/CE da Comissão, de 8 de Dezembro de 1995, que cria um comité de peritos para o trânsito de gás natural nas grandes redes.
- Directiva 95/49/CE da Comissão, de 26 de Setembro de 1995, que actualiza a lista de entidades abrangidas pela Directiva 91/296/CEE, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes.
- Directiva 94/49/CE DA COMISSÃO de 11 de Novembro de 1994 que actualiza a lista de entidades abrangidas pela Directiva 91/296/CEE, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes.
- Directiva 91/296/CEE do Conselho, de 31 de Maio de 1991, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes.

## 12. TRIBUTAÇÃO

- Directiva 2003/96/CE do Conselho de 27 de Outubro de 2003 que reestrutura o quadro comunitário de tributação dos produtos energéticos e da electricidade.
- Directiva 2003/92/CE do Conselho de 7 de Outubro de 2003 que altera a Directiva 77/388/CEE no que respeita às regras relativas ao lugar de fornecimento do gás e da electricidade.
- Decisão n.º 2003/633/CE da Comissão de 27 de Agosto de 2003 relativa a um pedido de Portugal para aplicar uma taxa reduzida do IVA ao fornecimento de gás natural.
- Decisão n.º 1999/200/CE da Comissão de 26 de Fevereiro de 1999 relativa ao pedido da República Helénica de aplicar uma taxa reduzida do IVA ao fornecimento de gás natural e electricidade em conformidade com o n.º 3, alínea b) do artigo 12.º da Directiva 77/388/CEE do Conselho.

## 13. UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL

- Resolução do Conselho de 18 de Dezembro de 1997 sobre uma estratégia comunitária para promover a produção combinada de calor e electricidade.
- Directiva 91/148/CEE do Conselho de 18 de Março de 1991 que revoga a Directiva 75/404/CEE relativa à limitação da utilização de gás natural nas centrais eléctricas.



- Recomendação n.º 77/714/CEE do Conselho, de 25 de Outubro de 1977, relativa à criação de órgãos ou comités consultivos nos Estados-Membros com vista à promoção da produção combinada de calor e electricidade e da valorização do calor residual.
- Council Directive 75/404/EEC of 13 February 1975 on the restriction of the use of natural gas in power stations.



### III. LEGISLAÇÃO NACIONAL RELATIVA AO GÁS NATURAL

#### A. CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA PORTUGUESA

**Artigo 81.º (Incumbências prioritárias do Estado), alínea I)-** "Adoptar uma política nacional de energia, com preservação dos recursos naturais e do equilíbrio ecológico, promovendo, neste domínio, a cooperação internacional....".

##### 1. AMBIENTE

- **Decreto-Lei n.º 119/2002 de 20 de Abril-** Assegura o cumprimento, na ordem jurídica interna, das obrigações decorrentes para o Estado Português do Regulamento (CE) n.º 2037/2000, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de Junho, relativo às substâncias que empobrecem a camada de ozono.
- **Decreto-Lei n.º 7/2002 de 25 de Março-** Aprova o Protocolo de Quioto à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, assinado em Nova Iorque em 29 de Abril de 1998.
- **Decreto-Lei n.º 13/2002 de 28 de Janeiro-** Transpõe para o direito interno a Directiva n.º 1999/96/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Dezembro.– Aprova o Regulamento respeitante ao nível das Emissões Poluentes Provenientes dos Motores Alimentados a Diesel, Gás Natural Comprimido ou Gás de Petróleo Liquefeito Utilizados em Automóveis.

##### 2. APARELHOS A GÁS - CERTIFICAÇÃO

- **Despacho IPQ n.º 102/94 de 30 de Agosto-** Fixa a tabela dos custos inerentes à realização dos ensaios de certificação dos aparelhos termodomésticos e termoindustriais a gás, seus dispositivos e acessórios.
- **Despacho IPQ n.º 19/93 de 5 de Maio-** Fixa a tabela dos custos inerentes à realização dos ensaios de certificação dos aparelhos termodomésticos e termoindustriais a gás, seus dispositivos e acessórios.
- **Despacho IPQ n.º 17/92 de 27 de Abril-** Fixa a tabela dos custos inerentes à realização dos ensaios de certificação dos aparelhos termodomésticos e termoindustriais a gás, seus dispositivos e acessórios.

- **Despacho IPQ n.º 31/89 de 2 de Agosto-** Fixa a tabela dos custos inerentes à realização dos ensaios de certificação dos aparelhos termodomésticos e termoindustriais a gás, seus dispositivos e acessórios.
- **Despacho Normativo n.º 233/81 de 10 de Setembro-** Aprova, para efeitos de pagamento das importâncias inerentes ao uso da marca nacional de conformidade com as normas.

### 3. SEGURANÇA

- **Despacho n.º 1418/2002 de 20 de Setembro-** Publica a lista de normas harmonizadas, adoptadas no âmbito de aplicação da Directiva 90/396/CEE, de 29 de Junho, alterada pela Directiva 93/68/CEE, de 22 de Julho, relativa aos aparelhos a gás.
- **Despacho n.º 25 815/2001 de 26 de Novembro-** Publica a lista de normas harmonizadas, adoptadas no âmbito de aplicação da Directiva 90/396/CEE, de 29 de Junho, alterada pela Directiva 93/68/CEE, de 22 de Julho, relativa aos aparelhos a gás.
- **Decreto-Lei n.º 374/98 de 24 de Novembro-** Dá nova redacção aos artigos 4.º-B (Marcação CEE) e 10.º (Contra-ordenações) do Decreto-Lei n.º 130/92, de 6 de Julho, que estabelece as prescrições mínimas de segurança a que deve obedecer o fabrico e comercialização de aparelhos a gás, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 139/95, de 14 de Junho.
- **Portaria n.º 111/96 de 10 de Abril-** Dá nova redacção às segundas e terceiras frases dos ns. 2.1, 3.1 e 4.1, bem como aos ns. 5 e 6 do anexo II e ainda ao anexo III da Portaria n.º 1 248/93, de 7 de Dezembro, que aprova a regulamentação técnica relativa aos aparelhos que queimam combustíveis gasosos e respectivos dispositivos de segurança, decorrente da transposição para a ordem jurídica interna da Directiva 90/396/CEE, de 29 de Junho de 1990.
- **Decreto-Lei n.º 139/95 de 14 de Junho-** Dá nova redacção aos artigos 1.º (Âmbito), 4.º (Presunção de conformidade), 7.º (Cláusula de salvaguarda), 10.º (Contra-ordenações), e 11.º (Acompanhamento) do Decreto-Lei n.º 130/92, de 6 de Julho, que estabelece normas destinadas a proteger pessoas e bens contra os riscos decorrentes da utilização de aparelhos a gás. – Adita ao mesmo diploma os artigos 4.º-A (Comprovação da conformidade) e 4.º-B (Marcação CE).
- **Portaria n.º 1248/93 de 7 de Dezembro-** Aprova a regulamentação técnica relativa aos aparelhos que queimam combustíveis gasosos e respectivos dispositivos de segurança, decorrente da transposição para a ordem jurídica interna da Directiva 90/396/CE, de 29 de Junho de 1990.
- **Decreto-Lei n.º 130/92 de 6 de Julho-** Estabelece normas destinadas a proteger pessoas e bens contra os riscos decorrentes da utilização de aparelhos a gás.

#### 4. CAUÇÕES

- **Despacho n.º 5148-A/2001 de 9 de Março-** Aprova o plano de devolução de cauções, nos termos previstos nos artigos 2.º e 6.º do Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de Junho.
- **Decreto-Lei n.º 195/99 de 8 de Junho-** Estabelece o regime aplicável às cauções nos contratos de fornecimento aos consumidores dos serviços públicos essenciais previstos na Lei n.º 23/96 de 26 de Julho.

#### 5. COMPETÊNCIAS REGIONAIS OU LOCAIS

- **Decreto-Lei n.º 191/2003, de 22 de Agosto-** Cria o Gabinete de Gestão do Ministério da Economia e aprova a respectiva estrutura orgânica.
- **Decreto-Lei n.º 187/2003, de 20 de Agosto-** Aprova a orgânica da Secretaria-Geral do Ministério da Economia.– Revoga o Decreto-Lei n.º 153/99, de 10 de Maio.
- **Decreto-Lei n.º 186/2003, de 20 de Agosto-** Aprova a orgânica do Ministério da Economia.– Proceda à criação e à reestruturação de um conjunto de serviços e organismos. Extingue a Direcção-Geral da Energia e cria a Direcção-Geral de Geologia e Energia.
- **Lei n.º 159/99 de 14 de Setembro-** Estabelece o quadro de transferência de atribuições e competências para as autarquias locais.
- **Lei n.º 154/99 de 14 de Setembro-** Altera, por apreciação parlamentar, a redacção do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 78/99, de 16 de Março, que aprova a lei orgânica das direcções regionais do Ministério da Economia.
- **Decreto-Lei n.º 78/99 de 16 de Março-** Aprova a lei orgânica das delegações regionais do Ministério da Economia.
- **Decreto Regulamentar n.º 7/93 de 19 de Março-** Define a orgânica da Direcção-Geral de Energia.

#### 6. CONTADORES

- **Portaria n.º 500/86 de 8 de Setembro-** Aprova o Regulamento do controlo metrológico de contadores de gás, volumétricos, de paredes deformáveis, para uso doméstico.

#### 7. CRISE ENERGÉTICA

- **Decreto-Lei n.º 224/2002, de 30 de Outubro-** Regula o processo de extinção da Organização para a Emergência Energética, nos termos previstos na alínea a) do n.º 2 do artigo 2.º da Lei n.º 16-A/2002, de 31 de Maio, criada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 29/92, de 18

de Agosto – Dá nova redacção ao artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de Abril.– Altera a redacção do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 222/96, de 25 de Novembro.– Revoga: a) A alínea h) do artigo 9.º e o artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 222/96, de 25 de Novembro; b) A Resolução de Conselho de Ministros n.º 29/92, de 18 de Agosto.

- **Portaria n.º 469/2002 de 24 de Abril-** Estabelece as medidas a tomar em situação de crise energética no sector dos combustíveis. As disposições normativas da presente portaria só serão aplicadas quando for reconhecida uma situação de crise, declarada nos termos do Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de Abril.
- **Decreto-Lei n.º 114/2001 de 7 de Abril-** Estabelece as disposições aplicáveis à definição de crise energética, à sua declaração e às medidas de carácter excepcional a aplicar nessa situação.
- **Decreto-Lei n.º 58/82 de 26 de Fevereiro-** Gestão de energia em casos de crise.
- **Decreto-Lei n.º 31480 de 23 de Agosto de 1941-** Cria o serviço de racionamento.

