

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA  
O ANO GÁS 2011-2012**

Junho 2011

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

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Variações tarifárias .....	2
0.2	Principais determinantes da evolução dos custos .....	3
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE .....</b>	<b>17</b>
2.1	Aspectos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	22
2.2	Proveitos permitidos para cada actividade .....	42
2.2.1	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	42
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural .....	43
2.2.3	Transporte de Gás Natural.....	45
2.2.4	Gestão Técnica Global do SNGN .....	46
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	47
2.2.6	Compra e Venda de gás natural .....	51
2.2.6.1	Comercializadores de último recurso grossista .....	51
2.2.6.2	Comercializador de último recurso a grandes clientes .....	52
2.2.6.3	Comercializador de último recurso retalhista .....	53
2.2.7	Comercialização de gás natural .....	56
2.2.7.1	Comercializador de último recurso a grandes clientes .....	56
2.2.8	Comercializador de último recurso retalhista .....	56
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas .....	59
2.4	Compensações entre entidades reguladas.....	63
2.4.1	Entre operadores da rede de distribuição .....	63
2.4.2	Entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição .....	63
2.4.3	Compensações dos comercializadores .....	63
2.4.3.1	Transferências entre comercializadores de último recurso retalhistas .....	65
2.4.3.2	Transferência entre operadores de armazenamento subterrâneo.....	65
<b>3</b>	<b>TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2011-2012 .....</b>	<b>66</b>
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	70
3.1.1	Preços da parcela de Recepção de GNL.....	70
3.1.2	Preços da parcela de Armazenamento de GNL .....	70
3.1.3	Preços da parcela de regaseificação de GNL.....	71
3.1.4	Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	71
3.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL .....	72
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	73
3.3	Tarifas por actividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural .....	74
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	74
3.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	76

3.4	Tarifas por actividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural .....	80
3.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	80
3.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	82
3.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição.....	83
3.4.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	84
3.4.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP > .....	84
3.4.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP < .....	84
3.5	Tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso .....	85
3.5.1	Tarifa Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas .....	85
3.5.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	86
3.5.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	86
3.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	87
3.7	Tarifas de Acesso às Redes .....	91
3.7.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte .....	91
3.7.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	92
3.7.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	92
3.8	Tarifas transitórias de gás natural a vigorar em 2011-2012.....	93
3.8.1	Tarifas transitórias por actividade do comercializador de último recurso grossista.....	93
3.8.1.1	Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	93
3.8.1.2	Tarifa transitória de Comercialização da actividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.....	94
3.8.2	Tarifas transitórias por actividade dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	95
3.8.2.1	Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	95
3.8.2.2	Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	95
3.8.3	Tarifas transitórias de venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	96
3.8.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista .....	96
3.8.3.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	97
<b>4</b>	<b>PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2011-2012.....</b>	<b>99</b>
4.1	Enquadramento regulamentar .....	99
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	99
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2011-2012.....	100
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	100
4.3.2	Encargos com a rede a construir .....	101

4.3.3	Preço de leitura extraordinária .....	102
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora .....	102
4.3.5	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de pólos de consumo existentes nas redes de gás natural .....	103
<b>5</b>	<b>ANÁLISE DE IMPACTES .....</b>	<b>105</b>
5.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Actividade.....	105
5.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	105
5.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	106
5.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte .....	107
5.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte .....	108
5.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição .....	109
5.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> ....	110
5.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	111
5.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	112
5.2.1	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2011-2012 .....	116
5.3	Impacte no preço médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	117
5.4	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais em 2011-2012 .....	118
5.4.1	Estrutura do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> em 2011-2012 .....	118
5.4.2	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> em 2011-2012 .....	118
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>121</b>
	<b>ANEXO I SIGLAS .....</b>	<b>123</b>
	<b>ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES .....</b>	<b>127</b>
	<b>ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012” .....</b>	<b>131</b>
	<b>ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012” .....</b>	<b>157</b>

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	3
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	3
Quadro 0-3 - Pressupostos .....	4
Quadro 0-4 - Metas de eficiência aplicadas às actividades reguladas .....	8
Quadro 0-5 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.....	9
Quadro 0-6 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 .....	10
Quadro 0-7 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 .....	10
Quadro 0-8 - Transferências para a parcela I da UGS .....	11
Quadro 0-9 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2011-2012 .....	13
Quadro 0-10 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2011-2012 por actividade.....	14
Quadro 2-1 - Empresas e actividades reguladas no sector do gás natural .....	18
Quadro 2-2 - Impactes da reavaliação inicial nos proveitos permitidos da Sonorgás .....	24
Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.....	25
Quadro 2-4 - Taxas e <i>spread</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.....	26
Quadro 2-5 - Principais indicadores macroeconómicos.....	27
Quadro 2-6 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano gás 2011-2012.....	33
Quadro 2-7- Factores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.....	35
Quadro 2-8 - Reposição gradual da neutralidade financeira do ORT.....	36
Quadro 2-9 - Reposição gradual da neutralidade financeira por ORD .....	36
Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.....	37
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 .....	38
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 .....	38
Quadro 2-13 - Transferências para a parcela I da UGS .....	40
Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	43
Quadro 2-15 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural .....	44
Quadro 2-16 - Facturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem.....	45
Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural.....	46
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	47
Quadro 2-19 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural .....	48
Quadro 2-20 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural .....	51
Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso .....	52
Quadro 2-22 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes.....	53

Quadro 2-23 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista .....	54
Quadro 2-24 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista .....	55
Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.....	56
Quadro 2-26 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista .....	57
Quadro 2-27 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista .....	58
Quadro 2-28 - Parâmetros a vigorar em 2011-2012 .....	59
Quadro 2-29 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2011-2012 .....	61
Quadro 2-30 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2011-2012.....	62
Quadro 2-31 - Compensação entre os ORD no ano gás 2011-2012 .....	63
Quadro 2-32 - Transferência do ORT para os comercializadores .....	64
Quadro 2-33 - Transferências mensais em percentagem.....	64
Quadro 2-34 - Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2011-2012 .....	65
Quadro 2-35 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo.....	65
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	67
Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração .....	70
Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração.....	71
Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL .....	71
Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração.....	71
Quadro 3-6 - Preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	72
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	72
Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL, previsto no Despacho n.º 10422/2010 .....	73
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	74
Quadro 3-10 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	75
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema .....	75
Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema .....	75
Quadro 3-13 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	76
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada .....	77
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída .....	78
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada.....	79
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída .....	79

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída .....	80
Quadro 3-19 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	81
Quadro 3-20 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	81
Quadro 3-21 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	82
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	83
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP .....	84
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de URD em BP > .....	84
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de URD em BP < .....	85
Quadro 3-26 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	85
Quadro 3-27 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	86
Quadro 3-28 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> por ano .....	87
Quadro 3-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	88
Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	88
Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	88
Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal .....	89
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboagás .....	89
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	89
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás .....	89
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	90
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	90
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás .....	90
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás .....	90
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de electricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2011-2012....	91
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2011-2012 .....	91
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2011-2012.....	91
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2011-2012.....	92
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2011-2012 .....	92
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2011-2012 .....	92
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2011-2012 .....	93

Quadro 3-47 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes.....	94
Quadro 3-48 - Tarifa transitória de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes .....	94
Quadro 3-49 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	95
Quadro 3-50 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano.....	95
Quadro 3-51 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no 3º Trimestre de 2011.....	97
Quadro 3-52 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> a vigorarem no 3º Trimestre de 2011 .....	97
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2011-2012) .....	101
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir .....	101
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2011-2012).....	102
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m <sup>3</sup> (n) (ano gás 2011-2012).....	103
Quadro 5-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	105
Quadro 5-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	106
Quadro 5-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	107
Quadro 5-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	108
Quadro 5-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	109
Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	110
Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	111
Quadro 5-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	112
Quadro 5-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão .....	113
Quadro 5-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	114
Quadro 5-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	114
Quadro 5-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	115
Quadro 5-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	117
Quadro 14 – Ajustamentos incorporados nas tarifas de 2011-2012.....	<b>Erro! Marcador não definido.</b>

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	5
Figura 0-2 - Evolução da cotação EUR/USD .....	6
Figura 0-3 - Evolução dos custos unitários de gás natural – referencial dos contratos ToP .....	7
Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	28
Figura 2-2 - Evolução da cotação EUR/USD .....	29
Figura 2-3 - Evolução dos custos unitários de gás natural – referencial dos contratos ToP .....	30
Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	106
Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	107
Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	108
Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte ....	109
Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	110
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	111
Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	112
Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores .....	113
Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	113
Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	114
Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	115
Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	115
Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011-2012 .....	116
Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011-2012 .....	116
Figura 5-15 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	117
Figura 5-16 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> em 2011-2012 .....	118
Figura 5-17 - Estrutura do preço médio de venda a clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> em 2011-2012 .....	119

## **0 SUMÁRIO EXECUTIVO**

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2011-2012, a ERSE deu início ao processo de aprovação das tarifas, elaborando uma proposta que submeteu a parecer do Conselho Tarifário e a comentários da Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer a 16 de Maio.

O parecer do Conselho Tarifário foi devidamente analisado e tomado em consideração pela ERSE, assim como os restantes comentários recebidos. Até 15 de Junho a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2011-2012 e publicou o respectivo despacho em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

A aprovação das tarifas e preços de gás natural será justificada através do presente documento e dos demais documentos complementares que o acompanham devidamente reformulados tendo em conta a análise do parecer do Conselho Tarifário e dos comentários recebidos. Os documentos que justificam a aprovação das tarifas e preços são divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do Conselho Tarifário e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

O presente documento justifica os pressupostos e as decisões que estão na base da definição para o ano gás 2011-2012 das tarifas e preços de gás natural, dos proveitos permitidos associados às actividades reguladas e dos preços dos serviços regulados, tendo por base os parâmetros aprovados para o período de regulação 2010-2013. Este documento é complementado por um conjunto de documentos que justificam os pressupostos e as decisões adoptadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2011-2012;
2. Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2011-2012;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012;
5. Ajustamentos referentes ao 2.º Semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012;
6. Análise dos investimentos do sector do gás natural.

## 0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2011-2012, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, pelo Decreto-Lei n.º 140/2006 e pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, bem como pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito.
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição.

As tarifas de Venda a Clientes Finais, pagas pelos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> fornecidos pelos comercializadores de último recurso, são obtidas por soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais para os consumidores de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, para o período que decorre entre 1 de Julho de 2011 e 30 de Junho de 2012, relativamente ao período homólogo de 2010-2011, resultam num acréscimo tarifário global, conforme consta no quadro seguinte.

**Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano**

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2011-2012/2010-2011
Consumo <= 10 000 m <sup>3</sup> /ano	<b>3,9%</b>

A generalidade dos fornecimentos acima de 10 000 m<sup>3</sup> são garantidos em regime de mercado em que as tarifas aplicáveis, definidas entre as partes, integram as Tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE e preços de energia negociados entre os clientes e os comercializadores. A variação das Tarifas de Acesso às Redes proposta para o período que decorre entre 1 de Julho de 2011 e 30 de Junho de 2012, relativamente ao período homólogo de 2010-2011, para os fornecimentos acima de 10 000 m<sup>3</sup>, consta do quadro seguinte.

**Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano**

Tarifas de Acesso às Redes	Variação 2011-2012/2010-2011
Consumo > 10 000 m <sup>3</sup> /ano	<b>-6,6%</b>

## 0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

Os principais factores que influenciaram a determinação dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 apresentam-se seguidamente.

### PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS

No Quadro 0-3 apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012.

## Quadro 0-3 - Pressupostos

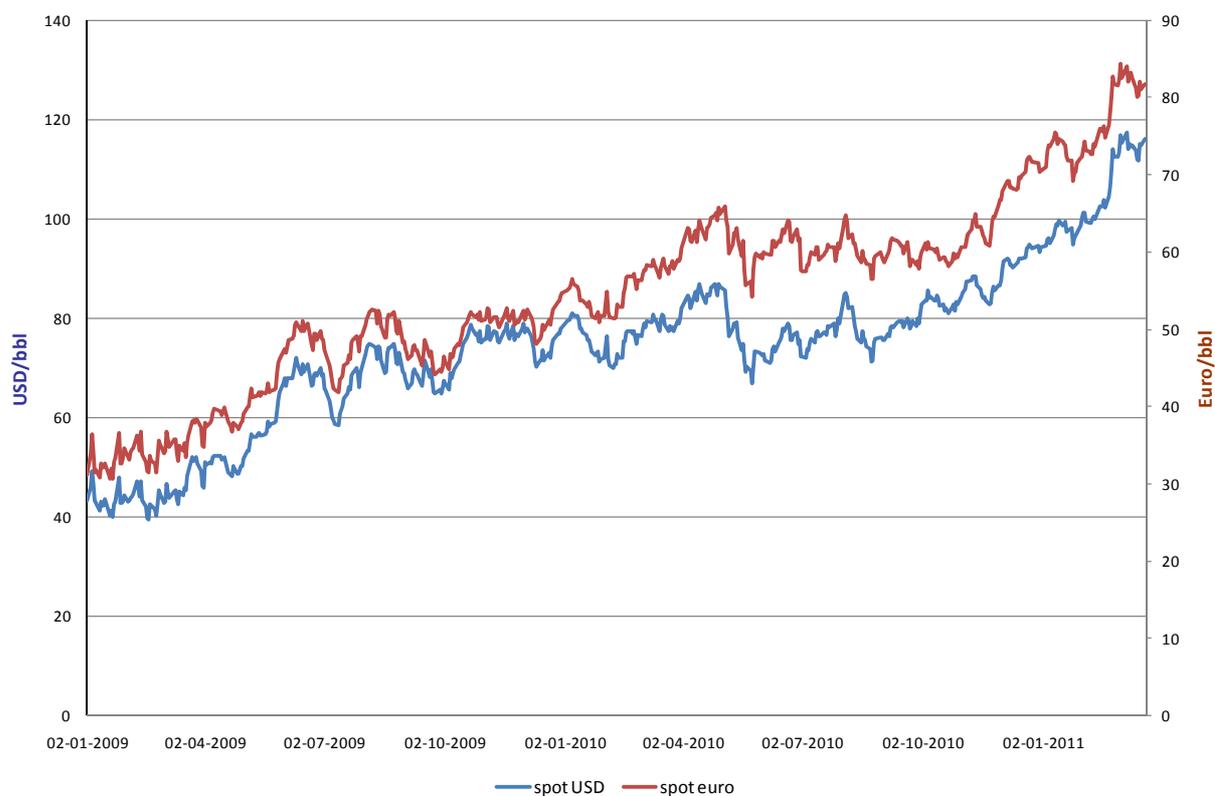
Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2010	1,4%
	- 2011	2,0%
	- 2012	2,0%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2009-2010 (desde 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010 acrescida de <i>spread</i> )	1,737%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2010-2011 (desde 1 de Julho de 2010 a 16 de Maio de 2011) acrescida de <i>spread</i>	3,044%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de <i>spread</i>	1,797%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2010 acrescida de <i>spread</i>	2,814%
Custo unitário de aquisição de gás natural	Custo unitário do gás natural, incluindo custos com uso do terminal de GNL, com o uso do armazenamento subterrâneo, com o transporte, com a imobilização das reservas estratégicas e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	2,7 cent€/kWh

## CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento à actividade regulada através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, enquanto que o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

A ERSE analisa a evolução do custo unitário do gás natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de gás natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados.

Na Figura 0-1 apresenta-se a evolução do preço do barril de petróleo ao longo dos últimos meses, sendo notória a tendência de crescimento, tanto em euros como em dólares.

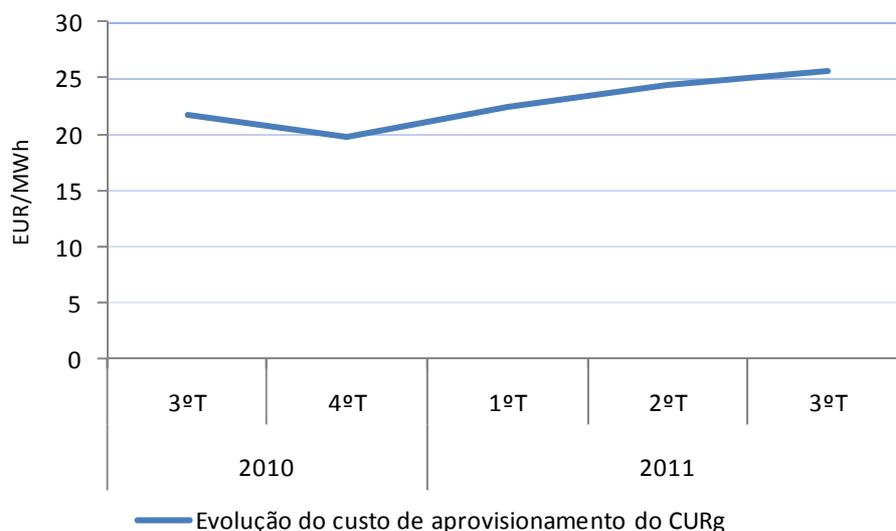
**Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros**

Com efeito, perspectiva-se um aumento do preço do petróleo em USD para o segundo trimestre de 2011, relativo ao valor implícito nas tarifas anuais para esse trimestre que é de 83 USD/bbl. Perspectiva-se uma diferença ainda maior quando o preço do petróleo é valorizado em euros, devido à tendência de desvalorização da moeda europeia iniciada no final de 2009, como se pode observar na figura que se segue. A taxa de câmbio EUR/USD implícita nas tarifas anuais é de 1,35 o que reflecte uma valorização do Euro superior às expectativas actuais.

**Figura 0-2 - Evolução da cotação EUR/USD**

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infra-estruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da actividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural, encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário.

Assim, na Figura 0-3 apresenta-se a evolução do custo unitário de aquisição do gás natural, no referencial dos contratos de *take or pay*, para os últimos dois trimestres do ano 2010 e para os três primeiros trimestres de 2011, tendo em conta a informação disponível em Março de 2011.

**Figura 0-3 - Evolução dos custos unitários de gás natural – referencial dos contratos ToP**

A análise destes dados evidencia uma evolução crescente do custo unitário de aquisição do gás natural, face ao publicado nas tarifas do 2.º trimestre do ano 2011, pelo que o custo unitário de aquisição do gás natural para o ano gás 2011-2012 é de 2,7 cent€/kWh.

#### **METAS DE EFICIÊNCIA**

No período regulatório que teve início em Julho de 2010 foram definidas metas de eficiência a aplicar à base de custos operacionais da actividade de Distribuição de gás natural, suportadas por um estudo pormenorizado que a ERSE elaborou sobre a matéria, e que integrou os documentos de tarifas do ano gás 2010-2011.

Para as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de gás natural e de Comercialização de último recurso foram aplicadas metas de eficiência, baseadas em análises mais simplificadas da realidade das empresas.

Na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicou-se uma meta de eficiência de 1%, no ano gás 2011-2012, que resultou na redução dos custos controláveis em cerca de 1,4%.

Na actividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência, que variam entre os 0,5% e os 3,9%, no ano gás 2011-2012 conduziram a uma redução global dos custos controláveis dos vários ORD de cerca de 2,3%. Ao nível dos proveitos permitidos dos ORD a redução foi de cerca de 0,6%.

Acresce referir que a redução prevista dos custos controláveis, ao nível da actividade de Distribuição de gás natural, para o ano gás 2011-2012 assenta numa base de comparação – ano gás 2010-2011- que já foi objecto de aplicação de metas de eficiência, pelo que o efeito é mais reduzido que o do ano anterior.

Nas comercializadores de último recurso retalhistas consideraram-se metas de eficiência de 3%, no ano gás 2011-2012. Esta opção associada à implementação de uma metodologia de regulação por incentivos permitiu uma redução dos custos controláveis de 7,9% e dos proveitos permitidos em cerca de 9,9%.

O Quadro 0-4 resume os factores de eficiência considerados bem como os impactes da sua aplicação ao nível dos custos controláveis e dos proveitos permitidos.

**Quadro 0-4 - Metas de eficiência aplicadas às actividades reguladas**

Actividade	Metas de eficiência
Terminal de GNL	1%
Distribuição de GN	0,5% a 3,9%
Comercialização (a)	3%

(a) Comercializadores de último recurso

## SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

Tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre, quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, a ERSE no ano gás 2010-2011 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) os desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com excepção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómica, com um preço de energia.

Após preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário em relação ao impacte provocado pelo acréscimo das tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE para o ano gás 2010-2011, foi decidido

proceder à revisão excepcional das mesmas, bem como alterar a metodologia de repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural.

Neste sentido, a ERSE alterou a metodologia de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural por ser esta a parcela dos proveitos permitidos que teve o principal impacte no acréscimo da tarifa de acesso às redes dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

No sentido de minorar os efeitos deste ajustamento nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, a ERSE definiu que a repercussão não se efectue de uma forma constante em três anos, como consta da definição em vigor dos proveitos permitidos, mas em seis anos e de uma forma progressiva. No primeiro ano, é recuperado 1/21 avos deste ajustamento, sendo que esta proporção aumenta progressivamente, com a adição de 1/21 avos em cada um dos anos seguintes.

Relativamente às transferências para a actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>, manteve-se o perfil de recuperação em três anos definido nas tarifas em vigor.

Deste modo, surgiu a necessidade de diferenciar a actividade de UGS II cujos montantes associados são suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m<sup>3</sup>, respectivamente. Para este efeito, separou-se a actividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, e respectiva tarifa, em dois segmentos; para os consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário (RT) efectuada em Dezembro de 2010, a qual foi apresentada ao Conselho Tarifário, tendo este emitido parecer favorável. O Despacho n.º19 339/2010, de 17 de Dezembro, publicado no D.R. n.º 252, Série II, de 30 de Dezembro de 2010 aprovou estas alterações do Regulamento Tarifário.

No Quadro 0-5 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

**Quadro 0-5 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

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

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	12 473
Juros de diferimento	3 130
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	4 257
<b>Total</b>	<b>19 860</b>

No Quadro 0-6 e no Quadro 0-7 podemos visualizar o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> (UGS II>) e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (UGS II≤).

**Quadro 0-6 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

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

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	12 293
Juros de diferimento	2 976
<b>Total</b>	<b>15 268</b>

**Quadro 0-7 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

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

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	4 437
Juros de diferimento	155
<b>Total</b>	<b>4 592</b>

A separação da parcela II da tarifa de UGS, a nível do ORT, pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> implica que os proveitos recebidos pelo ORT sejam recuperados pelo ORD com idêntica separação por tipo de cliente. Deste modo na alteração do RT, acima referida, procedeu-se a idêntica separação para o operador da rede de distribuição.

**EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

Assim, se nos poucos clientes que restam na actividade fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores à extinção das tarifas, bem como os custos operacionais da actividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem, o que tornaria incomportável o valor das respectivas tarifas. No entanto, caso as empresas reguladas não fossem compensadas por esta situação, o seu equilíbrio económico-financeiro seria seriamente afectado.

Os ajustamentos da função de Comercialização, do ano gás t-2 (2.º semestre de 2009), do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas com clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, deduzidos do sobreproveito, resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, são incluídos na parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

No Quadro 0-8 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

**Quadro 0-8 - Transferências para a parcela I da UGS**

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

<b>Transferências para a UGS I</b>	<b>Valor</b>
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	4 602
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	2 729
<b>Total</b>	<b>7 331</b>

#### **HARMONIZAÇÃO ENTRE CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS**

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte, criando assim o conceito de ano gás. No entanto, esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias o que acarreta vários inconvenientes, dos quais se destacam a difícil comparabilidade entre contas reguladas e contas estatutárias, a menor fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos e a necessidade de auditorias adicionais às já efectuadas pelas empresas.

Assim, foi alterado o Regulamento Tarifário no sentido de manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação

e período de vigência das tarifas nas datas habituais, calculando, no entanto, os proveitos permitidos com base em informação reportada aos anos civis que integram o ano gás (anos civis  $s$  e  $s+1$ ).

A metodologia descrita foi adoptada pela primeira vez no ano gás 2010-2011, com o início do novo período regulatório, e os efeitos favoráveis desta alteração são já visíveis, pois a informação em ano civil enviada pelas empresas permite uma melhor comparabilidade com as contas estatutárias e facilita as auditorias a realizar.

No entanto, a alteração de ano gás para ano civil, associada à passagem do POC (Plano Oficial de Contabilidade) para o novo sistema contabilístico obriga a tratamento excepcional dos ajustamentos definitivo e provisório dos anos gás 2011-2012 e 2012-2013. Para efectuar a mudança de metodologia foi necessário definir como período de transição o 1.º semestre de 2010.

As alterações a considerar no período de transição são as seguintes:

1. Redução para um semestre (2.º semestre de 2009) do ajustamento do ano gás  $t-2$  a repercutir no ano gás 2011-2012;
2. Ajustamento provisório ( $s-1$ ) do ano 2010 a repercutir no ano gás 2011-2012, separado por semestres;
3. Separação contabilística de parte da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da forma de regulação de custos aceites para *price cap*;
4. Separação contabilística de parte da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da metodologia de cálculo do custo com capital (final do alisamento do activo fixo);
5. Alteração das Normas Complementares de modo a contemplarem a separação por semestre do ano civil de 2010 e o novo sistema contabilístico;
6. Ajustamento definitivo ( $s-2$ ) do ano 2010 a repercutir no ano gás 2012-2013, separado por semestres;
7. A auditoria dos custos do ano 2010 terá de ter características especiais atendendo a que as formas de regulação são diferentes em cada um dos semestres.

#### **ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA**

Até ao final de 2011, o sector do gás natural concluirá uma fase importante de adaptação dos equipamentos de medição dos clientes com consumos anuais acima de 100 000 m<sup>3</sup>. Estes clientes estarão integrados no sistema de telecontagem, com medição diária do gás consumido, representando um total nacional de 84% do consumo de gás natural medido diariamente (ou 91%, se considerarmos os centros electroprodutores).

Esta nova situação tem algumas implicações ao nível das tarifas aplicáveis aos clientes (passando a maior parte do consumo a ser facturado com tarifas de discriminação diária) e permitirá um maior conhecimento de todos os fluxos de gás nas redes e uma melhor caracterização do consumo dos clientes sem telecontagem.

Por último, importa acrescentar que esta situação não tem implicações ao nível dos proveitos permitidos.

### BALANÇO DE ENERGIA DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2011-2012 condiciona os preços das tarifas de Uso das Infra-estruturas e de Venda a Clientes Finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias actividades do sector e, por outro lado, do nível da procura de gás natural a satisfazer. No quadro seguinte apresenta-se o balanço e fluxos de energia do sistema nacional de gás natural.

**Quadro 0-9 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2011-2012**

		Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	<b>29 391</b>
	1.1 Campo Maior	28 781
	1.2 Valença do Minho	610
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	<b>40 652</b>
	2.1 Injecções RNT	39 870
	2.2 Camião cisterna	781
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	<b>322</b>
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	<b>70 365</b>
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	<b>69 583</b>
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	<b>0</b>
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	<b>1 154</b>
	8 Centros electroprodutores	<b>27 462</b>
	9 Clientes industriais em AP	<b>15 445</b>
	10 Redes de distribuição (interligadas)	<b>25 446</b>
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	<b>69 507</b>
	12 Variação das existências (Linepack)	<b>0</b>
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	<b>76</b>
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	<b>68 353</b>
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	15 Clientes em MP	<b>16 529</b>
	16 Clientes em BP	<b>9 647</b>
	17 Perdas e autoconsumos na RNDGN	<b>51</b>
18=15+16+17	18 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	<b>26 227</b>

**PROVEITOS A RECUPERAR NAS ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

O Quadro 0-10 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2011-2012, por actividade.

