

**TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA
O ANO GÁS 2012-2013**

Junho 2012

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Variações tarifárias	2
0.2	Principais determinantes da evolução dos custos	5
1	INTRODUÇÃO	21
2	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE.....	23
2.1	Aspectos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	28
2.2	Proveitos permitidos para cada atividade	45
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	45
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	46
2.2.3	Transporte de Gás Natural.....	48
2.2.4	Gestão Técnica Global do SNGN	49
2.2.5	Distribuição de gás natural.....	50
2.2.6	Compra e Venda de gás natural	55
2.2.6.1	Comercializador de último recurso grossista	55
2.2.6.2	Comercializador de último recurso retalhista	57
2.2.7	Comercialização de gás natural	60
2.2.7.1	Comercializador de último recurso a grandes clientes	60
2.2.8	Comercializador de último recurso retalhista	60
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas	63
2.4	Compensações e transferências entre entidades reguladas	67
2.4.1	Compensações entre operadores da rede de distribuição	67
2.4.2	Transferência dos comercializadores de último recurso retalhistas para os operadores da rede de distribuição.....	68
2.4.3	Transferências Entre o operador da rede de transporte e os operadores da rede de distribuição	70
2.4.3.1	Diferencial de custos em MP no âmbito do fornecimento em AP	70
2.4.3.2	Custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição	70
2.4.4	Compensações dos comercializadores	71
2.4.4.1	Transferência entre operadores de armazenamento subterrâneo.....	75
3	TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2012-2013	77
3.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	82
3.1.1	Preços da parcela de Receção de GNL.....	82
3.1.2	Preços da parcela de Armazenamento de GNL	82
3.1.3	Preços da parcela de regaseificação de GNL.....	83
3.1.4	Síntese dos preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	83
3.1.5	Preço de Trocas Reguladas de GNL	84
3.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	85
3.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural ..	85
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	85

3.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	87
3.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural	92
3.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	92
3.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	94
3.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição.....	95
3.4.3.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP.....	95
3.4.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP >	96
3.4.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP <	97
3.5	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	97
3.5.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	97
3.5.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	98
3.5.3	Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	98
3.5.4	Tarifa transitória de Energia da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	99
3.5.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m ³	99
3.5.6	Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	100
3.5.7	Tarifa transitória de Comercialização da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes	100
3.6	Tarifas de Acesso às Redes	101
3.6.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte	101
3.6.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	102
3.6.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	103
3.7	Tarifas transitórias e Tarifas Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas	104
3.7.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo inferior ou igual a 500 m ³	105
3.7.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo superior a 500 m ³ e inferior ou igual a 10 000 m ³	107
3.7.3	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	109
3.7.4	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista	110
3.8	Tarifa Social	110
3.8.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	113
3.8.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso	113
4	PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2012-2013	117
4.1	Enquadramento regulamentar	117
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas.....	117

4.3	Preços a vigorar no ano gás 2012-2013	118
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	118
4.3.2	Encargos com a rede a construir	119
4.3.3	Preço de leitura extraordinária	120
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora	121
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m ³	122
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	123
5	ANÁLISE DE IMPACTES	125
5.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade	125
5.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	125
5.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	126
5.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte	127
5.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	128
5.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição	129
5.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	130
5.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	131
5.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	132
5.2.1	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2012-2013	136
5.3	Impacte no preço médio das Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	137
5.4	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais em 2012-2013	138
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 500 m ³	138
5.4.2	Estrutura do preço médio de venda a clientes finais para fornecimentos anuais superiores a 500 m ³	138
	ANEXOS	141
	ANEXO I SIGLAS	143
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	147
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”	151
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”	177

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 500 m ³ /ano	3
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes	4
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade.....	4
Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia e da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m ³ /ano.....	5
Quadro 0-5 - Pressupostos	6
Quadro 0-6 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas	11
Quadro 0-7 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.....	12
Quadro 0-8 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013	13
Quadro 0-9 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013	13
Quadro 0-10 - Transferências para a parcela I da UGS	14
Quadro 0-11 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2012-2013	18
Quadro 0-12 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2012-2013 por atividade	19
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no sector do gás natural.....	24
Quadro 2-2 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos	28
Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.....	29
Quadro 2-4 - Taxas e <i>spread</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.....	30
Quadro 2-5 - Principais indicadores macroeconómicos.....	31
Quadro 2-6 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2012-2013	37
Quadro 2-7- Fatores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.....	38
Quadro 2-8 - Reposição gradual da neutralidade financeira por ORD	39
Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.....	41
Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013	41
Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013	41
Quadro 2-12 - Transferências para a parcela I da UGS	43
Quadro 2-13 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	46
Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural	47
Quadro 2-15 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem	48
Quadro 2-16 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural	49
Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	50
Quadro 2-18 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural	51
Quadro 2-19 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural	55
Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso	56

Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes.....	57
Quadro 2-22 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	58
Quadro 2-23 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista	59
Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes.....	60
Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	61
Quadro 2-26 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista	62
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2012-2013	63
Quadro 2-28 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2012-2013	66
Quadro 2-29 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2012-2013.....	67
Quadro 2-30 - Compensação entre os ORD no ano gás 2012-2013	68
Quadro 2-31 - Compensação entre os ORD no ano gás 2012-2013	68
Quadro 2-32 – Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2012-2013	69
Quadro 2-33 - Transferências do Sobreproveito.....	69
Quadro 2-34 – Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2012-2013	70
Quadro 2-35 – Custos previstos para o ano gás 2012-2013, no âmbito da tarifa social.....	71
Quadro 2-36 - Transferências mensais em percentagem.....	71
Quadro 2-37 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2012-2013.....	72
Quadro 2-38 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II.....	73
Quadro 2-39 - Transferências UGS I	73
Quadro 2-40 - Transferências UGS II	74
Quadro 2-41 - Transferências mensais da REN em percentagem	74
Quadro 2-42 - Repartição dos montantes recebidos pelo CUR.....	75
Quadro 2-43 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo.....	75
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	79
Quadro 3-2 - Preço de energia da parcela de receção de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração	82
Quadro 3-3 - Preço de energia da parcela de armazenamento de GNL da tarifa anual e da tarifa de curta duração.....	83
Quadro 3-4 - Preços da parcela de regaseificação de GNL	83
Quadro 3-5 - Preços da parcela de regaseificação de GNL da tarifa de curta duração.....	83
Quadro 3-6 - Preços da tarifa anual de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	83
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de curta duração de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	84

Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL, previsto no Despacho n.º 10422/2010	85
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	85
Quadro 3-10 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	86
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema	87
Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema	87
Quadro 3-13 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema	87
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de entrada	89
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (ponto de entrada)	89
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	90
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (ponto de saída)	90
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada	91
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída	91
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída	92
Quadro 3-21 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	93
Quadro 3-22 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição	93
Quadro 3-23 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição	94
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	95
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP	96
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de URD em BP >	97
Quadro 3-27 - Preços da tarifa de URD em BP <	97
Quadro 3-28 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas	98
Quadro 3-29 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m ³	98
Quadro 3-30 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³	99
Quadro 3-31 - Tarifa transitória de Energia da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	99
Quadro 3-32 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano	100
Quadro 3-33 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano	100
Quadro 3-34 - Tarifa transitória de Comercialização da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes	101
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2012-2013 ...	101

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2012-2013	101
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2012-2013.....	102
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2012-2013.....	102
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2012-2013.....	102
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ por ano a vigorarem no ano gás 2012-2013	103
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2012-2013	104
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	105
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	105
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	105
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal	105
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lisboagás	106
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	106
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás	106
Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	106
Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	106
Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás	107
Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	107
Quadro 3-53 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	107
Quadro 3-54 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	107
Quadro 3-55 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	108
Quadro 3-56 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	108
Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	108
Quadro 3-58 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	108
Quadro 3-59 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás	108
Quadro 3-60 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás	109
Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	109
Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	109
Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	109
Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m ³ a vigorarem no 3º Trimestre de 2012	110
Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no 3º Trimestre de 2012.....	110
Quadro 3-66 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes	112
Quadro 3-67 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	113

Quadro 3-68 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás	113
Quadro 3-69 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás	113
Quadro 3-70 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás	114
Quadro 3-71 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	114
Quadro 3-72 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboaagás.....	114
Quadro 3-73 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás	114
Quadro 3-74 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	114
Quadro 3-75 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás	115
Quadro 3-76 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás	115
Quadro 3-77 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	115
Quadro 3-78 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás	115
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2012-2013)	119
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2012-2013)	120
Quadro 4-3 - Custos de prestação do serviço de leitura extraordinária	120
Quadro 4-4 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2012-2013).....	121
Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m ³ (n) (ano gás 2012-2013).....	122
Quadro 4-6 - Valores de referência (ano gás 2012-2013)	124
Quadro 5-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	125
Quadro 5-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	126
Quadro 5-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	127
Quadro 5-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	128
Quadro 5-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	129
Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	130
Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	131
Quadro 5-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	132
Quadro 5-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão	133
Quadro 5-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão	134
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 ³	134
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 ³	135

Quadro 5-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	137
---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	7
Figura 0-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados <i>spot</i> e de futuros para entrega a 6 meses.....	8
Figura 0-3 - Evolução da cotação EUR/USD.....	9
Figura 0-4 - Evolução dos custos unitários de gás natural.....	10
Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	32
Figura 2-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados <i>spot</i> e de futuros para entrega a 6 meses.....	33
Figura 2-3 - Evolução da cotação EUR/USD.....	34
Figura 2-4 - Evolução dos custos unitários de gás natural.....	35
Figura 5-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	126
Figura 5-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	127
Figura 5-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	128
Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte	129
Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.....	130
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	131
Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	132
Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	133
Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	133
Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão.....	134
Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	135
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 ³	135
Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012-2013.....	136
Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012-2013.....	136
Figura 5-15 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	137
Figura 5-16 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³ em 2012-2013.....	138
Figura 5-17 - Estrutura do preço médio de venda a clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 500 m ³ em 2012-2013.....	139

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2012-2013, a ERSE dá início ao processo de aprovação das tarifas, elaborando a presente 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 15 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 2012-2013 e publicou o respetivo 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 serão 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 2012-2013 das tarifas e preços de gás natural, dos proveitos permitidos associados às atividades 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 adotadas e que fazem parte integrante das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2012-2013;
2. Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do sector do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2012-2013;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2012-2013;
5. Ajustamentos referentes aos anos de 2010 e 2011 a repercutir em 2012-2013;
6. Análise dos investimentos do sector do gás natural.