## 8. EQUIPAMENTOS SOB PRESSÃO

- **Despacho n.º 7129/2002 de 14 de Março-** Aprova a instrução técnica complementar para equipamentos sob pressão (ITC) e conjuntos destinados à produção ou armazenagem de líquidos criogénicos.
- **Despacho n.º 22 332/2001 de 12 de Outubro-** Aprova a instrução técnica complementar (ITC) para geradores de vapor e equiparados, nos termos do Decreto-Lei n.º 97/2000, de 25 de Maio.
- **Portaria n.º 568/2000 de 7 de Agosto-** Aprova o Regulamento de Segurança das Instalações de Armazenagem de Gás Natural Liquefeito em Reservatórios Criogénicos sob Pressão, designadas por Unidades Autónomas de GNL.
- **Decreto-Lei n.º 97/2000 de 25 de Maio-** Aprova o Regulamento que estabelece as condições em que podem ser efectuados com segurança a instalação, funcionamento, reparação e alteração de equipamentos sob pressão.
- **Decreto Regulamentar Regional n.º 8/94/M de 31 de Agosto-** Sujeita a medidas preventivas a área a afectar à instalação dos depósitos de gás e derivados de petróleo.

## 9. ESTRUTURA EMPRESARIAL

- **Decreto-Lei n.º 148/2003, de 11 de Julho-** Transpõe para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2000/52/CE, da Comissão, de 26 de Julho, que altera a Directiva n.º 80/723/CEE, da Comissão, de 25 de Junho, relativa à transparência das relações financeiras entre as entidades

públicas dos Estados membros e as empresas públicas, bem como à transparência financeira relativamente a determinadas empresas.

- **Decreto-Lei n.º 124/2003 de 20 de Junho**- Aprova a 3ª fase do processo de reprivatização da GALP Energia, S. G. P. S., S. A.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2003, D.R. de 10 de Maio**- Define as linhas gerais do quadro estratégico e organizativo do sector energético.
- **Decreto Regulamentar n.º 8/2003, de 11 de Abril**- Aprova o Regulamento do Licenciamento da Actividade Industrial (RELAI). Revoga o Decreto Regulamentar n.º 61/91, de 27 de Novembro e o Decreto Regulamentar n.º 25/93, de 17 de Agosto.
- **Decreto-Lei n.º 70/2003, de 10 de Abril**- Estabelece o regime do licenciamento das áreas de localização empresarial, bem como os princípios gerais relativos à sua gestão. Revoga o Decreto-Lei n.º 46/2001, de 10 de Fevereiro.
- **Decreto-Lei n.º 69/2003, de 10 de Abril**- Estabelece as normas disciplinadoras do exercício da actividade industrial com o objectivo da prevenção dos riscos e inconvenientes resultantes da exploração dos estabelecimentos industriais, visando salvaguardar a saúde pública e dos trabalhadores, a segurança de pessoas e bens, a higiene e segurança dos locais de trabalho, a qualidade do ambiente e um correcto ordenamento do território, num quadro de desenvolvimento sustentável e de responsabilidade social das empresas. Dá nova redacção aos artigos 13.º e 19.º do Decreto-Lei n.º 69/200, de 3 de Maio. Dá, ainda, nova redacção aos artigos 21.º e 40.º do Decreto-Lei n.º 194/2000, de 21 de Agosto. Adita, o artigo 47.º-A, (Estabelecimentos sujeitos a licenciamento industrial) ao Decreto-Lei n.º 164/2001, de 23 de Maio. Revoga o Decreto-Lei n.º 109/91, de 15 de Março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 282/93, de 17 de Agosto; o Decreto-Lei n.º 427/91, de 31 de Outubro; o Decreto-Lei n.º 207-A/99, de 9 de Junho e o artigo 28.º do Decreto-Lei n.º 194/2000.
- **Resolução da Assembleia da República n.º 46/2000 de 30 de Maio**- Resolve constituir uma comissão parlamentar de inquérito para apreciação dos actos do Governo referentes à participação da ENI e da IBERDROLA no capital da GALP, SGPS.
- **Decreto-Lei n.º 21/2000 de 1 de Março**- Aprova a 2ª fase de reprivatização da GALP – Petróleo e Gás de Portugal, SGPS, S.A.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 140-A/99 de 20 de Novembro**- Fixa o valor das acções da Petróleos de Portugal – PETROGAL, S. A., GDP – Gás de Portugal, SGPS, S. A., e da TRANSGÁS – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S. A., para efeito de troca por novas acções da GALP – Petróleo e Gás de Portugal, SGPS, S. A. – Revoga o n.º 7 da Resolução do Conselho de Ministros 119/99, de 12 de Outubro.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/99 de 12 de Outubro**- Aprova, nos termos do Decreto-Lei n.º 261-A/99, de 7 de Julho, a realização de um aumento do capital social da GALP –

Petróleos e Gás de Portugal, SGPS, S. A., de 502 164 785 euros para 829 250 635 euros, através da emissão de 65 417 170 novas acções ordinárias, com o valor nominal de 5 euros.

- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 79-A/99 de 23 de Julho**- Fixa o valor a atribuir às acções da Petrogal, S.A., da GDP- Gás de Portugal, SGPS, S.A., e da Transgás- Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A., que serão transferidas para a GALP.
- **Decreto-Lei n.º 277-A/99 de 23 de Julho**- Dá nova redacção aos artigos 3.º e 4.º do Decreto-Lei n.º 137-A/99, de 22 de Abril, que criou e aprovou os estatutos de uma sociedade comercial de capitais públicos que agrupou as participações estatais directas na PETROGAL, GDP e TRANSGÁS.
- **Decreto-Lei n.º 261-A/99 de 7 de Julho**- Aprova a 1ª fase do processo de privatização do capital social da GALP – Petróleos e Gás de Portugal, SGPS, S. A.
- **Decreto-Lei n.º 137-A/99 de 22 de Abril**- Cria e aprova os estatutos da GALP – Petróleos e Gás de Portugal, SGPS, S.A., sociedade comercial de capitais públicos, que agrupará as participações estatais directas na PETROGAL, GDP e TRANSGÁS.
- **Decreto-Lei n.º 132/95 de 6 de Junho**- Permite à GDP – Gás de Portugal, S.A. a constituição de novas sociedades, permitindo que a mesma continue como sociedade gestoras de participações sociais.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 14/93 de 6 de Março**- Revoga a adjudicação da concessão feita ao consórcio GDF-GDP-Rhurgas-Total-FAF-Quintas & Quintas.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/92 de 9 de Janeiro**- Adjudica nos termos do artigo 30.º do DL 284/90 de 18 de Setembro, ao consórcio GDF-GDP-Rhurgas-Total-FAF-Quintas & Quintas, a concessão da exploração do terminal de GNL e do gasoduto.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 28/91 de 19 de Julho**- Selecciona e hierarquiza as propostas apresentadas no concurso para adjudicação da construção e concessão da exploração, em regime de serviço público, do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e gasoduto de gás natural.
- **Decreto-Lei n.º 226/89 de 7 de Julho**- Transforma a Petroquímica e Gás de Portugal, E.P., em sociedade anónima de capitais maioritariamente públicos e com a denominação de GDP – Gás de Portugal, S.A.
- **Decreto-Lei n.º 346-A/88 de 29 de Setembro**- Determina que o património da Electricidade de Portugal, E.P., afecto ao serviço de distribuição de gás seja destacado por cisão e integrado no património da Petroquímica e Gás de Portugal, E.P.
- **Despacho Normativo n.º 112/82 de 28 de Junho**- Inclui no Programa de Investimentos do Sector Empresarial do Estado para 1982 os projectos da Petroquímica e Gás de Portugal.



- **Decreto-Lei n.º 244/79 de 25 de Julho**- Cria a empresa Petroquímica e Gás de Portugal, E.P., abreviadamente designada por "Petrogás", e aprova o seu estatuto.

## 10. FISCALIDADE

- **Despacho n.º 2233/2003 de 4 de Fevereiro**- Actualiza as taxas previstas na Portaria n.º 625/2000 de 22 de Agosto.
- **Portaria n.º 1210/2001 de 20 de Outubro**- Fixa as importâncias das taxas a cobrar pela prestação dos serviços de autorização prévia da instalação, aprovação da instalação e autorização de funcionamento, renovação da autorização de funcionamento e de registo e averbamento de equipamentos sob pressão.
- **Portaria n.º 625/2000 de 22 de Agosto**- Estabelece os montantes máximos das taxas a cobrar pelas entidades inspectoras de redes e ramais de distribuição e instalações de gás.
- **Despacho n.º 6831/98 de 24 de Fevereiro**- Fixa, para vigorar a partir de 2 de Março de 1998, a taxa de verificação metrológica de contadores de gás.
- **Despacho IPQ n.º 160/94 de 30 de Dezembro**- Fixa, para vigorar a partir de 1-1-1995, a taxa de verificação metrológica de contadores de gás.
- **Despacho IPQ n.º 159/94 de 30 de Dezembro**- Fixa, para vigorar a partir de 1-1-1995, a taxa de verificação metrológica de contadores de gás.
- **Despacho IPQ n.º 17/94 de 10 de Fevereiro**- Fixa, para vigorar a partir de 1 de Março de 1994, a taxa de verificação metrológica de contadores de gás.
- **Despacho IPQ n.º 16/94 de 10 de Fevereiro**- Fixa, para vigorar a partir de 1 de Março de 1994, a taxa de verificação metrológica de contadores de gás.

## 11. GÁS DE CIDADE

- **Portaria n.º 223-A/2000 de 18 de Abril**- Actualiza os procedimentos relativos ao estabelecimento dos preços do gás de cidade, sujeito ao regime de convenção.
- **Despacho Normativo n.º 25/95 de 11 de Maio**- Sujeita ao regime de preços vigiados os bens enquadrados no desdobramento da Classificação das Actividades Económicas/CAE 24110 – Fabricação de gases industriais. Revoga os Despachos Normativos n.º 237/92, de 16 de Dezembro, e 242/92, de 19 de Dezembro.
- **Despacho Normativo n.º 114/94 de 23 de Fevereiro**- Sujeita ao regime de preços vigiados, nos estádios de produção/importação e comercialização, os gases de petróleo. liquefeitos comercializados em garrafas de 11 kg e 13 kg.