**Quadro 0-10 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2011-2012 por actividade**

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

	Proveitos a recuperar 2011-2012	Proveitos a recuperar Tarifas 2010/2011	Variação	
<b>Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b> [a]	<b>39 185</b>	<b>35 045</b>	<b>4 141</b>	<b>11,8%</b>
<b>Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b> [b]	<b>20 863</b>	<b>20 722</b>	<b>141</b>	<b>0,7%</b>
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural</b> [c]	<b>174 590</b>	<b>148 555</b>	<b>26 036</b>	<b>17,5%</b>
Proveitos da actividade de transporte de gás natural	132 208	107 708	24 500	22,7%
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS I	22 522	20 479	2 044	10,0%
Proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema - UGS II	19 860	20 368	-508	-2,5%
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural</b>	<b>323 041</b>	<b>271 057</b>	<b>51 984</b>	<b>19,2%</b>
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I	8 599	36 654	-28 054	-76,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso global do sistema, previstos para o ano gás t	8 544	36 797		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de UGS I	-55	143		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	8 916			
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	4 592			
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	41 164	39 495		
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	41 694	33 355		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT	529	-6 140		
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	259 770	234 403	25 366	10,8%
<b>Proveitos do comercializador de último recurso grossista</b> [g]	<b>196 987</b>	<b>253 428</b>	<b>-56 441</b>	<b>-22,3%</b>
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	196 987	253 428	-56 441	-22,3%
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso</b>			<b>0</b>	
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	<b>4 079</b>	<b>77 491</b>	<b>-73 412</b>	<b>-94,7%</b>
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes	3 286	65 132	-61 846	-95,0%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes	685	10 676	-9 991	
Proveitos da actividade de Comercialização a grandes clientes	108	1 684	-1 576	-93,6%
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &gt; 10 000m<sup>3</sup></b>	<b>105 749</b>	<b>51 774</b>	<b>53 975</b>	<b>104,3%</b>
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural	76 720	29 896	46 824	156,6%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	26 450	20 799	5 651	
Proveitos da actividade de Comercialização	2 579	1 079	1 500	139,0%
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &lt; 10 000m<sup>3</sup></b>	<b>290 604</b>	<b>271 198</b>	<b>19 406</b>	<b>7,2%</b>
Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural	116 981	95 333	21 648	22,7%
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	140 638	143 241	-2 604	
Proveitos da actividade de Comercialização	32 985	32 623	362	1,1%
<b>Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]+[f]+[g]+[h]+[i]+[j]</b>	<b>726 594</b>	<b>733 536</b>	<b>-6 942</b>	<b>-0,9%</b>

Nota: Inclui a revisão extraordinária de tarifas 2010/2011 efectuada em Dezembro de 2010

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, à Autoridade da Concorrência e das empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

As tarifas e preços para o gás natural, para o ano gás 2011-2012 contemplam o estabelecido nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho.

As tarifas e preços, para o ano gás 2011-2012, são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de Março, bem como o disposto no Despacho n.º 19 340/2010. D.R. n.º 252, Série II, de 30 de Dezembro e no Despacho n.º 10 356/2010. D.R. n.º 118, Série II, de 21 de Junho.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2011-2012 têm em consideração os custos e investimentos reais do 2.º semestre de 2009, os estimados do ano gás 2010-2011 e os previsionais dos anos de 2011 e de 2012 enviados pelas seguintes empresas reguladas:

- REN Atlântico, Terminal da GNL, S.A.
- Transgás Armazenagem, S.A.
- REN Armazenagem, S.A.
- REN - Gasodutos, S.A.
- Transgás, S.A.
- Distribuidoras regionais e Comercializadores de Último Recurso: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, EDP Gás, LisboaGás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás, Lusitaniagás Comercialização, Medigás, Paxgás, Portgás, Setgás, Setgás Comercialização, Sonorgás e Tagusgás.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e as previsões enviadas pelas empresas para o ano gás 2011-2012.

Os valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10<sup>3</sup> EUR). No entanto, para efeitos de cálculo tarifário considerou-se como unidade o cêntimo de euro.

No que diz respeito à estrutura do presente documento, para além do sumário executivo, descrevem-se:

No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas no ano gás 2011-2012, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respectivos impactes.

No capítulo 3 os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por actividade, para vigorarem no ano gás 2011-2012 de acordo com o Regulamento Tarifário.

No capítulo 4 os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2011-2012, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.

Por último, no capítulo 5 é feita uma análise das variações tarifárias.

## 2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para as actividades reguladas do sector do gás natural.

Na determinação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural”, “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” e a “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2011-2012”.

No documento de “Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural” descrevem-se os principais pressupostos que serviram de base ao cálculo dos proveitos, bem como as opções tomadas relativamente aos valores estimados e previsionais enviados pelas empresas para os custos e para os investimentos nas empresas reguladas.

No documento de “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” determinam-se os desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores facturados pelas empresas dois anos antes e as estimativas dos valores a facturarem no ano anterior. De acordo com o novo Regulamento Tarifário os ajustamentos são feitos em ano civil e consistem num ajustamento provisório do ano s-1 e um ajustamento definitivo do ano s-2.

No ano gás 2011-2012 temos, pela primeira vez, um ajustamento provisório do ano s-1 e excepcionalmente um ajustamento definitivo somente do 2.º semestre do ano 2009. Esta situação decorre da alteração nacional do sistema contabilístico, que ocorreu no dia 1 de Janeiro de 2010. Para as empresas reguladas com sistemas contabilísticos distintos nos anos 2009 e 2010, a separação do 2.º semestre de 2009 e do 1.º semestre de 2010 facilitou, por um lado, o tratamento da informação e, por outro lado, possibilita o ajustamento do ano 2010 já em ano civil, tal como disposto no novo Regulamento Tarifário, no próximo ano regulatório de 2012-2013.

No documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2011-2012” a análise da procura de gás natural prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) e no cálculo dos preços das várias tarifas cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos permitidos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infra-estruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de facturação.

Seguidamente apresenta-se uma síntese das empresas reguladas do sector do gás natural, descrevendo para cada actividade, a forma de regulação, os principais custos, os incentivos, os parâmetros em vigor e as tarifas que permitem recuperar os proveitos.

**Quadro 2-1 - Empresas e actividades reguladas no sector do gás natural**

Empresas reguladas	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Outros Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2010-2013	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de Sines	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	<b>Custos de exploração</b> Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Custo com capital alisado a 10 anos Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental (até 2010)	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (até 2010)	<b>Custos de exploração</b> Factor de eficiência de 1% ao ano para a variação dos custos de exploração <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Taxa de remuneração do activo fixo de 8%	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
REN Armazenagem, SA Transgás Armazenagem, SA Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental (até 2010)	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (até 2010)	Taxa de remuneração do activo fixo de 8%	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	<b>Custos de exploração</b> Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos reais	Custos de exploração e de investimento Custos com o Plano de Promoção Ambiental	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	<b>Custos de exploração</b> Factor de eficiência de 3,8% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Taxa de remuneração do activo fixo de 8%	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Global do SNGN	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	Custos de gestão do sistema: a) Custos da gestão técnica global do SNGN; b) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados; c) Custos do operador logístico de mudança de comercializador; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSE e AdC; g) Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória h) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro.	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental Plano de Promoção de Eficiência ao Consumo	Taxa de remuneração do activo fixo de 8%	Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Proveitos permitidos para cada actividade

Empresas reguladas	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Outros Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2010-2013	Recuperação de proveitos	
Transgás, SA Comercializador de último recurso grossista	Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	a) Custos com aquisição do gás natural ao CSNGN b) Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte, custos de exploração do CSNGN e custos de imobilização das reservas estratégicas c) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Factor de eficiência nos custos de exploração do CSNGN	Tarifa de Energia	
	Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta o número de clientes e a energia.	a) Custos de exploração aceites em condições de gestão eficiente. Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos. b) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória c) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro.		Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras 9%	Tarifas de Comercialização	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais	a) Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos grandes clientes b) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.			Tarifa de Energia	
	Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN em regime transitório a grandes clientes	Pass through de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.	a) Custos com o uso global do sistema b) Custos com a utilização da rede de transporte c) Custos com a utilização da rede de distribuição			Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição	

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Proveitos permitidos para cada actividade

Empresas reguladas	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Outros Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2010-2013	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias (1) 5 empresas licenciadas (3) Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	<b>Custos de exploração</b> Regulação por <i>price cap</i> Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta a quantidade de gás natural distribuída e o número de pontos de abastecimento. <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Regulação por custos aceites Ajustamento da base de activos	a) Custos de exploração e de investimento b) Reposição gradual da neutralidade financeira c) Compensação por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição d) Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP e) Reavaliação inicial		<b>Custos de exploração</b> Factor de eficiência entre 0,5% e 4,0% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração <b>Base de activos a custos históricos (a)</b> Taxa de remuneração do activo fixo de 9%.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	URT	a) Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pela utilização da rede de transporte b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte			Tarifa de Uso da Rede de Transporte
	UGS	a) Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema: <i>pass through</i> de custos b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos pelo uso global do sistema b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema			Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Proveitos permitidos para cada actividade

Empresas reguladas	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Outros incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2010-2013	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias (2) 5 empresas licenciadas (3) Comercializadores de último recurso (CUR)	Compra e Venda de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes b) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.			Tarifa de Energia
	Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	Pass through de custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.				Tarifas de Acesso: Uso Global do Sistema Uso da Rede de Transporte Uso da Rede de Distribuição
	Comercialização de gás natural	<b>Custos de exploração</b> a) Regulação por <i>price cap</i> b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta o número de clientes e a energia.	a) Custos de exploração aceites em condições de gestão eficiente b) Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos c) Proveito adicional estabelecido na licença de comercialização de 4€ por cliente, reportado ao início do período de regulação.		<b>Custos de exploração</b> a) Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras 9% b) Factor de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifa de Comercialização
	Comercialização de gás natural em regime transitório	<b>Custos de exploração</b> a) Regulação por <i>price cap</i> b) Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta o número de clientes e a energia.	a) Custos de exploração aceites em condições de gestão eficiente b) Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos c) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados d) Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória e) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro f) Proveito adicional estabelecido na licença de comercialização de 4€ por cliente, reportado ao início do período de regulação.		<b>Custos de exploração</b> a) Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras 9% b) Factor de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifas de Comercialização

Tarifa de Venda a Clientes Finais

(a) Na regulação da base de activos a custos históricos considera-se a remuneração e a amortização do exercício.

(1) Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás.

(2) Beiragás, LisboaGás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização, EDP Gás, Setgás Comercialização e Tagusgás.

(3) Dianagás, Duriensgás, Medigás, Paxgás e Sonorgás

## **2.1 ASPECTOS RELEVANTES PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 para as empresas das actividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2010-2011, os seguintes factos.

### **PROCESSO JUDICIAL INTERPOSTO CONTRA A DECISÃO DO REGULADOR**

A ERSE foi notificada em 11 de Novembro de 2010 de uma acção administrativa especial interposta pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural, Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás contra a entidade reguladora. Na contestação, as Autoras solicitam a anulação da decisão de aprovação dos valores das tarifas e preços destinados a vigorarem no Ano Gás de Julho de 2010 a Junho de 2011 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, fundamentadas em situações relacionadas com a componente de custos com capital dos proveitos permitidos e as reavaliações sucessivas dos activos regulados.

A ERSE contestou a impugnação apresentada pelas Autoras.

A solicitação das Autoras implicaria um acréscimo de proveitos permitidos no ano gás 2010-2011 que poderá variar entre 13 a 27 milhões de euros, o que faria com que a variação tarifária das Tarifas de Venda a Clientes Finais, anunciada pela ERSE para vigorar desde Julho de 2010 e Junho de 2011, assumisse um valor entre +6% e +9%, ao invés dos +3,2% publicados pela ERSE.

Esta pretensão, para além dos impactes no período regulatório de 2010-2011, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacte até ao final do prazo de concessão estimado em cerca de 1 150 milhões de euros de proveitos vincendos.

A ERSE demonstrou com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido.

### **APROVAÇÃO DA REAVALIAÇÃO INICIAL DA SONORGÁS PELO MINISTÉRIO DAS FINANÇAS**

O Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de Julho, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal, determina no seu Artigo nº 70.º, tanto para as entidades concessionárias como para as licenciadas, que para efeitos de regulação, o valor dos activos de cada uma das redes da RNDGN deve reflectir o correspondente valor do balanço à data do início das novas concessões ou licenças, depois de reavaliados e líquidos de amortizações e subsídios a fundo perdido.

Esta reavaliação, sujeita a aprovação do Ministro das Finanças, foi efectuada por entidades financeiras, designadas pelo Ministro das Finanças. A reavaliação foi reportada à data de entrada em vigor dos novos contratos de concessão (1 de Janeiro de 2008).

No caso da Sonorgás a reavaliação reporta-se a 30 de Junho de 2008, com aprovação pelo Ministro das Finanças em 23 de Fevereiro de 2010, tendo a mesma, dado entrada na ERSE em 2 de Julho de 2010.

A ERSE, ao longo do período que decorreu entre o início da regulação (1 de Julho de 2008) e a data em que teve conhecimento da aprovação da reavaliação da Sonorgás pelo Ministro das Finanças, considerou no cálculo dos proveitos permitidos, a título de estimativa, o valor de imobilizado apresentado pela empresa.

Porém, o Ministro das Finanças não aprovou a reavaliação nos moldes apresentados pela empresa, o que implica que a ERSE faça a respectiva correcção dos valores dos proveitos permitidos dos anos gás 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011 e que faça repercutir a diferença apurada nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

A reavaliação dos activos da Sonorgás aprovada pelo Ministro das Finanças ascende a 8 120 787 euros.

No quadro abaixo apresenta-se o impacte desta situação nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012, que representa um acréscimo dos proveitos permitidos de 214 milhares de euros (3,1%).

**Quadro 2-2 - Impactes da reavaliação inicial nos proveitos permitidos da Sonorgás**

	Com reavaliação total proposta pela Sonorgás			Com reavaliação aceite pelo Ministério da Finanças			Valor a repercutir no Ano gás 2011-2012	
	2011-2012	2011	2012	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Δ 10 <sup>3</sup> EUR	%
Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR								
Valor a repercutir nas Tarifas 2011-2012								
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 808	3 741	5 874	4 863	3 949	5 777	55	1,2%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 143	634	1 652	1 677	1 230	2 123	534	46,7%
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	40 720	34 527	46 913	35 403	30 205	40 601	-5 317	-13,1%
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação	9%	9%	9%	9%	9%	9%		
Custos operacionais	2 016	1 837	2 194	2 016	1 837	2 194		
Custos de exploração afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t				0	0	0		
Proveitos afectos a esta actividade, que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano gás t				0	0	0		
Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do ORD	238	239	237	238	239	237		
Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD				3,0%	0	0		
Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD - €/m3		0,0809	0,0793	0	0,0809	0,0793		
Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Energia	10 565	9 306	11 824	10 565	9 306	11 824		
Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de natural do ORD -€/Pontos abastecimento		0,0688	0,0674	0	0,0688	0,0674		
Valor previsto para indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD - Pontos de abastecimento	13 708	12 291	15 125	13 708	12 291	15 125		
Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição do ORD				4,0%	0	0		
Custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para os anos s de acordo com o PPDA	0			0	0	0		
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	9			166	0	0	157	1724,0%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	1			0	0	0		
Ajustamento no ano s dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2				0	0	0		
<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>6 831</b>	<b>5 578</b>	<b>8 068</b>	<b>7 045</b>	<b>5 786</b>	<b>7 971</b>	<b>214</b>	<b>3,1%</b>
<b>Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2</b>	<b>-101</b>			<b>-101</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2</b>	<b>6 932</b>	<b>5 578</b>	<b>8 068</b>	<b>7 145</b>	<b>5 786</b>	<b>7 971</b>	<b>214</b>	<b>3,1%</b>

**PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS**

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços do sector do gás natural para o ano gás 2011-2012 são os seguintes:

**Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2010	1,4%
	- 2011	2,0%
	- 2012	2,0%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2009-2010 (desde 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010) acrescida de <i>spread</i>	1,737%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2010-2011 (desde 1 de Julho de 2010 a 16 de Maio de 2011) acrescida de <i>spread</i>	3,044%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do 2º semestre de 2009 acrescida de <i>spread</i>	1,797%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2010 acrescida de <i>spread</i>	2,814%
Custo unitário de aquisição de gás natural	Custo unitário do gás natural, incluindo custos com uso do terminal de GNL, com o uso do armazenamento subterrâneo, com o transporte, com a imobilização das reservas estratégicas e custos de funcionamento do comercializador de SNGN.	2,7 cent€/kWh

- *Spread*

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos.

Assim, apresenta-se seguidamente, por tipo de ajustamento, a taxa e o *spread* aplicado.

**Quadro 2-4 - Taxas e *spread* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

		2009-2010	2.º semestre 2009	2010	2010-2011	2011-2012
Ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do 2.º semestre de 2009 Spread no 2.º semestre de 2009, em pontos percentuais.		0,7970% 1,0%			
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 Spread no ano s-1, em pontos percentuais.			0,8143% 2,0%		
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-2 Spread no ano t-2, em pontos percentuais.	0,7369% 1,0%				
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-1 Spread no ano t-1, em pontos percentuais.				1,0440% 2,0%	
Reposição gradual da neutralidad e financeira	Taxa Euribor a 3 meses, estimada para 2011-2012					1,39%
	Spread, em pontos percentuais.					2,5%

- Taxa de Inflação

O deflator do PIB foi o indicador escolhido para actualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, para o ano gás 2011-2012, com excepção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-5 apresenta as previsões económicas efectuadas para a economia portuguesa pelo Ministério das Finanças e Administração Pública (MFAP), no âmbito da actualização efectuada em Março de 2010 do Programa de Estabilidade e Crescimento para o período compreendido entre 2010 e 2013.

**Quadro 2-5 - Principais indicadores macroeconómicos**

Unidade: %

	2010	2011	2012
Deflator do PIB	0,8	2,0	2,0
Deflator do Consumo Privado	1,0	1,9	1,9
IHPC	0,8	1,9	1,9
Deflator das Exportações (bens e serviços)	3,1	1,8	2,9
Deflator das Importações (bens e serviços)	4,5	1,9	2,9

Fonte: Programa de Estabilidade e Crescimento 2010-2013 - actualização de Março de 2010, Ministério das Finanças e da Administração Pública.

**CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL**

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento à actividade regulada através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O gás natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, enquanto que o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com Sonatrach (via gasoduto).

A ERSE analisa a evolução do custo unitário do gás natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de gás natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados.

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução do preço do barril de petróleo ao longo dos últimos meses, sendo notória a tendência de crescimento, tanto em euros como em dólares.

**Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros**

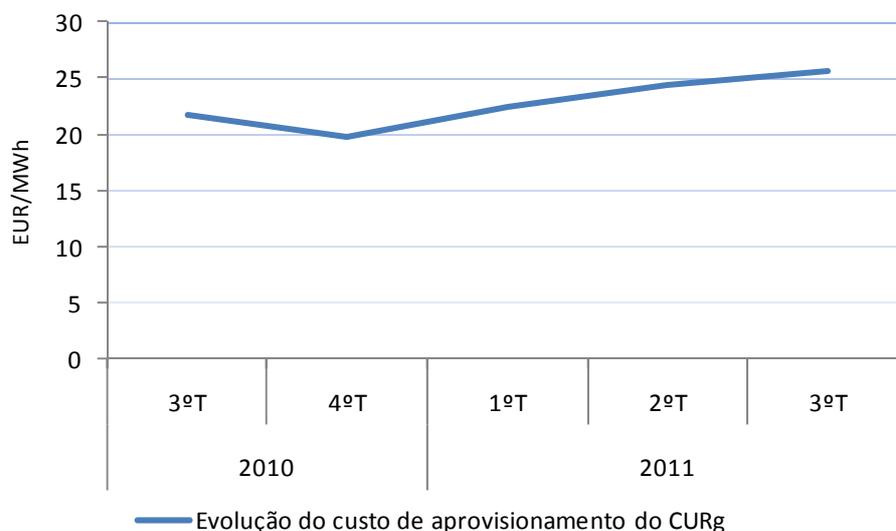
Com efeito, perspectiva-se um aumento do preço do petróleo em USD para o segundo trimestre de 2011, relativo ao valor implícito nas tarifas anuais para esse trimestre, que é de 83 USD/bbl. Perspectiva-se uma diferença ainda maior quando o preço do petróleo é valorizado em euros, devido à tendência de desvalorização da moeda europeia iniciada no final de 2009, que se pode observar na figura que se segue. A taxa de câmbio EUR/USD implícita nas tarifas anuais é de 1,35 o que reflecte uma valorização do Euro superior às expectativas actuais.

Figura 2-2 - Evolução da cotação EUR/USD



No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infra-estruturas de gás natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da actividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário.

Assim, na Figura 2-3 apresenta-se a evolução do custo unitário de aquisição do gás natural, no referencial dos contratos de *take or pay*, para os últimos dois trimestres do ano 2010 e para os três primeiros trimestres de 2011, tendo em conta a informação disponível em Março de 2011.

**Figura 2-3 - Evolução dos custos unitários de gás natural – referencial dos contratos ToP**

A análise destes dados evidencia uma evolução crescente do custo unitário de aquisição do gás natural, face ao publicado nas tarifas do 2.º trimestre do ano 2011, pelo que o custo unitário de aquisição do gás natural para o ano gás 2011-2012 é de 2,7 cent€/kWh.

### BALANÇO DE GÁS NATURAL

Em Portugal, os consumidores de gás natural podem ser subdivididos em três grandes grupos: as centrais de ciclo combinado a gás natural, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. Os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam cerca de 40% do consumo total, fracção idêntica à dos pequenos e médios consumidores, que são abastecidos pelo operador da rede de distribuição em média e baixa pressão. Por seu lado, os grandes consumidores industriais, fornecidos em alta pressão, são maioritariamente instalações de cogeração e representam cerca de 20% do consumo nacional.

Enquanto os consumidores fornecidos pelos operadores das redes de distribuição têm um consumo bastante disperso, que apresenta uma evolução com tendência relativamente estável, designadamente em baixa pressão, o consumo em alta pressão está bastante concentrado e é muito influenciável por factores externos, não só económicos, como também climatéricos, designadamente para o caso da produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. A entrada em funcionamento ou a paragem não prevista de um centro electroprodutor em regime ordinário ou de cogeração a gás natural criam distorções na evolução de todo o consumo de gás natural. Assim, dificilmente se podem aplicar, de forma segura, modelos previsionais de evolução da procura para cerca de 60% do consumo total de gás

---

natural. Quanto ao restante consumo, apenas no segmento de clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> se tem verificado uma nítida tendência de evolução.

Neste cenário, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural a considerar no cálculo dos proveitos permitidos tomam em consideração as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os respectivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico do gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes perspectivas sobre a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar.

No que diz respeito às previsões do operador da RNTGN, a REN, para o ano gás 2011-2012, apresenta valores algo expansionistas face aos valores reais ocorridos até à data, bem como se tivermos em consideração a evolução perspectivada para a actividade económica. Este aspecto foi mais marcante nas previsões da REN para o consumo dos centros electroprodutores e para os fornecimentos às redes de distribuição, do que para os consumidores finais fornecidos em alta pressão.

No que diz respeito aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, na proposta de Proveitos Permitidos e Tarifas para o ano gás 2011-12 enviada ao Conselho Tarifário no dia 15 de Abril, a ERSE assumiu a previsão do operador da RNTGN (11 945 GWh), por considerar que a mesma era aderente à evolução expectável para este segmento. Sobre esta previsão, o parecer do Conselho Tarifário de 16 de Maio de 2011 recomenda que *“a ERSE realize uma verificação adicional do cenário da procura, ... ,face à publicamente anunciada entrada em operação dos grandes projectos de reconversão industrial das refinarias de Sines e Matosinhos”*. A ERSE alterou a sua previsão neste sentido, tendo acrescido 3500 GWh aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, os quais são satisfeitos pelo Terminal de GN.

No caso dos centros electroprodutores, o cenário apresentado pela ERSE aponta para um menor crescimento do consumo agregado deste tipo de consumidores face às previsões da REN. As previsões da ERSE suportam-se nas novas centrais de ciclo combinado de Lares (EDP) e do Pego (Endesa) e no pressuposto de que qualquer retracção da procura residual (procura total deduzida dos fornecimentos dos produtores em regime especial com colocação da energia eléctrica garantida) influencie mais as centrais a carvão do que as centrais a gás natural, fruto da conjugação dos aumentos do preço do carvão e do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

No que concerne aos consumos nas redes de distribuição, as previsões dos Operadores das Redes de Distribuição e do Operador da Rede de Transporte são, mais uma vez, discordantes, com este último a apresentar previsões substancialmente mais expansionistas do que os primeiros, entre o ano gás 2009-2010 (ocorrido) e o ano gás 2011-2012 (previsto). A ERSE optou por escolher um cenário mais próximo da previsão do cenário dos Operadores das Redes de Distribuição, tendo em conta o verificado nos últimos anos.

Ao nível comercial, de um modo genérico, reconsideraram-se as previsões dos CUR para o ano gás 2011-2012, de modo a subentenderem uma saída para o mercado mais consentânea com a experiência acumulada, tanto no sector eléctrico para os consumidores domésticos, como no sector do gás natural para os consumidores com consumos acima de 10 000 m<sup>3</sup>. No que diz respeito aos clientes com consumo abaixo dos 10 000 m<sup>3</sup>, estes podem, a partir de 2010, transferir-se para o mercado, tendo contudo a ERSE admitindo quotas de liberalização mais conservadoras, que se julgam mais aderentes à realidade.

O balanço de energia de gás natural para o ano gás 2011-2012 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-6 evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

No documento “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2011-2012” encontra-se uma explicação mais detalhada dos pressupostos e metodologia subjacente à elaboração deste balanço de gás natural.

**Quadro 2-6 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano gás 2011-2012**

Unidades: GWh

	<b>Entradas na RNTGN</b>		
1=1.1+1.2	<b>1 Importação gasoduto</b>		<b>29 391</b>
	1.1 Campo Maior		28 781
	1.2 Valença do Minho		610
2=2.1+2.2+2.3	<b>2 Importação Terminal GNL</b>		<b>40 652</b>
	2.1 Injecções RNT		39 870
	2.2 Camião cisterna		781
	2.3 Variação de existências		0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo		322
4=1+2+3	<b>4 Total das Entradas no SNGN</b>		<b>70 365</b>
5=1+2.1+3	<b>5 Entradas na RNTGN</b>		<b>69 583</b>
	<b>Saídas da RNTGN</b>		
	6 Exportação (Valença do Minho)		0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo		1 154
	8 Centros electroprodutores		27 462
	8.1 TER (EDP)		7 895
	8.2 Turbogás (REN Trading)		8 581
	8.3 Carregado (EDP)		0
	8.4 Lares (EDP)		5 263
	8.5 Pego (ENDESA)		5 724
	9 Clientes industriais em AP		15 445
	10 Redes de distribuição (interligadas)		25 446
11=6+7+8+9+10	<b>11 Total das saídas da RNTGN</b>		<b>69 507</b>
	12 Variação das existências (Linepack)		0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN		76
14=8+9+10	<b>14 Total de consumos da RNTGN</b>		<b>68 353</b>
	<b>Entradas na RNDGN</b>		
15=10	15 Redes interligadas		25 446
16	16 Redes abastecidas por UAG		781
17=15+16	<b>17 Total de entradas na RNDGN</b>		<b>26 227</b>
	<b>Saídas da RNDGN</b>		
	18 Clientes em MP		16 529
	19 Clientes em BP		9 647
	19.1 Clientes em BP>		5 116
	19.2 Clientes em BP<		4 531
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN		51
21=18+19+20	<b>21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)</b>		<b>26 227</b>

**TARIFAS TRANSITÓRIAS**

À semelhança do ano anterior a ERSE tem procedido à revisão das tarifas transitórias dos fornecimentos a comercializadores de último recurso retalhistas e dos fornecimentos de carácter transitório a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n). As tarifas transitórias a fixar reflectem a perspectiva de evolução dos custos de aprovisionamento que dependem do dólar e do preço do barril de petróleo (Brent). As tarifas transitórias a fixar para o primeiro trimestre do ano gás 2011-2012 reflectem uma evolução de 4,9%.<sup>1</sup>

Tendo em conta que estes custos servem para determinar as tarifas do 1.º trimestre do próximo ano gás 2011-2012, a ERSE baseou a sua previsão actual em informações, entretanto recebidas do comercializador do SNGN, sobre os custos de aquisição da energia que alteram a evolução sazonal, mantendo-se, no entanto, constante o nível de custos anual, face à proposta de tarifas enviada para o Conselho Tarifário. Nesse sentido, procedeu-se a uma revisão em alta dos custos de energia para o primeiro trimestre deste ano gás com reflexos na determinação da tarifa transitória.

Assim, as tarifas do 1.º trimestre do próximo ano gás 2011-2012 reflectem uma evolução de 4,9% face às tarifas em vigor.

**METAS DE EFICIÊNCIA**

No período regulatório que teve início em Julho de 2010 foram definidas metas de eficiência a aplicar à base de custos operacionais da actividade de Distribuição de gás natural, suportadas por um estudo pormenorizado que a ERSE elaborou sobre a matéria, e que integrou os documentos de tarifas do ano gás 2010-2011.

Para as actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Comercialização de último recurso foram aplicadas metas de eficiência, baseadas em análises mais simplificadas da realidade das empresas.

Na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicou-se uma meta de eficiência de 1%, no ano gás 2011-2012, que resultou na redução dos custos controláveis em cerca de 1,4%.

Na actividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência, que variam entre os 0,5% e os 3,9%, no ano gás 2011-2012 conduziram a uma redução global dos custos controláveis dos vários ORD de cerca de 2,3%. Ao nível dos proveitos permitidos dos ORD a redução foi de cerca de 0,6%.

---

<sup>1</sup> A possibilidade deste acerto na sazonalidade da evolução dos custos de aprovisionamento de gás natural do comercializador de último recurso já tinha sido prevista na proposta apresentada ao Conselho Tarifário (página 34).