0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2012-2013, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 140/2006 e n.º 77/2011 e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, 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 Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).

As tarifas transitórias de gás natural a vigorar até à extinção da comercialização de último recurso, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 66/2010 e n.º 74/2012, são as seguintes:

- Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Energia da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.
- Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifa transitória de Comercialização da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.

- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.

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 500 m³, fornecidos pelos comercializadores de último recurso e aplicadas até 31 de dezembro de 2012, são obtidas por soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

As tarifas transitórias, aplicadas pelos comercializadores de último recurso aos clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 500 m³ (e para os clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³ a partir de 1 de janeiro de 2012) são calculadas por soma das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas transitórias de Energia e de Comercialização. Estes preços poderão ser revistos com uma periodicidade mínima trimestral.

De acordo com o apresentado no Quadro 0-1 as tarifas de Venda a Clientes Finais para os consumidores de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, para o período que decorre entre 1 de julho de 2012 e 31 de dezembro de 2012, relativamente aos preços do ano gás 2011-2012, resultam num acréscimo tarifário global de 6,9%.

Quadro 0-1 - Variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2012-2013/2011-2012
Consumo ≤ 500 m ³ /ano	6,9%

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso observa uma variação de 2,25%, de acordo com o Despacho n.º 1712/2012, de 6 de fevereiro. De acordo com o enquadramento da tarifa social poderão solicitar a aplicação desta tarifa os beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família e da pensão social de invalidez.

Em regime de mercado as tarifas aplicáveis são definidas entre as partes, integrando as tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE e os preços de energia negociados entre os clientes e os comercializadores. A variação das tarifas de Acesso às Redes para o período que decorre entre 1 de julho de 2012 e 30 de junho de 2013, relativamente ao período homólogo de 2011-2012, consta do quadro seguinte.

Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas de acesso às redes

Tarifas de Acesso às Redes	Varição 2012-2013/2011-2012
Clientes em AP (> 50 milhões de m ³) *	2,3%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m ³)	8,4%
Clientes em BP < (< 10 000 m ³)	12,0%

(*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-3 apresenta-se a variação das tarifas de acesso às infraestruturas de Alta Pressão (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo). Apresenta-se também a variação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Distribuição de gás natural e da tarifa de Uso Global do Sistema, que condicionam a variação das tarifas de acesso às redes apresentadas anteriormente.

Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas por atividade

Tarifas por atividade	Varição 2012-2013/2011-2012
Infra-estruturas de Alta Pressão	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	6,9%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	-1,1%
Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	11,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-4,6%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	18,1%

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação da tarifa de Energia e da tarifa de comercialização, relativamente ao período homólogo de 2011-2012. Estas tarifas, juntamente com as tarifas de Acessos às Redes, condicionam as variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais, apresentadas no Quadro 0-1.

Quadro 0-4 - Variação anual da tarifa de Energia e da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano

Tarifas por atividade	Variação 2012-2013/2011-2012
Tarifa de Energia < 500 m ³ /ano	6,4%
Tarifa de Comercialização < 500 m ³ /ano	1,3%

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

Os principais fatores que influenciaram a determinação dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 apresentam-se seguidamente.

PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS

No Quadro 0-5 apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013.

Quadro 0-5 - Pressupostos

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2010	1,1%
	- 2011	0,7%
	- 2012	1,4%
	- 2013	1,3%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2010-2011 (desde 1 de Julho de 2010 a 30 de junho de 2011) acrescida de <i>spread</i>	2,723%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2011-2012 (desde 1 de Julho de 2011 a 16 de Março de 2012) acrescida de <i>spread</i>	3,258%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2010 acrescida de <i>spread</i>	2,064%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2011 acrescida de <i>spread</i>	3,393%
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.	2,9 cent€/kWh