- **Portaria n.º 1310/93 de 29 de Dezembro-** Determina que os preços dos gases de petróleo liquefeitos comercializados em garrafas de 11 kg e de 13 kg deixem de estar sujeitos ao regime de preços livres na produção, importação e comercialização.
- **Despacho Normativo n.º 242/92 de 19 de Dezembro-** Sujeita ao regime de preços convencionados os gases industriais para fins medicinais.
- **Despacho Normativo n.º 237/92 de 16 de Dezembro-** Sujeita ao regime de preços vigiados os gases industriais para fins não medicinais.
- **Portaria n.º 1161/92 de 16 de Dezembro-** Revoga a Portaria n.º 638/88, de 16 de Setembro, que sujeita ao regime de preços declarados os gases industriais.
- **Portaria n.º 925/91 de 5 de Setembro-** Dá nova redacção ao n.º 2 da Portaria n.º 638/88, de 16 de Setembro, que sujeita ao regime de preços declarados os gases industriais.
- **Portaria n.º 1170-A de 30 de Novembro-** Submete ao regime de preços convencionados a venda ao público do gás de cidade
- **Portaria n.º 782-B/90 de 4 de Setembro-** Submete ao regime de preços livres os gases de petróleo liquefeitos comercializados em garrafas de 3 kg, a granel e canalizado, em como a nafta química e o gás de carburação, a partir das 0 horas do dia 3 de Setembro de 1990, ficando os mesmos combustíveis excluídos da lista anexa à Portaria n.º 99/87 de 12 de Fevereiro. Fixa, também a partir das 0 horas do dia 3 de Setembro de 1990, o preço máximo de venda ao público do gás de cidade. Revoga a Portaria n.º 1 110-C/89, de 28 de Dezembro.
- **Portaria n.º 638/88 de 16 de Setembro-** Sujeita ao regime de preços declarados os gases industriais. Revoga a Portaria n.º 297/88 de 11 de Maio.
- **Portaria n.º 1110-C/89 de 28 de Dezembro-** Fixa, para 1990, os preços dos combustíveis gasosos. Revoga a Portaria n.º 805-C/88 de 15 de Dezembro.
- **Portaria n.º 805-C/88 de 15 de Dezembro-** Fixa, para vigorarem a partir de 1 de Janeiro de 1989, os preços de gases de petróleo liquefeitos. – Mantém em vigor o n.º 1.º da Portaria n.º 812-A/87, de 26 de Setembro.
- **Portaria n.º 638/88 de 16 de Setembro-** Sujeita ao regime de preços declarados os gases industriais.
- **Portaria n.º 298/88 de 11 de Maio-** Sujeita ao regime de preços máximos a venda de gases industriais até 31 de Dezembro de 1988.
- **Portaria n.º 805-C/88, de 15 de Dezembro-** Fixa, para vigorarem a partir de 1 de Janeiro de 1989, os preços de gases de petróleo liquefeitos. – Mantém em vigor o n.º 1.º da Portaria n.º 812-A/87 de 26 de Setembro.

- **Portaria n.º 812-A/87 de 26 de Setembro-** Actualiza os preços dos combustíveis líquidos, dos gases de petróleo liquefeitos e do gás de cidade.
- **Portaria n.º 24-A/87 de 13 de Janeiro-** Fixa os preços dos combustíveis líquidos, dos gases de petróleo liquefeitos e do gás de cidade.
- **Portaria n.º 173-A/86 de 30 de Abril-** Fixa os novos preços dos combustíveis para vigorarem a partir de 1 de Maio de 1986, e que já incluem o IVA.
- **Portaria n.º 894-A/85 de 23 de Novembro-** Actualiza os preços dos combustíveis líquidos, dos gases de petróleo e do gás de cidade.
- **Decreto-Lei n.º 152/84 de 15 de Maio-** Mantém a aplicação da pauta mínima, independentemente da origem, às mercadorias classificadas como petróleos e seus derivados.
- **Portaria n.º 71-B/84 de 31 de Janeiro-** Fixa, para vigorarem a partir das 0 horas do dia 1 de Fevereiro de 1984, os novos preços dos combustíveis líquidos, dos gases de petróleo liquefeitos e do gás de cidade. – Revoga o Despacho Normativo n.º 154/80, de 21 de Abril.
- **Portaria n.º 1119/82 de 27 de Novembro-** Sujeita ao regime de preços contratados a anilina e o gás bruto de síntese fornecidos pela QUIMIGAL – Química de Portugal, E.P., à ISOPOR – Companhia Portuguesa de Isocianatos Limitada.
- **Portaria n.º 601-A/81 de 16 de Julho-** Fixa novos preços dos combustíveis líquidos, dos gases liquefeitos e do gás de cidade.

## 12. GRUPOS PROFISSIONAIS

- **Portaria n.º 162/90 de 28 de Fevereiro-** Aprova os modelos de licenças e credenciais previstos no Decreto-Lei n.º 263/89, de 17 de Agosto, relativos ao regime de licenças e reconhecimento concedidos aos grupos profissionais e às entidades instaladoras e montadoras associados à indústria de gases combustíveis.

## 13. INSTALAÇÕES DE GÁS

- **Portaria n.º 1188/2003, de 10 de Outubro-** Regula os pedidos de licenciamento de instalações de armazenamento de produtos de petróleo e instalações de abastecimento de combustíveis líquidos e gasosos (postos de abastecimento de combustíveis).
- **Portaria n.º 474/2003, de 11 de Junho-** Define os documentos que devem instruir os pedidos de autorização de localização de estabelecimentos industriais apresentados junto das câmaras municipais ou das direcções regionais do ambiente e ordenamento do território. Revoga a Portaria n.º 30/94, de 11 de Janeiro.

- **Portaria n.º 473/2003, de 11 de Junho-** Aprova o modelo de impresso para a apresentação do pedido de instalação ou de alteração dos estabelecimentos industriais e define os termos em que deve ser apresentado o projecto de instalação desses estabelecimentos. Revoga a Portaria n.º 314/94, de 24 de Maio.
- **Portaria n.º 470/2003, de 11 de Junho-** Estabelece as regras para o cálculo e actualização das taxas devidas pelos actos relativos à instalação, alteração e exploração dos estabelecimentos industriais, conforme previsto no n.º 1 do artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 69/2003, de 10 de Abril. Revoga a Portaria n.º 780/91, de 8 de Agosto e a Portaria n.º 75/94, de 4 de Fevereiro.
- **Portaria n.º 464/2003, de 6 de Junho-** Aprova a tabela de classificação das actividades industriais para efeito de licenciamento industrial.– Revoga a Portaria n.º 744-B/93, de 18 de Agosto.
- **Decreto-Lei n.º 298/2001 de 21 de Novembro-** Permite a utilização do gás natural comprimido (GNC) como combustível nos automóveis que apresentem uma homologação CE de modelo ou uma homologação nacional.
- **Decreto-Lei n.º 7/2000 de 3 de Fevereiro-** Dá nova redacção aos artigos 1.º (Objecto), 2.º (Aprovação), 3.º e 7.º do Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho, que estabelece os princípios a que deve obedecer o projecto, a construção, a exploração e a manutenção do sistema de abastecimento dos gases combustíveis canalizados, adaptando o referido diploma às novas formas de exercício de actividades do gás natural. Adita ao mesmo diploma o artigo 3.º-A (Normas de construção e de segurança das instalações, dos gasodutos e redes de distribuição).
- **Decreto-Lei n.º 521/99 de 10 de Dezembro-** Estabelece as normas a que ficam sujeitos os projectos de instalações de gás a incluir nos projectos de construção, ampliação ou reconstrução de edifícios, bem como o regime aplicável à execução da inspecção das instalações. Revoga o Decreto-Lei n.º 262/89 de 17 de Agosto.
- **Portaria n.º 1025/98, de 12 de Dezembro-** Aprova o Regulamento da Armazenagem Subterrânea de Gás Natural em Formações Salinas Naturais.
- **Portaria n.º 361/98 de 26 de Junho-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção das Instalações de Gás Combustível Canalizado em Edifícios. Revoga a Portaria n.º 386/94 de 16 de Junho.
- **Portaria n.º 386/94 de 16 de Junho-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição de Gases Combustíveis.
- **Portaria n.º 364/94 de 11 de Junho-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção das Instalações de Gás Combustível Canalizado em Edifícios. – Revoga a Portaria n.º 789/90 de 4 Setembro.

- **Decreto-Lei n.º 178/92 de 14 de Agosto-** Dá nova redacção aos artigos 6.º, 7.º, 9.º e 11.º do Decreto-Lei n.º 262/89, de 17 de Agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 219/91, de 17 de Junho, que estabelece normas relativas ao projecto, execução, abastecimento e manutenção das instalações em imóveis, designadas abreviadamente por instalações de gás.
- **Portaria n.º 789/90 de 4 Setembro-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção das Instalações de Gás Combustível Canalizado em Edifícios.
- **Decreto-Lei n.º 232/90 de 16 de Julho-** Estabelece os princípios a que deve obedecer o projecto, a construção, a exploração e a manutenção do sistema de abastecimento dos gases combustíveis canalizados.
- **Portaria n.º 163-A/90 de 28 de Fevereiro-** Define os elementos que, para efeitos do disposto no artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 262/89 de 17 de Agosto, devem constituir as instalações de gás dos imóveis.
- **Portaria n.º 867/89 de 7 de Outubro-** Define os parâmetros que caracterizam os gases combustíveis para efeitos do disposto nos artigos 2.º e 3.º do Decreto-Lei n.º 262/89 de 17 de Agosto.
- **Decreto-Lei n.º 263/89 de 17 de Agosto-** Aprova o Estatuto das Entidades Instaladoras e Montadoras de Redes de Gás e define os grupos profissionais relativas à actividade da construção das instalações de redes de gás.
- **Decreto-Lei n.º 262/89 de 17 de Agosto-** Estabelece normas relativas ao projecto, execução, abastecimento e manutenção das instalações em imóveis, designadas abreviadamente por instalações de gás.
- **Portaria n.º 979/83 de 22 de Novembro-** Define a entidade que habilitará as entidades distribuidoras de gás com lista nominativa dos estabelecimentos e dos meios complementares de alojamento turístico compreendidos nas alíneas a) e b) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 399/83, de 8 de Novembro.
- **Decreto-Lei n.º 399/83 de 8 de Novembro-** Define a responsabilidade dos proprietários de instalações domésticas de fornecimento de combustíveis gasosos.