Acresce referir que a redução prevista dos custos controláveis, ao nível da actividade de Distribuição de gás natural, para o ano gás 2011-2012 assenta numa base de comparação – ano gás 2010-2011- que já foi objecto de aplicação de metas de eficiência, pelo que o efeito é mais reduzido que o do ano anterior.

Nas comercializadores de último recurso retalhistas consideraram-se metas de eficiência de 3%, no ano gás 2011-2012. Esta opção associada à implementação de uma metodologia de regulação por incentivos permitiu uma redução dos custos controláveis de 7,9% e dos proveitos permitidos em cerca de 9,9%.

O Quadro 2-7 apresenta o resumo dos factores de eficiência considerados, bem como os impactes da sua aplicação ao nível dos custos controláveis e dos proveitos permitidos.

**Quadro 2-7- Factores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

Actividade	Metas de eficiência	Impactes	
		Custos controláveis	Proveitos permitidos
Terminal de GNL	1%	-1,4%	-0,4%
Distribuição de GN	0,5% a 3,9%	-2,3%	-0,6%
Comercialização (a)	3%	-7,9%	-9,9%

Nota: (a) Comercializadores de último recurso retalhistas

#### REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA

Com a passagem do primeiro para o segundo período regulatório no sector do gás natural, a ERSE modificou a metodologia de cálculo do custo com capital, das actividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, tendo abolido na quase totalidade (mantém-se apenas na actividade do Terminal de GNL, mas apenas para um período de 10 anos) o alisamento dos valores do imobilizado por um período de 40 anos.

Porém, não se afigurou coerente, nem correcto que a reposição fosse efectuada num único ano, para evitar que fossem os consumidores desse ano a suportar o diferencial dos anos em que vigorou o alisamento.

Assim, para a definição do ritmo da reposição atendeu-se, por um lado, ao equilíbrio económico-financeiro das empresas envolvidas e, por outro, procurou-se mitigar os impactes a nível dos consumidores. Da conjugação destes factores, fixou-se um período de três anos para a actividade de Transporte de gás natural e de seis anos para a actividade de Distribuição de gás natural.

Relativamente ao operador da rede de transporte os montantes calculados para o ano gás 2011-2012, são reflectidos no Quadro 2-8.

**Quadro 2-8 - Reposição gradual da neutralidade financeira do ORT**

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

	2010-2011	2011-2012	2012-2013	Total
Amortização de capital	1 772	3 536	5 304	10 611
Juros	157	206	0	363
Valor a acrescentar aos pp	<b>1 929</b>	<b>3 742</b>	<b>5 304</b>	<b>10 975</b>

Relativamente aos operadores da rede de distribuição os montantes calculados para o ano gás 2011-2012, são reflectidos no Quadro 2-9.

**Quadro 2-9 - Reposição gradual da neutralidade financeira por ORD**

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

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2011-2012	387	15	-110	3 629	834	-26
	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2011-2012	11	2 441	431	166	231	8 009

Nota: Não incorpora as correcções efectuadas à facturação da Beiragás (886 milhares de euros) e da Lisboagás (9 902 milhares de euros).

## SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

Tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, a ERSE no ano gás 2010-2011 passou a reconhecer na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) os desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, com excepção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia.

Após preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário em relação ao impacte provocado pelo acréscimo das tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE para o ano gás 2010-2011, foi decidido

proceder à revisão excepcional das mesmas, bem como alterar a metodologia de repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural.

Neste sentido, a ERSE alterou a metodologia de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural por ser esta a parcela dos proveitos permitidos que teve o principal impacte no acréscimo da tarifa de acesso às redes dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

No sentido de minorar os efeitos deste ajustamento nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, a ERSE definiu que a repercussão não se efectue de uma forma constante em três anos, como consta da definição em vigor dos proveitos permitidos, mas em seis anos e de uma forma progressiva. No primeiro ano, é recuperado 1/21 avos deste ajustamento, sendo que esta proporção aumenta progressivamente, com a adição de 1/21 avos em cada um dos anos seguintes.

Relativamente às transferências para a actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>, manteve-se o perfil de recuperação em três anos definido nas tarifas em vigor.

Deste modo, surgiu a necessidade de diferenciar a actividade de UGS II cujos montantes associados são suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m<sup>3</sup>, respectivamente. Para este efeito, os proveitos resultantes da aplicação da parcela II da tarifa de UGS, foi dividida em dois segmentos; para os consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário efectuada em Dezembro de 2010, a qual foi apresentada ao CT, tendo este emitido parecer favorável. O Despacho n.º19 339/2010, de 17 de Dezembro, publicado no D.R. n.º 252, Série II, 30 de Dezembro de 2010 aprovou estas alterações do Regulamento Tarifário.

No Quadro 2-10 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012.

**Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	12 473
Juros de diferimento	3 130
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	4 257
<b>Total</b>	<b>19 860</b>

Nos Quadro 2-11 e Quadro 2-12 podemos visualizar o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> (UGS II>) e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (UGS II≤).

**Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

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

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	12 293
Juros de diferimento	2 976
<b>Total</b>	<b>15 268</b>

**Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012**

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

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	4 437
Juros de diferimento	155
<b>Total</b>	<b>4 592</b>

A separação da parcela II da tarifa de UGS, a nível do ORT, pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> implica que os proveitos recebidos pelo ORT sejam recuperados pelo ORD com idêntica separação por tipo de cliente. Deste modo na alteração do RT, acima referida, procedeu-se a idêntica separação para o operador da rede de distribuição.

No entanto, atendendo à data de aprovação do despacho de alteração do RT (17 de Dezembro de 2010) e a data limite de envio da informação para as tarifas do ano gás 2011-2012, as empresas nem tinham conhecimento desta alteração, nem se encontravam preparadas para a fornecer.

Assim, a separação dos proveitos a recuperar pelo ORD por aplicação das parcelas I e II≤ e II> da tarifa de UGS só será viável no ano gás 2012-2013.

**TRANSFERÊNCIAS DE MP PARA AP**

A ERSE introduziu a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de alta pressão, se consumirem anualmente uma quantidade superior a 50 milhões m<sup>3</sup>.

Nas tarifas do ano gás 2011-2012 está contemplada esta situação, cujo montante ascende a 2 843 milhares de euros.

**EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se torna necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

A este cenário acresce o facto do diploma que aprovou a extinção das tarifas, para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, impor um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, o qual foi adicionado à TVCF transitória trimestral, em extinção.

No entanto, caso as empresas reguladas não fossem compensadas por esta situação, o seu equilíbrio económico-financeiro seria seriamente afectado.

Assim, os ajustamentos da função de Comercialização, do ano gás t-2 (2.º semestre de 2009), do comercializador de último recurso a grandes clientes e dos comercializadores de último recurso retalhistas com clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, deduzidos do sobreproveito, são incluídos na parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

No Quadro 2-13 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

**Quadro 2-13 - Transferências para a parcela I da UGS**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	4 602
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	2 729
<b>Total</b>	<b>7 331</b>

**HARMONIZAÇÃO ENTRE CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS**

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte, criando assim o conceito de ano gás. No entanto, esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias o que acarreta vários inconvenientes, dos quais se destacam a difícil comparabilidade entre contas reguladas e contas estatutárias, a menor fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos e a necessidade de auditorias adicionais às já efectuadas pelas empresas.

Assim, foi alterado o Regulamento Tarifário no sentido de manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais, calculando, no entanto, os proveitos permitidos com base em informação reportada aos anos civis que integram o ano gás (anos civis  $s$  e  $s+1$ ).

A metodologia descrita foi adoptada pela primeira vez no ano gás 2010-2011, com o início do novo período regulatório, e os efeitos favoráveis desta alteração são já visíveis, pois a informação em ano civil enviada pelas empresas permite uma melhor comparabilidade com as contas estatutárias e facilita as auditorias a realizar.

No entanto, a alteração de ano gás para ano civil, associada à passagem do POC (Plano Oficial de Contabilidade) para o novo sistema contabilístico obriga a tratamento excepcional dos ajustamentos definitivo e provisório dos proveitos permitidos dos anos gás 2011-2012 e 2012-2013. Para efectuar a mudança de metodologia foi necessário definir como período de transição o 1.º semestre de 2010.

As alterações a considerar no período de transição são as seguintes:

1. Redução para um semestre (2.º semestre de 2009) do ajustamento do ano gás  $t-2$  a repercutir no ano gás 2011-2012;

2. Ajustamento provisório (s-1) do ano 2010 a repercutir no ano gás 2011-2012, separado por semestres;
3. Separação contabilística de parte da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da forma de regulação de custos aceites para *price cap*;
4. Separação contabilística de parte da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da metodologia de cálculo do custo com capital (final do alisamento do activo fixo);
5. Alteração das Normas Complementares de modo a contemplarem a separação por semestre do ano civil de 2010 e o novo sistema contabilístico;
6. Ajustamento definitivo (s-2) do ano 2010 a repercutir no ano gás 2012-2013, separado por semestres;
7. A auditoria dos custos do ano 2010 terá de ter características especiais atendendo a que as formas de regulação são diferentes em cada um dos semestres.

#### **SISTEMA DE COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES REGULADOS**

No primeiro período de regulação das actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural (anos gás 2008-2009 e 2009-2010), a ERSE criou um sistema de compensação dos operadores regulados pela falta de uniformidade tarifária a nível do território português.

O sistema consistia em determinar quais os operadores que tinham a receber, quais os que tinham de pagar, bem como os montantes em causa, procedendo a ERSE à publicação juntamente com as tarifas anuais dos respectivos valores a pagar e a receber por cada um dos ORD e dos CUR.

Este sistema na prática foi confrontado com diversas dificuldades, nomeadamente financeiras, atendendo a que os valores que suportavam os cálculos eram previsionais e as quantidades reais por vezes eram inferiores às previstas, gerando dificuldades de tesouraria que dificultavam o normal funcionamento das empresas, tanto do lado das pagadoras como do das recebedoras.

Perante este cenário, a ERSE no segundo período regulatório que se iniciou no ano gás 2010-2011 alterou o sistema, passando a ser o operador da rede de transporte a ter a responsabilidade de efectuar a transferência mensal dos valores a pagar aos operadores, de acordo com a percentagem, fixada pela ERSE, em proporção da facturação do operador da rede de transporte. Estes valores são publicados juntamente com as tarifas anuais.

Embora, o período de aplicação do novo método seja ainda muito reduzido, constata-se que não surgiram contestações e as dificuldades sentidas com o sistema anterior foram ultrapassadas com a aplicação desta nova metodologia.

## **2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE**

Neste ponto são apresentados por actividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2011-2012, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural” encontra-se uma justificação detalhada do cálculo dos proveitos, sendo os valores desagregados por empresa.

### **2.2.1 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

Apresenta-se no Quadro 2-14 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2011-2012 e os do ano gás 2010-2011.

## Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Proveitos permitidos 2010-2011	Proveitos permitidos 2011-2012	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Custos com capital afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	26 159	26 304	145	1%
b	Custos de exploração afectos à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 425	9 595	1 170	14%
	<i>Componente fixa dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	3 436	3 470	34	-
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/kWh)</i>	0,0757	0,0765	0,0008	-
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	31 890	39 326	7 436	-
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da capacidade de emissão (€/m<sup>3</sup>/h)</i>	0	0,0021	-	-
	<i>Capacidade de emissão (m<sup>3</sup>/h)</i>	1 212 500	1 300 000	-	-
	<i>Outros custos previstos a incorrer aceites pela ERSE, no ano gás t</i>	0	330	330	-
c	Proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	0	0	0	-
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	101	0	-101	-
e	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas às Interligações	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread	0			
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread	0			
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano s-1	0	0	0	-
i	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-361	-3 287	-2 926	811%
<b>a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</b>	<b>35 045</b>	<b>39 185</b>	<b>4 141</b>	<b>12%</b>

## 2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-15 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2011-2012 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural e os do ano gás 2010-2011.

## Quadro 2-15 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural

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

		Proveitos permitidos 2010-2011	Proveitos permitidos 2011-2012	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado	3 177	4 201	1 024	32,2%
b	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim	125 368	123 712	-1 657	-1,3%
c	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%		
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afectos a esta actividade	3 923	3 561	-363	-9,2%
e	Proveitos desta actividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	88	2	-86	-98,0%
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	65	0	-65	-100,0%
g	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes				
h	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				
j	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	0	-2 638	-2 638	
m	Ajustamento dos proveitos da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-3 616	-569	3 047	-84,3%
<b>a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	<b>20 722</b>	<b>20 863</b>	<b>274</b>	<b>1,3%</b>

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar pelos dois operadores, REN Armazenagem e Transgás Armazenagem, gera a necessidade de ajustar os valores a facturar aos valores dos proveitos permitidos a cada um dos operadores. Assim, prevê-se que no ano gás 2011-2012 a parcela de 1 039 milhares de euros seja recuperada pela REN Armazenagem e transferida para a Transgás Armazenagem que apenas consegue recuperar directamente pela aplicação da tarifa de UAS, 72% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-16 apresenta o valor a transferir.

**Quadro 2-16 - Facturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem**

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

	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela a recuperar directamente por aplicação da tarifa	18 154	2 709
Proveitos permitidos	17 116	3 748
<b>Parcela a transferir entre operadores</b>	<b>-1 039</b>	<b>1 039</b>

**2.2.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

O Quadro 2-17 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2011-2012 da actividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Proveitos permitidos 2010-2011	Proveitos permitidos 2011-2012	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afectos a esta actividade	81 737	86 967	5 230	6,4%
2	Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	17 947	20 369	2 422	13,5%
3	Componente fixa dos proveitos afectos à actividade de Transporte de gás natural	8 362	8 546	184	2,2%
4	Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)	0,0144	0,0147	0,0003	2,2%
5	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)	21,3249	21,7938	0,4689	2,2%
6	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)	5,3186	5,4356	0,1170	2,2%
7	Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)	61 154	67 114	5 960	9,7%
8	GRMS fim ano civil	85	87	2	2,4%
9	Kms gasodutos fim ano civil	1 296	1 296	1	0,0%
10	Acréscimo do custo de transporte por rodovia de GNL	0	1 893	1 893	-
11	Proveitos da actividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	3 725	19	-3 706	-99,5%
12	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano s, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental"	465	0	-465	-100,0%
13	Proveitos provenientes da atribuição da capacidade das infra-estruturas, em situação de congestionamento, nos termos previstos no Regulamento do Acesso às Redes	0	0	0	-
14	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	1 929	3 742	1 813	94,0%
15	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				
16	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				
17	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				
18	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				
19	Ajustamento dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	0	-12 858	-12 858	-
20	Ajustamento no ano s, dos proveitos da actividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-6 746	-5 448	1 298	-19,2%
<b>A</b>	<b>Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural</b>	<b>105 099</b>	<b>129 365</b>	<b>24 265</b>	<b>23,1%</b>
<b>B</b>	<b>Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP, do operador da rede de distribuição k, previstos para o ano gás t</b>	<b>2 608</b>	<b>2 843</b>	<b>235</b>	<b>9,0%</b>
<b>C=A+B</b>	<b>Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Transporte de gás natural</b>	<b>107 708</b>	<b>132 208</b>	<b>24 500</b>	<b>22,7%</b>

## 2.2.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2011-2012 da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Proveitos permitidos 2010-2011	Proveitos permitidos 2011-2012	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I	Proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	20 479	22 522	2 044	10%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 269	13 433	163	1%
1	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade, deduzida da amortização do activo participado	4 103	4 144	41	1%
2	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	30 111	33 798	3 687	12%
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto a esta actividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	0	0%
4	Custos de exploração afectos a esta actividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 442	3 078	-364	-11%
5	Custos com a ERSE afectos à regulação do sector do gás natural	3 315	3 507	192	6%
6	Custos com a gestão de sistema, nomeadamente, das quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento de Operação das	0	0	0	-
7	Proveitos desta actividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	0	0	-
C	Proveitos permitidos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	318	110	-208	-65%
D	Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE	0	0	0	-
E	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE	23	0	-23	-100%
F	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso a grandes clientes, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	1 017	4 602	3 585	353%
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso retalhistas, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	6 198	2 729	-3 470	-56%
H	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, para o ano s-1	0	-1 015	-1 015	-
I	Ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, no ano s, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de	347	-633	-980	-283%
J=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	20 479	22 522	2 044	10%
8	Ajustamentos positivos ou negativos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano gás t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.	20 368	19 860	-508	-2%
K=8	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	20 368	19 860	-508	-2%
L=J+K	Proveitos permitidos para o ano gás t da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN	40 847	42 383	1 536	4%

## 2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-19 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2011-2012 da actividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-19 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da actividade de Distribuição de gás natural**

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

	Beiragás					Dianagás					Duriensegás					Lisboagás				
	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	6 965	7 229	7 093	7 366	4%	1 193	1 249	1 211	1 288	5%	4 277	4 443	4 287	4 599	4%	68 793	62 654	61 744	63 564	-9%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 666	1 717	1 633	1 800		326	357	346	368		1 276	1 422	1 303	1 541		17 254	11 261	10 669	11 853	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	58 876	61 254	60 661	61 846		9 634	9 913	9 609	10 216		33 338	33 569	33 160	33 978		572 657	571 029	567 495	574 564	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	3 796	3 700	3 682	3 719	-3%	1 056	1 183	1 151	1 214	12%	1 921	1 939	1 972	1 907	1%	28 668	29 631	29 529	29 734	3%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	21	0				6	0				15	0				216	0			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	199	507				10	15				-70	-110				2 142	4 966			
<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>10 981</b>	<b>11 436</b>			<b>4%</b>	<b>2 264</b>	<b>2 447</b>			<b>8%</b>	<b>6 144</b>	<b>6 272</b>			<b>2%</b>	<b>99 818</b>	<b>97 251</b>			<b>-3%</b>
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s																2 608	2 843			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1		1 087					510					1 829					17 866			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	4 068	-879				574	115				461	-213				17 903	-10 153			
<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2</b>	<b>6 913</b>	<b>11 229</b>			<b>62%</b>	<b>1 690</b>	<b>1 821</b>			<b>8%</b>	<b>5 683</b>	<b>4 657</b>			<b>-18%</b>	<b>79 307</b>	<b>86 695</b>			<b>9%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Proveitos permitidos para cada actividade

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

	Lusitâniagás					Mediagás					Paxgás					Portgás				
	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Variação 10-11/11-12
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	33 401	32 087	31 674	32 520	-4%	1 760	2 197	2 067	2 327	25%	524	602	543	661	15%	41 378	43 387	42 598	44 176	5%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	7 327	6 026	5 876	6 176		569	621	575	668		156	155	139	171		8 614	9 051	8 919	9 184	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	289 711	289 675	286 643	292 706		13 243	17 506	16 574	18 438		4 080	4 964	4 484	5 444		364 040	381 513	374 217	388 809	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	8 515	9 157	8 989	9 325	8%	909	982	957	1 007	8%	305	454	446	462	49%	9 904	10 735	10 439	11 032	8%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	92	0				7	0				1	0				93	0			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	478	834				-6	-26				9	11				1 303	2 441			
<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>42 486</b>	<b>42 088</b>			<b>-1%</b>	<b>2 670</b>	<b>3 153</b>			<b>18%</b>	<b>839</b>	<b>1 066</b>			<b>27%</b>	<b>52 677</b>	<b>56 563</b>			<b>7%</b>
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s																				
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1		-1 326					207					126							3 274	
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	677	-6 928				1 398	390				-123	-12				-1 921	-3 476			
<b>Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2</b>	<b>41 809</b>	<b>50 342</b>			<b>20%</b>	<b>1 272</b>	<b>2 556</b>			<b>101%</b>	<b>962</b>	<b>952</b>			<b>-1%</b>	<b>54 599</b>	<b>56 765</b>			<b>4%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Proveitos permitidos para cada actividade

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

	Setúbal					Sonorgás					Tagusgás					Total				
	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Varição 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Varição 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Varição 10-11/11-12	Tarifas 2010-2011	Tarifas 2011-2012	2011	2012	Varição 10-11/11-12
	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	17 796	17 298	17 114	17 482	-3%	3 472	4 863	3 949	5 777	40%	8 702	8 924	8 806	9 041	3%	188 221	184 943	181 085	188 801
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	3 899	3 339	3 319	3 360		506	1 677	1 230	2 123		2 102	2 173	2 122	2 224		43 654	37 800	36 132	39 468	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	154 416	155 094	153 279	156 909		32 961	35 403	30 205	40 601		73 340	75 002	74 262	75 741		1 606 297	1 634 922	1 610 590	1 659 254	
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%		9%	9%	9%	9%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	6 085	6 230	6 190	6 270	2%	1 477	2 016	1 637	2 194	37%	3 316	3 381	3 342	3 421	2%	65 951	69 409	68 536	70 283	5%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	52	0				14	0				26	0				541	0			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	331	431				16	166				47	231				4 459	9 466			
<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>24 222</b>	<b>23 959</b>			<b>-1%</b>	<b>4 978</b>	<b>7 045</b>			<b>42%</b>	<b>12 091</b>	<b>12 536</b>			<b>4%</b>	<b>259 172</b>	<b>263 817</b>			<b>2%</b>
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s																2 608	2 843			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1		2 374					-111					-207					25 629			
Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	2 624	-3 060				-1 133	-101				-2 367	-107				22 160	-24 424			
<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2</b>	<b>21 598</b>	<b>24 645</b>			<b>14%</b>	<b>6 111</b>	<b>7 256</b>			<b>19%</b>	<b>14 458</b>	<b>12 851</b>		<b>-11%</b>	<b>234 403</b>	<b>259 770</b>			<b>11%</b>	

## 2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre custo unitário de aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, para o ano gás de 2011-2012 e os do ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-20 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural**

	cent€/MWh		
	Ano gás 2010-2011	Ano gás 2011-2012	Variação %
Custo GN	2,2	2,6	17%

### 2.2.6.1 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-21 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso**

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

		Proveitos Permitidos 2010-2011 (1)	Proveitos Permitidos 2011-2012 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento a grandes clientes	65 132	3 286	-95%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao retalhista	125 229	193 701	55%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	-68 471	10 398	-115%
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-19 879	-8 619	-57%
<b>E=A+B-C-D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t</b>	<b>278 710</b>	<b>195 207</b>	<b>-51%</b>
F	Ajustamento relativo a t-2 do comercializador de SNGN de acordo com os valores reais dos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pelo comercializador de último recurso grossista	-6 252	657	
G	Ajustamento positivo ou negativo da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	7 632	-1 860	
H	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados, a recuperar nos anos seguintes	1 979	22	
I	Ajustamento positivo ou negativo da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso referentes a anos anteriores definidos para efeitos de sustentabilidade dos mercados a recuperar nos anos seguintes	-86 969	-577	
<b>J=E+F+G+H+I</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, previstos para o ano gás t</b>	<b>188 382</b>	<b>196 987</b>	

### 2.2.6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-22 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-22 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes**

Unidade: 10<sup>5</sup> EUR

		Proveitos Permitidos 2010-2011 (1)	Proveitos Permitidos 2011-2012 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos com aquisição de gás natural à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	65 132	3 286	-95%
B	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	
C	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural a grandes clientes resultante da convergência para tarifas aditivas	-1 318	0	
D=A-B-C	<b>Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes, previstos para o ano gás t</b>	<b>66 450</b>	<b>3 286</b>	<b>-95%</b>
E	Ajustamento positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade de mercados a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano t	-1 318	0	
F=D+E	<b>Proveitos a recuperar para a função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes, por aplicação da tarifa de energia, previstos para o ano gás t</b>	<b>65 132</b>	<b>3 286</b>	

### 2.2.6.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Os Quadro 2-23 e Quadro 2-24 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-23 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista**

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

		Proveitos permitidos 2010-2011 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	5 192	806	3 318	25 809	45 128	23 432	1 351	284	12 767	1 628	5 514	125 229
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-166	-23	-111	-1 232	-1 716	-671	-44	-11	-454	-42	-82	-4 552
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	297	19	-203	-1 068	615	-1 577	-19	3	-174	34	-992	-3 066
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-759	-259	74	-4 164	-1 626	2 337	-231	57	1 111	378	1 260	-1 821
5	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t</b> <b>5=1-2-3-4</b>	<b>5 821</b>	<b>1 069</b>	<b>3 559</b>	<b>32 273</b>	<b>47 856</b>	<b>23 343</b>	<b>1 645</b>	<b>234</b>	<b>12 284</b>	<b>1 258</b>	<b>5 327</b>	<b>134 668</b>

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

		Proveitos permitidos 2011-2012 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	7 366	842	3 572	48 255	66 205	37 160	1 427	361	15 451	2 192	10 869	193 701
2	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista K, tendo em conta os valores previstos no ano gás t-1, a incorporar no ano gás t	-111	-21	-87	-1 014	-1 406	-474	-35	-8	-316	-41	-68	-3 582
3	Ajustamento dos proveitos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	125	77	290	1 205	3 610	1 198	13	28	1 521	129	259	8 455
4	Ajustamento no ano gás t, resultante da convergência para tarifas aditivas	-620	-251	-488	-2 041	-2 546	-3 363	-327	-25	-1 964	-106	-441	-12 171
5	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t</b> <b>5=1-2-3-4</b>	<b>7 971</b>	<b>1 038</b>	<b>3 857</b>	<b>50 105</b>	<b>66 547</b>	<b>39 800</b>	<b>1 775</b>	<b>367</b>	<b>16 210</b>	<b>2 209</b>	<b>11 120</b>	<b>200 999</b>

**Quadro 2-24 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista**

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

		Variação valor (3)= (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	2 174	37	254	22 446	21 077	13 729	76	78	2 684	564	5 355	68 472
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	56	1	24	218	310	197	9	2	137	1	13	970
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	-172	58	494	2 273	2 996	2 774	33	25	1 695	96	1 250	11 520
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	139	8	-561	2 123	-920	-5 700	-96	-82	-3 075	-484	-1 701	-10 349
5	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t</b> <b>5=1-2-3-4</b>	<b>2 151</b>	<b>-30</b>	<b>298</b>	<b>17 832</b>	<b>18 691</b>	<b>16 457</b>	<b>130</b>	<b>132</b>	<b>3 926</b>	<b>951</b>	<b>5 793</b>	<b>66 331</b>

		Variação % (4) = (3)/(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à actividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 100 e artº 101	42%	5%	8%	87%	47%	59%	6%	27%	21%	35%	97%	55%
2	Ajustamento dos proveitos da tarifa de Energia por aplicação do valor anualizado equivalente aos ajustamentos trimestrais referentes no ano gás t-1	-33%	-6%	-21%	-18%	-18%	-29%	-21%	-20%	-30%	-3%	-16%	-21%
3	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores ocorridos em t-2, resultantes da convergência tarifária	-58%	307%	-243%	-213%	487%	-176%	-169%	879%	-976%	283%	-126%	-376%
4	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano gás t-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-18%	-3%	-762%	-51%	57%	-244%	42%	-143%	-277%	-128%	-135%	568%
5	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t</b> <b>5=1-2-3-4</b>	<b>37%</b>	<b>-3%</b>	<b>8%</b>	<b>55%</b>	<b>39%</b>	<b>71%</b>	<b>8%</b>	<b>57%</b>	<b>32%</b>	<b>76%</b>	<b>109%</b>	<b>49%</b>

## 2.2.7 COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

### 2.2.7.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-25 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 do comercializador de último recurso a grandes clientes na função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes**

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

		Proveitos Permitidos 2010-2011 (1)	Proveitos Permitidos 2011	Proveitos Permitidos 2012	Proveitos Permitidos 2011-2012 (2)	Variação % [(2)-(1)]/(1)
A	Custos de exploração da função de Comercialização a grandes clientes aceites em condições de gestão eficiente, previstos para o ano s	1 469	2 058	811	1 434	-2%
B	Amortização do activo fixo deduzidas das amortização do activo participado da função de Comercialização a grandes clientes, previstas para o ano s	0	0	0	0	
C	Proveitos destafunção, que não resultam da aplicação das tarifas de comercialização de gás natural a grandes clientes, previstos para o ano s	0	0	0	0	
D	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, previstos para o ano s	214	18	10	14	-93%
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano s-1				-1 199	
F	Ajustamento no ano s, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano s-2	-1 542			-2 085	35%
<b>G=A+B-C+D-E-F</b>	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural em regime transitório a grandes clientes, previstos para o ano s</b>	<b>3 226</b>	<b>2 076</b>	<b>821</b>	<b>4 733</b>	<b>47%</b>
H	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso a grandes clientes a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte dos proveitos do ano s	-1 542			-4 625	
<b>I=G+H</b>	<b>Proveitos a recuperar pela função de comercialização de gás natural em regime transitório a grandes clientes, previstos para o ano s pela aplicação da tarifa de comercialização</b>	<b>1 684</b>	<b>2 076</b>	<b>821</b>	<b>108</b>	

### 2.2.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-26 e o Quadro 2-27 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012 do comercializador de último recurso retalhista na função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 2-26 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista**

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

		Proveitos permitidos 2010-2011 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 234	334	743	5 126	10 991	3 941	454	76	3 055	1 531	771	28 255
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	18
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	22	12	56	308	291	135	9	4	62	5	125	1 030
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	163	0	0	893	1 969	734	0	0	562	0	107	4 429
5	Ajustamento no ano gás <i>t</i> , dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, para o escalão de consumo <i>j</i> , relativo ao ano gás <i>t-2</i>	-262	-44	-105	-1 723	-2 239	-708	-257	-28	-535	-458	-111	-6 471
6	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i></b> <b>6= 1+2-3+4-5</b>	<b>1 681</b>	<b>390</b>	<b>904</b>	<b>8 050</b>	<b>15 491</b>	<b>5 519</b>	<b>720</b>	<b>108</b>	<b>4 214</b>	<b>2 013</b>	<b>1 114</b>	<b>40 203</b>

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

		Proveitos permitidos 2011-2012 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás <i>t</i>	1 261	362	727	5 244	11 578	4 127	462	96	2 936	1 756	936	29 484
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás <i>t</i>	0	0	0	465	0	0	0	0	0	29	0	493
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo <i>j</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	101	26	56	52	495	159	27	10	114	11	18	1 068
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso <i>k</i> , previstos para o ano gás <i>t</i>	163	0	0	893	1 969	735	0	0	562	0	107	4 429
5	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano <i>s-1</i>	399	44	55	384	316	824	-150	-21	380	197	-297	2 131
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano gás <i>t-2</i> (2º semestre de 2009)	181	-15	100	-251	-4 417	-478	42	-6	-65	31	-254	-5 131
7	<b>Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás <i>t</i></b> <b>7 = 1+2-3+4-5-6</b>	<b>945</b>	<b>359</b>	<b>628</b>	<b>6 520</b>	<b>18 143</b>	<b>4 675</b>	<b>597</b>	<b>133</b>	<b>3 297</b>	<b>1 567</b>	<b>1 612</b>	<b>38 475</b>

**Quadro 2-27 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista**

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

		Variação valor (3)= (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	27	28	-16	118	587	185	8	21	-118	225	165	1 229
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t	0	0	0	465	0	0	0	0	0	10	0	475
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	79	13	0	-256	204	24	18	5	52	5	-107	38
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso k, previstos para o ano gás t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos fa função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	661	88	160	2 107	2 556	1 532	107	8	915	655	-185	8 603
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano gás t-2 (2º semestre de 2009)	443	29	205	1 472	-2 177	231	299	22	470	489	-143	1 340
7	<b>Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>7 = 1+2-3+4-5-6</b>	<b>-736</b>	<b>-31</b>	<b>-276</b>	<b>-1 530</b>	<b>2 652</b>	<b>-845</b>	<b>-123</b>	<b>24</b>	<b>-916</b>	<b>-446</b>	<b>498</b>	<b>-1 728</b>

		Variação % (4) = (3)/ (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	2%	9%	-2%	2%	5%	5%	2%	27%	-4%	15%	21%	4%
2	Amortização do activo fixo afecto a esta actividade deduzida da amortização do activo participado, previsto para o ano gás t										56%		2570%
3	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, para o escalão de consumo j, previstos para o ano gás t	365%	108%	0%	-83%	70%	18%	191%	116%	84%	103%	-85%	4%
4	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente, do comercializador de último recurso k, previstos para o ano gás t												
5	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos fa função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1												
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano gás t-2 (2º semestre de 2009)	-169%	-66%	-195%	-85%	97%	-33%	-116%	-78%	-88%	-107%	128%	-21%
7	<b>Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>7 = 1+2-3+4-5-6</b>	<b>-44%</b>	<b>-8%</b>	<b>-30%</b>	<b>-19%</b>	<b>17%</b>	<b>-15%</b>	<b>-17%</b>	<b>23%</b>	<b>-22%</b>	<b>-22%</b>	<b>45%</b>	<b>-4%</b>

### 2.3 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, do operador da rede de Transporte de gás natural, dos operadores das redes de Distribuição de gás natural, do comercializador de último recurso grossista e dos comercializadores de último recurso.