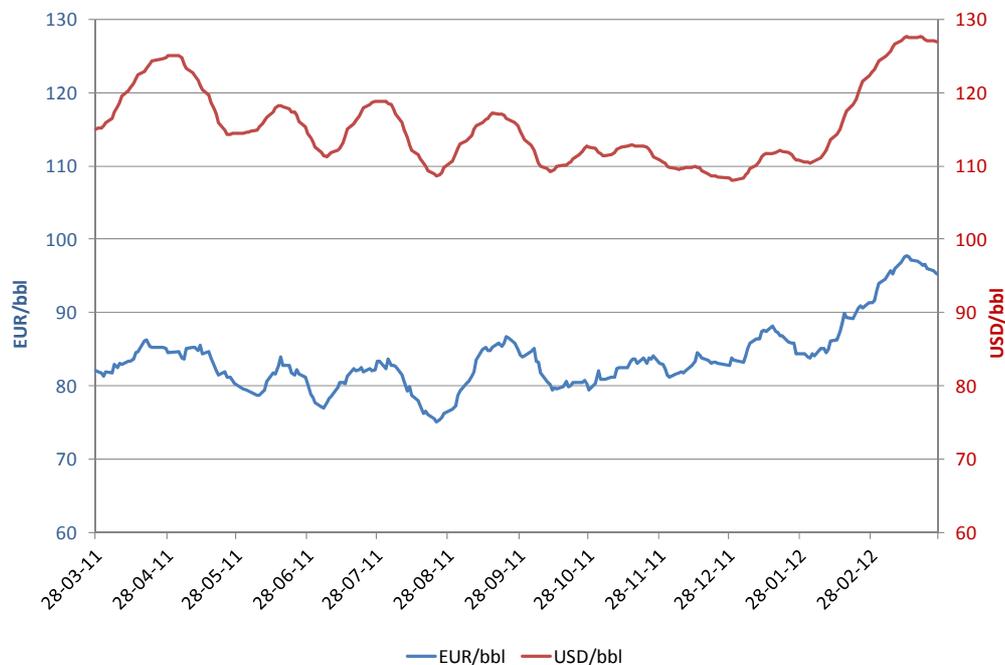
CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento à atividade 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.

A Figura 0-1 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo ao longo dos últimos meses, sendo notória a tendência de crescimento ocorrida a partir do final de 2011, tanto em dólares como em euros.

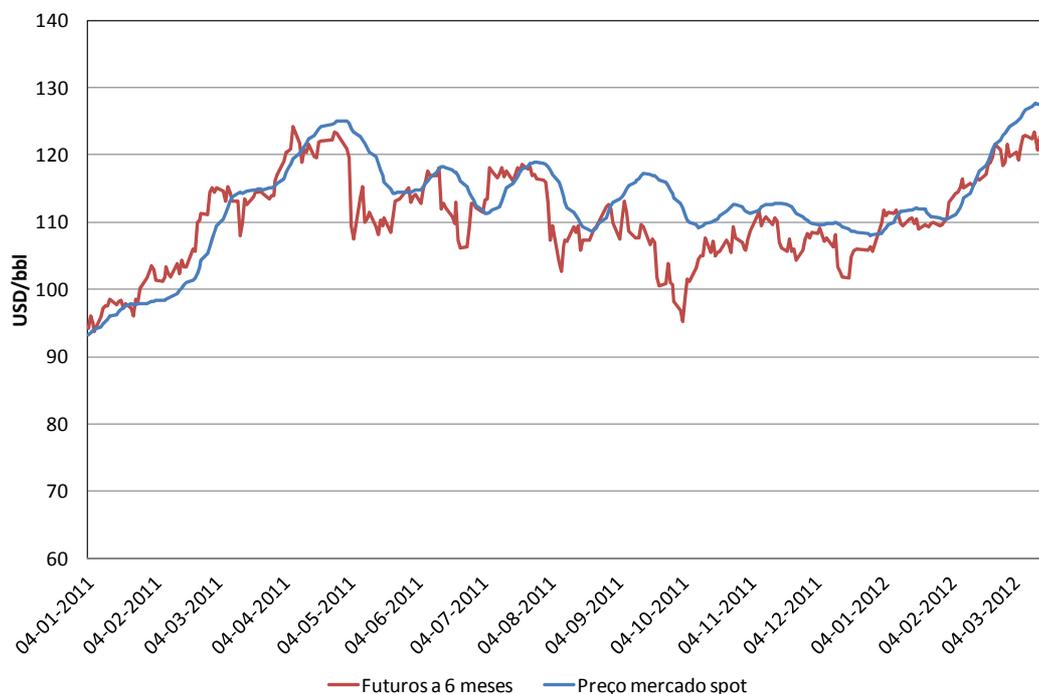
Figura 0-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: Reuters

Perspetiva-se que o preço do petróleo em USD se mantenha a volta dos 120 USD/bbl ao longo de 2012, como se pode observar na figura seguinte que compara a evolução do preço do Brent nos mercados *spot* e nos mercados futuros com entrega a 6 meses. Esse valor é superior aos valores implícitos nas tarifas anuais em vigor.