#### 14. MERCADO INTERNO

- **Decreto-Lei n.º 14/2001 de 27 de Janeiro-** Transpõe a Directiva 98/30/CE, de 22 de Junho, relativa às regras comuns para a liberalização do mercado de gás natural.– Estabelece as regras aplicáveis ao exercício das actividades de importação, transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, incluindo o gás natural liquefeito (GNL), bem como as regras relativas à organização e funcionamento do sector, ao acesso ao mercado, à exploração das

redes e aos critérios e mecanismos aplicáveis à concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural.

## 15. POSTOS DE ENCHIMENTO

- **Portaria n.º 468/2002 de 24 de Abril-** Aprova o Regulamento para a Atribuição de Licenças para a Exploração de Postos de Enchimento de Gás Natural Carburante.
- **Portaria n.º 1270/2001 de 8 de Novembro-** Aprova o Regulamento de Segurança Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Postos de Enchimento de Gás Natural, destinados ao abastecimento de veículos rodoviários que utilizem gás natural como combustível. O presente Regulamento aplica-se, igualmente, a postos de enchimento multicompostíveis.

## 16. POSTOS DE REDUÇÃO

- **Portaria n.º 934/95 de 24 de Julho-** Dá nova redacção ao artigo 5.º do Regulamento Técnico Relativo à Instalação, Exploração e Ensaio dos Postos de Redução de Pressão a Instalar nos Gasodutos de Transporte e nas Redes de Distribuição de Gases Combustíveis, aprovado pela Portaria n.º 376/94, de 14 de Junho.
- **Portaria n.º 376/94 de 14 de Junho-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo à Instalação, Exploração e Ensaio dos Postos de Redução de Pressão a Instalar nos Gasodutos de Transporte e nas Redes de Distribuição de Gases Combustíveis. Revoga a Portaria n.º 696/90, de 20 de Agosto.
- **Portaria n.º 696/90 de 20 de Agosto-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo à Instalação, Exploração e Ensaio dos Postos de Redução de Pressão a Instalar nos Gasodutos de Transporte e nas Redes de Distribuição de Gases Combustíveis.

## 17. PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO

- **Portaria n.º 524/2001 de 25 de Maio-** Estabelece normas relativas à obrigatoriedade de prestação de informação pelas empresas de gás natural, visando com a mesma obter-se o conhecimento da sua actividade.
- **Portaria n.º 727/92 de 18 de Julho-** Regulamenta a informação relativa ao fornecimento de gás canalizado prevista no Decreto-Lei n.º 104/92, de 30 de Maio, que transpõe para a ordem jurídica interna a Directiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de Junho, relativa ao regime aplicável à comunicação de sistemas de preços, condições de venda e estrutura dos consumos pelas empresas fornecedoras de gás canalizado e de energia eléctrica aos consumidores finais da indústria.

- **Decreto-Lei n.º 104/92 de 30 de Maio-** Transpõe para a ordem jurídica interna a Directiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de Junho, relativa ao regime aplicável à comunicação de sistemas de preços, condições de venda e estrutura dos consumos pelas empresas fornecedoras de gás canalizado e de energia eléctrica aos consumidores finais da indústria.

## 18. PROGRAMAS DE APOIO AO GÁS NATURAL

- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril-** Aprova as orientações da política energética portuguesa e define os objectivos e as medidas inerentes à concretização dessa política energética.– Revoga a Resolução do Conselho de Ministros 154/2001, de 19 de Outubro que aprovou o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001 de 19 de Outubro-** Programa E4, Eficiência Energética.
- **Portaria n.º 681/2000 de 30 de Agosto-** Cria a medida de apoio designada por «Modernização e desenvolvimento das infra-estruturas energéticas», destinada a apoiar as infra-estruturas públicas de transporte e distribuição de gás natural e de electricidade, no âmbito do Programa Operacional da Economia. Aprova o respectivo Regulamento.
- **Despacho Normativo n.º 36/97 de 22 de Julho-** Adita um n.º 7 ao artigo 9.º do Despacho Normativo 682/94, de 26 de Setembro, que regulamenta o regime de apoio à reconversão de consumos para gás natural, previsto na alínea c) do n.º 1 do ponto I da Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/94, de 11 de Agosto.
- **Despacho Normativo n.º 684/94 de 26 de Setembro-** Regulamenta o regime de apoio às infra-estruturas públicas de transporte de gás natural, previsto na alínea a) do n.º 1 do ponto I da Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/94, de 11 de Agosto, tendo como objecto a continuação do apoio aos investimentos em infra-estruturas de transporte de gás natural, iniciado com o programa REGEN, contribuindo assim para a diversificação energética e a redução dos impactes ambientais.
- **Despacho Normativo n.º 683/94 de 26 de Setembro-** Regulamenta o regime de apoio às infra-estruturas públicas de distribuição de gás natural, previsto na alínea b) do n.º 1 do ponto I da Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/94, de 11 de Agosto, tendo como objecto a continuação do apoio aos investimentos dirigidos a infra-estruturas de distribuição adaptadas para o gás natural, iniciado com o programa PROTEDE, contribuindo assim para a diversificação energética e a redução dos impactes ambientais.
- **Despacho Normativo n.º 682/94 de 26 de Setembro-** Regulamenta o regime de apoio à reconversão de consumos para gás natural, previsto na alínea c) do n.º 1 do ponto I da Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/94, de 11 de Agosto.

## 19. QUALIDADE

- **Portaria n.º 658/2000 de 29 de Agosto-** Fixa as características do gás natural a transportar através da rede de alta pressão e a distribuir.

## 20. REDES E RAMAIS DE DISTRIBUIÇÃO

- **Portaria n.º 690/2001 de 10 de Julho-** Dá nova redacção ao artigo 24.º da Portaria n.º 386/94, de 16 de Junho, que aprovou o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição e Gases Combustíveis.– Altera, igualmente, a redacção dos artigos 1.º, 2.º, 6.º, 7.º, 13.º, 15.º, 16.º, 18.º, 19.º, 20.º, 26.º, 27.º, 29.º, 32.º, 40.º, 41.º e 48.º e o anexo da Portaria n.º 361/98, de 26 de Junho, que aprovou o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção das Instalações de Gás Combustível Canalizado em Edifícios.– Altera o artigo 4.º do anexo I da Portaria n.º 362/2000, de 20 de Junho, que aprovou os procedimentos Relativos às Inspeções e à Manutenção das Redes e Ramais de Distribuição e Instalações de Gás, bem como os certificados de inspecção constantes do anexo II da referida Portaria.
- **Portaria n.º 82/2001 de 8 de Fevereiro-** Aprova o Estatuto das Entidades Exploradoras das Armazenagens e das Redes e Ramais de Distribuição de Gás.
- **Portaria n.º 362/2000 de 20 de Junho-** Aprova os procedimentos relativos às inspeções e à manutenção das redes e ramais de distribuição e instalações de gás, bem como o Estatuto das entidades inspectoras das redes e ramais de distribuição e instalações de gás.
- **Decreto-Lei n.º 125/97 de 23 de Maio-** Define as regras aplicáveis ao projecto, à construção, à exploração técnica e à segurança das redes e ramais de distribuição de gases combustíveis de 3ª família, usualmente designados por gases de petróleo liquefeitos (GPL).
- **Portaria n.º 981/91 de 25 de Setembro-** Dá nova redacção aos artigos 24.º e 31.º do Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção Exploração e Manutenção de Gasodutos e Transporte de Gases Combustíveis, ao artigo 20.º do Regulamento Técnico Relativo à Instalação, Exploração e Ensaio dos Postos de Redução de Pressão a Instalar nos Gasodutos de Transporte e nas Redes de Distribuição de Gases Combustíveis e ao artigo 24.º do Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição de Gases Combustíveis.
- **Portaria n.º 722/87 de 22 de Agosto-** Altera os modelos de licenças e credenciais referidos nas alíneas a), b), c) e e) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 512/80, de 28 de Outubro, que estabelece normas de segurança para redes e ramais de distribuição de combustíveis gasosos. Revoga a Portaria n.º 581/81, de 9 de Julho.



- **Portaria n.º 581/81 de 9 de Julho**- Cria os modelos de licenças e credenciais referidos nas alíneas a), b), c) e e) do n.º 1 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 512/80 de 28 de Outubro, que estabelece normas de segurança para redes e ramais de distribuição de combustíveis gasosos.
- **Decreto-Lei n.º 512/80 de 28 de Outubro**- Insere normas de segurança para redes e ramais de distribuição de combustíveis gasosos.

## 21. REDES LOCAIS AUTÓNOMAS

- **Portaria n.º 5/2002 de 4 de Janeiro**- Aprova o Regulamento das Condições para a Atribuição de Licenças de Distribuição e Fornecimento de Gás Natural através da Exploração de Redes Locais Autónomas. Aprova igualmente o modelo da fórmula de preços e da estrutura tarifária, bem como o mecanismo de revisão e o procedimento de homologação, para a venda de gás natural a consumidores domésticos e pequenos consumidores comerciais ou industriais com consumos até 10 000m<sup>3</sup> por ano. Determina que as tarifas para consumos iguais ou superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano de gás natural serão negociadas entre o titular da licença e os consumidores industriais ou comerciais.