**Quadro 2-28 - Parâmetros a vigorar em 2011-2012**

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, fixada para o período de regulação $r$ , em percentagem	Art.º 59.º
$r_{q,RAR,r}$	8,0%	Taxa de actualização das quantidades previstas até final do período de previsão $N$ , associadas à actividade, fixada para o período de regulação $r$ , em percentagem	Art.º 59.º
$r_{AS,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, fixada para o período de regulação $r$ , em percentagem	Art.º 60.º
$r_{GTGS}$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 63.º
$r_T$	8,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de transporte de gás natural, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 64.º
$r_D$	9,0%	Taxa de remuneração do activo fixo afecta à actividade de Distribuição, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 68.º
$FCE_{D,s}^k$	a)	Componentes fixas dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição $k$ , no ano $s$ ( <i>em milhares de euros</i> )	Art.º 68.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$VCE_{D,s}^k$	a)	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s ( <i>a aplicar à energia distribuída</i> )	Art.º 68.º
$\tilde{DCE}_{D,s}^k$	a)	Valores previstos para os indutores de custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, do ano s	Art.º 68.º
$X_{FCED}^k$	a)	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem	Art.º 68.º
$X_{VCED}^k$	a)	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem.	Art.º 68.º
$r^{CUR_{GC}}$	9%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 80.º
$\tilde{CE}_{C_s}^{CUR_k}$	b)	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s (em milhares de euros)	Art.º 84.º
$X_C^{CUR_k}$	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º
$r^{CUR_k}$	9%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 84.º
$\tilde{CE}_{C_s}^{CUR_k, MC}$	b)	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, para consumidores com consumo anual > 10 000 m <sup>3</sup> (n) de GN, previstos para o ano s (em milhares de euros)	Art.º 84.ºA

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$\tilde{E}_{CUR_{k,MC},S}^{TVCF}$	1,5%	Incentivo à escolha de um comercializador de mercado	Art.º 84.º A
$X_C^{CUR_{k,MC}}$	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 84.º A
$r^{CUR_{k,MC}}$	9%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 84.º A
$n^{TOS_p}$	< 15 anos	Número máximo de anos em que deverá ser repercutido o valor das Taxas de Ocupação do Subsolo liquidado pelo Município p, referente aos anos passados 2006, 2007 e 2008, respeitante a decisões transitadas em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento expresso do concedente.	Art.º 161.

Notas: a) Estes valores encontram-se no Quadro 2-29

b) Estes valores encontram-se no Quadro 2-30

**Quadro 2-29 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2011-2012**

2011	Termo fixo	Termos variáveis		Factor X termo fixo	Factor X termo variável
	10 <sup>3</sup> Eur	€/m3 equ.	€/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 277,343	0,020182	0,024877	3,0	3,5
Dianagás	183,003	0,076066	0,087608	1,5	2,5
Duriensegás	322,227	0,043764	0,031894	3,0	4,0
Lisboagás	11 343,646	0,016788	0,017877	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 326,796	0,003773	0,014885	0,5	0,5
Medigás	155,187	0,052574	0,024752	0,5	1,5
Portgás	3 698,445	0,005470	0,014562	0,5	0,5
Setgás	2 295,439	0,011590	0,012890	1,5	1,5
Sonorgás	238,974	0,080905	0,068796	3,0	4,0
Tagusgás	1 192,399	0,009004	0,038476	3,0	3,5

2012	Termo fixo	Termos variáveis		Factor X termo fixo	Factor X termo variável
	10 <sup>3</sup> Eur	€/m <sup>3</sup> equ.	€/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 264,570	0,019880	0,024504	3,0	3,5
Dianagás	183,918	0,075686	0,087170	1,5	2,5
Duriensegás	319,005	0,042889	0,031256	3,0	4,0
Lisboagás	11 400,364	0,016872	0,017966	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 376,698	0,003830	0,015108	0,5	0,5
Medigás	157,515	0,052836	0,024876	0,5	1,5
Portgás	3 753,921	0,005552	0,014781	0,5	0,5
Setgás	2 306,916	0,011648	0,012955	1,5	1,5
Sonorgás	236,584	0,079287	0,067420	3,0	4,0
Tagusgás	1 180,475	0,008869	0,037899	3,0	3,5

Quadro 2-30 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2011-2012

2011	Termo Fixo		Termos variáveis			
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Kwh		€/Clientes	
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>
Beiragás	220,487	23,711	0,002351	0,000277	14,322383	85,061438
Dianagás	45,792	1,173	0,005563	0,000089	28,468212	41,688493
Sonorgás	195,286	10,753	0,012003	0,000816	69,009438	101,056557
Duriensegás	117,107	11,514	0,002356	0,000404	14,435771	82,241857
Lisboagás	2116,914	213,111	0,002123	0,000551	10,648430	151,276803
Lusitaniagás	702,962	131,744	0,001840	0,000346	9,936947	160,053469
Medigás	73,236	0,999	0,003836	0,000086	14,951783	21,895205
EDP Gás	792,543	93,728	0,001489	0,000171	10,069926	64,533394
Setgás	534,113	66,160	0,002466	0,000539	9,512539	219,616032
Tagusgás	118,204	29,697	0,002914	0,000329	13,245269	136,343494

2012	Termo Fixo		Termos variáveis			
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Kwh		€/Clientes	
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>
Beiragás	218,282	23,474	0,002328	0,000274	14,179159	84,210823
Dianagás	45,334	1,161	0,005507	0,000088	28,183530	41,271608
Sonorgás	193,333	10,646	0,011883	0,000807	68,319344	100,045992
Duriensegás	115,936	11,399	0,002332	0,000400	14,291413	81,419438
Lisboagás	2095,745	210,980	0,002102	0,000545	10,541945	149,764035
Lusitaniagás	695,932	130,427	0,001821	0,000343	9,837578	158,452935
Medigás	72,503	0,989	0,003797	0,000085	14,802265	21,676253
EDP Gás	784,617	92,790	0,001474	0,000169	9,969227	63,888060
Setgás	528,772	65,498	0,002441	0,000533	9,417414	217,419872
Tagusgás	117,022	29,400	0,002885	0,000325	13,112816	134,980059

## 2.4 COMPENSAÇÕES ENTRE ENTIDADES REGULADAS

### 2.4.1 ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural”, no Quadro 2-31 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD e identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2011-2012, as compensações entre os ORD ascendem a 20 213 milhares de euros.

**Quadro 2-31 - Compensação entre os ORD no ano gás 2011-2012**

Unidade: EUR

Pagadores Recebedores	DURIENSEGÁS	LUSITANIAGÁS	PORTGÁS	Total ORD
BEIRAGÁS	18 968	367 341	767 792	<b>1 154 101</b>
DIANAGÁS	8 036	155 633	325 294	<b>488 963</b>
LISBOAGÁS	100 824	1 952 626	4 081 247	<b>6 134 696</b>
MEDIGÁS	5 011	97 056	202 859	<b>304 927</b>
PAXGÁS	8 413	162 927	340 540	<b>511 880</b>
SETGÁS	52 410	1 015 010	2 121 505	<b>3 188 925</b>
SONORGÁS	73 696	1 427 258	2 983 159	<b>4 484 114</b>
TAGUSGÁS	64 839	1 255 720	2 624 622	<b>3 945 181</b>
<b>Total</b>	<b>332 197</b>	<b>6 433 572</b>	<b>13 447 018</b>	<b>0</b>

### 2.4.2 ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o previsto no n.º 2 do Artigo 64.º do Regulamento Tarifário a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição - LisboaGás GDL - a verba de 2 803 milhares de euros relativa à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 2,15% dos proveitos permitidos do operador da rede de transporte do ano gás de 2011-2012, em função da facturação mensal da tarifa de URT.

### 2.4.3 COMPENSAÇÕES DOS COMERCIALIZADORES

O Quadro 2-32 apresenta os valores das transferências devidas a cada CUR pelo Operador de Rede de Transporte, que totalizam 25 067 milhares de euros, tal como especificado no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural”.

**Quadro 2-32 - Transferência do ORT para os comercializadores**

Unidade: EUR

Trf da REN	REN UGS I	REN UGS II	REN UGS I + UGS II
CURg		12 678 398	<b>12 678 398</b>
CURgc	4 602 359	-46 075	<b>4 556 284</b>
Lisboagás	1 547 204	4 098 612	<b>5 645 816</b>
EDPgás	743 332	1 969 119	<b>2 712 451</b>
Sonorgás	290 844	770 457	<b>1 061 301</b>
Tagusgás	147 195	389 925	<b>537 119</b>
<b>Total</b>	<b>7 330 933</b>	<b>19 860 437</b>	<b>27 191 370</b>

Estes valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da facturação de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

**Quadro 2-33 - Transferências mensais em percentagem**

	REN UGS I	REN UGS II
CURg	-	63,838%
CURgc	20,435%	-0,232%
Lisboagás	6,870%	20,637%
EDPgás	3,300%	9,915%
Sonorgás	1,291%	3,879%
Tagusgás	0,654%	1,963%
<b>Total</b>	<b>32,550%</b>	<b>100,000%</b>

## 2.4.3.1 TRANSFERÊNCIAS ENTRE COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Quadro 2-34 apresenta as compensações entre os CUR retalhistas.

**Quadro 2-34 - Compensação entre os CUR retalhistas no ano gás 2011-2012**

Unidade: EUR

Pagadores / Recebedores	LISBOAGÁS	PAXGÁS	SETGÁS	Total CURk
	Beiragás	158 296	0	0
Dianagás	0	0	331 752	331 752
Duriensegás	61 466	7 915	22 697	92 078
Lusitaniagás	1 313 571	0	0	1 313 571
Medigás	426 628	0	0	426 628
<b>Total</b>	<b>1 959 961</b>	<b>7 915</b>	<b>354 450</b>	<b>0</b>

## 2.4.3.2 TRANSFERÊNCIA ENTRE OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar aos utilizadores de dois operadores diferentes com custos e activos também diferentes gera a necessidade de ajustar o valor facturado por cada um dos operadores ao valor dos proveitos permitidos para cada ano gás.

No ano gás de 2011-2012 a Transgás Armazenagem através da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo irá recuperar apenas 72% do total dos proveitos permitidos, pelo que a diferença no montante de 1 038 625 euros a recuperar pela REN Armazenagem será transferida para a Transgás Armazenagem. Esta transferência será efectuada mensalmente, em proporção da facturação de acordo com a percentagem que se apresenta no Quadro 2-35.

**Quadro 2-35 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo**

Pagador / Recebedor	REN Armazenagem
Transgás Armazenagem	5,7%

### 3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2011-2012

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2011-2012, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 30/2006 e 140/2006 e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifas de Uso Global do Sistema.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão e baixa pressão.
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

As tarifas transitórias de gás natural a vigorar até à extinção definitiva da comercialização de último recurso acima de 10 000 m<sup>3</sup> são as seguintes:

- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

No Quadro 3-1 apresentam-se as referidas tarifas, por quem são aplicadas, a quem se aplicam e o serviço que está subjacente ao seu pagamento.

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<b>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito</b>	<b>UTRAR</b>	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três parcelas: recepção de GNL, armazenamento de GNL e regaseificação de GNL Difere consoante se trata de entregas à RNTGN ou a camiões cisterna Inclui uma opção tarifária de curtas durações
<b>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</b>	<b>UAS</b>	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
<b>Tarifas de Uso Global do Sistema</b>	<b>UGS<sub>ORT</sub></b>	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP	Operação do sistema (parcela I) e desvios de aquisição de energia (parcela II)	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais A parcela II não se aplica aos centros electroprodutores
	<b>UGS<sub>ORD</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
<b>Tarifas de Uso da Rede de Transporte</b>	<b>URT<sub>ORT</sub></b>	Operador da rede de transporte	Operadores das redes de distribuição e clientes em AP Agentes de mercado que utilizem os pontos de entrada na RNTGN	Uso da rede de transporte	Tipo entrada-saída com preços diferenciados de entrada e saída Inclui uma opção tarifária de curtas utilizações para entregas a clientes de alta pressão e uma opção tarifária de curtas durações para entregas internacionais Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída
	<b>URT<sub>ORD</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
					nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<b>Tarifas de Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>URD</b>				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	<b>URD<sub>MP</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP&gt;</i>	<b>URD<sub>BP&gt;</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>, com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP&lt;</i>	<b>URD<sub>BP&lt;</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<b>Tarifa de Comercialização para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></b>	<b>COM<sub>BP&lt;</sub></b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Serviços de contratação, facturação e cobrança	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>
<b>Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></b>	<b>TE</b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>		Operador da rede de transporte	Clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	
		Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e de distribuição e serviços associados	Incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

Tarifas de gás natural a vigorar em 2011-2012

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<b><i>Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></i></b>	<b>TVCF</b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Existem diversas opções tarifárias definidas na Secção IV do Capítulo III do Regulamento Tarifário

### 3.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços destas três parcelas são calculados tendo em conta os proveitos permitidos da actividade (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se factores de escala diferenciados para cada preço.

Para efeitos de determinação dos referidos preços foram considerados os custos incrementais e os escalamentos indicados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012”.

A forma de determinação dos preços das três parcelas da tarifa encontra-se estabelecida no Artigo 105.º do Regulamento Tarifário.

Os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL podem ser aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

#### 3.1.1 PREÇOS DA PARCELA DE RECEPÇÃO DE GNL

O preço de energia da parcela de recepção de GNL é aplicado à energia recebida no terminal de GNL sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, referida à emissão para a RNTGN. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia da parcela de recepção de GNL, comum à tarifa anual e à tarifa de curta duração.

**Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de recepção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração**

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00019175

#### 3.1.2 PREÇOS DA PARCELA DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de energia armazenada da parcela de armazenamento de GNL é aplicado à energia diária armazenada. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço de energia diária armazenada da tarifa anual e da tarifa de curta duração, que são idênticos.

**Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração**

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002908

**3.1.3 PREÇOS DA PARCELA DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

O preço de capacidade utilizada de regaseificação é aplicado ao maior valor da quantidade diária de gás natural, nomeada no ponto de entrega à rede de transporte, durante um intervalo de 12 meses, incluindo o mês a que respeita a factura. Nos Quadros 3-4 e 3-5 apresentam-se os preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração. Na opção de curtas durações foi eliminado o termo de capacidade utilizada, sendo substituído por um termo proporcional à energia processada, resultando assim um preço de energia regaseificada superior ao da opção tarifária base.

**Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL**

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Capacidade utilizada EUR/(kWh/dia)/mês	0,007484
Energia (EUR/kWh)	0,00017734
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	127,43

**Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração**

PARCELA REGASEIFICAÇÃO - CURTA DURAÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00097917

**3.1.4 SÍNTESE DOS PREÇOS DA TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

No Quadro 3-6 sintetizam-se os preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 3-6 - Preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL				
Preços	Capacidade Utilizada	Energia Armazenada	Energia	Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna
	EUR/(kWh/dia)/mês	(EUR/kWh/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/camião)
Termo de Recepção	-	-	0,00019175	-
Termo de Armazenamento	-	0,00002908	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	0,007484	-	0,00017734	-
	-	-	-	127,43

No Quadro 3-7 sintetizam-se os preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 3-7 - Preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL				
Preços	Capacidade Utilizada	Energia Armazenada	Energia	Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna
	EUR/(kWh/dia)/mês	(EUR/kWh/dia)	(EUR/kWh)	(EUR/camião)
Termo de Recepção	-	-	0,00019175	-
Termo de Armazenamento	-	0,00002908	-	-
Termo de Regaseificação	-	-	0,00097917	-

### 3.1.5 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL

O artigo 97.º do Regulamento Tarifário da ERSE, aplicado ao Sector do Gás Natural, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito com o objectivo de fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem actuar no mercado de gás natural.

O incentivo justifica-se no contexto da vantagem competitiva daquele agente face a outros agentes de mercado entrantes, de menor dimensão. A existência de um mecanismo como este promove o aparecimento de novos agentes e a concorrência no mercado grossista de gás natural.

Poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m<sup>3</sup> de GNL.

Através do Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito o agente de mercado paga ao comercializador do SNGN um montante apurado pela aplicação do preço

das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo.

Segundo o Despacho n.º 10422/2010, de 22 de Junho de 2010, o PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh por dia, da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em vigor no ano gás 2011-2012, ao stock médio do armazenamento no terminal de GNL de Sines, verificado em 2010, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2011-2012.

Aplicando a fórmula descrita o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2011-2012, provisoriamente, é o apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL, previsto no Despacho n.º 10422/2010**

Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2011-2012	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00022807

### 3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respectivos utilizadores, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas por preços de energia injectada, de energia extraída e por preço diário de energia armazenada que pode apresentar diferenciação por período tarifário.

No presente ano gás não se consideram períodos tarifários distintos.

Para efeitos de determinação das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram considerados os custos nivelados de energia extraída, energia injectada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede de transporte e são os que se apresentam no Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Energia injectada (EUR/kWh)	0,00020619
Energia extraída (EUR/kWh)	0,00020619
Energia armazenada (EUR/kWh/dia)	0,00002730

### 3.3 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

#### 3.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nos termos do Regulamento Tarifário, a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão técnica global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

Com a revisão<sup>2</sup> do Regulamento Tarifário que ocorreu em Março de 2010, estabeleceu-se uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS. Esta parcela II não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia eléctrica em regime ordinário.

Adicionalmente, e na sequência da revisão<sup>3</sup> do Regulamento Tarifário de Dezembro de 2010, a parcela II da UGS apresenta 2 preços distintos, que reflectem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à actividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e os desvios associados à actividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Às centrais de produção de energia eléctrica em regime ordinário (clientes em AP) será aplicável apenas o preço da parcela I da tarifa de UGS.

Aos clientes finais em AP será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS bem como o preço da parcela II > (parcela II com incidência nos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>).

<sup>2</sup> Despacho nº 4 878/2010, de 18 de Março.

<sup>3</sup> Despacho nº 19 340/2010, de 30 de Dezembro.

Aos operadores de rede de distribuição será aplicado o preço da parcela I da tarifa de UGS, o preço da parcela II> relativo às entregas a clientes com consumos acima de 10 000 m<sup>3</sup> e o preço da parcela II< relativo às entregas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Em termos de detalhe do cálculo tarifário, o ORT deverá aplicar às suas entregas aos ORD os preços da tarifa de UGS2> e de UGS2< mas não na sua forma original. Com efeito é determinado um preço médio ponderado por forma a ser permitida a sua aplicação às quantidades totais dos ORD medidas nos respectivos equipamentos de medida.

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-10.

**Quadro 3-10 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00032577

O preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas a clientes finais em AP e aos ORD, é apresentado no Quadro 3-11. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 109º).

**Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II >	EUR/kWh
Preço base, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	0,00041130
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,827
Preço aplicável aos ORD ( $\alpha$ *TW <sub>UGS2&gt;</sub> )	0,00033995

O preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT, aplicável às entregas aos ORD, é apresentado no Quadro 3-12. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 109º).

**Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II <	EUR/kWh
Preço base (TW UGS2<)	0,00100930
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,827
Preço aplicável aos ORD ((1- $\alpha$ )*TW <sub>UGS2&lt;</sub> )	0,00017508

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-13.

**Quadro 3-13 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema**

<b>TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA</b>	<b>PREÇOS</b>
<b>Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00032577
<b>Entregas a clientes em Alta Pressão</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00073707
<b>Entregas aos operadores de redes de distribuição</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00084080

### 3.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas de GNL, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta preços de Entrada e Saída. Como pontos de entrada consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Carricho). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes).

Apesar da metodologia utilizada prever a utilização de preços diferenciados, considerou-se continuar a utilizar preços de entrada sem diferenciação entre os pontos de entrada. Como excepção tem-se o armazenamento subterrâneo, enquanto ponto de entrada, no qual se aplica um preço mais reduzido. No que se refere aos pontos de saída diferencia-se os preços de capacidade utilizada nas interligações internacionais, sendo este cerca de 50 % do preço dos restantes pontos de saída. No terminal de GNL, enquanto ponto de saída, aplicam-se preços nulos. Adicionalmente importa acrescentar que, quer nas entregas a clientes em AP, quer às redes de distribuição, não são adoptados preços diferenciados tendo em consideração a necessidade de se assegurar uniformidade tarifária em todo o território nacional.

Tanto para os pontos de entrada, como para os pontos de saída, considera-se a existência de preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, para a tarifa base. Os preços de energia em períodos de fora de vazio e de vazio são aplicados apenas à saída da rede, para clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição.

Os preços de capacidade, energia de fora de vazio e energia de vazio, são determinados de forma a manter-se a estrutura dos respectivos custos incrementais. Aplica-se um factor de escalamento multiplicativo a esses custos incrementais por forma a que o produto dos preços pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos. Os custos incrementais para os pontos de entrada não foram escalados. Esta opção metodológica permite assegurar uma aplicação gradual do modelo tarifário de entrada-saída.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

O Quadro 3-14 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os quatro pontos de entrada da rede de transporte.

**Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)</b>	
<b>Interligações internacionais (Campo Maior)</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
<b>Interligações internacionais (Valença)</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
<b>Terminal de GNL (Sines)</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580
<b>Armazenamento Subterrâneo (Carricho)</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,000241

O Quadro 3-15 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

**Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)</b>	
<b>Interligações internacionais (Campo Maior)</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,010566
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00024966
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Interligações internacionais (Valença)</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,010566
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00024966
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Terminal de GNL (Sines)</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
<b>Cientes em AP</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,020398
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00024966
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Redes de Distribuição</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,020398
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00024966
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)</b>	
	<b>PREÇOS</b>
Energia (EUR/kWh)	0,00183159

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de agentes de mercado que apresentam utilizações da rede concentradas no tempo, a tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui duas opções tarifárias para entregas concentradas no tempo, a saber: (i) opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes de alta pressão e (ii) opção tarifária de curtas durações para agentes de mercado.

O Quadro 3-16 apresenta os preços da tarifa de curtas durações de Uso da Rede de Transporte, para os quatro pontos de entrada da rede de transporte.

**Quadro 3-16 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)</b>	
<b>Interligações internacionais (Campo Maior)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00128707
<b>Interligações internacionais (Valença)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00128707
<b>Terminal de GNL (Sines)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00128707
<b>Armazenamento Subterrâneo (Carriço)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00003611

O Quadro 3-17 apresenta os preços da tarifa de curtas durações de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

**Quadro 3-17 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)</b>	
<b>Interligações internacionais (Campo Maior)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00183462
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Interligações internacionais (Valença)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00183462
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659
<b>Terminal de GNL (Sines)</b>	<b>PREÇOS</b>
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000

O Quadro 3-18 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

**Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES (por ponto de saída)</b>	
<b>Clientes em AP</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,004080
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00344526
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001659

**3.4 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL****3.4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema imputáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição.

Conforme decorre do Artigo 110º do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

A estrutura da tarifa de UGS dos ORD determina a publicação dos preços das parcelas I, II> e II< da tarifa. Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, subdividida nas várias parcelas, são apresentados no Quadro 3-19 e no Quadro 3-20.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de gás natural às suas entregas, apresentados no Quadro 3-21, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-19 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD (parcela I)				
Tarifas	Leitura	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS I <sub>ORD</sub>				0,00032788
MP	Diária			0,00032811
	Diária Curtas Utilizações			0,00032811
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00032811
		≥ 100.001		0,00032811
BP>	Diária			0,00032923
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00032923
		≥ 100.001		0,00032923
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00032923
		Escalão 2	221 - 500	0,00032923
		Escalão 3	501 - 1.000	0,00032923
		Escalão 4	1.001 - 10.000	0,00032923

Quadro 3-20 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR DOS ORD (parcela II)				
Tarifas	Leitura	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS II <sub>&gt;ORD</sub>				0,00041130
UGS II <sub>&lt;ORD</sub>				0,00100930
MP	Diária			0,00041159
	Diária Curtas Utilizações			0,00041159
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00041159
		≥ 100.001		0,00041159
BP>	Diária			0,00041299
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00041299
		≥ 100.001		0,00041299
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00101344
		Escalão 2	221 - 500	0,00101344
		Escalão 3	501 - 1.000	0,00101344
		Escalão 4	1.001 - 10.000	0,00101344

**Quadro 3-21 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD					
Tarifas	Leitura	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)		Energia
					(EUR/kWh)
MP	Diária				0,00073970
	Diária Curtas Utilizações				0,00073970
	Mensal	10.000 - 100.000			0,00073970
		≥ 100.001			0,00073970
BP>	Diária				0,00074222
	Mensal	10.000 - 100.000			0,00074222
		≥ 100.001			0,00074222
BP<	Outra	Escalão 1	0	- 220	0,00134266
		Escalão 2	221	- 500	0,00134266
		Escalão 3	501	- 1.000	0,00134266
		Escalão 4	1.001	- 10.000	0,00134266

### 3.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às suas entregas, devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione os custos do operador da rede de distribuição pelo uso da rede de transporte.