Figura 0-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados *spot* e de futuros para entrega a 6 meses



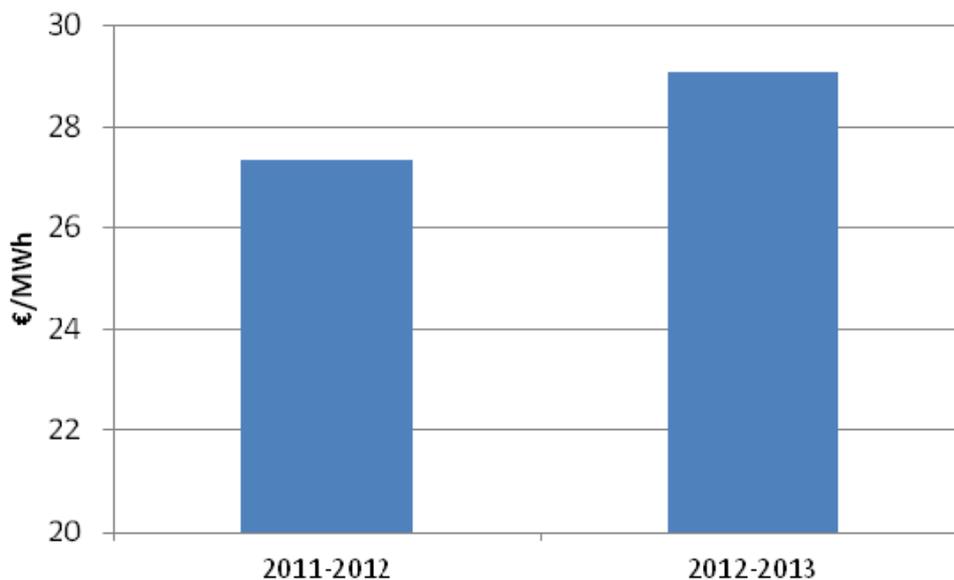
Fonte: Reuters

A diferença entre o preço do petróleo implícita nas tarifas anuais em vigor e nas tarifas para o ano gás 2012-2013 é ampliada quando esse preço é valorizado em euros, devido à tendência de desvalorização da moeda europeia que se tem mantido desde o 3.º trimestre de 2011, como se pode observar na figura que se segue.

Figura 0-3 - Evolução da cotação EUR/USD

Fonte: Banco de Portugal

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 infraestruturas 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 atividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural, encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. A Figura 0-4 apresenta o custo unitário de aquisição do gás natural considerado no ano gás 2012-2013, comparando-o com o valor implícito nas tarifas para o ano gás 2011-2012.

Figura 0-4 - Evolução dos custos unitários de gás natural

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o ano gás 2012-2013 é de 2,9 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 atividade 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 atividades de Receção, 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 atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicou-se uma meta de eficiência de 1%, no ano gás 2012-2013, que resultou na redução dos custos controláveis em cerca de 1,5%.

Na actividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência varia entre os 0,5% e os 3,9%. Nos comercializadores de último recurso retalhistas consideraram-se metas de eficiência de 3%.

O Quadro 0-6 resume os fatores de eficiência considerados bem como os impactes da sua aplicação ao nível dos custos controláveis e dos proveitos permitidos.

Quadro 0-6 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

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

(a) Comercializadores de último recurso retalhistas

SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS LIVRE E REGULADO

Tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade do fornecimento em regime de mercado e do fornecimento à tarifa regulada e, por outro lado, assegurar a proteção 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 exceção dos centros electroprodutores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador em regime de mercado 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 excecional das mesmas, bem como alterar a metodologia de repercussão dos ajustamentos de aquisição de gás natural.

Neste sentido, a ERSE alterou a metodologia referida 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 m³.

Afim de minorar os efeitos deste ajustamento nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, a ERSE definiu que a repercussão não se efetuará de uma forma linear em três anos, como consta da definição em vigor dos proveitos permitidos, mas em seis anos e de uma forma progressiva. No primeiro ano, foi

recuperado 1/21 avos deste ajustamento, sendo que esta proporção aumentará progressivamente, com a adição de 1/21 avos em cada um dos anos seguintes.

Em 2012-2013, os ajustamentos de t-1 e de t-2 do comercializador de último recurso grossista e dos comercializadores de último recurso retalhistas apresentam no seu conjunto cerca de 21 milhões de euros a devolver pelos operadores. Neste sentido, para evitar grandes oscilações tarifárias ao nível da parcela II da tarifa de UGS suportada pelos consumidores com consumo acima de 10 000 m³, optou-se por antecipar para 2012-2013 a recuperação de 1/21 avos desses ajustamentos.

Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³, manteve-se o perfil de recuperação em três anos definido nas tarifas em vigor.

Deste modo, surgiu a necessidade de diferenciar a atividade de UGS II cujos montantes associados são suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m³, respetivamente. Para este efeito, separou-se a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, e respetiva tarifa, em dois segmentos; para os consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário (RT) efetuada 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 0-7 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.

Quadro 0-7 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10 ³ EUR	
Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	24 285
Juros de diferimento	2 302
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	-21 198
Total	5 388

No Quadro 0-8 e no Quadro 0-9 podemos visualizar o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ (UGS II>) e abaixo ou igual a 10 000 m³ (UGS II≤).

Quadro 0-8 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	327
Juros de diferimento	2 302
Total	2 629

Quadro 0-9 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	2 759
Juros de diferimento	0
Total	2 759

A separação da parcela II da tarifa de UGS, a nível do ORT, pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³ 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 m³, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofre uma forte diminuição, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas.