## 22. REGIME GERAL

- **Decreto-Lei n.º 8/2000 de 8 de Fevereiro**- Dá nova redacção aos artigos 1.º (Âmbito), 2.º (Definição e formas de exercício), 10.º (Definição de servidões), 11.º (Indemnização e sinalização das servidões) e 18.º do Decreto-Lei n.º 374/89 de Outubro, (que define o regime de importação, armazenagem, tratamento, transporte e distribuição de gás natural, de gás natural liquefeito e dos seus gases de substituição), alterado pelo Decreto-Lei n.º 274-A/93, de 4 de Agosto, e o Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho. – Adita ao mesmo diploma os artigos 10.º-A (Direitos e deveres aplicáveis à armazenagem subterrânea), 11.º-A (Atribuição de licenças), 11.º-B (Classificação das licenças), 11.º-C (Natureza das licenças para exploração de redes locais autónomas), 11.º-D (Condições para atribuição de licenças de redes locais autónomas), 11.º-E (Duração das licenças de exploração de redes locais autónomas), 11.º-F (Transmissão de licenças), 11.º-G (Extinção das licenças), 11.º-H (Reversão dos bens), 11.º-I (Licenças para a exploração de postos de enchimento) e 11.º-J (Licenças para a exploração de distribuição privativa), passando a prever, neste sector, que a exploração do serviço público possa ocorrer, também, em regime de licença. Revoga, com a entrada em vigor do diploma que altera o Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho, os artigos 12.º, 13.º e 14.º do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro.
- **Decreto-Lei n.º 274-A/93 de 4 de Agosto**- Altera o DL 374/89- Dá nova redacção aos artigos 1.º, 2.º, 4.º, 6.º e 18.º do Decreto-Lei n.º 374/89 de 25 de Outubro, que define o regime de importação

de gás natural liquefeito (GNL) e de gás natural, a armazenagem de GNL e o tratamento, transporte e distribuição de gás natural e dos gases de substituição (SNG).

- **Decreto-Lei n.º 374/89 de 25 de Outubro-** Define o regime de importação de gás natural liquefeito (GNL) e de gás natural, a armazenagem de GNL e o tratamento, transporte e distribuição de gás natural e dos gases de substituição (SNG).

### 23. REGULAÇÃO

- **Despacho n.º 22674-A/2002 de 11 Outubro-** Aprova o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos da ERSE. Revoga o Despacho n.º 4/2002.
- **Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril-** Transforma a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos– Aprova os respectivos Estatutos.– Revoga: a) Os estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro. b) O Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, na redacção do Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, com excepção do seu artigo 4.º.

### 24. SEGURO OBRIGATÓRIO DE RESPONSABILIDADE CIVIL

- **Portaria n.º 300/2003 de 11 de Abril-** Fixa, para 2003, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades exploradoras das armazenagens e das redes e ramais de distribuição de gás.
- **Portaria n.º 299/2003 de 11 de Abril-** Fixa, para 2003, o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades concessionárias.
- **Portaria n.º 298/2003 de 11 de Abril-** Fixa, para 2003, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades inspectoras das redes e ramais de distribuição e instalações de gás.
- **Portaria n.º 297/2003 de 11 de Abril-** Fixa para 2003, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de aparelhos de gás
- **Portaria n.º 279/2002 de 15 de Março-** Fixa, para 2002, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades inspectoras das redes e ramais de distribuição e instalações de gás
- **Portaria n.º 278/2002 de 15 de Março-** Fixa, para 2002, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades exploradoras das armazenagens e das redes e ramais de distribuição de gás da classe I e classe II, respectivamente.

- **Portaria n.º 276/2002 de 15 de Março**- Fixa para 2002, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de aparelhos de gás.
- **Portaria n.º 275/2002 de 15 de Março**- Fixa para 2002, o valor mínimo dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil a celebrar pelas concessão do serviço público de importação de gás natural, seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão e pelas concessionárias da exploração das redes de distribuição regional de gás natural e SGN.
- **Portaria n.º 427/2001 de 23 de Abril**- Fixa, para o ano civil de 2001, em 7 600 000 000\$00 e em 1 560 000 000\$00 o valor mínimo dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades concessionárias do serviço público de importação de gás natural liquefeito (GNL) e de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição, a que se refere o n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro.
- **Portaria n.º 421/2001 de 19 de Abril**- Fixa em 95 000 000\$, para o ano civil de 2001, o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de gás.
- **Portaria n.º 420/2001 de 19 de Abril**- Fixa em 100 000 000\$00, para o ano civil de 2001, o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades montadoras ou reparadoras dos diversos componentes inerentes à utilização de gases de petróleo liquefeitos (GPL) em veículos automóveis.
- **Norma n.º 6/2001-R de 21 de Dezembro de 2000**- Dá nova redacção ao artigo 20.º das condições gerais uniformes dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil por danos causados por instalações de gás e das entidades instaladoras e ou montadoras de redes de gás, aprovadas pela Norma n.º 23/95-R, de 20 de Outubro e ao artigo 20.º das condições gerais uniformes do seguro de acidentes de responsabilidade civil das entidades montadoras e ou reparadoras de componentes inerentes à adaptação de veículos à utilização de GPL, aprovadas pela Norma n.º 12/98-R, de 4 de Setembro.
- **Norma n.º 11/2000-R de 13 de Novembro**- Dá nova redacção aos artigos 6.º e 16.º das condições gerais uniformes dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil por danos causados por instalações de gás e das entidades instaladoras e ou montadoras de redes de gás, aprovadas pela norma n.º 23/95-R, de 20 de Outubro.
- **Portaria n.º 544/2000 de 4 de Agosto**- Fixa em 90 000 000\$, para o ano civil de 2000, o valor mínimo de garantia de seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de aparelhos de gás, a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º do Estatuto anexo ao Decreto-Lei n.º 263/89 de 17 de Agosto.

- **Portaria n.º 535/2000 de 2 de Agosto**- Fixa, para o ano civil de 2000, em 7 400 000 000\$00 e em 1 500 000 000\$00 o valor mínimo dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades concessionárias do serviço público de importação de gás natural liquefeito (GNL) e de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição, a que se refere o n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro.
- **Portaria n.º 285/99 de 26 de Abril**- Fixa, para o ano civil de 1999, em 6 982 900 000\$00 e em 1 396 629 000\$00 o valor mínimo dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades concessionárias do serviço público de importação de gás natural liquefeito (GNL) e de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição, a que se refere o n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro.
- **Portaria n.º 284/99 de 26 de Abril**- Fixa, para o ano civil de 1999, em 85 000 000\$00 o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de aparelhos de gás, a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º do Estatuto anexo ao Decreto-Lei n.º 263/89, de 17 de Agosto.
- **Portaria n.º 283/99 de 26 de Abril**- Fixa para o ano civil de 1999, em 91 368 000\$00 o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil a celebrar pelas entidades montadoras ou reparadoras dos diversos componentes inerentes à utilização de gases de petróleo liquefeitos.
- **Norma n.º 12798-R de 15 de Outubro**- Aprova as condições gerais para a apólice uniforme de seguro obrigatório de responsabilidade civil das empresas montadoras e ou reparadoras de componentes inerentes à adaptação de veículos à utilização de GPL.
- **Portaria n.º 806/98 de 24 de Setembro**- Fixa para o ano civil de 1998 em 88 879 000\$ o valor mínimo do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades montadoras ou reparadoras dos diversos componentes inerentes à utilização de gases de petróleo liquefeitos (GPL) em veículos automóveis.
- **Portaria n.º 805/98 de 24 de Setembro**- Fixa, para o ano de 1998, em 70 000 000\$, o valor mínimo da garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás ou montadoras de aparelhos de gás.
- **Portaria n.º 804/98 de 24 de Setembro**- Fixa, para o ano de 1998, em 6 792 704 000\$ e 1 358 588 000\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 339/96 de 6 de Agosto**- Fixa, para o ano civil de 1996, em 45 128 000\$ o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades

instaladoras de redes de gás a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º do Estatuto anexo ao Decreto-Lei n.º 263/89, de 17 de Agosto.

- **Portaria n.º 338/96 de 6 de Agosto-** Fixa, para o ano de 1996, em 6 446 635 000\$ e 1 289 371 000\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 385/95 de 2 de Maio-** Fixa, para o ano civil de 1995, em 43 350 000\$ o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º do Estatuto anexo ao Decreto-Lei n.º 263/89, de 17 de Agosto.
- **Portaria n.º 384/95 de 2 de Maio-** Fixa, para o ano de 1995, em 6 192 732 000\$ e 1 238 000\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 177/94 de 29 de Março-** Fixa, para o ano civil de 1994, em 41 681 850\$ o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás a que se refere o n.º 2 do artigo 5.º do Estatuto anexo ao Decreto-Lei n.º 263/89, de 17 de Agosto.
- **Portaria n.º 169/94 de 23 de Março-** Fixa, para o ano de 1994, em 5 954 550\$ e 1 190 950\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 363/93 de 30 de Março-** Fixa, para o ano de 1993, em 5 617 500 000\$ e 1 123 500 000\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 356/93 de 25 de Março-** Fixa, para o ano civil de 1993, em 39 322 500\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pela entidade concessionária da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição regional de gás natural e dos seus gases de substituição.

- **Portaria n.º 87/92 de 10 de Fevereiro**- Fixa, para o ano de 1992, em 5 350 000 000\$ e 1 070 000 000\$ o valor mínimo de garantia dos seguros obrigatórios de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e pelas entidades concessionárias da exploração das redes de distribuição de gás natural e dos seus gases de substituição.
- **Portaria n.º 86/92 de 10 de Fevereiro**- Fixa, para o ano de 1992, em 37 450 000\$ o valor mínimo da garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás e pelas entidades montadoras de aparelhos de gás.
- **Portaria n.º 141/91 de 18 de Fevereiro**- Fixa, para o ano de 1991, em 1 000 000 000\$, o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades concessionárias das distribuições regionais de gás natural e dos seus gases de substituição (SNG) e construção das respectivas infra-estruturas.
- **Portaria n.º 140/91 de 18 de Fevereiro**- Fixa, para o ano de 1991, em 5 000 000 000\$, o valor mínimo de garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pela entidade concessionária da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural e construção das respectivas infra-estruturas.
- **Portaria n.º 139/91 de 18 de Fevereiro**- Fixa, para o ano de 1991, em 35 000 000\$, o valor mínimo da garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás ou montadoras de aparelhos de gás.
- **Portaria n.º 304/90 de 18 de Abril**- Fixa, para 1990, em 30 000 000\$ o valor mínimo da garantia do seguro obrigatório de responsabilidade civil, a celebrar pelas entidades instaladoras de redes de gás ou montadoras de aparelhos de gás.

## 25. SERVIÇO PÚBLICO

- **Portaria n.º 2/2001 de 2 de Janeiro**- Alarga a todos os municípios do continente a área geográfica de concessão de serviço público de importação do gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Revoga a Portaria n.º 327/98, de 1 de Junho.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 147/98 de 19 de Dezembro**- Adjudica à TAGUSGÁS – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S. A., a concessão de exploração da rede de distribuição regional do gás natural do Vale do Tejo e construção das respectivas infra-estruturas.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 146/98 de 19 de Dezembro**- Adjudica ao consórcio BEIRAGÁS a concessão de exploração da rede de distribuição regional de gás natural do Centro Interior e construção das respectivas infra-estruturas.