Conforme decorre do Artigo 108º do Regulamento Tarifário, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes resultam da conversão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

**Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT <sub>ORD</sub>				0,00156952
MP	Diária			0,00157062
	Diária Curtas Utilizações			0,00157062
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00157062
		≥ 100.001		0,00157062
BP>	Diária			0,00157596
	Mensal	10.000 - 100.000		0,00157596
		≥ 100.001		0,00157596
	BP<	Outra	Escalão 1	
Escalão 2			0,00157596	
Escalão 3			0,00157596	
Escalão 4			0,00157596	

### 3.4.3 TARIFAS DE USO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes. Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são calculados de forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos.

Conforme decorre do Artigo 111º do Regulamento Tarifário, os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão, para os níveis de pressão a jusante e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Os preços de capacidade utilizada, energia de fora de vazio, energia de vazio e termo fixo, são determinados de forma a manterem a estrutura dos respectivos custos incrementais, por aplicação de um factor de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012”.

Com base nos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição, determinou-se o factor de escala a aplicar a esses custos incrementais de 2,0.

### 3.4.3.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em MP e BP apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 3-23 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	
URD <sub>MP</sub>				315,14	315,14	0,00057399	0,00001369	0,042505
MP	Diária			315,14		0,00057399	0,00001369	0,042505
	Diária Curtas utilizações			315,14		0,00568248	0,00001369	0,008501
	Mensal	10.000 - 100.000			316,23		0,00737484	0,00681454
≥ 100.001					458,71	0,00371284	0,00315254	
BP>	Diária					0,00286757	0,00001373	
	Mensal	10.000 - 100.000				0,00286757	0,00001373	
		≥ 100.001					0,00286757	0,00001373
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220				0,00276069	
		Escalão 2	221 - 500				0,00276069	
		Escalão 3	501 - 1.000				0,00276069	
		Escalão 4	1.001 - 10.000				0,00276069	

### 3.4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP >) apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 3-24 - Preços da tarifa de URD em BP >**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	
URD <sub>BP&gt;</sub>				104,56	104,56	0,00419760	0,00007810	0,045063
BP>	Diária			104,56		0,00419760	0,00007810	0,045063
	Mensal	10.000 - 100.000			181,21	0,01140764	0,00728814	
		≥ 100.001				359,97	0,00710934	0,00298985

### 3.4.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP <) apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 3-25 - Preços da tarifa de URD em BP <**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (EUR/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
URD <sub>BP&lt;</sub>			0,22	0,00701221	0,00007810	0,045063
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,22	0,02882405		
	Escalão 2	221 - 500	0,82	0,02577306		
	Escalão 3	501 - 1.000	1,98	0,02274454		
	Escalão 4	1.001 - 10.000	2,46	0,02212869		

**3.5 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO****3.5.1 TARIFA ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FORNECIMENTO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS**

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista, deve proporcionar os proveitos da função de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

A tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista reflecte o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2011-2012, bem como o custo com a utilização das infra-estruturas da RNTIAT (terminal de recepção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de entrada do uso da rede de transporte). Adicionalmente a tarifa reflecte o custo da constituição da reserva estratégica de gás natural, que decorre do Decreto-Lei n.º 140/2006.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de aprovisionamento de energia.

**Quadro 3-26 - Tarifa de Energia da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Venda a comercializadores de último recurso retalhistas (EUR/kWh)	0,02736459

### 3.5.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M<sup>3</sup>

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas, recuperando os custos associados.

A tarifa de Energia a aplicar aos consumidores dos comercializadores de último recurso retalhistas (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> reflecte o custo médio de aprovisionamento previsto no âmbito dos contratos do comercializador do SNGN, assim como o custo com a utilização das infra-estruturas de AP, a saber: uso do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo e uso da rede de transporte nos pontos de entrada.

Os preços da tarifa de Energia da actividade de Comercialização de último recurso retalhista para o ano gás 2011-2012 apresentam-se no quadro seguinte. A tarifa de Energia aplicável aos consumidores de Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) é anual.

**Quadro 3-27 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão < 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)		0,02747685
BP<	Escalão 1	0,02747685
	Escalão 2	0,02747685
	Escalão 3	0,02747685
	Escalão 4	0,02747685

### 3.5.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M<sup>3</sup>

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos associados.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização de último recurso retalhista em BP< (consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> por ano).

**Quadro 3-28 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a  
10 000 m<sup>3</sup> por ano**

<b>TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO</b>	<b>PREÇOS</b>
Termo Fixo (EUR/mês)	2,14
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00052602

**3.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M<sup>3</sup>**

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem no ano gás 2011-2012.

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de pressão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais é implementada de forma gradual para os clientes de BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup> ano, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no Artigo 116.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário. Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu em Fevereiro de 2010, o mecanismo de convergência para as tarifas nacionais (aditivas) deixou de actuar separadamente por CUR, passando a ser nacional. A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas são descritos no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2011-2012”.

Para além da publicação do preço do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a permitir a facturação de acordo com o Artigo 203.º do Regulamento de Relações Comercial.

As tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas a vigorarem no ano gás 2011-2012 apresentam-se nos quadros seguintes.

**Quadro 3-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,33	0,0687	0,0765
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0624	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0501	0,1764
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0501	0,1907

**Quadro 3-30 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0543	0,1907

**Quadro 3-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0543	0,1907

Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					EDPGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,93	0,0671	0,0633	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0462	0,1907	

Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					LISBOAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,80	0,0661	0,0590	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0614	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0517	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0517	0,1907	

Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					LUSITANIAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,80	0,0653	0,0590	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0614	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0540	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0528	0,1907	

Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					MEDIGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0543	0,1907	

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					PAXGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0543	0,1907	

Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					SETGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	1,80	0,0656	0,0590	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0621	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0512	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0512	0,1907	

Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					SONORGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0551	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0543	0,1907	

Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo	
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)	
Escalão 1	0 - 220	2,28	0,0674	0,0747	
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0621	0,1170	
Escalão 3	501 - 1 000	5,38	0,0512	0,1764	
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,82	0,0512	0,1907	

### 3.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem no ano gás 2011-2012.

#### 3.7.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas a clientes em alta pressão.

**Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de electricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2011-2012**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Diária	0,000575	0,000342	0,020398	0,00066878
Curtas utilizações	0,003771	0,000342	0,004080	0,00013376

**Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2011-2012**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Diária	0,000987	0,000754	0,020398	0,00066878
Curtas utilizações	0,004182	0,000754	0,004080	0,00013376

**Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2011-2012**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD				
Opção tarifária	Energia		Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	Fora de Vazio	Vazio		
	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês	(€/kWh/dia)/dia
Diária	0,001090	0,000857	0,020398	0,00066878

### 3.7.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas a clientes em média e baixa pressão.

#### Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2011-2012

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Diária				
Curtas utilizações		315,14	0,007993	0,002324	0,008501	10,3325	0,00027872
Mensal	10 000 - 100 000	316,23	0,009685	0,009125		10,3682	
	≥ 100.001	458,71	0,006023	0,005463		15,0398	

#### Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2011-2012

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO							
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Diária				
Mensal	10 000 - 100 000	181,21	0,016593	0,009620		5,9413	
	≥ 100.001	359,97	0,012295	0,005322		11,8023	

#### Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2011-2012

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO				
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,22		0,0073
Escalão 2	221 - 500	0,82		0,0270
Escalão 3	501 - 1 000	1,98		0,0649
Escalão 4	1 001 - 10 000	2,46		0,0806

### 3.7.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR ÀS INSTALAÇÕES ABASTECIDAS POR UAG (PROPRIEDADE DE CLIENTES)

Nas instalações abastecidas por GNL (com UAG propriedade do cliente), os custos com o transporte de GNL por camião cisterna são transferidos pelo detentor da UAG para o operador da rede de transporte, sendo considerados no cálculo da tarifa da rede de transporte. Esta tarifa, que resulta da perequação de todos os custos de transporte (transporte por gasoduto e por camião cisterna), é aplicada de acordo com

o princípio da uniformidade tarifária a todos os consumidores, independentemente de serem abastecidos a partir de uma UAG ou através de uma rede interligada com a rede de transporte.

Os postos de recepção de GNL a partir de transporte por rodovia são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, facturando-se o acesso (tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso Global do Sistema) através de uma regra de facturação simplificada que consiste na aplicação de um preço em €/kWh à quantidade de energia entregue à UAG, determinada com base nas quantidades de GNL descarregadas. A quantidade de energia entregue sob a forma de GNL pode ser calculada com base no peso ou no volume das quantidades descarregadas, dispensando-se a instalação de um equipamento de medição criogénico. O preço em €/kWh da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG propriedade do cliente, resulta da soma do preço da tarifa de Uso Global do Sistema e do preço da tarifa de Uso da Rede de Transporte, correspondendo este último ao preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte condicionada por uma modelação de 150 dias e uma relação de 79% entre a energia de ponta e a energia total.

**Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2011-2012**

<b>Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)</b>	<b>PREÇOS</b>
<b>Tarifa de Acesso às Redes</b>	0,00256866
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00183159
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00073708

### **3.8 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2011-2012**

O Decreto-Lei nº 66/2010 que extingue as tarifas de venda a clientes finais com consumo anual acima de 10 000 m<sup>3</sup> prevê um regime transitório durante o qual os comercializadores de último recurso são obrigados a fornecer gás natural a clientes que ainda não tenham optado por outro comercializador, aplicando uma tarifa regulada, transitória, a publicar pela ERSE e actualizada trimestralmente.

#### **3.8.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA**

##### **3.8.1.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES**

Os preços da tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, para o primeiro trimestre do ano gás 2011-2012 (terceiro trimestre de 2011), apresentam-se no

quadro seguinte. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, reflectindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

**Quadro 3-47 - Tarifa transitória de Energia da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Alta Pressão (EUR/kWh)	0,02868140
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02870148

Ao abrigo dos Artigos 20.º e 24.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média e Alta Pressão.

De igual modo, os consumidores ligados em MP com consumos anuais superiores ou iguais a 595 GWh (cerca de 50 milhões de m<sup>3</sup>) podem optar pela tarifa de AP.

**3.8.1.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES**

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso grossista aos fornecimentos de gás natural a grandes clientes, deve proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, recuperando os custos que lhe estão associados.

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa transitória de Comercialização de último recurso a grandes clientes.

**Quadro 3-48 - Tarifa transitória de Comercialização da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	500,00
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00064769

### 3.8.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M<sup>3</sup>

#### 3.8.2.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M<sup>3</sup>

A tarifa de Energia transitória a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos aos seus clientes apresenta-se no quadro seguinte.

**Quadro 3-49 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,02870148
Baixa Pressão > 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)	0,02879907

#### 3.8.2.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M<sup>3</sup>

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás natural aos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos que lhe estão associados.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa transitória de Comercialização de último recurso retalhista para clientes com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano.

**Quadro 3-50 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	3,65
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00089729

### 3.8.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m<sup>3</sup>

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> a vigorarem no 3º Trimestre de 2011.

De acordo com o diploma legal que extingue as tarifas de venda a clientes finais com consumo anual acima de 10 000 m<sup>3</sup>, as tarifas transitórias são calculadas por soma das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores, a saber: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e tarifas transitórias de Energia e de Comercialização.

Note-se que ao abrigo dos Artigos 20.º e 24.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de Média Pressão e os consumidores ligados em MP com consumos anuais superiores ou iguais a 595 GWh (cerca de 50 milhões de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de AP.

Para além da publicação do termo tarifário fixo em euros por mês, a ERSE publica o referido termo fixo mensal em euros por dia, de modo a permitir a facturação, de acordo com o Artigo 203.º do Regulamento de Relações Comerciais.

#### 3.8.3.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista apresentam-se nos quadros seguintes, sem prejuízo da sua revisão em função da evolução dos custos de gás natural.

**Quadro 3-51 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no 3º Trimestre de 2011**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2.000.000 m <sup>3</sup> ANO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária	815,14	0,032233	0,031673	0,042505	26,7259	0,00139362
Curtas utilizações	815,14	0,037342	0,031673	0,008501	26,7259	0,00027872

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO					TRANSGÁS	
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária	500,00	0,030316	0,030083	0,020398	16,3934	0,00066878
Curtas utilizações	500,00	0,033511	0,030083	0,004080	16,3934	0,00013376

### 3.8.3.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M<sup>3</sup>

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, sem prejuízo da sua revisão em função da evolução dos custos de gás natural.

**Quadro 3-52 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> a vigorarem no 3º Trimestre de 2011**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m <sup>3</sup> ANO					Comercializador de último recurso retalhista		
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		108,20	0,039080	0,032106	0,045063	3,5477	0,00147747
Mensal	10 000 - 100 000	184,86	0,046290	0,039316		6,0609	
	100 001 - 1 000 000	363,62	0,041991	0,035018		11,9218	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					Comercializador de último recurso retalhista		
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		318,79	0,032483	0,031923	0,042505	10,4520	0,00139362
Curtas utilizações		318,79	0,037592	0,031923	0,008501	10,4520	0,00027872
Mensal	10 000 - 100 000	319,88	0,039284	0,038724		10,4877	
	100 001 - 2 000 000	462,36	0,035622	0,035062		15,1594	



## **4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2011-2012**

### **4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR**

Os Artigos 53.º, 93.º, 161.º e 222.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelecem, respectivamente, que cabe à ERSE, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás natural.
- Encargos com a rede a construir.
- Preço de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.

Em conformidade com os mencionados preceitos do RRC, a aprovação pela ERSE dos preços anteriormente referidos deve ter em conta as propostas apresentadas pelos operadores de redes e comercializadores de último recurso, consoante o caso.

O n.º 3 do Artigo 104.º do RRC prevê igualmente a fixação anual pela ERSE dos valores de referência a considerar no cálculo dos custos a aceitar para efeitos tarifários no eventual estabelecimento das instalações de utilização dos clientes e na adaptação de aparelhos de queima existentes à data da integração na rede de gás natural de pólos de consumo.

### **4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS**

Os operadores das redes de distribuição apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural, encargos com a rede a construir e preço de leitura extraordinária.

Os comercializadores de último recurso retalhistas apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a quantia mínima a cobrar em caso de mora.

Embora afirmando que alguns preços não cobrem a totalidade dos custos, a proposta conjunta apresentada à ERSE defende a manutenção dos preços actualmente em vigor no ano gás 2011-2012. As justificações apresentadas pelas empresas para fundamentar esta posição são as seguintes:

- A necessidade de não penalizar os consumidores com aumentos de preços face à situação económica do país.

- O facto dos serviços de interrupção e de restabelecimento iniciarem a sua aplicação no mercado liberalizado no futuro próximo, tendo sido considerado prudente não propor aumentos de preços nesta fase sem, antes, recolher alguma experiência da aplicação destes preços.
- O facto da sub-regulamentação aplicável às ligações às redes ainda não ter sido aprovada pela ERSE, no caso dos encargos com a rede a construir e dos valores de referência previstos no n.º 3 do Artigo 104.º do RRC.

### **4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2011-2012**

#### **4.3.1 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL**

A fixação dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento para o ano gás 2010-2011 teve em conta o parecer unânime do Conselho Tarifário de 17 de Maio de 2010 que recomendava que os preços dos serviços regulados devem reflectir a totalidade dos custos.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário anteriormente referido e a informação disponibilizada à ERSE, foi decidido aceitar para o ano gás 2010-2011 a proposta de preços apresentada pelos operadores das redes de distribuição, considerando que esta reflectia razoavelmente os custos médios de prestação destes serviços. Deste modo, os preços aprovados pela ERSE para o ano gás 2010-2011 sofreram aumentos entre 2% e 5% face aos valores que vigoraram no ano gás 2009-2010.

Considerando que a aplicação destes preços ocorre em situações de incumprimento contratual por parte dos clientes e no sentido de não interromper o caminho iniciado no ano gás em curso de aproximar os preços destes serviços dos custos associados à sua prestação, a ERSE procedeu à actualização dos preços actualmente em vigor pela variação prevista do deflator do PIB para o ano gás 2011-2012 (2%).

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2011-2012 são os indicados no Quadro 4-1.

**Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2011-2012)**

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços propostos pela ERSE
Todos os clientes	<b>Interrupção de fornecimento:</b>	16,68	16,68	17,01
	<b>Restabelecimento do fornecimento:</b>			
	Dia útil (8 às 18h)	25,01	25,01	25,51
	Dia útil (18 às 20h)	29,73	29,73	30,32
	<b>Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento</b>	9,41	9,41	9,60

Aos valores constantes do Quadro 4-1 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Os horários de prestação dos serviços devem respeitar o previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço.

#### 4.3.2 ENCARGOS COM A REDE A CONSTRUIR

A ERSE considera adequada a proposta dos operadores das redes de distribuição de manter os preços actualmente em vigor até à aprovação da nova sub-regulamentação sobre ligações às redes nos termos previstos no RRC. Deste modo, os encargos com a rede a construir são os indicados no Quadro 4-2.

**Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir**

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços propostos pelos ORD	Preços propostos pela ERSE
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	30,90
Rede a construir (€/m)	49,50	49,50

Aos valores constantes do Quadro 4-2 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

### 4.3.3 PREÇO DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

Devido às elevadas taxas de sucesso das leituras periódicas (leituras de ciclo) no sector do gás natural, o serviço de leitura extraordinária é prestado raramente. As leituras extraordinárias ocorrem sobretudo na área de intervenção da LisboaGás Distribuição, onde ainda existe um número significativo de contadores instalados no interior das residências.

Os custos de prestação do serviço de leitura extraordinária apresentados à ERSE em 2010 pelos operadores das redes de distribuição apresentavam uma grande dispersão, variando entre os 2,44 euros na Duriensegás e os 14,63 euros na LisboaGás.

Pelas razões anteriormente indicadas, a ERSE considera aceitável a proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição de manutenção dos valores actualmente em vigor, sendo o preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2011-2012 o indicado no Quadro 4-3.

**Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2011-2012)**

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço proposto pelos ORD	Preço proposto pela ERSE
<b>Todos os clientes</b>	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	9,14	9,14

Aos valores constantes do Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes com telecontagem.

### 4.3.4 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores propostos pelos comercializadores de último recurso retalhistas coincidem com os valores actualmente em vigor.

A ERSE considera aceitável a proposta apresentada de manutenção dos valores actualmente em vigor, pelo que os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2010-2011 os valores que se apresentam no Quadro 4-4.

**Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n) (ano gás 2011-2012))**

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços propostos pelos ORD	Preços propostos pela ERSE
Até 8 dias	1,25	1,25
Mais de 8 dias	1,85	1,85

Os prazos referidos no Quadro 4-4 são contínuos.

**4.3.5 VALORES DE REFERÊNCIA A CONSIDERAR NO CÁLCULO DOS CUSTOS DE INTEGRAÇÃO DE PÓLOS DE CONSUMO EXISTENTES NAS REDES DE GÁS NATURAL**

A aprovação destes valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de pólos de consumo existentes nas redes de gás natural deverá ocorrer com a aprovação da sub-regulamentação sobre ligações às redes, o que deverá ocorrer em breve.

Os valores de referência previstos no artigo 104.º do RRC serão submetidos a parecer do Conselho Tarifário com as propostas de sub-regulamentação sobre ligações às redes que actualmente se encontram em preparação.



## 5 ANÁLISE DE IMPACTES

### 5.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2011-2012.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade regulada, entre 2010-2011 e 2011-2012, é apresentada da Figura 5-1 à Figura 5-15 e do Quadro 5-1 ao Quadro 5-13. Estes preços médios são referidos às entregas de gás natural aos utilizadores das infra-estruturas.

A evolução dos preços médios, apresentada nas figuras e quadros seguintes, é representada através de três estados distintos. O primeiro estado corresponde à situação no ano gás 2010-2011. No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2011-2012, para as diferentes infra-estruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2011-2012 e os respectivos impactes tarifários.

Desta forma identificam-se os efeitos que afectam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos seus preços e por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas.

A variação tarifária representa exclusivamente o efeito da variação dos preços da tarifa. A variação do preço médio representa quer o efeito da variação de preços, quer o efeito de alteração do cabaz das quantidades vendidas.

#### 5.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

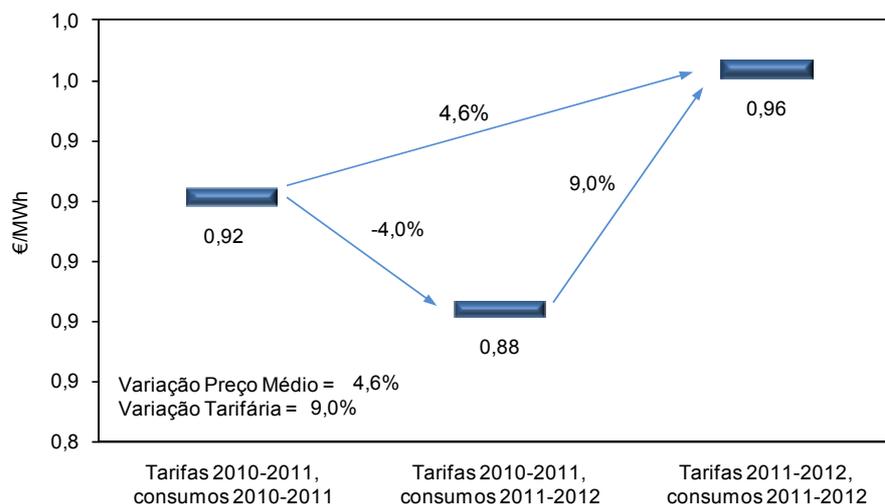
No Quadro 5-1 e na Figura 5-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2011-2012.

**Quadro 5-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	35 045	35 965	39 185
<b>Quantidades</b> (GWh)	38 027	40 652	40 652
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	0,92	0,88	0,96

Para efeitos de cálculo do preço médio, foram consideradas as quantidades de energia à entrada do Terminal.

**Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**



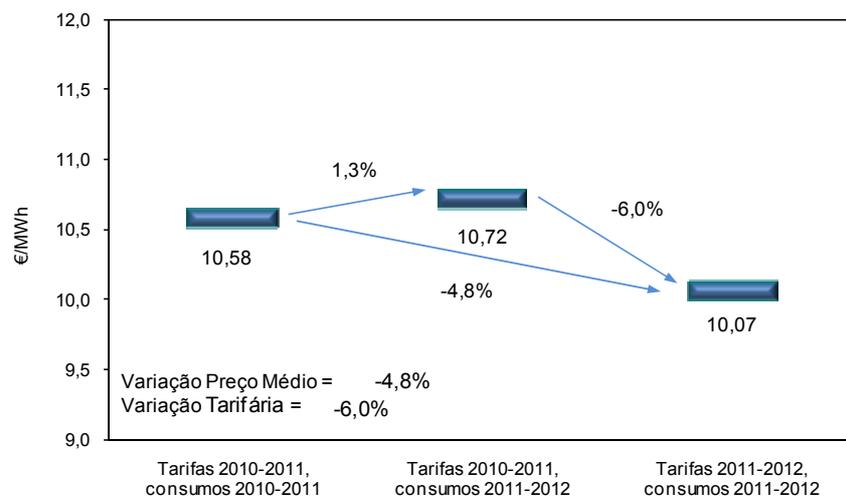
### 5.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No Quadro 5-2 e na Figura 5-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2010-2011 para 2011-2012.

**Quadro 5-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	20 722	22 205	20 863
Quantidades (GWh)	1 958	2 072	2 072
Preço médio (€/MWh)	10,58	10,72	10,07

Para efeitos de cálculo do preço médio apresentado utilizou-se como variável a energia armazenada diariamente.

**Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

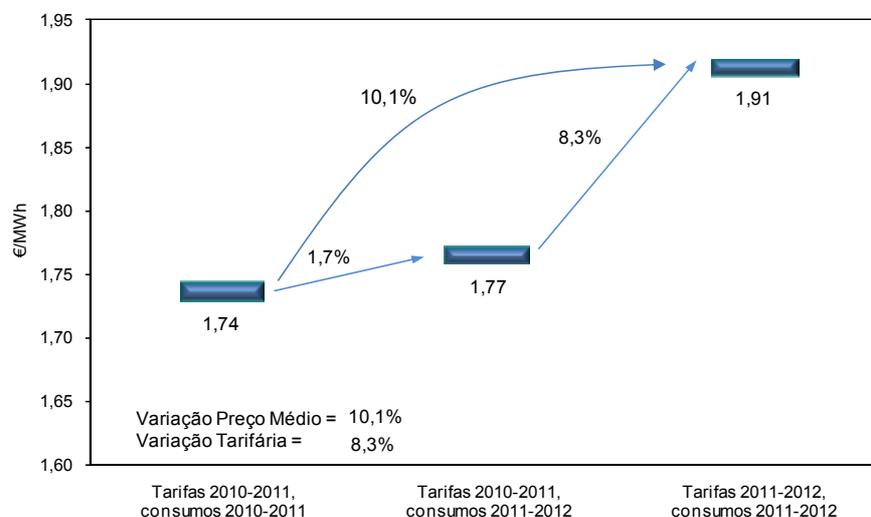
### 5.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-3 e na Figura 5-3 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte. Este preço médio inclui quer os preços de entrada quer os preços de saída da RNT.

**Quadro 5-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	107 708	122 085	132 208
<b>Quantidades</b> (GWh)	62 013	69 134	69 134
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	1,74	1,77	1,91

**Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**



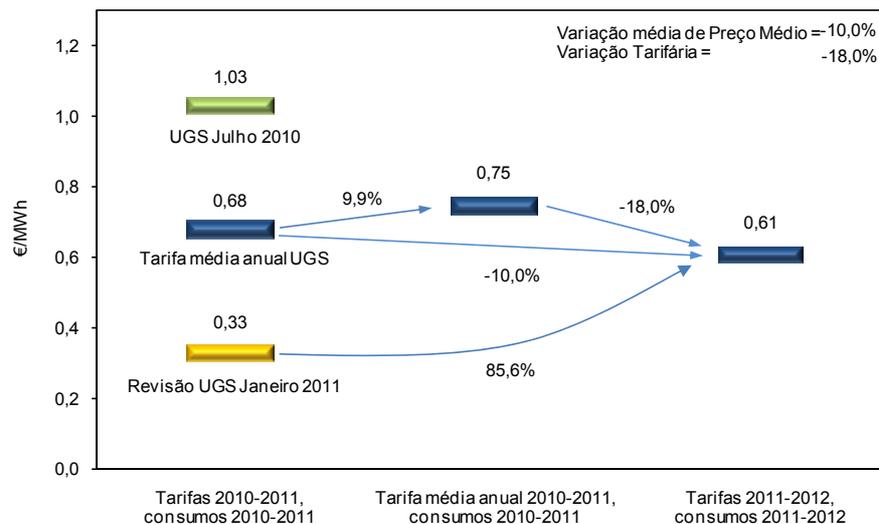
#### 5.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 5-4 e na Figura 5-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2010-2011 e 2011-2012.

No caso particular do preço médio do Uso Global de Sistema, houve necessidade de discriminar as tarifas verificadas durante o ano gás 2010-2011. Esta necessidade resultou do processo de revisão desta tarifa em Janeiro de 2011. Desta forma, apresentam-se 3 valores para o primeiro estado relativos às tarifas aplicáveis no 1º e 2º semestres do ano gás e bem como a tarifa média anual correspondente. Em relação ao segundo estado, foram aplicadas à tarifa média anual as quantidades previstas para 2011-2012. O terceiro estado corresponde ao descrito no início deste capítulo para as restantes tarifas por actividade.