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

Esta situação, originou a existência de um diferencial resultante da diferença entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 0-10 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 0-10 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	1 846
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	14 747
Total	16 592

MECANISMO DE INCENTIVO À ESCOLHA DE UM COMERCIALIZADOR DE MERCADO

Os diplomas que enquadram a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural impõem um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, que resulta num fator de agravamento adicionado à TVCF transitória trimestral. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que alarga a extinção das tarifas reguladas aos clientes com consumos inferiores a 10 000 m³ estabelece que a receita proveniente do fator de agravamento seja repercutida a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de Uso Global do Sistema, em termos a regular pela ERSE. Neste quadro, a ERSE definiu em sede de Regulamento Tarifário que o sobreproveito associado ao fator de agravamento da tarifa transitória, beneficiará os consumidores de gás natural ao deduzir a parcela II_≤ da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores da rede de distribuição. Este sobreproveito é recuperado pelos comercializadores de último recurso e transferido para os operadores da rede de distribuição, em função da percentagem da sua faturação mensal.

TARIFA SOCIAL

A liberalização do mercado de gás natural a par da volatilidade dos custos da energia tornou necessário adotar medidas que garantam o acesso dos consumidores economicamente vulneráveis ao serviço de bens essenciais, nomeadamente o fornecimento de gás natural. Neste sentido foi publicado o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que procede à criação da tarifa social de venda de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis.

A presente proposta de tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2012-2013, incorpora na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema os custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. O valor recuperado, é devido ao operador da rede de distribuição devendo ser transferido nos moldes definidos no ponto 2.4.3.2 do presente documento.

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 efetuadas 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 adotada pela primeira vez no ano gás 2010-2011, com o início do novo período regulatório, e os efeitos favoráveis desta alteração são 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 excecional dos ajustamentos definitivos a efetuar no ano gás de 2012-2013.

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

1. Ajustamento do ano 2010 a repercutir no ano gás 2012-2013, separado por semestres (com exceção da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN);
2. Separação contabilística da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da forma de regulação de custos aceites para metodologias de custos eficientes (*price cap* e *revenue cap*);
3. Separação contabilística da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da metodologia de cálculo do custo com capital (final do alisamento do ativo fixo);
4. Alteração das Normas Complementares de modo a contemplarem a separação por semestre do ano civil de 2010 e o novo sistema contabilístico;

5. A auditoria dos custos do ano 2010 com características especiais atendendo a que na generalidade das atividades as formas de regulação são diferentes em cada um dos semestres.

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Durante o ano de 2011 e primeiro trimestre de 2012 foi emitida diversa legislação do setor do gás natural, sendo que alguns diplomas impactam no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e conseqüentemente no cálculo das tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013 e seguintes, designadamente:

1. Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho – Transpõe a Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho. Introduce-se o mecanismo de certificação do operador da rede de transporte, pela ERSE, aprofunda os mecanismos de proteção dos clientes vulneráveis, bem como as regras para garantir a proteção dos consumidores e acesso não discriminatório de terceiros às redes;
2. Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro – Cria a tarifa social para os clientes economicamente vulneráveis definindo as condições da sua aplicabilidade;
3. Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro – Cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia destinado aos consumidores que se encontrem em situação de beneficiar do regime da tarifa social, através de um desconto ao preço de fornecimento de gás natural;
4. Portaria n.º 275-B/2011, de 30 de setembro – define os procedimentos de atribuição, manutenção e fiscalização do apoio social extraordinário ao consumidor de energia;
5. Despacho n.º 1712/2012, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, de 27 de janeiro – Fixa o limite máximo de variação da tarifa social entre os anos gás 2011-2012 e 2012-2013 em 2,25%;
6. Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março – Estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais estabelecendo os limites de 31 de dezembro de 2014 para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³ e superiores a 500 m³ e de 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

Para o ano gás 2012-2013 é criada a tarifa de Curtas Utilizações de uso da rede de distribuição em BP>, à semelhança do que havia sido feito anteriormente para a tarifa de Curtas Utilizações de uso da rede de distribuição em MP e da tarifa Curtas Utilizações de uso da rede de transporte em AP. Os preços de capacidade utilizada da tarifa de Curtas Utilizações são inferiores aos da opção base, facilitando-se o acesso às redes de gás natural por clientes de utilizações reduzidas e concentradas no tempo. A tarifa é desenhada de forma a haver uma variabilização dos preços de capacidade utilizada, assegurando-se indiferença entre a tarifa base e a de curtas utilizações para um cliente cuja modulação corresponda a

um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes em baixa pressão com consumo superior a 100 000 m³.

Nas tarifas de Curtas Utilizações em MP e AP foi introduzida uma maior flexibilidade. A variabilização dos preços de capacidade da opção tarifária de curtas utilizações foi efetuada de modo a assegurar-se indiferença entre a tarifa base e a de curtas utilizações para um cliente cuja modulação corresponda a um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes na tarifa base de MP e AP.