- **Portaria n.º 327/98 de 1 de Junho-** Aprova a nova área geográfica da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Revoga a Portaria n.º 941-A/93, de 24 de Setembro.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 200/97 de 20 de Novembro-** Aprova a criação da concessão da rede de distribuição regional de gás natural do Vale do Tejo.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 199/97 de 20 de Novembro-** Aprova a criação da concessão da rede de distribuição regional de gás natural da região Centro Interior.
- **Decreto-Lei n.º 203/97 de 8 de Agosto-** Estabelece o regime para aprovação de novas concessões e a extensão das concessões de exploração existentes, em regime de serviço público, e construção das respectivas infra-estruturas, de redes de distribuição regional de gás natural. Dá nova redacção à base XXXI do anexo I ao Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro.
- **Lei n.º 23/96 de 26 de Julho-** Introduce alterações na orgânica do XIII Governo Constitucional. – Dá nova redacção ao artigo 2.º, às alíneas d) a x) do n.º 3 do artigo 26.º, ao n.º 1 do artigo 31.º, ao n.º 5 do artigo 34.º, do Decreto-Lei n.º 296-A/95, de 17 de Novembro.– Adita ao artigo 34.º do mesmo diploma os ns. 6 a 8 e revoga os artigos 14.º e 19.º do mesmo diploma.
- **Decreto-Lei n.º 183/94 de 1 de Julho-** Dá nova redacção às bases XIII, XIV, XXII, XXIII, XXVI, XXVII, XXXVIII, XXXIX e XL do anexo I ao Decreto-Lei n.º 33/91, de 16 de Janeiro, ao artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 32/91, de 16 de Janeiro, e aos artigos 2.º, 3.º e 4.º do Decreto-Lei n.º 232/90, de 16 de Julho.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 61/93 de 18 de Outubro-** Confirma a adjudicação ao Consórcio de GDP/EDP/CGD/SETEGÁS/LUSITANIAGÁS/PORTGÁS (TRANSGÁS) da concessão da exploração do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão.
- **Portaria n.º 941-A/93 de 24 de Setembro-** Aprova a área da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da e de de alta pressão definida pelo território dos vários municípios.
- **Decreto-Lei n.º 274-C/93 de 4 de Agosto-** Aprova as bases da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão anexas ao presente diploma. Revoga o DL 285/90.
- **Decreto-Lei n.º 274-B/93 de 4 de Agosto-** Define o regime jurídico do procedimento de ajuste directo a que deverá obedecer a adjudicação da concessão da exploração do serviço público da importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Revoga o DL 284/90.
- **Decreto-Lei n.º 274-A/93 de 4 de Agosto-** Dá nova redacção aos artigos 1.º, 2.º, 4.º, 6.º e 18.º do Decreto-Lei n.º 374/89 define o regime de importação de gás natural liquefeito (GNL) e de gás

natural, a armazenagem de GNL e o tratamento, transporte e distribuição de gás natural e dos gases de substituição (SNG).

- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 14/93 de 6 de Março-** Revoga a adjudicação da concessão da exploração, em regime de serviço público, do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e gasoduto de gás natural, bem como da construção das respectivas infra-estruturas.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 47/93 de 31 de Maio-** Prorroga até 31 de Dezembro de 1993 o prazo a que se refere o n.º 4 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/92. de 9 de Janeiro, já anteriormente prorrogado pelas Resoluções ns. 25/92, de 9 de Julho, e 49/92, de 31 de Dezembro.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 25/92 de 7 de Agosto-** Prorroga o prazo para celebração do contrato de concessão de exploração das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural do Norte, Centro e Sul e da construção das respectivas infra-estruturas.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/92 de 31 de Maio-** Prorroga, com determinadas condições, o prazo a que se referem o n.º 4 da Resolução do Conselho de Ministros 1/92 D.R. de 9 de Janeiro, e a Resolução n.º 25/92, de 9 de Julho (assinatura dos contratos de concessão da exploração das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural do Norte, do Centro e do Sul e de construção das respectivas infra-estruturas).
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/92 de 9 de Janeiro-** Procede à adjudicação das concessões de exploração, em regime de serviço público, das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural do Norte, do Centro e do Sul.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 38/91 de 18 de Setembro-** Procede à adjudicação da concessão das redes regionais de distribuição de gás natural do Norte, do Centro e do Sul.
- **Decreto-Lei n.º 333/91 de 6 de Setembro-** Aprova as bases de concessão das redes de distribuição de gás natural na Região de Lisboa.
- **Resolução n.º do Conselho de Ministros 28/91 de 19 de Julho-** Selecciona e hierarquiza as propostas apresentadas no concurso para adjudicação da construção e concessão da exploração, em regime de serviço público, do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e gasoduto de gás natural.
- **Decreto-Lei n.º 219/91 de 17 de Junho-** Altera a lista de municípios abrangidos pela rede de distribuição de gás natural, dando nova redacção ao anexo A ao Decreto-Lei n.º 262/89, de 17 de Agosto, e ao anexo I ao Decreto-Lei n.º 285/90, de 18 de Setembro.
- **Decreto-Lei n.º 160/91 de 30 de Abril-** Dá nova redacção aos artigos 22.º, 30.º e 32.º, bem como à base XXIX integrada no anexo I ao Decreto-Lei n.º 32/91, de 16 de Janeiro, e altera o anexo II do Decreto-Lei n.º 33/91, também de 16 de Janeiro (ambos relativos às redes de distribuição de gás natural).



- **Decreto-Lei n.º 33/91 de 16 de Janeiro-** Aprova as bases de concessão, em regime de serviço público, e construção das respectivas infra-estruturas, de redes de distribuição de gás natural.
- **Decreto-Lei n.º 32/91 de 16 de Janeiro-** Estabelece o regime aplicável aos concursos públicos para adjudicação das concessões das redes de distribuição regional de gás natural e construção das respectivas infra-estruturas.

## 26. SERVIDÕES

- **Decreto-Lei n.º 23/2003, de 4 de Janeiro-** Dá nova redacção ao artigo 19.º (Forma e conteúdo dos actos) do Decreto-Lei n.º 11/94, de 13 de Janeiro, que definiu o regime aplicável às servidões necessárias à implantação das infra-estruturas das concessões de gás natural.
- **Decreto-Lei n.º 152/94 de 26 de Maio-** Define o regime jurídico das servidões necessárias à implantação de oleodutos-gasodutos para o transporte de gás de petróleo liquefeito e produtos refinados.
- **Decreto-Lei n.º 11/94 de 13 de Janeiro-** Estabelece o regime aplicável às servidões necessárias à implantação e exploração das concessões de serviço público relativas ao gás natural, no seu estado gasoso ou líquido (GNL) e dos seus gases de substituição.

## 27. TERMINAL DE GNL

- **Portaria n.º 670/2001 de 4 de Julho-** Adopta, como Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção do Terminal, a norma EN 1473.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 89/2000 de 17 de Julho-** Determina que a nova central de ciclo combinado a gás natural possa ser constituída e explorada no âmbito do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV).
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 78/2000 de 6 de Julho-** Aprova a localização da implantação do terminal de gás natural liquefeito, designado abreviadamente por GNL, nos terrenos, terraplenos e molhes de protecção situados na área sob jurisdição da APS – Administração do Porto de Sines, S.A..
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/98 de 23 de Dezembro-** Introduce o gás natural no mercado energético português.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/92 de 31 de Dezembro-** Prorroga, com determinadas condições, o prazo a que se referem o n.º 2 da Resolução do Conselho de Ministros 2/92, de 9 de Janeiro, e a Resolução do Conselho de Ministros 24/92, de 9 de Julho (assinatura do contrato de concessão da exploração do terminal de gás natural liquefeito e do gasoduto de gás natural e de construção das respectivas infra-estruturas).

- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 24/92 de 7 de Agosto-** Prorroga o prazo para alteração do contrato de concessão de exploração do Terminal de Gás Natural Liquefeito e do Gasoduto de Gás Natural e da construção das respectivas infra-estruturas.
- **Decreto-Lei n.º 285/90 de 18 de Setembro-** Aprova as bases da concessão de exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural.
- **Decreto-Lei n.º 284/90 de 18 de Setembro-** Estabelece o regulamento do concurso para adjudicação da Construção e concessão da exploração do terminal de gás natural liquefeito (GNL) e do gasoduto de gás natural.

## 28. TRANSPORTE

- **Decreto-Lei n.º 72-L/2003, de 14 de Abril-** Transpõe para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2002/50/CE, da Comissão, de 6 de Junho, que adapta ao progresso técnico a Directiva n.º 199/36/CE, do Conselho, de 29 de Abril, relativa aos equipamentos sob pressão transportáveis. Dá nova redacção aos ns 1, 3.1 e 3.2 do módulo D (garantia de qualidade da produção) da parte I do anexo IV ao Decreto-Lei n.º 41/2002, de 28 de Fevereiro.
- **Despacho n.º 618/2002, de 22 de Abril, de 6 de Agosto-** Fixa os montantes devidos pela prestação de diversos serviços na área dos transportes rodoviários de mercadorias perigosas.
- **Decreto-Lei n.º 41/2002 de 28 de Fevereiro-** Transpõe para o direito interno a Directiva n.º 1999/36/CE, do Conselho, de 29 de Abril e a Directiva 2001/2/CE, da Comissão, de 4 de Janeiro, relativas aos equipamentos sob pressão transportáveis. Estabelece as regras a que devem obedecer o projecto, o fabrico, a avaliação da conformidade, a colocação no mercado, a entrada em serviço e a utilização repetida dos equipamentos sob pressão transportáveis, utilizados no transporte de mercadorias perigosas por estrada e por caminho-de-ferro. Revoga: a) O Decreto-Lei n.º 131/92, de 6 de Julho e a Portaria n.º 1125/92, de 9 de Dezembro, no que se refere aos equipamentos sob pressão transportáveis abrangidos pelo âmbito do presente diploma. b) A Portaria n.º 62-A/93, a Portaria n.º 62-B/93e a Portaria n.º 62-C/93, todas de 15 de Janeiro, com excepção das disposições do n.º 1 do n.º 1 e das partes 1 a 3 do anexo I de cada uma das referidas portarias.
- **Portaria n.º 355/2000 de 16 de Junho-** Altera o disposto no artigo 9.º, n.º 6, da Portaria n.º 13 387, de 20 de Dezembro de 1950, na redacção que lhe foi dada pela Portaria n.º 13 583, de 17 de Maio de 1951. Autoriza que sejam utilizados para o transporte ferroviário de gases dissolvidos ou líquidos inflamáveis, vagões-cisternas que não tenham o seu interior dividido em secções por meio de divisórias ou quebra-ondas.
- **Portaria n.º 405/96 de 22 de Agosto-** Estabelece as disposições a que deve obedecer o transito de gás natural entre grandes redes de transporte de alta pressão, transpondo para a ordem

jurídica nacional da Directiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, actualizada pela Directiva 94/49/CE, de 11 de Novembro.