**Quadro 5-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	42 223	51 714	42 383
Quantidades (GWh)	62 013	69 134	69 134
Preço médio (€/MWh)	0,68	0,75	0,61

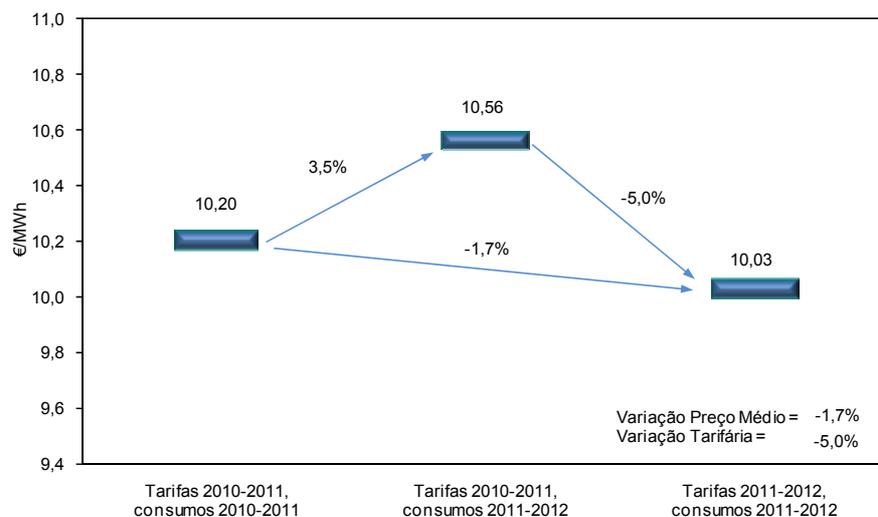
**Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte**

### 5.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 5-5 e na Figura 5-5 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 5-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	237 012	276 375	262 613
<b>Quantidades</b> (GWh)	23 230	26 176	26 176
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	10,20	10,56	10,03

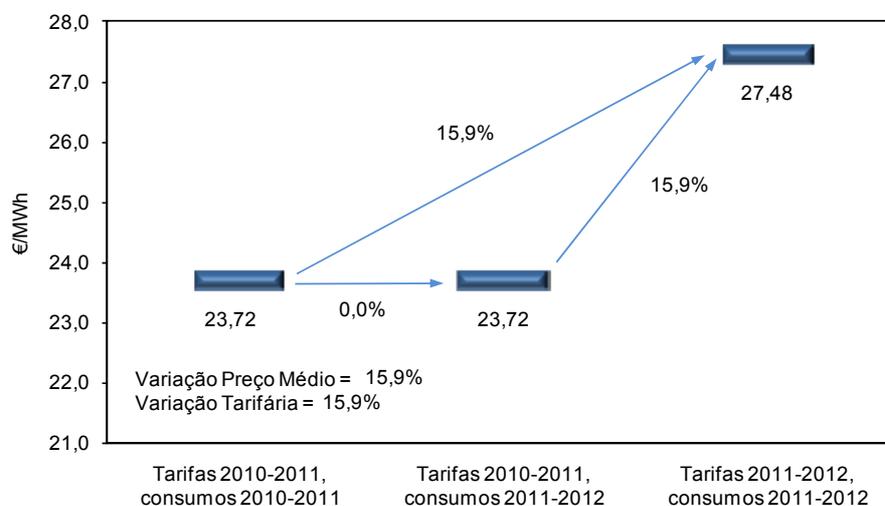
**Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

### 5.1.6 TARIFA DE ENERGIA APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>

No Quadro 5-6 e na Figura 5-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	95 333	100 974	116 981
<b>Quantidades</b> (GWh)	4 020	4 257	4 257
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	23,72	23,72	27,48

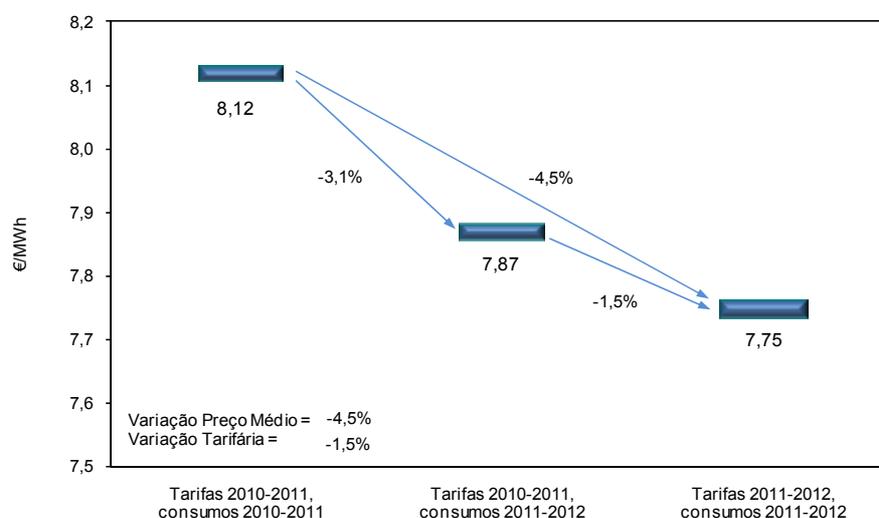
**Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

### 5.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

No Quadro 5-7 e na Figura 5-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	32 623	33 492	32 985
<b>Quantidades</b> (GWh)	4 020	4 257	4 257
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	8,12	7,87	7,75

**Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

## 5.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

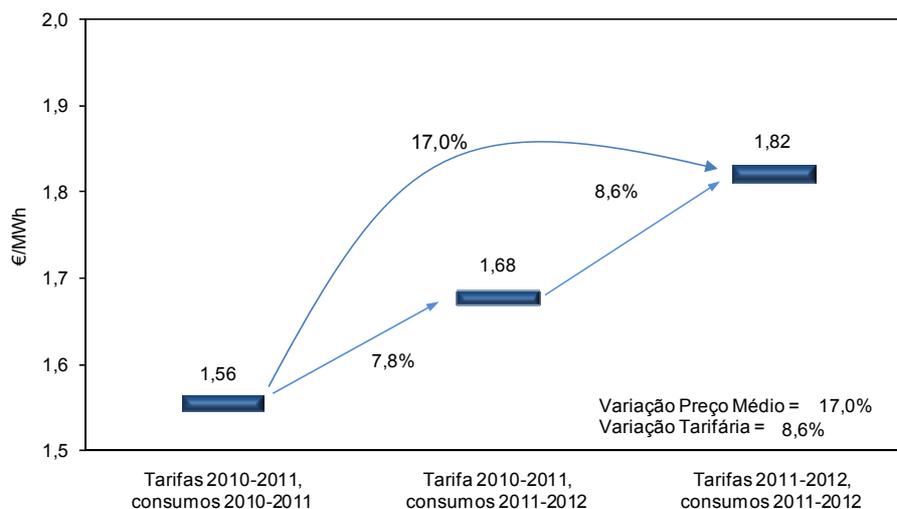
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média pressão, para os clientes ligados em Baixa pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e para os clientes ligados em Baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2010-2011 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2010-2011 aplicadas aos consumos do ano gás 2011-2012. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2011-2012.

**Quadro 5-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifa 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	42 362	46 083	50 030
<b>Quantidades</b> (GWh)	27 216	27 462	27 462
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	1,56	1,68	1,82

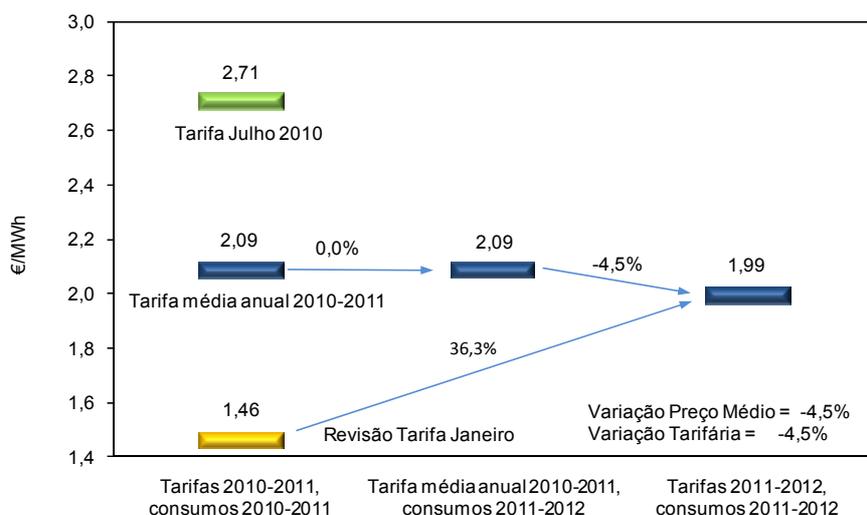
**Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**



**Quadro 5-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão**

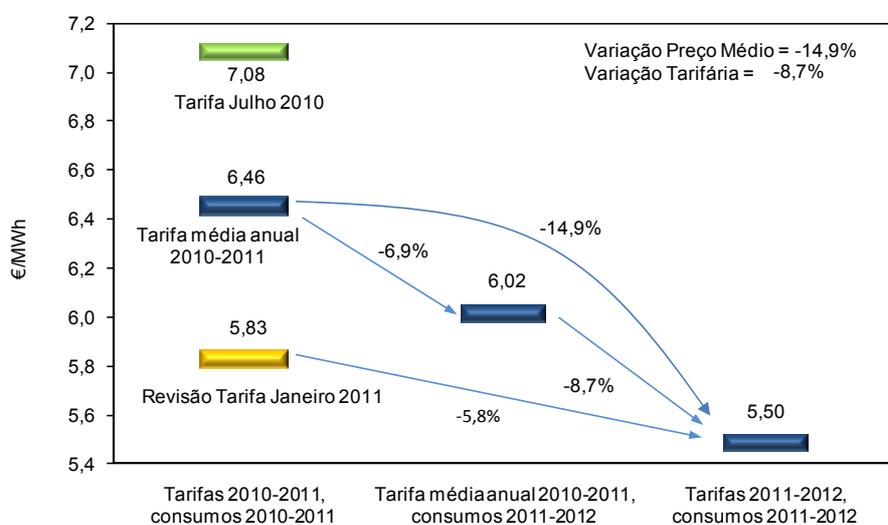
Estado e características	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	24 025	32 243	30 798
Quantidades (GWh)	11 508	15 445	15 445
Preço médio (€/MWh)	2,09	2,09	1,99

**Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão**



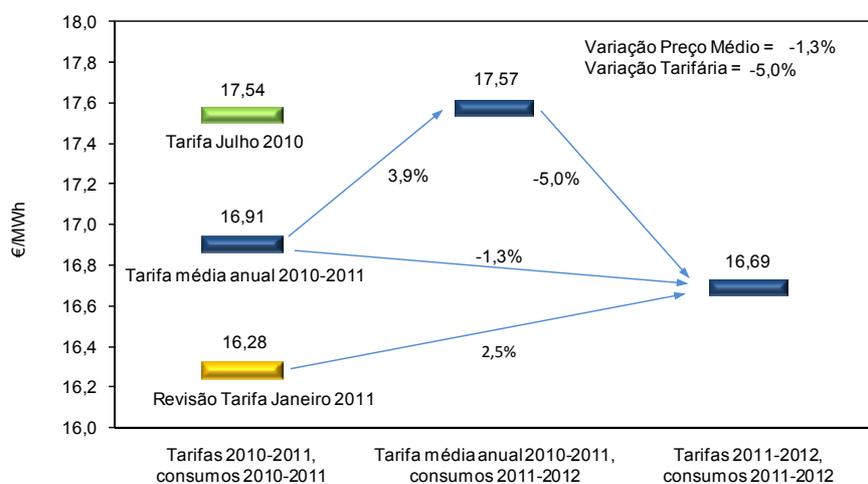
**Quadro 5-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão**

Estado e características	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	103 221	99 437	90 832
Quantidades (GWh)	15 982	16 529	16 529
Preço médio (€/MWh)	6,46	6,02	5,50

**Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão****Quadro 5-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifa média anual 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	54 592	89 911	85 376
Quantidades (GWh)	3 228	5 116	5 116
Preço médio (€/MWh)	16,91	17,57	16,69

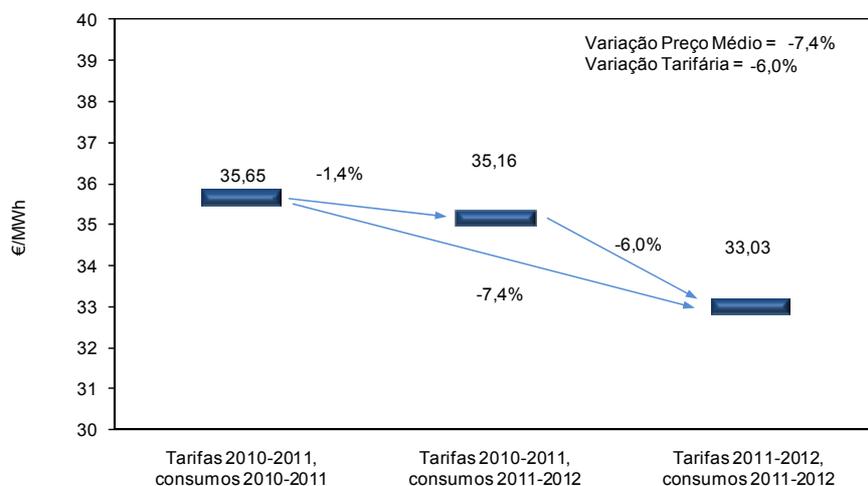
**Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Quadro 5-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	143 319	159 293	149 676
Quantidades (GWh)	4 020	4 531	4 531
Preço médio (€/MWh)	35,65	35,16	33,03

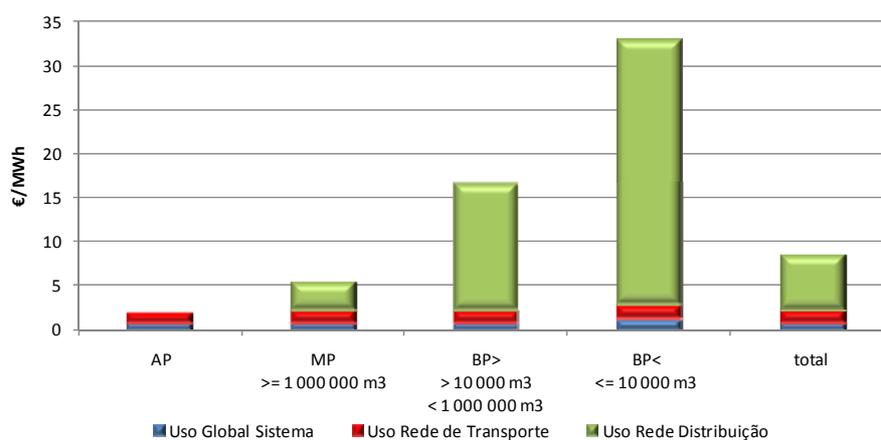
**Figura 5-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**



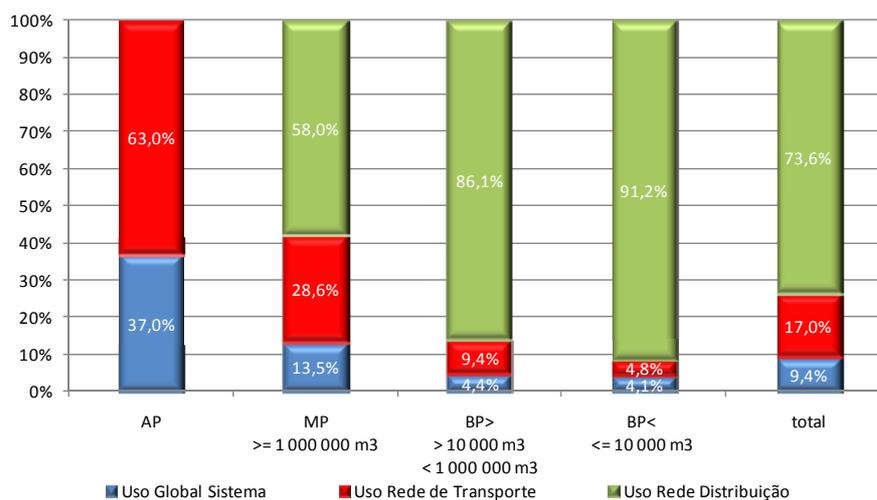
### 5.2.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2011-2012

Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso Global do Sistema e tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O acesso em alta pressão não inclui os centros electroprodutores.

**Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011-2012**



**Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011-2012**



### 5.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

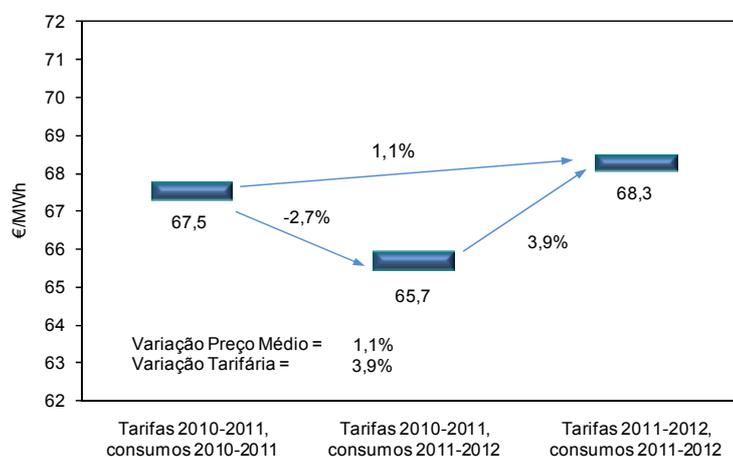
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, representada de forma análoga à apresentada para as tarifas das actividades reguladas.

A evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> está representada no quadro e figura seguintes.

**Quadro 5-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2010-2011, consumos 2010-2011	Tarifas 2010-2011, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	271 275	279 636	290 561
Quantidades (GWh)	4 020	4 257	4 257
Preço médio (€/MWh)	67,5	65,7	68,3

**Figura 5-15 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

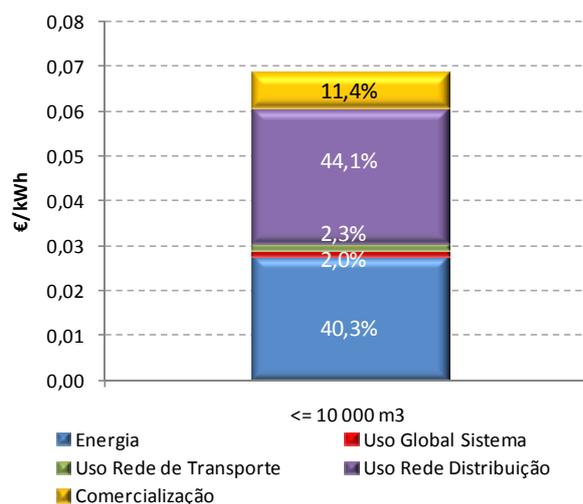


## 5.4 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2011-2012

### 5.4.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup> EM 2011-2012

Na figura seguinte apresenta-se a decomposição e estrutura do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, pelas várias tarifas que a compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

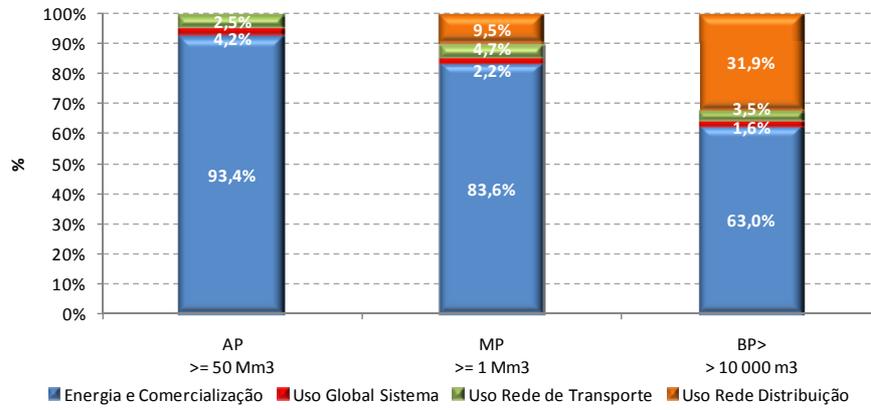
**Figura 5-16 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> em 2011-2012**



### 5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS SUPERIORES A 10 000 m<sup>3</sup> EM 2011-2012

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio das tarifas dos comercializadores de mercado, para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, pelas várias componentes que a compõem, Energia e Comercialização, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

**Figura 5-17 - Estrutura do preço médio de venda a clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> em 2011-2012**





**ANEXOS**



**ANEXO I**  
**SIGLAS**



---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
AP	Alta pressão
BP	Baixa pressão
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBGAS	Mercado Ibérico do Gás Natural
MP	Média pressão
ORD	Operadores de Rede de Distribuição
ORT	Operador de Rede de Transporte
PIB	Produto Interno Bruto
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição



**ANEXO II**  
**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**



## **DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

- Caracterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2011-2012
- Ajustamentos referentes aos anos gás 2009-2010 e 2010 a repercutir em 2011-2012
- Proveitos permitidos do ano gás 2011-2012 das empresas reguladas do sector do gás natural
- Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2011-2012
- Análise dos investimentos do sector do gás natural no ano gás 2011-2012



**ANEXO III**  
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS**  
**DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012”**



*[Handwritten signatures and initials]*  
R. T. S. 1  
A. L.  
J.

Parecer sobre a  
***“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2011-2012”***

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>1</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector eléctrico e gás natural: “(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*”, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo<sup>2</sup> e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a recepção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário<sup>3</sup> uma “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2011-2012*” solicitando parecer sobre as mesmas.

Posto o que, nos termos do n.º 7 do artigo 149.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a Secção do Sector do Gás Natural do Conselho Tarifário<sup>4</sup> emite o seguinte parecer:

### I – GENERALIDADE

1. A proposta da ERSE de “*Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2011-2012*”, apresentada num contexto económico particularmente adverso, traduz-se na aplicação dos parâmetros do período regulatório 2010-2013, com a posterior incorporação da revisão excepcional de tarifas para os consumidores acima dos 10.000 m<sup>3</sup>/ano, aprovada em Dezembro de 2010.
2. A proposta encerra um acréscimo global médio de 3,9% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas. O racional desta variação tarifária é justificado pela ERSE, sobretudo, na subida do preço do gás natural, que está indexado à evolução do preço do petróleo, à necessidade de garantir a sustentabilidade dos mercados livre e regulado, ao equilíbrio económico-financeiro dos CUR e à evolução dos custos no ano gás anterior.

<sup>1</sup> Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

<sup>2</sup> Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

<sup>3</sup> Cf. Ref: E-Técnicos/2011/203/AT/avp, de 15 de Abril.

<sup>4</sup> Doravante abreviado por CT.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including initials like 'RTH', 'H.L.', and 'K.C.', and a signature.

3. O CT manifesta a sua preocupação, uma vez que, os consumidores de gás natural (nomeadamente os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano) registam uma perda de competitividade e de poder de compra que pode revelar-se especialmente penosa no actual contexto económico.
4. Acresce que, o anunciado aumento da taxa de IVA para 13% ou 23%, como previsto no documento de ajuda financeira a Portugal, a partir de Janeiro de 2012, representará para os denominados pequenos consumidores um aumento médio da factura de 11% ou 21%, conforme seja a taxa de IVA a aplicar.
5. O CT receia que a cumulação dos dois factores – aumento médio de 3,9% mais subida da taxa de IVA para 13% ou 23% – possa originar uma espiral inflacionista em resultado da internalização do mesmo na produção de bens e serviços deste segmento de consumidores, pelo que insta a ERSE a rever a sua proposta de acordo com as sugestões abaixo detalhadas as quais pretendem contribuir para a inflexão do aumento tarifário proposto.
6. No que respeita aos fornecimentos acima de 10.000 m<sup>3</sup>/ano para a indústria, mas também para os co-geradores, não se confirma a diminuição das TAR de forma integrada. Em termos globais e considerando a AP, MP e BP e tendo como referência as tarifas em vigor há uma subida de 2,5% com um acréscimo generalizado do termo UGS que duplica relativamente ao estabelecido no último ano gás.
7. O CT regista o início, por parte das empresas reguladas, do reporte nas normas contabilísticas internacionais, bem como a alteração do período de referência da informação financeira do “ano gás” para o “ano civil”, simplificando a análise e comparação de informação. O CT sugere que a ERSE proponha medidas de maior simplificação que evitem os custos imputados no sistema em virtude da dualidade “ano gás” / “ano civil”.
8. No que respeita ao valor dos activos de cada uma das redes da RNDGN e interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, problema a que o CT aludiu em parecer anterior<sup>5</sup> o CT constata existir um processo judicial pelo que, estando agora cometida aos tribunais as questões associadas à metodologia de reavaliação, o CT recomenda que os documentos evitem opiniões subjectivas à posição assumida pelas partes no âmbito do mesmo.<sup>6</sup>
9. O CT regista positivamente o facto de a ERSE ter tido no corrente ano maior cuidado na apresentação pública da proposta obviando, assim, o condicionamento do CT.

<sup>5</sup> Cf. Parecer do CT de 17 de Maio de 2010, no seu ponto III.

<sup>6</sup> A pág. 22 do documento “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2011-2012” refere a ERSE “A ERSE demonstrou com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido”.

*Handwritten notes and signatures:*  
Reto  
B. J. A. P.  
A. P.  
K.  
ju

## II - ESPECIFICIDADE

### A - UNIFORMIDADE E CONVERGENCIA TARIFÁRIA

1. O CT tem defendido a uniformidade tarifária em todo o espaço nacional para o segmento doméstico, que elimina a discriminação negativa dos consumidores em situação de consumo igual apenas resultado da sua localização geográfica<sup>7</sup>.
2. O CT lamenta que a ERSE não tenha aproveitado os anos gás anteriores, em que se observou uma diminuição das TCVF, para completar o processo de convergência para a uniformidade tarifária nacional.
3. No actual enquadramento económico e num cenário de agravamento do custo dos combustíveis as anteriores propostas traduziram-se de facto em oportunidades perdidas de completar a convergência.
4. Na proposta da ERSE continua a não existir total convergência tarifária no ano gás 2011-2012, no qual a ERSE propõe variações idênticas em todos os preços.<sup>8</sup>
5. Apesar da convergência verificada entre algumas das tarifas praticadas por alguns CUR, verificamos que tal convergência não acontece necessariamente para o nível da tarifa aditiva, facto que o CT lamenta.

### B - PROVEITOS PERMITIDOS

#### B1. - Ajustamentos

1. O CT destaca que 17% dos proveitos permitidos às empresas no ano gás 2011-2012, resultam de ajustamentos decorrentes de deficientes estimativas da ERSE, originando um encargo adicional nas tarifas de 160 M€ de proveitos a recuperar, nos quais se incluem cerca de 15 M€ de juros, só do 2º semestre de 2009 e no ano de 2010.
2. Considera o CT essencial que a informação aos consumidores seja prestada com clareza e transparência sobre a composição dos proveitos permitidos, nomeadamente, os decorrentes da actividade directa das empresas e os restantes de ajustamentos ou de compensações exteriores ao exercício do ano, explicitando o respectivo peso relativo na fixação do preço das tarifas.

<sup>7</sup> Cf. Pareceres anteriores do CT v.g. Parecer de 15 de Maio de 2009 relativo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2009-10 e Parecer de 17 de Maio de 2010 relativo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2010-2011.

<sup>8</sup> No documento "Estrutura tarifária" pode ler-se que: "As tarifas de venda a clientes finais a vigorar em 2011-2012 apresentam, em preço médio, uma estrutura coincidente com a do ano passado, congelando-se a convergência global para as tarifas aditivas".

*Handwritten notes and signatures:*  
Reto  
AT  
JC  
ju

3. O CT considera esta distinção fundamental dado permitir quantificar o impacto dos desvios de previsão na evolução das tarifas, pelo que o CT recomenda que a ERSE identifique claramente o montante de ajustamentos e compensações exteriores ao exercício do ano e o montante de juros associados.

## **B2. Reposição da neutralidade financeira**

1. Considera-se que para efeitos da reposição de neutralidade financeira deverá ser considerada uma remuneração de tipo Euribor+Spread apropriada e não a taxa de remuneração de activos.
2. Conforme já havia sido reconhecido pela ERSE no ano-gás transacto: *“A retenção de montantes devidos às empresas por aplicação do mecanismo de alisamento tem um risco económico subjacente muito reduzido. O risco económico que lhe está associado a actividade das empresas já está considerado na remuneração dos activos a que dizem respeito os desvios acumulados. Assim, a reposição da neutralidade financeira tem por fim considerar apenas os efeitos temporais”*.
3. O CT solicita a explicitação sobre o valor global a devolver às empresas de distribuição. No ano transacto o valor indicativo era de cerca de 70 M€, verificando-se agora ser de cerca de 50 M€ sem se encontrar no texto qualquer explicação para a variação.
4. A exemplo do expresso no seu parecer de 17 de Maio de 2010, o CT torna a referir ser necessário que a ERSE indique o valor a repor, calculado por empresa.

## **B3. Spread das taxas para ajustamentos**

1. O CT reconhece as condições adversas dos mercados financeiros e regista que da parte das empresas há um crescente desconforto, mesmo atendendo ao aumento anunciado para 200 pontos base dos *spreads* para aplicação aos ajustamentos dos anos t-1 e s-1.
2. O CT recomenda que a ERSE proceda a um estudo aprofundado sobre a natureza e dimensão dos fluxos financeiros em causa.

## **B4. Custos Operacionais**

1. Com a recente revisão regulamentar a maioria das empresas reguladas passaram a ter os seus custos operacionais aprovados por parâmetros de eficiência: os custos fixos associados à inflação e os custos variáveis a indutores (energia, número de pontos de entrega/clientes, dimensão física das redes, capacidade instalada entre outros).
2. O CT considera que a ERSE deve incluir na proposta de tarifas e preços a avaliação da aplicação da metodologia, quer quanto à repartição dos custos fixos e variáveis, quer quanto à adequação dos indutores de custos seleccionados, em particular do *driver* “energia”.