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte procedeu-se à anulação dos preços de saída nas interligações internacionais, situação que contribui para o aprofundamento do MIBGAS. Esta decisão é justificada pelo facto das nomeações nas saídas da rede de transporte nas interligações internacionais serem predominantemente em contra fluxo, contribuindo para a libertação de capacidade. Vai de encontro também aos comentários recebidos na recente consulta pública realizada, no âmbito da iniciativa regional do mercado de gás natural do sul, relativa à análise das tarifas de acesso às interligações de gás natural entre Portugal e Espanha.

Por fim importa destacar a criação do mecanismo de alocação harmonizada de capacidade na interligação num único ponto virtual de interligação. O preço de capacidade fixado será aplicado à quantidade reservada mensalmente pelos agentes de mercado no referido leilão. O preço de capacidade corresponde ao preço de capacidade utilizada fixado para a tarifa base de uso da rede de transporte correspondente.

BALANÇO DE ENERGIA DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2012-2013 condiciona os preços das tarifas de uso das infraestruturas e os preços das tarifas de venda a clientes finais. Com efeito as tarifas dependem, por um lado, do nível de custos das várias atividades 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 0-11 - Balanço de energia do sector do gás natural para o ano 2012-2013

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	20 931
	1.1 Campo Maior	20 357
	1.2 Valença do Minho	574
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	39 528
	2.1 Injecções RNT	38 811
	2.2 Camião cisterna	717
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	816
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	61 274
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	60 558
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 233
	8 Centros electroprodutores	20 896
	9 Clientes industriais em AP	13 434
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 935
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	60 497
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	60
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	59 264
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 935
16	16 Redes abastecidas por UAG	666
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 601
	Saídas da RNDGN	
	15 Clientes em MP	15 994
	16 Clientes em BP	9 557
	16.1 Clientes em BP>	5 077
	16.2 Clientes em BP<	4 480
	17 Perdas e autoconsumos na RNDGN	50
18=15+16+17	18 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 601

PROVEITOS A RECUPERAR NAS ATIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O Quadro 0-12 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2012-2013, por atividade.

Quadro 0-12 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2012-2013 por atividade

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a recuperar 2012-2013	Proveitos a recuperar Tarifas 2011/2012	Variação	
Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL [a]	46 597	39 185	7 411	18,9%
Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural [b]	20 748	20 863	-115	-0,6%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural [c]	173 122	174 590	-1 469	-0,8%
Proveitos da atividade de transporte de gás natural	136 652	132 208	4 444	3,4%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I	31 081	22 522	8 559	38,0%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II	5 388	19 860	-14 472	-72,9%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural	353 187	323 041	30 146	9,3%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS	13 178	8 599	4 578	53,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	12 830	8 544		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]	-678	-55		
Custos com financiamento da tarifa social [e]	331			
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	2 047	8 916	-6 869	-77,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	2 027			
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS [f]	-20			
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	3 231	4 592	-1 361	-29,6%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	3 052			
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [g]	-179			
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	33 122	41 164	-8 042	-19,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	46 537	41 694		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [h]	13 415	529		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]	301 609	259 770	41 839	16,1%
Proveitos do comercializador de último recurso grossista [j]	131 998	196 987	-64 989	-33,0%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR	131 998	196 987	-64 989	-33,0%
Proveitos dos comercializadores de último recurso				
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	2 127	4 079	-1 951	-47,8%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes	1 748	3 286	-1 538	-46,8%
Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes	320	685	-365	
Proveitos da atividade de Comercialização a grandes clientes [k]	60	108	-48	-44,6%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m ³	24 287	105 749	-81 462	-77,0%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural	16 159	76 720	-60 562	-78,9%
Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	7 545	26 450	-18 905	
Proveitos da atividade de Comercialização [l]	584	2 579	-1 996	-77,4%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m ³	292 576	290 604	1 972	0,7%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural	114 092	116 981	-2 889	-2,5%
Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN	145 794	140 638	5 157	
Proveitos da atividade de Comercialização [m]	32 690	32 985	-295	-0,9%
Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]+[m]	694 538	726 594	-32 056	-4,4%

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 2012-2013”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. A presente proposta contemplou o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho e do Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

As tarifas e preços, para o ano gás 2012-2013, 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 19340/2010, D.R. n.º 252, Série II de 30 de dezembro, no Despacho n.º 10 356/2010, D.R. n.º 118, Série II de 21 de junho e no Regulamento n.º 541/2011, D.R. n.º 194, Série II, de 10 de outubro.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2012-2013 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2010, os estimados para o ano 2011 e para o ano gás 2011-2012 e os previsionais dos anos de 2012 e de 2013 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 valores inscritos nos quadros do presente documento são arredondados para milhares de euros (10³ 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 atividade das empresas reguladas no ano gás 2012-2013, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respetivos impactes.

No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2012-2013 de acordo com o Regulamento Tarifário.

No capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2012-2013, 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 ATIVIDADE

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para as atividades 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 2012-2013 das empresas reguladas do sector do gás natural”, “Ajustamentos referentes aos anos de 2010 e 2011 a repercutir em 2012-2013” e a “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2012-2013”.

No documento de “Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 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 reguladas para os custos e para os investimentos.