- **Decreto-Lei n.º 94/96, de 17 de Julho-** Transpõe para a ordem jurídica interna a Directiva 93/75/CEE do Conselho de 13 de Setembro relativa às condições mínimas exigidas aos navios com destino a portos marítimos da Comunidade ou que deles saiam transportando mercadorias perigosas ou poluentes. Revoga: 1) O Decreto-Lei n.º 142/88, de 22 de Abril; 2) O Decreto-Lei n.º 297/90, de 22 de Setembro.
- **Portaria n.º 390/94 de 17 de Junho-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Gasodutos de Transporte de Gases Combustíveis. – Revoga a Portaria n.º 695/90 de 20 de Agosto.
- **Portaria n.º 981/91, de 25 de Setembro-** Dá nova redacção aos artigos 24.º e 31.º do Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção Exploração e Manutenção de Gasodutos e Transporte de Gases Combustíveis, ao artigo 20.º do Regulamento Técnico Relativo à Instalação, Exploração e Ensaio dos Postos de Redução de Pressão a Instalar nos Gasodutos de Transporte e nas Redes de Distribuição de Gases Combustíveis e ao artigo 24.º do Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição de Gases Combustíveis.
- **Portaria n.º 788/90 de 4 Setembro-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Exploração e Manutenção de Redes de Distribuição de Gases Combustíveis.
- **Portaria n.º 695/90 de 20 de Agosto-** Aprova o Regulamento Técnico Relativo ao Projecto, Construção, Exploração e Manutenção de Gasodutos de Transporte de Gases Combustíveis.
- **Decreto-Lei n.º 142/88 de 22 de Abril-** Define os condicionalismos a que devem obedecer os navios-tanques de arqueação igual ou superior de 1600 t destinados ao transporte de hidrocarbonetos, gases liquefeitos e produtos químicos, completa ou parcialmente carregados, bem como os que, estando vazios, não tenham sido ainda desgaseificados ou desembarçados de resíduos perigosos, quando entrem ou saiam dos portos nacionais.

## 29. UTILIZAÇÃO RACIONAL DA ENERGIA

- **Portaria n.º 383/2002 de 10 de Abril-** Dá nova redacção aos artigos 2.º, 3.º, 4.º, 5.º, 6.º, 7.º, 8.º, 9.º, 10.º, 11.º, 12.º, 16.º, 23.º, 24.º e altera os anexos A, B, C, D, e E, todos do Regulamento de Execução da Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos (MAPE), aprovado pela Portaria n.º 198/2001, de 13 de Março, na redacção que lhe foi dada pela Portaria n.º 1219-A/2001, de 23 de Outubro. É republicado, em anexo à presente portaria, o texto integral da Portaria n.º 198/2001, com as alterações introduzidas pelo presente diploma.

- **Portaria n.º 1219-A/2001 de 23 de Outubro**- Dá nova redacção ao n.º 4 do artigo 12.º e aos anexos A e B da Portaria n.º 98/2001, de 13 de Março, que aprova o Regulamento de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos
- **Portaria n.º 198/2001 de 13 de Março**- Cria a Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos (MAPE).
- **Portaria n.º 228/90 de 27 de Março**- Aprova o regulamento da gestão do consumo de energia para o sector dos transportes.
- **Despacho n.º 10/88 de 17 de Maio**- Clarifica o Regulamento aprovado pela Portaria n.º 359/82.
- **Decreto-Lei n.º 428/83 de 9 de Dezembro**- Alarga o âmbito do regulamento aprovado pela Portaria n.º 359/82.
- **Portaria n.º 359/82 de 7 de Abril**- Aprova o primeiro regulamento da gestão do consumo de energia.
- **Decreto-Lei n.º 30645 de 10 de Agosto de 1940**- Cria as regras de utilização dos combustíveis.

## IV. GLOSSÁRIO

Entrada	Definição
Acesso à armazenagem subterrânea	Exercício do direito do uso da armazenagem subterrânea.
Acesso ao terminal de GNL	Exercício do direito do uso do terminal de GNL.
Acesso às redes e às interligações	Exercício do direito do uso das redes e das interligações.
Actividade de Comercialização de Redes	Actividade dos distribuidores que consiste na comercialização do serviço de distribuição de gás natural, incluindo, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes.
Actividade de distribuição de gás natural	Actividade dos distribuidores que corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição, por forma a veicular o gás natural dos pontos de recepção da rede de transporte até aos clientes finais.
Actividade de transporte de gás natural	Actividade da entidade concessionária da rede de transporte que engloba o planeamento, o estabelecimento, a operação e manutenção da rede de alta pressão e de interligação.
Activo fixo	Imobilizados corpóreos e incorpóreos, conforme definidos no âmbito do Plano Oficial de Contabilidade (POC).
Alimentação individual da instalação do cliente	Infra-estrutura por onde transita o gás natural consumido exclusivamente na instalação de utilização de um cliente.
Alta pressão	Pressão cujo valor relativamente à pressão atmosférica é superior a 20 bar.
Ano contabilístico	Período de tempo compreendido entre 1 de Janeiro e 31 de Dezembro, inclusive.
Armazenagem subterrânea	Armazenamento de gás a muito alta pressão em cavernas aquíferas ou salinas no subsolo.
Armazenamento na rede - <i>linepack</i>	Armazenamento de gás por compressão em redes de transporte e distribuição de gás.
Baixa Pressão	Pressão cujo valor relativamente à pressão atmosférica é igual ou inferior a 4 bar.
BTU	British Thermal Unit. Equivalente a 0,252 kcal.
Candidato a utilizador da rede	Qualquer entidade que apresente um pedido de acesso à rede.
Capacidade da rede	Caudal máximo (horário, diário ou anual) que pode transitar na rede em regime contínuo.
Capacidade de interligação	Caudal máximo (horário, diário ou anual) que pode transitar na interligação em regime contínuo, em cada um dos sentidos.

Entrada	Definição
Cliente	Comprador por grosso ou final de gás natural ou empresa que compra gás natural.
Cliente doméstico	Cliente que compra gás natural para uso doméstico próprio.
Cliente elegível	Cliente livre de comprar gás ao fornecedor da sua escolha, na acepção do artigo 23.º da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Julho.
Cliente final	Cliente que compra gás natural para uso próprio.
Cliente grossista	Pessoa singular ou colectiva, distinta dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição, que compra gás natural para fins de revenda no interior ou no exterior da rede em que está estabelecida.
Cliente interruptível	Cliente final titular de um contrato de interruptibilidade.
Cliente não-doméstico	Cliente que compra gás natural para usos não domésticos.
Compressão	Aumento ou reposição da pressão do gás natural nas redes de transporte, instalações de armazenagem subterrânea, ou ou outras instalações especiais.
Conduta directa	Gasoduto de gás natural não integrado na rede interligada
Consumidor	Entidade que recebe gás natural para consumo próprio.
Disponibilidade	Situação em que a instalação se encontra em estado de poder funcionar nos parâmetros técnicos e de segurança regulamentares. A disponibilidade pode ser total ou parcial.
Distribuição	Transporte de gás natural através de redes locais ou regionais de gasodutos para efeitos de fornecimento a clientes.
Distribuidor concessionado	Entidade pública ou privada, detentora de uma concessão de transporte de gás natural através de redes locais ou regionais de gasodutos para efeitos de fornecimento a clientes, incluindo actualmente o fornecimento. Ao abrigo da Directiva 2003/55/CE, esta entidade poderá deixar de exercer a actividade de fornecimento.
Distribuidor licenciado	Entidade pública ou privada, detentora, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 8/2000, de uma licença de transporte de gás natural através de redes locais autónomas de gasodutos para efeitos de fornecimento a clientes, incluindo actualmente o fornecimento. Ao abrigo da Directiva 2003/55/CE, esta entidade poderá deixar de exercer a actividade de fornecimento.
Elemento de ligação à rede	Infra-estrutura física que permite a ligação entre uma instalação consumidora de gás e as redes de transporte ou de distribuição.
Elemento de ligação para uso exclusivo (de uma instalação a ligar à rede)	Elementos por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, gás natural consumido na instalação em causa.
Elemento de ligação para uso partilhado	Elementos que permitem a ligação à rede de mais do que uma instalação.

Entrada	Definição
Empresa coligada	Empresa filial, na acepção do artigo 41.º da Sétima Directiva 83/349/CEE do Conselho, de 13 de Junho de 1983, baseada no n.º 2, alínea g), do artigo 44.º (10) do Tratado e relativa às contas consolidadas(11), e/ou uma empresa associada, na acepção do n.º 1 do artigo 33.º da mesma Directiva, e/ou empresas que pertençam aos mesmos accionistas.
Empresa de fornecimento	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de fornecimento.
Empresa de gás natural	Pessoa singular ou colectiva que exerce, pelo menos, uma das seguintes actividades: produção, transporte, distribuição, fornecimento, compra ou armazenamento de gás natural, incluindo GNL, e que é responsável pelas funções comerciais, técnicas e/ou de manutenção ligadas a essas actividades, com excepção dos clientes finais.
Empresa de gás natural integrada	Empresa vertical ou horizontalmente integrada.
Empresa horizontalmente integrada	Empresa que exerce, pelo menos, uma das seguintes actividades: produção, transporte, distribuição, fornecimento ou armazenamento de gás natural, e ainda uma actividade não ligada ao sector do gás.
Empresa verticalmente integrada	Empresa ou grupo de empresas cujas relações mútuas estão definidas no n.º 3 do artigo 3.º do Regulamento (CEE) n.º 4064/89 do Conselho, de 21 de Dezembro de 1989, relativo ao controlo das operações de concentração de empresas (9), e que exerce, pelo menos, uma das seguintes actividades: transporte, distribuição, GNL ou armazenamento e, pelo menos, uma das actividades de produção ou fornecimento de gás natural.
Entrega de gás natural	Alimentação física de gás natural.
Equipamento de medição	Equipamentos destinados à medição e registo do caudal ou da energia fornecida.
Fornecimento	Venda, compreendendo a revenda, de gás natural, incluindo GNL, a clientes.
Fornecimento interruptível	Fornecimento sujeito a interrupção segundo o critério do fornecedor e de acordo com condições contratualmente estabelecidas.
GPL	Gases de petróleo liquefeitos - butano, propano ou misturas dos dois.
GRMS	Estação de redução de pressão e medição - Posto constituído por um conjunto de instalações destinado a fins específicos, tais como redução da pressão, aquecimento do gás emitido e medição dos caudais.
Instalação de armazenamento	Instalação utilizada para o armazenamento de gás natural, pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo a parte das instalações de GNL utilizada para o armazenamento, mas excluindo as instalações exclusivamente reservadas aos operadores das redes de transporte no exercício das suas funções.
Instalação de GNL	Instalação utilizada para a liquefacção de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e as instalações de armazenamento temporário necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte, mas excluindo as partes dos terminais de GNL utilizadas para o armazenamento.
Interligação	Ligação por um ou vários gasodutos, entre duas ou mais redes de transporte, designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de gás natural.