*[Handwritten signatures and initials]*  
Rtos, A:  
ju

### **B5. Correção aos Proveitos Permitidos da Lisboagás e Beiragás**

1. O CT nota a proposta de correção aos Proveitos Permitidos da Lisboagás (9.9M€) e Beiragás (0.89M€), indicados no documento da ERSE como sendo resultantes de “erro de facturação”, a ser realizado a 5 anos, conjuntamente com a Recuperação da Neutralidade Financeira, resultante da extinção do alisamento de proveitos.
2. No seu Parecer de 17 de Maio de 2010, o CT não objectou à incorporação de correções no cálculo dos Proveitos Permitidos, mas no caso em que o mesmo resultasse de “manifestos lapsos” na prestação de informação por parte das empresas.
3. A redacção utilizada pela ERSE no seu documento “Erros de Facturação” suscita dúvidas e constrangimento ao CT pelo que deverá a ERSE confirmar se a correção proposta resulta do lapso já reportado na Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2010-11.
4. Considera o CT que, contrariamente aos “manifestos lapsos”, os “erros de facturação” não podem ser considerados pela ERSE.

### **C - ESTIMATIVA DA PROCURA DE GN**

1. As estimativas da procura apresentadas pela ERSE são inferiores às apresentadas pelo ORT. Já a procura por parte dos pequenos consumidores domésticos deverá manter-se constante e estável, pelo que se consideram aceitáveis as previsões da ERSE.
2. Note-se que será sempre importante evitar a sobre-estimação da procura; ainda que a curto prazo possa resultar em tarifas mais baixas para algumas fases da cadeia produtiva (nomeadamente no acesso à rede), gera desvios tarifários que posteriormente têm que ser pagos com juros acrescidos por todos os consumidores.
3. Tal origina problemas relacionados com o pagamento de juros propriamente ditos (sobretudo num contexto de *spreads* cada vez mais consideráveis), dificulta o processo de cálculo das tarifas (na medida em que os desvios tarifários tornam-se maiores e mais difíceis de recuperar) e pode eventualmente criar distorções/problemas de subsídição cruzada, caso a regra de alocação desses desvios não coincida com o modo como os mesmos teriam sido alocados aos consumidores das diversas componentes das tarifas em vigor no ano em causa.
4. O CT recomenda que a ERSE realize uma verificação adicional do cenário de procura, em particular no que respeita aos clientes ligados em AP, face à publicamente anunciada entrada em operação dos grandes projectos de reconversão industrial das refinarias de Sines e Matosinhos, que aumentará as entregas na RNTGN.

*Handwritten notes and signatures:*  
 [Signature]  
 [Signature]  
 [Signature]  
 [Signature]  
 [Signature]

**D - TARIFAS**

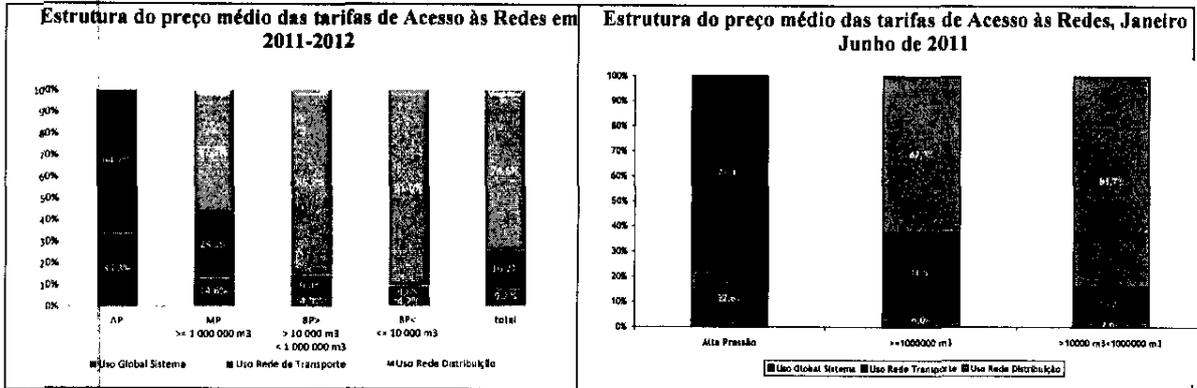
**D1. Tarifas de Acesso à rede**

1. O CT refere a necessidade de rever a comparação utilizada no estabelecimento das Tarifas de acesso às redes (TAR) devendo considerar como base as tarifas em vigor em Junho de 2011, como forma de garantir uma informação clara aos utilizadores.
2. Assim, considerando as previsões de consumos para 2011/2012 às TAR como factor de ponderação verifica-se, para os consumidores não domésticos, um aumento global da incidência da TAR de 2,5% em grande parte devido ao enorme aumento de 41% para os clientes ligados em AP (Alta Pressão). Todos os consumidores com consumos superiores a 10.000 m3/ano apresentam aumentos substanciais (face aos valores actuais) na componente de UGS (Uso Global do Sistema).
3. A MP apresenta uma diminuição das TAR, de acordo com as previsões de consumo, em que há um aumento de cerca de 5.800 GWh, ou seja, quase 60%. Os ganhos nas TAR deveriam exprimir de forma mais transparente o acréscimo nesta gama de consumo e isso não foi possível pelo aumento da UGS, que quase duplicou, passando de 0,33 para 0,61 €/MWh.

CLIENTES	Janeiro 2011		Ano Gás 2011/2012	
	Junho 2011	€/Mwh		€/Mwh
<b>Alta Pressão (AP)</b>	<b>1,46</b>	RT = 1,13 UGS = 0,33	<b>2,06</b>	RT = 1,333 UGS = 0,727
<b>Média Pressão (MP)</b> >1 Mm3	<b>5,83</b>	RT = 1,70 UGS = 0,33 RD = 3,35	<b>5,56</b>	RT = 1,57 UGS = 0,81 RD = 3,18
<b>Baixa Pressão (BP)</b> >10.000 m3 <1 Mm3	<b>16,28</b>	RT = 2,23 UGS = 0,423 RD = 13,64	<b>16,73</b>	RT = 1,57 UGS = 0,82 RD = 14,34
<b>Baixa Pressão (BP)</b> <10.000 m3	Não foi alterada		<b>33,0</b>	RT = 1,58 UGS = 1,38 RD = 30,04

Há uma distribuição de impactes de um ano gás para o outro muito díspar e aparentemente sem fundamentação, de fácil leitura e entendimento.

*Rtu's*  
*BJ*  
*AY*  
*ML*  
*AL*  
*ju*



4. O CT tem referido a necessidade de as tarifas reflectirem os custos efectivos de cada ano, em prol da estabilidade tarifária, permitindo aos agentes planear em prazo adequado a sua actividade e evitar que as tarifas sofram alterações inter-anuais significativas, decorrentes nomeadamente de ajustamentos de anos anteriores.
5. Assim, o CT recomenda que a ERSE explicita e fundamente, de um modo mais aprofundado, as assumções consideradas no estabelecimento da procura, nas suas diferentes variáveis de facturação, nomeadamente nas que tenham apresentado variações mais significativas e que sejam mais relevantes para o custo final a suportar pelos consumidores.
6. Por outro lado, o novo período regulatório introduziu alterações significativas na estrutura tarifária do acesso às diversas infra-estruturas de alta pressão, em particular através da criação das tarifas de entrada e saída e da criação das tarifas de curta duração, disponíveis para o acesso às infra-estruturas da RNTIAT. Estas tarifas têm tido uma adesão crescente, considerando-se que têm um papel fundamental na viabilização de movimentos de gás natural que de outra forma não poderiam ser viabilizados.
7. As tarifas de curtas durações exigem, contudo, uma ponderação correcta da sua procura e utilização, para que não sejam usadas como forma de transferir custos de capacidade para os restantes consumidores, que a utilizam de forma mais eficiente, podendo distorcer a repartição de custos globais.

*[Handwritten signatures and initials]*  
Rto > | L.L.  
A.  
Jr

## **D2. Tarifa URT**

1. Na rede de alta pressão, a tarifa URT não sofre aumento no termo de capacidade de entrada e o termo de capacidade de saída sofre um aumento de 16,5%. Quando se verifique uma capacidade de entrada igual à de saída, o aumento médio é de 8,3%. A tarifa de uso global do sistema (UGS I), sem o efeito da UGS II, sofre um aumento de 4%. Estes aumentos são fundamentalmente devidos ao reflexo dos ajustamentos de montantes não recuperados em anos anteriores (cerca de 10% do total de proveitos).
2. O CT recomenda uma atenção especial à ERSE, na fixação dos cenários para a utilização da rede de transporte, de modo a evitar instabilidade tarifária.

## **D3. Tarifas UGS**

1. O CT constata que esta rubrica se está a constituir como um grande “espaço” de inclusão de custos de contexto sem uma clara exposição do seu conteúdo.
2. O CT recomenda que seja apresentada a explicitação dos custos associados aos elementos que a constituem, de forma a acompanhar a sua evolução e razoabilidade do seu conteúdo a fim de prevenir a criação e desenvolvimento de “custos económicos de interesse geral” no sector do gás natural.

## **D4. Tarifa de Terminal de GNL e Armazenamento subterrâneo**

1. O CT tem referido a necessidade das tarifas reflectirem os custos efectivos de cada ano, permitindo aos agentes planear em prazo adequado a sua actividade e evitar que as tarifas sofram alterações inter-anuais significativas, decorrentes nomeadamente de ajustamentos de anos anteriores.
2. Nesse sentido, o CT reconhece o mérito da introdução das estimativas de fecho do ano em curso no apuramento de proveitos, como factor estabilizador das tarifas, em particular quando os ajustamentos são em anos consecutivos de sinal contrário.
3. Contudo, nos casos específicos do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo, os ajustamentos, quando significativos, são particularmente preocupantes porquanto induzem distorções nos preços das tarifas de acesso às infra-estruturas do Terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo podendo comprometer a viabilidade dos seus preços que devem representar alternativas viáveis aos agentes de mercado.
4. Com efeito, a sucessiva verificação de desvios do mesmo sinal na recuperação dos proveitos permitidos nestas infra-estruturas, conduz, por via dos ajustamentos, a um aumento dos proveitos a recuperar no(s) ano(s) seguinte(s), com o consequente aumento dos preços de tarifas, tornando a infra-estrutura menos competitiva.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten signatures and initials:*  
V. R. ...  
R. ...  
H. L.  
A. C.  
J. ...

5. O efeito multiplicador destes desvios será assim evidente, recomendando o CT que a ERSE estude e implemente modelos alternativos que evitem e minimizem os efeitos descritos, assegurando uma maior estabilidade tarifária
6. Em qualquer caso, para o próximo ano gás, o CT relembra a questão da revisão da estimativa da procura, abordada noutra ponto deste Parecer, resultante da anunciada entrada em operação das novas unidades processuais nas refinarias do Porto e de Sines.
7. Antecipando-se que os fornecimentos associados venham a utilizar preferencialmente o Terminal de GNL, face ao menor congestionamento verificado nesta infra-estrutura, este aumento de utilização poderia vantajosamente ser considerado na estabilização tarifária inter-anual, devendo ser incorporado pela ERSE na fixação das tarifas.
8. Assim, o CT recomenda particularmente a revisão da estimativa de procura para as entradas no Terminal de GNL, pelo impacto potencialmente muito positivo que poderá ter nos preços de tarifa desta infra-estrutura e na URT.

#### **D5. Tarifa Social**

1. O CT reitera a necessidade de criação e regulamentação de uma tarifa social para o sector do gás natural à semelhança do ocorrido ano passado no sector eléctrico, dada a necessidade de minimizar os impactos da subida deste bem público essencial nos consumidores mais vulneráveis.
2. O CT está ciente que este é um instrumento de iniciativa legislativa. Não obstante, o CT solicita ao regulador que desenvolva acções junto das entidades competentes sensibilizando-as para a necessidade de conceber critérios que definam:
  - a) Os conceitos de consumidor economicamente vulnerável e das condições de acesso a uma tarifa social;
  - b) Os concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);
  - c) Forma de operacionalização e metodologia de aplicação da tarifa social.

#### **E - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO**

1. A Lei nº 53-E/2006, de 29 de Dezembro, define o regime geral das taxas das autarquias locais e estabelece que compete às Assembleias Municipais a definição das taxas de ocupação de subsolo. À ERSE compete a definição da metodologia de repercussão nos consumidores das taxas de ocupação do subsolo aprovadas por cada Município.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten notes and signatures in the top right corner, including 'Rto)' and various initials.*

2. A metodologia estabelecida pela ERSE envolve uma estrutura de preços binómia com uma parcela fixa e uma parcela de energia, distinguindo dois tipos de fornecimentos: superiores a 10.000m<sup>3</sup>/ano e inferiores a 10.000m<sup>3</sup>/ano. A estrutura de preços foi determinada de modo a que o pagamento das taxas de ocupação do subsolo apresente uma estrutura semelhante à estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição.
3. Relativamente ao impacto da introdução das TOS, considerando diversos perfis de consumo para além do apresentado pela ERSE no documento Estrutura Tarifária para o ano gás 2011-2012, verificamos que existe uma grande heterogeneidade entre municípios. Se há municípios em que o aumento da factura de gás natural é muito baixo (como por exemplo em Vila do Conde), noutros municípios o aumento da factura é consideravelmente elevado (referindo-se o caso de Évora com aumentos da factura mensal de gás natural superiores a 16% devido unicamente à introdução das TOS).
4. Reconhecendo que a fixação do valor das TOS não é da competência da ERSE (que apenas é responsável pela definição da estrutura tarifária deste termo), o CT expressa a sua preocupação pela disparidade verificada nos valores aplicados por cada município, recomendando de novo<sup>9</sup> que a ERSE: *“desenvolva junto da associação representativa dos mesmos [municípios] diligências que visem, por um lado, a moderação dos valores e convergência dos critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em casos que o justifiquem.”*
5. O CT recomenda, ainda, que a ERSE inclua no documento final uma avaliação do impacto das TOS no preço de gás natural de clientes de consumo anual superior a 10.000m<sup>3</sup>/ano, por exemplo por referência às tarifas de acesso aplicáveis.

## **F - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

### **F1. Extinção das tarifas transitórias para grandes clientes > 10.000m<sup>3</sup>/ano**

1. A maioria dos grandes clientes já se encontra no mercado livre, pelo que a extinção das tarifas reguladas para este segmento de clientes no final deste ano gás não deveria ser problemática.
2. O CT considera útil que este processo seja acompanhado a pouca distância no tempo, para o que recomenda que a ERSE forneça mais dados sobre a matéria e proceda à publicação de um boletim informativo que divulgue, nomeadamente a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre, aspecto este que não deve deixar de ser monitorizado pelo regulador.

<sup>9</sup> Cf. Parecer do CT de 17 de Maio de 2010.

*[Handwritten signatures and initials]*  
Rto) *[initials]*  
*[initials]*  
*[initials]*

## **F2. Equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso**

1. O principal indutor de custos na estrutura dos comercializadores de último recurso resulta do número de clientes, parâmetro que por força da provável mais lenta migração dos clientes domésticos se manterá estável.
2. O CT recomenda que a ERSE monitorize a saída dos clientes para o mercado livre em conjugação com a avaliação da manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, bem como a qualidade do serviço, em especial quanto aos clientes domésticos.

## **J - INVESTIMENTOS**

1. A aprovação dos desenvolvimentos da RPGN decorre da aprovação do Plano de Desenvolvimento das Infra-estruturas da RNTIAT (PDIR) que compete ao Ministro da Economia e Inovação, nos termos do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de Julho, cabendo à ERSE solicitar às empresas reguladas a informação contabilística, financeira e técnica que respeite as boas práticas de transparência, qualidade e comparabilidade exigíveis.
2. Face ao potencial impacto que os investimentos podem ter no cálculo dos Proveitos Permitidos e nas Tarifas de Acesso, o CT considera de particular relevância a análise detalhada sobre a execução e a estimativa dos investimentos na RPGN<sup>10</sup>, notando, ainda, que a fundamentação da expansão da rede deve ter presente nomeadamente uma perspectiva de rede ibérica e o desenvolvimento do MIBGÁS.
3. O documento sobre investimentos da ERSE não estabelece uma fronteira clara entre os projectos já concluídos ou em curso considerados e aceites nas tarifas de acesso às redes em 2010/2011 e os adicionais considerados para a tarifa de 2011/2012, não fazendo igualmente menção aos níveis de investimento das redes em função da sua dimensão para ajuizar melhor o peso de cada projecto na base de activos e consequentemente nas tarifas.
4. Quanto aos investimentos nas infra-estruturas de alta pressão (Transporte, Terminal de Armazenamento e Armazenagem Subterrânea), atendendo a que de acordo com dados públicos, o consumo em Portugal cresceu 9 % de forma agregada (sendo de -5% no caso dos electroprodutores e de +20% no caso do restante mercado), o CT entende que o documento da ERSE deveria analisar o investimento plurianual das concessionárias por grande item ou projecto, possibilitando uma avaliação mais correcta do respeito pelos orçamentos e planos de execução, bem como a diferenciação entre os investimentos “em curso” e as passagens a activo fixo (só estas têm impacto no cálculo dos proveitos permitidos anuais).

<sup>10</sup> Documento “Análise dos Investimentos do Sector do Gás Natural”, anexo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2011-12

*[Handwritten signatures and initials]*

5. Já quanto aos investimentos das ORDs, constata-se uma diminuição progressiva, coerente com a saturação crescente dos seus mercados geográficos, com excepção da Sonorgás que, face à dimensão do seu mercado, apresenta um nível de investimento que parece desproporcionado, pelo que o CT recomenda uma análise mais específica por parte da ERSE.
6. Tendo presente as obrigações dos concessionários e licenciados de serviço público relativas à segurança de abastecimento, à segurança sistémica e operacional e à diversificação das fontes de abastecimento, o CT recomenda que só sejam executados os investimentos prioritários que tenham impacto positivo no curto/médio prazo na eficiência e segurança do SNGN, alicerçados num racional económico-operacional dos investimentos previstos e, ainda, que a ERSE:
  - a) Desenvolva junto da DGEG as diligências necessárias para que a análise dos projectos relevantes constantes no PDIR sejam divulgados publicamente de modo que os méritos e condicionantes dos desenvolvimentos a implementar se torne clara, sejam eles o respectivo mérito económico, resultantes de obrigações das concessões, garantia da segurança de abastecimento, estabelecimento de reservas de segurança, ou outra;
  - b) Remeta a conhecimento do CT o PDIR, bem como o parecer que elabora sobre o mesmo para envio à DGEG;
  - c) Exclua das tarifas o valor dos novos investimentos que não venham a ser executados de acordo com o Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de Julho;
  - d) Inclua nas análises dos investimentos das empresas de distribuição uma análise crítica comparativa dos mesmos, considerando o grau de desenvolvimento e características geográficas das concessões/licenças, custos unitários de construção de rede e das conversões/reconversões, etc.
7. O CT não pode deixar de referir que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos na RPGN, com especial relevância para a actividade das Distribuidoras, de modo a que conceitos como a racionalidade económica das redes, participações solicitadas aos clientes, área de influência, custos de referência das conversões/reconversões sejam estabelecidos e considerados na análise dos investimentos.
8. Nota o CT que não foi ainda publicada a sub-regulamentação relativa aos “*Pedidos de Acesso à Rede*” tornada necessária pela revisão regulamentar de Fevereiro de 2010, a qual terá implicações sobre os investimentos a realizar quer pelo ORT, quer pelas distribuidoras pelo que, recomenda à ERSE que promova com urgência a discussão pública da referida sub-regulamentação.

9. Finalmente, tendo o CT notado a não apresentação de informação adequada à ERSE sobre investimentos executados em 2009 por parte de algumas empresas distribuidoras, sublinha a necessidade da ERSE adoptar medidas ajustadas à prevenção deste comportamento.

### III - CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que as propostas que lhe foram apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Em 16 de Maio de 2011, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE, com excepção dos pontos B2-1 e B2-2, tendo sido APROVADO POR UNANIMIDADE, com excepção dos pontos B2-1 e B2-2, que foram aprovadas por MAIORIA com a seguinte votação:

#### Votos a favor:

- DECO - Francisco Nunes (P)
- Grande Consumidor de Gás Natural - Ag. / Em. San
- U.G.C. - UNIÃO GERAL DOS CONSUMIDORES U.G.C.
- Empresas Concessionárias de Distribuição - Voto favorável com excepção dos pontos B2.1 e B2.2 - Ana Isabel Teixeira Pinto
- Empresas Licenciadas de Distribuição - Voto favorável, com excepção dos pontos B2.1 e B2.2 - Jorge Manuel Rodrigues Lúcio
- Empresa Concessionária de Transporte - Voto Favorável com excepção dos pontos B2.1 e B2.2 - Patrícia A. P. P. P.
- GENACOP - Patricia Almeida

**Votos contra:**

Concessionária de Transporte - Voto contra pontos B2.1 e B2.2 - Pedro M. A. F. F.  
Concessionárias de Distribuição - Voto Contra Pontos  
B2.1 e B2.2 - Ana Teixeira Pinto  
Licenciados de Distribuição - Voto contra pontos B.2.1 e B.2.2 -  
- Jorge Manuel Lúcio

**Abstencões:**

**Voto de qualidade:**

O presente parecer tem 24 páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos  
Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: seis anexos  
que numerarei com numeração romana de  
I a VI e que ficam anexos e fazem  
parte integrante do presente parecer

Maria Cristina Portugal de Andrade  
Direcção Geral do Consumidor

*Maria Cristina Portugal de Andrade*

Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado  
Entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão - REN Gasodutos

*Ana Teixeira Pinto*

Ana Teixeira Pinto  
Entidades concessionárias de distribuição de gás natural

*Jorge Manuel Lúcio*

Jorge Manuel Lúcio  
Entidades licenciadas para distribuição de gás em regime de serviço público

*Delfim Loureiro*

p/ Delfim Loureiro  
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

*Alfredo Rocha*

Alfredo Rocha  
UGC - União Geral dos Consumidores

*Patricia Gomes*

Patricia Gomes  
FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas Consumidores, FCRL

*Augusto Vaz Serra*

Augusto Vaz Serra  
Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro pelos Grandes Consumidores de Gás Natural

**DECLARAÇÃO CONJUNTA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM ALTA PRESSÃO E DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

**Reposição da Neutralidade Financeira após o fim do Alisamento Tarifário**

A - Saldo a repor nas empresas de Distribuição (ORDs)

As empresas distribuidoras signatárias desta Declaração expressam a sua preocupação pela alteração do valor aparente a devolver a estas empresas, por efeito da reposição da neutralidade financeira, após o fim do mecanismo de alisamento dos proveitos permitidos.

Com efeito, no documento "Proveitos Permitidos para o Ano Gás 2010-11", da Figura 4-3, era possível estimar um valor de cerca de 70 M€ (sem juros) para o conjunto dos ORDs. Este valor, a ser refinado após a apresentação das contas reguladas auditadas do Ano Gás 2009-10, aproximava-se do previsto pelas empresas, pelo que não foi objecto de comentários particulares, tendo sido contudo já então referida a necessidade da ERSE publicar explicitamente os montantes totais devidos a cada empresa, sem prejuízo da sua recuperação num horizonte de 6 anos. No entanto, a análise realizada agora sobre a Figura 3-2, em tudo idêntica à referida acima, constante do documento "Proveitos Permitidos para o Ano Gás 2011-12, conduz a uma estimativa inferior a 50 M€ (sem juros).

Dado que entre a informação prestada pelas empresas nestes dois anos não ocorreram alterações significativas de valores que pudessem justificar uma tamanha variação, resultam sérias dúvidas sobre os valores agora apresentados. Assim, as empresas solicitam que a ERSE verifique os montantes que conduziram à preparação da referida Figura 3-2, corrigindo-os e apresentando-os discriminados por empresa, para uma mais correcta validação.

Entidade Concessionária do Transporte - Pedro Manuel A. Pires



B - Taxa de Juro a aplicar aos Saldos a repor

O conjunto das empresas signatárias desta Declaração voltam a manifestar a sua total discordância ao tratamento dado ao saldo a repor, no que concerne ao seu tratamento como "Ajustamento de Proveitos inter-anual", pelo que lhe é aplicado o *spread* correspondente (este ano corrigido para 2.5%).

Aliás, as empresas lamentam particularmente a redacção aprovada unilateralmente pelas Associações de Consumidores no Parecer do CT, no seu ponto B.2.1: "*Considera-se que para efeitos da reposição de neutralidade financeira deverá ser considerada uma remuneração de tipo Euribor+Spread apropriada e não a taxa de remuneração de activos.*", que não pôde deixar de receber o seu voto contra, inviabilizando a aprovação do Parecer por unanimidade como tem sido norma.

As empresas frisam que o que está aqui em causa não é o valor do *spread* (que, em todo o caso, seria insuficiente, atendendo às condições do mercado, como discutido noutra Declaração anexa ao Parecer do CT), mas a própria natureza deste saldo, o qual deveria, inequivocamente, ser reconhecido como "Custo de Capital" e, assim, ser capitalizado à taxa de remuneração dos activos (*pós-tax*).

Permitimo-nos aliás, repetir a argumentação que fora incluída nos comentários apresentados à proposta de tarifário do ano gás transacto:

- "o nosso [das empresas] acordo ao fim do mecanismo de alisamento tarifário nos Proveitos da Actividade de Distribuição teve, desde o primeiro momento, subjacente o entendimento de que o fim do alisamento seria totalmente neutral do ponto de vista financeiro para as empresas";
- "considera-se o procedimento inaceitável no que ele representa de desrespeito pelo compromisso assumido pela ERSE e pelas empresas no momento de estabelecimento do alisamento, em que a fórmula de cálculo do Custo de Capital explicitava que a recuperação dos referidos saldos credores seria capitalizada à taxa de remuneração dos activos (*pós-tax*)"

- "O valor dos cash flows resultantes da actual metodologia é objectivamente inferior ao que resultava da anterior fórmula ou do que as empresas teriam recebido na ausência de alisamento – tivesse a ERSE colocado a taxa agora proposta na fórmula do alisamento, e esta teria sido rejeitada pelas empresas";

Neste sentido, as empresas voltam a expressar que a aplicação do conceito "Ajustamento" aos saldos a devolver pela Reposição da Neutralidade Financeira é regulamentamente incorrecto, com prejuízo objectivo para as empresas, devendo ser corrigido pela ERSE.

Empres Concessionárias de Transporte - Pedro Manuel A. Pires 

Empresas Concessionárias de Distribuição - Ana Isabel Texeira Pires

Empres Licenciados de Distribuição - Jorge Manuel Rodrigues L.

**DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL E DA CONCESSIONÁRIA DA REDE DE TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

**Revisão da Taxa de Iva Aplicável ao Sector do Gás Natural**

Tendo em conta a preocupação demonstrada pelos representantes dos consumidores no texto do parecer à subida prevista, em Janeiro de 2012, da taxa de IVA a aplicar ao fornecimento de gás natural e respectivas consequências no preço do mesmo, as empresas não podem deixar de sublinhar que não existe, e não deve ser estabelecida, qualquer relação entre o incremento da taxa do IVA, uma imposição fiscal, e os proveitos permitidos das empresas, tanto na parcela de remuneração de activos ou recuperação dos custos como na parcela de ajustamentos, que não poderão ser afectados por este acontecimento externo.

Empresas Concessionárias de Distribuição - José Isabel Teixeira Pires  
Empresas Concessionárias de Distribuição - José Manuel Rodrigues  
Empresas Concessionárias de Transporte - Pedro Manuel A. Pires

**DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

**Mecanismos de Compensação previstos nos Contratos de Concessão**

Da análise do conjunto de documentos que compõe a Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2011-2012 apresentada pela ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2011-2012", entre os aspectos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos - Secção 2.1, pág. 22 - ao processo judicial iniciado pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural contra o regulador.

A menção da pendência do processo, em si mesma, é correcta, assim como a descrição da sua tramitação até à data. O mesmo já não pode dizer-se nem da estimativa do impacte dos pedidos nos proveitos permitidos no ano gás 2010-2011 e até ao final do prazo das concessões nem da conclusão final relativamente a uma alegada demonstração feita pela ERSE da correcção dos seus cálculos e do resultado obtido.

Quanto ao primeiro aspecto, consideram as Concessionárias que a ERSE deve manter-se num registo puramente factual ou, caso pretenda extrapolar consequências quanto aos montantes em causa, deverá fazê-lo de modo fundamentado, objectivo e transparente.

No que se refere ao segundo aspecto, não é exacto que a ERSE tenha demonstrado "*com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido*". Diferentemente, e como é natural que aconteça num processo judicial, a ERSE limitou-se a defender a sua posição e, por enquanto, o litígio está pendente. Apenas no final será possível «apurar» ou «concluir» de que lado está a razão: se do lado das empresas concessionárias autoras na referida acção, se do lado da ré ERSE.

Neste sentido, as empresas concessionárias solicitam que o documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2011-2012" seja reformulado em conformidade com o exposto.

Empresas Concessionárias de Distribuição - Ana Isabel Teixeira Pinto  
 Empresas Licenciadas de Distribuição - Jorge Manuel Rodrigues Lz

**DECLARAÇÃO CONJUNTA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM ALTA PRESSÃO E DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

**Taxa de remuneração e sustentabilidade da actividade das empresas**

Desde a publicação em Fevereiro de 2010 dos regulamentos do gás natural, assistiu-se a uma degradação acentuada do risco de crédito do País, da sua viabilidade orçamental e do seu financiamento, que ultrapassaram todas as expectativas, mesmo as mais pessimistas. O modelo seleccionado para a remuneração dos activos, taxa de remuneração fixa durante o período regulatório, pressupõe relativamente ao período em causa alguma estabilidade macroeconómica e do risco de país. Tal não se veio a verificar pois, como é do conhecimento público, as condições macroeconómicas do país e em particular de crédito, sofreram nos últimos meses uma evolução singular e crítica, forçando o estado Português a solicitar a ajuda internacional por impossibilidade de assegurar no mercado o seu financiamento em condições compatíveis com a sua sustentabilidade financeira no médio prazo. Estes factos traduzem-se de imediato no crescente custo de financiamento das empresas nacionais.

Pelo referido, sublinha-se que a remuneração dos activos fixada em 8% para a RNTIAT e 9% para os ORD é considerada insuficiente, por já não reflectir o custo com capital actual das empresas reguladas, face ao custo crescente do capital alheio decorrente das actuais condições de financiamento do país que se propagam às empresas.

Pelo referido, solicita-se de novo que haja uma revisão das referidas taxas de remuneração, no sentido de reflectirem de forma adequada as efectivas condições do mercado assegurando uma revisão extraordinária deste parâmetro para as empresas reguladas.

Empresa Concessionária de Transporte - Tomás Manuel A. Pardo

Empresas Concessionárias de Distribuição - Ana Isabel Teixeira Pinto

Empresas Licenciadas de Distribuição - Jorge Manuel Rodrigues

**DECLARAÇÃO CONJUNTA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM ALTA PRESSÃO E DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

**Spreads a aplicar aos Ajustamentos Interanuais dos Proveitos Permitted**

As empresas anotam a correcção realizada pela ERSE aos *spreads* a aplicar aos Ajustamentos interanuais, resultantes dos desvios de recuperação de proveitos permitidos, que passaram de 1% para 2%.

Considera-se que o valor aplicado não pode ser considerado, sequer minimamente, como representativo das condições do mercado de financiamento actual. Por conta de factores claramente exógenos às empresas será público e notório que os *spreads* oferecidos pelo mercado ultrapassam largamente aquele valor.

Assim, a situação que se tem verificado repetidamente das empresas terem uma subrecuperação dos proveitos permitidos, conduz à perpetuação de montantes elevados de ajustamento e a um esforço de financiamento acrescido exigido às empresas. Os ajustamentos capitalizados abaixo do seu custo de financiamento, levam a um prejuízo objectivo o qual se considera inadequado atendendo em particular à sua natureza de empresas reguladas, sem outras fontes de resultados.

Acresce ao referido que o anunciado intento de aproximar os *spreads* a aplicar a operações de "depósito", não reconhece a natureza dos ajustamentos que tem sido, para lá de qualquer dúvida, de "crédito" ao SNGN, devendo também este conceito ser corrigido. Nota-se finalmente que o prazo até à anulação efectiva dos ajustamentos deve ser tido em conta na avaliação do custo de financiamento a considerar.

Do anterior, torna-se a solicitar a correcção dos *spreads* aplicados, devendo os respectivos valores ser reflexivos das efectivas condições do mercado e reconhecer a natureza dos fluxos financeiros em causa.

Entidade Concessionária de Transporte - Pedro Manuel de Paiva Torres

Empresas Concessionárias de Distribuição - António Isabel Teixeira Pinheiro

Empresas Licenciadas da Distribuição - Jorge Manuel Rodrigues L

DECLARAÇÃO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012

**Contadores**

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, a ERSE não considerou na sua proposta os activos e investimentos futuros associados aos contadores, os quais não foram assim contabilizados no activo remunerado.

Estas entidades não podem deixar de lamentar que nas sucessivas propostas de tarifário, a ERSE continue a escusar-se a discutir esta questão de inequívoca relevância para as empresas, e que se tornará progressivamente mais crítica com o aproximar do início do processo de renovação dos contadores nas empresas mais antigas, uma vez que brevemente se atingirão os 20 anos do início da distribuição, correspondentes ao período de vida útil dos contadores.

Neste sentido, a exemplo do sucedido nos anos gás anteriores, em que se anexou Declaração ao Parecer do Conselho Tarifário, as empresas voltam a reproduzir a argumentação apresentada nessas declarações. Considera-se que a ERSE ainda não respondeu de um modo adequado à argumentação então apresentada, pelo que se toma a iniciativa de reproduzir os pontos mais relevantes da referida Declaração, solicitando-se a atenção devida e as medidas de correcção necessárias:

"/.../

As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do art. 8º da Lei 12/2008 não tem qualquer correspondência com o texto da norma nem se justifica com a consideração de quaisquer outros elementos imperativos.

A lei apenas proíbe que **na facturação dos serviços prestados aos utentes sejam incluídas rubricas referentes a preço, aluguer, amortização, ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados.** Não se consegue encontrar, em lado algum do diploma, uma proibição de incluir os encargos relativos aos contadores ou outros instrumentos de medição **na formação dos preços desses serviços.**

Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas **consequências**, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 abrange a cobrança de importâncias relativas a contadores ou a outros equipamentos – cfr. as alíneas, b), c) e d) do n.º 2 – o que levaria a excluir todos os outros equipamentos das concessionárias dos activos a remunerar. Ora, parece que tal **conclusão seria absurda** sob todas as perspectivas, **pelo que não pode de modo algum ser considerada.**

Também consequência extrema, se a interpretação da ERSE fosse levada às últimas consequências, seria o facto de as empresas serem obrigadas a cessar de instalar e substituir contadores – no sentido de que não teriam meios para fazer face ao custo respectivo – pelo que, na prática, se veriam impedidas de cumprir com uma das actividades fundamentais do Contrato de Concessão que é o da medição correcta das quantidades de gás natural entregue aos consumidores finais, o que poria consequentemente em causa a própria Concessão, e o equilíbrio contratual exigido entre as empresas e o concedente nas renegociações dos Contratos de Concessão./.../”

Empresas concessionárias de distribuição - Amal Teodoro Pires  
Empresas licenciadas de distribuição - J. J. M. Pires



**ANEXO IV**  
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E  
PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012”**



## **A. PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2011-2012**

### **I – NA GENERALIDADE**

As principais determinantes da variação tarifária de 3,9% do ano gás 2011-2012 são os custos de aprovisionamento de energia e os custos da utilização das infra-estruturas reguladas.

Os custos de aprovisionamento de gás natural reflectem, entre outros factores, a evolução do preço do petróleo, em euros, com um diferimento temporal de alguns meses. Este mecanismo de indexação resulta dos contratos de aprovisionamento de longo prazo celebrados com os fornecedores de gás natural proveniente da Nigéria e da Argélia.

O acréscimo do custo de aquisição de gás natural é em parte compensado pela redução das tarifas de Acesso às Redes e demais infra-estruturas de gás natural devido a três factores: a aplicação de metas de eficiência, a diminuição de desvios associados ao aprovisionamento de energia e o crescimento do consumo.

O Conselho de Administração (CA) da ERSE toma boa nota da posição demonstrada pelo Conselho Tarifário (CT) relativa à simplificação da análise e melhoria da comparação da informação, através do reporte segundo as novas disposições contabilísticas e da alteração do período de referência da informação financeira de ano gás para ano civil.

No que concerne ao processo judicial interposto pelas concessionárias da rede de distribuição de gás natural contra a ERSE (impugnação das tarifas e preços do ano gás 2011-2012 interposta em 11 de Novembro de 2010 e objecto de contestação da ERSE em 7 e 31 de Dezembro de 2010), relativamente às tarifas do ano gás 2010-2011, o CA da ERSE ao apresentar o facto na proposta de tarifas do ano gás 2011-2012 teve o cuidado de descrever a situação de forma objectiva e simplificada.

Por último regista-se com apreço o parecer favorável do CT no que respeita ao procedimento adoptado na apresentação pública da proposta de tarifas.

### **II – NA ESPECIALIDADE**

#### **II/A – UNIFORMIDADE E CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA**

Na proposta de tarifas adoptou-se uma variação idêntica em todos os preços de forma a que num contexto económico difícil a variação tarifária observada por cada clientes coincida com a variação global anunciada de 3,9%. Qualquer outra opção justificada por uma maior promoção da uniformidade tarifária

---

em todo o território nacional iria originar impactes tarifários mais acentuados nalguns clientes, nomeadamente nos clientes na área de implantação da EDPGás SU e, globalmente, nos clientes com consumos anuais entre 1 000 e 10 000 m<sup>3</sup>. Importa contudo acrescentar que nos anos anteriores em que se registaram menores impactes tarifários promoveu-se uma convergência acentuada dos preços das tarifas existentes.

## **II/B – PROVEITOS PERMITIDOS**

### **II/B1 - AJUSTAMENTOS**

O CT destaca que 160 M€ de proveitos a recuperar respeitam a ajustamentos decorrentes de estimativas da ERSE, originando um encargo adicional nas tarifas do ano gás 2011-2012. Convém clarificar que os valores referentes a ajustamentos apresentados nas tarifas do ano gás 2011-2012 não correspondem aos montantes identificados pelo CT. Com efeito, o montante total de ajustamentos de t-2, t-1 e de s-1 ascende a cerca de cerca de 45 milhões de euros e não a 160 milhões de euros, ou seja cerca de um quarto do montante de proveitos identificados pelo CT.

Acresce ainda que a maior parte deste montante, de cerca de 45 milhões de euros, já se encontra parcialmente incluído nas tarifas do ano anterior. Assim, o ajustamento de s-1 (2010), agora calculado pela primeira vez, apresenta um valor total de cerca de 12 milhões de euros a devolver aos consumidores com juros.

Os valores de ajustamentos encontram-se identificados no Quadro 14.

## Quadro 14 – Ajustamentos incorporados nas tarifas de 2011-2012

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

	Ajustamentos a repercutir no ano gás 2011-2012		
	Ano gás t-2	Ano gás t-1 e Ano civil s-1	Total
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	-3 287	-8 121	-11 408
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	-569	-2 638	-3 207
Proveitos do operador da rede de Transporte de gás natural	-6 082	-13 873	-19 955
Proveitos da actividade de Distribuição de gás natural	-27 031	28 710	1 679
Proveitos do comercializador de último recurso grossista	-8 619	10 398	1 780
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes	-2 085	-1 199	-3 285
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m3	-3 659	375	-3 284
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	0	0	0
Proveitos da função de Comercialização	-3 659	375	-3 284
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m3	-5 188	-1 826	-7 014
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural	8 455	-3 582	4 872
Ajustamento aditividade tarifária	-12 171	0	-12 171
Proveitos da função de Comercialização	-1 472	1 756	284
<b>Total</b>	<b>-56 519</b>	<b>11 826</b>	<b>-44 693</b>

As previsões são feitas pela ERSE baseadas na informação disponibilizada pelas empresas. Porém, tal como definido no Regulamento Tarifário, como o cálculo dos proveitos permitidos tem necessariamente por base previsões, estas são forçosamente diferentes do que vier a ocorrer, dando assim origem a posteriores ajustamentos com base em contas auditadas.

A ERSE reconhece que a elevada complexidade associada à nova regulamentação do sector, nomeadamente ao cálculo conjunto de ajustamentos em ano civil e ano gás, no âmbito dos operadores da rede de distribuição (ORD) e dos comercializadores de último recurso (CUR), possa dificultar a compreensão desta realidade. Assim, e na sequência do parecer do CT, incluir-se-á o quadro acima no documento de ajustamentos que integra o processo anual de tarifas de modo a tornar a análise mais clara.

O CT recomenda ainda que a identificação do montante de ajustamentos e compensações exteriores ao exercício do ano e o montante de juros associados. A fim de dar resposta ao solicitado, referencia-se, de forma exaustiva, a localização dos ajustamentos e respectivos juros de cada uma das actividades do sector relativos a cada período considerado:

- Para o 2.º semestre de 2009, no documento de “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” os ajustamentos e respectivos juros das funções da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, encontram-se nas páginas 15 a 18, da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural nas páginas 20 e 24, da actividade de Transporte de gás natural nas páginas 27 e 30, da actividade de Distribuição de gás natural nas páginas 32 a 53, da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes na página 54 e da actividade de Comercialização de último recurso retalhista nas páginas 56 a 66.
- No documento “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” encontram-se identificados os ajustamentos e respectivos juros de cada uma das actividades do sector do ano 2010. Assim, na página 70 os da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, nas páginas 71 e 72 da actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, nas páginas 73 e 74 da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN e da actividade de Transporte de gás natural, nas páginas 75 a 96 da actividade de Distribuição de gás natural, na página 97 da actividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes e nas páginas 99 a 109 da actividade de Comercialização de último recurso retalhista.
- No documento “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” encontram-se identificados os ajustamentos e respectivos juros de cada uma das actividades do sector do ano 2009-2010. Assim, na página 112 os da actividade de Comercialização de último recurso grossista e nas páginas 114 a 128 da actividade de Comercialização de último recurso retalhista.
- No documento “Ajustamentos referentes ao 2.º semestre de 2009 e ao ano 2010 a repercutir em 2011-2012” encontram-se identificados os ajustamentos e respectivos juros de cada uma das actividades do sector do ano 2010-2011. Assim, na página 129 os da actividade de Comercialização de último recurso grossista e nas páginas 131 a 141 da actividade de Comercialização de último recurso retalhista.
- O montante das compensações entre entidades reguladas constitui o ponto 2.4 do documento “Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2011-2012” (vide páginas 62 a 65).

## **II/B2 – REPOSIÇÃO DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA**

Os montantes da reposição gradual da neutralidade financeira utilizados pela ERSE não são definitivos, na medida em que, apenas para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e o 2.º semestre de 2009 se dispõe de valores reais, tendo sido utilizados valores estimados para o 1.º semestre de 2010. Assim, somente no ano gás 2012-2013, será possível dispor dos valores reais do período em que foi utilizado o

mecanismo de alisamento do custo com capital e poderá então definir o valor final da reposição da neutralidade financeira.

Tal como referido no ano passado, os montantes a repor foram calculados sempre da mesma forma, com a taxa estabelecida no mecanismo de alisamento, i.e., taxa de remuneração dos activos líquida de impostos, as taxas utilizadas para actualizar os desvios do passado são: 6,615% no caso da distribuição e 5,88% no caso do transporte. Uma vez actualizados os valores e calculados os montantes a pagar aos operadores há que considerar uma taxa associada ao diferimento do pagamento deste valor no tempo. Para tal, utiliza-se o mesmo critério dos ajustamentos inter-anuais considerada no Regulamento Tarifário, ou seja, a taxa de juro Euribor a três meses, média, determinada com base nos valores diários do período em causa, acrescida, por este efeito, do spread de 2,5 pontos percentuais.

### **II/B3 – SPREAD DAS TAXAS PARA AJUSTAMENTOS**

O CT recomenda a elaboração de um estudo aprofundado sobre a natureza e dimensão dos fluxos financeiros relacionados com as condições obtidas pelas empresas do sector aquando da contracção de empréstimos, proposta que o CA da ERSE acolhe favoravelmente, uma vez que está permanentemente a analisar as condições dos mercados financeiros, e na definição dos spreads tem sempre em atenção a conjuntura vigente. No entanto, a análise não se centrou única e exclusivamente sobre este factor, tendo atendido ao enquadramento global das empresas envolvidas.

### **II/B4 – CUSTOS OPERACIONAIS**

O CT recomenda a inclusão na proposta de tarifas e preços a avaliação da aplicação da metodologia aprovada sobre parâmetros de eficiência. Ora, como é do conhecimento geral, estes parâmetros vigoram durante os três anos do período regulatório. Tal não obsta a que a ERSE esteja atenta à adequação dos mesmos à realidade das empresas, ao longo de todo o período de regulação. No entanto, as conclusões da respectiva análise serão apresentadas no âmbito dos trabalhos de preparação do novo período regulatório que se inicia em 2013.

### **II/B5 – CORRECÇÃO AOS PROVEITOS PERMITIDOS DA LISBOAGÁS E BEIRAGÁS**

O CT considera que a redacção utilizada - Erros de facturação - no documento dos Proveitos Permitidos, relativamente às correcções aos proveitos permitidos da Lisboagás e da Beiragás suscita dúvidas e deverá ser esclarecida.

Sobre esta matéria informa-se que, excepcionalmente, os custos serão aceites e que a sua não consideração nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, se ficou a dever ao facto de as empresas

---

em causa não terem enviado a informação dentro dos prazos previstos para a sua incorporação no cálculo dos proveitos permitidos do ano em causa.

### **II/C – ESTIMATIVA DA PROCURA DE GN**

O CT recomenda a realização de uma verificação adicional do cenário da procura no que respeita aos clientes em Alta Pressão, de forma a acomodar o acréscimo de consumo resultante da entrada em operação de novos investimentos nas refinarias de Sines e Matosinhos, nomeadamente as unidades de cogeração. Assim, o CT considera que o nível do consumo para 2011-2012 deverá ser superior ao da proposta de tarifas apresentada.

A procura prevista para os consumidores industriais em Alta Pressão tem crescido acentuadamente nos últimos anos, correspondendo à ligação à rede de novos projectos de dimensão significativa. Estes projectos, embora previstos no contexto das ligações às redes, sofrem de alguma imprevisibilidade no que diz respeito à data de entrada em funcionamento, pelo menos na perspectiva do operador da rede de transporte. Desta forma, a procura prevista será sempre falível face a desvios (antecipações ou atrasos) de alguns meses na entrada em operação destas grandes unidades industriais.

A ERSE ao elaborar as suas estimativas sobre o cenário da procura baseou-se na informação disponibilizada pelos operadores de rede. Contudo, atendendo à particularidade de as instalações de consumo referidas no Parecer do CT pertencerem ao grupo GALP, com melhor informação sobre a procura das mesmas, e atendendo ao Parecer, reviu-se o valor da previsão dos consumos de clientes industriais em Alta Pressão incorporando o consumo adicional previsto nas refinarias de Sines e Matosinhos. Considerou-se ainda que o abastecimento deste incremento de procura será feito via terminal de GNL.

Mais uma vez se reitera que a alegada sobrestimação da procura em anos anteriores, referida pelo CT, e os respectivos desvios de proveitos não correspondem à realidade material da proposta de tarifas apresentada para o ano gás 2011-2012, conforme referido na resposta ao ponto II/B1. A título de exemplo recorda-se que os ajustamentos ao ano civil s-1 são a devolver aos consumidores, o que indicia não sobrestimação da procura, mas sim subestimação.

### **II/D – TARIFAS**

#### **II/D1 – TARIFAS DE ACESSO À REDE**

A comparação de tarifas de acesso às redes entre Portugal e Espanha apresentada na proposta de tarifas enviada ao CT é factual, na medida em que compara os preços em vigor à data da proposta. A

dinâmica de fixação de tarifas de acesso às redes em Portugal e Espanha difere, afectando assim o resultado da comparação em vários momentos ao longo do ano.

Todavia, atendendo à solicitação do CT no seu Parecer, a comparação de tarifas de acesso às redes no documento final é feita considerando as tarifas em vigor em Portugal a partir de Julho de 2011. Nota-se no entanto, que as tarifas de acesso às redes em Espanha poderão ser alvo de revisão também em Julho, o que não está considerado na comparação internacional.

A apresentação das variações tarifárias associadas à aprovação das tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2010-2012 e para as entregas superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é efectuada tendo em consideração as tarifas que vigoraram de Janeiro a Junho do presente ano. De igual modo são apresentadas as variações tarifárias anuais, tendo em consideração os preços pagos durante todo o ano gás anterior (2010-2011). Nestas circunstâncias considera-se garantida a transparência da informação apresentada.

Relativamente à previsão da procura em cada grupo de clientes, que tem impacte nas tarifas fixadas, a ERSE acompanha a preocupação manifestada pelo CT sobre a estabilidade e transparência das mesmas. Assim, tem-se vindo a assinalar o incumprimento das obrigações de envio de informação por algumas das empresas reguladas, na abrangência e qualidade da informação enviada. Não obstante, a informação enviada para a fixação das tarifas de 2011-2012 teve uma melhoria muito significativa, tendo permitido, pela primeira vez, construir a previsão da procura com base em dados de consumo verificados em anos anteriores.

A ERSE considera que a informação enviada pelas empresas reguladas sobre a procura de gás natural para fixação das tarifas necessita ainda de melhorias importantes, identificadas junto das empresas. Mas o passo dado nas tarifas de 2011-12 permitirá maior estabilidade nas previsões da procura nos próximos anos, na medida em que utiliza em grande parte informação real sobre os consumos dos anos anteriores.

Sobre esta matéria relembra-se o mencionado nas respostas aos pontos II/B1 e II/C sobre a materialidade dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

## **II/D2 – TARIFA URT**

Metade do consumo na rede de transporte tem origem nos centros electroprodutores, cuja actividade é naturalmente volátil (depende da procura de energia eléctrica, dos preços dos combustíveis, da hidraulicidade, etc.). Adicionalmente, a taxa de crescimento de consumos dos clientes industriais em Alta Pressão tem sido muito elevada. Assim, a procura na rede de transporte é bastante difícil de prever. A ERSE adoptou para o ano gás 2011-2012 um cenário de procura na rede de transporte conservador face às previsões enviadas pelas empresas reguladas. No entanto, a recomendação do CT no sentido de

---

rever em alta o cenário de procura foi acolhido favoravelmente tendo-se incorporado o consumo adicional previsto para as refinarias de Sines e Matosinhos.

Em relação ao comentário referido sobre os ajustamentos, gostaríamos de reiterar o referido nas respostas aos pontos II/B1 e II/C.

#### **II/D3 – TARIFA DE UGS**

O CT recomenda que seja apresentada a explicitação dos custos associados à Tarifa de UGS, de forma a acompanhar a sua evolução e razoabilidade.

No ano gás 2010-2011 imputou-se, pela primeira vez, a esta tarifa os custos resultantes da repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural, explicando claramente que o montante global do desvio seria repercutido por vários anos (inicialmente 3, tendo-se alterado posteriormente de 3 para 6 nos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>). Deste modo, esta imputação de custos vai ocorrer durante o período previsto até à anulação do desvio gerado.

Acontece que no ano gás 2011-2012, o valor imputado à tarifa de UGS II sofreu uma grande diminuição, correspondendo apenas a cerca de 40,7% do valor do ano anterior e no que concerne à tarifa de UGS I o valor é praticamente igual.

#### **II/D4 – TARIFA DE TERMINAL DE GNL E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

A previsão da procura no terminal de GNL para 2011-2012 foi revista considerando as quantidades adicionais consumidas na rede de transporte, como referido na resposta ao ponto C do Parecer do CT.

Em relação ao comentário referido sobre os ajustamentos, gostaríamos de reiterar o referido nas respostas aos pontos II/B1 e II/C.

A ERSE adoptou uma nova metodologia que, tal como o CT reconhece, reduziu os montantes dos ajustamentos. Esta alteração foi positiva e está a produzir efeitos. No entanto, as alterações introduzidas neste período regulatório ainda não estão todas em vigor, só no próximo ano gás os ajustamentos serão efectuados totalmente em ano civil e a contabilidade no novo sistema de reporte. Todo o esforço que foi necessário desenvolver, tanto por parte da ERSE como pelas empresas reguladas, será recompensado na sua globalidade no próximo ano, agregando então os benefícios já reconhecidos este ano com os que se irão obter no próximo. Só no final do período regulatório se poderá reflectir sobre uma nova metodologia que possa introduzir melhorias à que se encontra em vigor.

**II/D5 – TARIFA SOCIAL**

Esta matéria é da competência do Governo, pelo que a ERSE dará cumprimento ao estabelecido na legislação que vier a ser publicada.

**II/E – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO**

A análise solicitada pelo CT no ponto II/E5 relativamente à inclusão de uma avaliação do impacto das TOS no preço do gás natural de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> foi incluída no documento Estrutura Tarifária no ano gás 2011-2012.

**II/F – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO****II/F1 – EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS PARA GRANDES CLIENTES > 10 000 M<sup>3</sup>/ANO**

O CT recomenda que a ERSE forneça mais informação, procedendo à publicação de um boletim informativo sobre a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre.

A ERSE procederá à divulgação de toda a informação através de um boletim mensal que se encontra em preparação.

**II/F2 – EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO**

O CT recomenda que a ERSE monitorize a saída dos clientes para o mercado livre em conjugação com a avaliação da manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos CUR.

A ERSE tem como um dos seus principais objectivos a avaliação do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, tendo, no caso dos CUR, elaborado um modelo de regulação próprio para atender às especificidades desta actividade, o qual se descreveu no documento de proveitos permitidos do ano gás 2010-2011 (ano de início do período de regulação).

Concorda-se com o CT que o modelo de regulação económica desta actividade em regime de transição deve permitir "...a manutenção do equilíbrio económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, bem como a qualidade de serviço", que é o objectivo essencial da metodologia constante no Regulamento Tarifário em vigor desde Junho de 2010.

**II/G – INVESTIMENTOS**

Concorda-se com a recomendação II/J1 do CT, sendo claro que a aprovação dos grandes desenvolvimentos decorre em sede de PDIR. Contudo, recordamos que a aprovação formal do PDIR submetido em 2008 não foi concretizada. Por estas razões, tem-se mantido alguma reserva nas considerações apresentadas nos documentos de Análise de Investimentos, uma vez que se reconhece o âmbito limitado das competências da ERSE na fase de aprovação do PDIR, que é distinto das suas competências de natureza exclusivamente regulatória na aceitação de custos para determinação de proveitos e cálculo de tarifas.

O CA da ERSE congratula-se com o facto de o CT considerar de particular relevância o documento de Análise de Investimentos apresentado e concorda que a integração do SNGN no MIBGAS constitui uma fundamentação importante para concretização de alguns projectos, cuja apreciação se colocava durante a preparação do Parecer ao PDIR nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho,

Em relação ao comentário II/J3 do CT, considerou-se adequado tornar mais claro alguns dos pontos do documento, tendo introduzido algumas alterações ao texto do documento que colmatam os aspectos mencionados pelo CT.

Considera-se muito importante o desafio proposto pelo CT em II/J4, perspectivando-se a sua concretização em versões futuras do documento.

A ERSE identificou e sublinhou nos últimos documentos de análise de investimentos as previsões de investimento apresentadas pela Sonorgás. Contudo, é de realçar que se tratam apenas de previsões, que assentam numa estratégia de desenvolvimento de novos pólos de consumo aos quais, o referido operador da rede de distribuição, concorreu e cuja concretização depende da sua aprovação por parte da entidade licenciadora competente. A ERSE mantém-se vigilante no que respeita ao investimento efectivamente realizado e que tem consequência directa no activo que é efectivamente remunerado e reflexos no cálculo de proveitos e de tarifas, sublinhando que tem sido considerado razoável o nível de investimento da Sonorgás, tendo em conta o diferente grau de maturidade em que se encontra o desenvolvimento das diversas redes.

O CA da ERSE toma boa nota das recomendações expressas no comentário II/J6, com as quais se revê no essencial, indo diligenciar no sentido da sua concretização, considerando:

- Que o comentário expresso na alínea a) releva a importância de assegurar a realização de uma consulta prévia aos agentes durante o processo de preparação do PDIR. Espera-se que este conceito, que tem vindo a ser defendido há já algum tempo, venha a ser consagrado na transposição da Directiva 2009/73/EC para a legislação nacional, que deverá impor a consulta pública como um procedimento obrigatório a desenvolver por parte dos operadores das infra-estruturas de RNTIAT durante o processo de preparação do PDIR.

- 
- Pertinente a solicitação expressa na alínea b), estando a prever submeter a consulta do CT e do CC tanto o PDIR que a DGEG enviou para apreciação, como a proposta de Parecer que, entretanto, tem vindo a ser preparada.
  - Que a preocupação expressa pelo CT na alínea c) já é contemplada no actual processo de cálculo de proveitos e de determinação de tarifas para o sector do gás natural. A ERSE só inclui os novos investimentos nos proveitos permitidos no momento da sua entrada em exploração. Quanto à aprovação dos investimentos, tal como referido pelo CT, é da competência do Ministro de Economia, por proposta da Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), participando a ERSE apenas com um parecer não vinculativo. A ERSE exclui dos custos aceites para efeitos de tarifas os investimentos que se revelem ineficientes e que não estejam previstos no âmbito da legislação em vigor.
  - As análises já realizadas, que são identificadas na alínea d), irão sofrer melhorias em documentos futuros.

O CA da ERSE toma boa nota das recomendações II/J7 e II/J8. A ERSE procedeu já à preparação da proposta de sub-regulamentação desta matéria, que será submetida em breve a parecer do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário.

Por último salienta-se que, nos últimos três anos, foram feitos alguns progressos na quantidade e qualidade da informação prestada pelas empresas do sector do gás natural em matéria de análise dos investimentos. Não obstante, concorda-se com a recomendação II/J9 do CT e ir-se-ão adoptar princípios dissuasores destes comportamentos.