Entrada	Definição
Interrupção accidental	Interrupção do fornecimento ou da entrega de gás natural provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.
Interrupção programada	Interrupção do fornecimento ou da entrega, para permitir a execução de trabalhos na rede, da qual os clientes são informados com antecedência.
Ligação à rede	Conjunto de elementos da rede que permitem que uma instalação se ligue fisicamente às infra-estruturas de transporte ou distribuição de gás natural.
Ligações transfronteiriças	Gasodutos de ligação com o exterior do território nacional.
m <sup>3</sup> (n)	Metro cúbico normal, isto é, medido à temperatura de 0° C e à pressão de 1013,25 mbar.
Manobras de rede	Acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo, ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de pressão, bem como as acções destinadas a desligar ou a religar instalações para trabalhos.
Média pressão	Pressão cujo valor relativamente à pressão atmosférica é superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.
Mercado emergente	Mercado de um Estado-Membro em que o primeiro fornecimento comercial no âmbito do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural a longo prazo tenha sido efectuado há menos de 10 anos.
Nova infra-estrutura	Infra-estrutura não terminada à data da entrada em vigor da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho.
Operador da rede de distribuição	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de distribuição e é responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se necessário, pelo desenvolvimento da rede de distribuição numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás.
Operador da rede de transporte	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de transporte e é responsável pela exploração, pela garantia da manutenção e, se necessário, pelo desenvolvimento da rede de transporte numa área específica e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender pedidos razoáveis de transporte de gás.
Operador de instalação de GNL	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de liquefacção de gás natural ou de importação, descarga e regaseificação de GNL e é responsável pela exploração de uma instalação de GNL.
Operador do sistema de armazenamento	Pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de armazenamento e é responsável pela exploração de uma instalação de armazenamento.
Ponto de entrega	Ponto da rede onde se faz a entrega de gás natural à instalação do cliente ou a outra rede.



Entrada	Definição
Qualidade de serviço	Apreciação do serviço prestado por uma entidade e que pode ser caracterizada e avaliada através de um conjunto de parâmetros quantitativos e qualitativos, designados por indicadores e padrões de qualidade de serviço.
Ramal	Canalização, sem qualquer derivação, que parte da rede de transporte ou da de distribuição e termina numa ou mais instalações de utilização.
Recepção de gás natural	Entrada física de gás natural.
Rede	Conjunto de infra-estruturas de transporte ou distribuição, instalação de GNL e/ou instalação de armazenamento pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo os sistemas de armazenamento na rede ( <i>linepack</i> ) e as instalações prestadoras de serviços auxiliares, bem como as das empresas coligadas, necessárias para garantir o acesso ao transporte, à distribuição e ao GNL.
Rede de distribuição	Parte da rede utilizada para condução de gás natural, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.
Rede de gasodutos a montante	Gasoduto ou rede de gasodutos explorados e/ou construídos como parte de uma instalação de produção de petróleo ou de gás ou utilizados para transportar gás natural de uma ou mais dessas instalações para uma instalação de processamento, um terminal ou um terminal costeiro de descarga.
Rede de transporte	Parte da rede utilizada para o transporte de gás natural, dos locais de importação para as zonas de distribuição e de consumo.
Rede interligada	Conjunto de redes ligadas entre si.
Regulamento de Qualidade de Serviço	Conjunto de normas jurídicas que estabelecem indicadores e padrões de qualidade de serviço a observar pelas várias entidades intervenientes no mercado do gás natural no relacionamento com os seus clientes.
Regulamento de Relações Comerciais	Conjunto de normas jurídicas que estabelecem as disposições aplicáveis ao funcionamento das relações comerciais dentro do sector do gás natural, bem como as condições comerciais para ligação às redes e a forma como se processam as relações comerciais entre as várias entidades intervenientes no sector do gás natural no relacionamento com os seus clientes.
Regulamento do Acesso às Redes, às Interligações e ao Armazenamento	Conjunto de normas jurídicas que estabelecem as condições técnicas e comerciais a que deve obedecer o acesso às redes de transporte e de distribuição de gás natural, bem como às interligações e ao armazenamento.
Regulamento Tarifário	Conjunto de normas jurídicas que estabelecem os critérios e os métodos para formulação e fixação de tarifas e preços para o gás natural e outros serviços fornecidos pela entidade concessionária do transporte e pelos distribuidores regionais a clientes finais.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> - Sistema que permite, à distância, a vigilância e controlo automático de instalações: indica e regista pressões, temperaturas, caudais, etc., bem como gera alarme de violação de parâmetros de funcionamento localizando a ocorrência, incluindo fugas.
Segurança	Segurança do fornecimento de gás natural e a segurança técnica

Entrada	Definição
Serviços auxiliares	Todos os serviços necessários ao acesso e à exploração de redes de transporte ou distribuição, ou de instalações de GNL ou de armazenamento, incluindo sistemas de compensação de carga e de mistura, mas excluindo os meios exclusivamente reservados aos operadores da rede de transporte no exercício das suas funções.
Serviços de sistema	Serviços necessários para a operação do sistema de transporte de gás natural com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.
<i>Take-or-pay</i>	Cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar uma certa quantidade contratada de gás natural, independentemente de a retirar ou não.
Tarifa de Uso da rede de Distribuição	Tarifa a aplicar pela entidade concessionária da rede de distribuição de gás natural a terceiros pelo acesso e uso dessa rede.
Tarifa de Uso da rede de Transporte	Tarifa a aplicar pela entidade concessionária da rede de transporte de gás natural a terceiros pelo acesso e uso dessa rede.
Tarifa de Uso Global do Sistema	Tarifa a pagar pelo direito de acesso e uso das infra-estruturas de gás natural.
Tarifário	Conjunto de regras e de preços utilizados na facturação dos fornecimentos de gás natural e outros serviços aos clientes.
Tarifa de Venda a Clientes Finais	Tarifa a aplicar aos clientes finais elegíveis de gás natural e aos clientes elegíveis que não exerçam o seu direito de escolha de outro fornecedor de gás natural.
Taxa de inflação	Variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor sem habitação no Continente, publicada pelo INE no "Índice de Preços no Consumidor".
Taxa de juro EURIBOR	<i>Euro Interbank Offered Rate</i> : Taxa de juro interbancária, calculada diariamente para diversos prazos, resultante da média das taxas de oferta de fundos anunciadas por um painel de 57 instituições bancárias, escolhidas por se destacarem no mercado do Euro.
tep	Tonelada equivalente de petróleo ou 10 <sup>7</sup> kcal.
Terminal de GNL	Terminal utilizado para a liquefacção de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e as instalações de armazenamento temporário necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte.
Transporte	Transporte de gás natural através de uma rede de gasodutos de alta pressão para efeitos de fornecimento a clientes, mas não incluindo o fornecimento
Unidade Autónoma de Distribuição (UAD)	Rede não ligada ao sistema de transporte de gás natural, utilizada para condução de gás natural, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.
Unidade Autónoma de Gás (UAG)	Terminal utilizado para a recepção por camião, armazenagem temporária e regaseificação de GNL e subsequente emissão de gás para uma rede autónoma de distribuição.
Uso global do sistema	Utilização do conjunto de serviços que asseguram o suporte do sistema de gasodutos, a manutenção da oferta de gás natural de forma continuada e o seu fornecimento com níveis adequados de segurança e estabilidade.

---

<b>Entrada</b>	<b>Definição</b>
Utilizador da rede	Pessoa singular ou colectiva que utiliza a rede ou é através dela fornecida.
Válvula de corte (BV)	Instalação de ligação de linhas no mesmo nível de tensão, sem entrega final de energia para consumo e equipado com aparelhagem de corte e seccionamento.
Válvula de seccionamento	Instalação destinada a operar o seccionamento da rede de transporte de alta pressão.



**V. EQUIVALÊNCIAS**

**de energia**

	m <sup>3</sup> GN	kcal	tep	MBTU	MJ	kWh
m <sup>3</sup> GN	1	10 032	1,00E-03	39 810	42,00	11,665
kcal	9,97E-05	1	1,00E-07	3,97	4,186	1,16E-03
tep	997	10 000 000	1	39 683	41 860	11 628
MBTU	2,51E-05	0,252	2,52E-05	1	16,61	4,61E-03
MJ	2,38E-02	0,239	2,39E-05	6,02E-02	1	2,78E-04
kWh	8,57E-02	860	8,60E-05	217	3 600	1

**de massa**

	GN (m <sup>3</sup> )	Propano (t)	Gasóleo (t)	Fuelóleo (t)	Electricidade (kWh)
GN (m <sup>3</sup> )	1	0,88	0,99	1,05	11,67
Propano (t)	1,14	1	1,12	1,19	13,26
Gasóleo (t)	1,01	0,89	1	1,06	10,42
Fuelóleo (t)	0,96	0,842	0,943	1	11,16
Electricidade (kWh)	0,086	0,075	0,096	0,090	1

Nota: O m<sup>3</sup> de gás natural refere-se a metros cúbicos normais.