No documento de “Ajustamentos referentes ao ano 2010 e ao ano 2011 a repercutir em 2012-2013” determinam-se os desvios ocorridos entre os valores previstos para tarifas, os valores faturados pelas empresas nos dois anos antes e as estimativas consideradas dos valores a faturarem no ano anterior. De acordo com o novo Regulamento Tarifário os ajustamentos são feitos em ano civil.

No documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2012-2013” 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 infraestruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

Seguidamente, apresenta-se uma síntese das empresas reguladas do sector do gás natural, descrevendo para cada atividade, 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 atividades reguladas no sector do gás natural

Empresas reguladas	Atividade	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	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Custos de exploração Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais Base de ativos a custos históricos (a) 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)	Custos de exploração Fator de eficiência de 1% ao ano para a variação dos custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 8%	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, 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 ativo fixo de 8%	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	Custos de exploração Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais Base de ativos a custos históricos (a) 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 (até 2010)	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (até 2010)	Custos de exploração Fator de eficiência aplicado aos anos de 2010 e de 2011 para a variação dos custos controláveis de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo 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 (até 2010); f) ERSE e AdC; g) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; h) Tarifa social.	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (até 2010); Plano de Promoção de Eficiência ao Consumo	Taxa de remuneração do ativo fixo de 8%	Tarifa de Uso Global do Sistema

Empresas reguladas	Atividade	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.		Fator 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 transitória	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 transitória	
	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 2012-2013

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	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	Custos de exploração Regulação por price cap 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. Base de ativos a custos históricos (a) Regulação por custos aceites Ajustamento da base de ativos	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.		Custos de exploração Fator de eficiência entre 0,5% e 4,0% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo de 9%.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	UGS	a) Proveitos a recuperar por aplicação das parcelas I, II> e II< 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 decorrentes das parcelas I, II> e II< do uso global do sistema. b) Compensação pela aplicação das parcelas I, II> e II< da tarifa de Uso Global do Sistema. c) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. d) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema
	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 pelo uso da rede de transporte. b) Compensação pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	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 de gás natural em regime transitório	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 transitória
	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	Custos de exploração 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.		Custos de exploração a) Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras 9% b) Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifa de Comercialização
	Comercialização de gás natural em regime transitório	Custos de exploração 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) Sobreproveito 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.		Custos de exploração a) Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras 9% b) Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifas de Comercialização transitória

Tarifa de Venda a Clientes Finais

- (a) Na regulação da base de ativos 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, Duriensegás, 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 2012-2013 para as empresas das atividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2010-2011, os factos que se apresentam de seguida.

PROCESSO JUDICIAL INTERPOSTO CONTRA A DECISÃO DO REGULADOR

A ERSE foi notificada em 9 de novembro de 2010 de uma ação 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 solicitavam 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 ativos regulados. A ERSE contestou a impugnação apresentada pelas Autoras.

Posteriormente a ERSE foi novamente notificada, em 26 de setembro de 2011, onde as Autoras acima mencionadas, requerem a modificação objetiva da instância, alargando a impugnação. Nesta, foi solicitada a incorporação nos valores das tarifas de 2011-2012 da compensação pelos prejuízos que as mesmas eventualmente sofreram em virtude da fixação das tarifas e preços a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011.

A 10 de fevereiro de 2012 a ERSE, pela terceira vez foi notificada de uma nova ação administrativa especial interposta pelas mesmas autoras, impugnando as tarifas a vigorarem no ano gás de julho de 2011 a junho de 2012 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, fundamentadas essencialmente com as mesmas alegações da ação inicial.

A solicitação das Autoras implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2011-2012 com um impacto global de 38,4 milhões de euros.

Quadro 2-2 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Cenário	Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2011-2012		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
		milhares de €	em %	
A	5,1%	38 386	15,83%	7,0%

Esta pretensão, para além dos impactes nos períodos regulatórios de 2010-2011 e 2011-2012, teria impactes cumulativos em cada um dos períodos regulatórios seguintes, isto é, a cada três anos, sendo o impacto 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 correção dos seus cálculos e do resultado obtido.

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 2012-2013 são os seguintes:

Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2010	1,1%
	- 2011	0,7%
	- 2012	1,4%
	- 2013	1,3%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2010-2011 (desde 1 de Julho de 2010 a 30 de junho de 2011) acrescida de <i>spread</i>	2,723%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás 2011-2012 (desde 1 de Julho de 2011 a 16 de Março de 2012) acrescida de <i>spread</i>	3,258%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2010 acrescida de <i>spread</i>	2,064%
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2011 acrescida de <i>spread</i>	3,393%
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.	2,9 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 2012-2013

		2010-2011	2010	2011	2011-2012	2012-2013
Deflator do PIB			1,094%			
Ajustamentos	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2		0,8143%			
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais		1,25%			
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1			1,3934%		
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais.			2,00%		
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-2	1,0983%				
	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.	1,63%				
	Taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano gás t-1				1,2582%	
	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.				2,00%	
Reposição gradual da neutralidade financeira	Taxa Euribor a 3 meses, estimada para 2011-2012					0,9454%
	Spread, em pontos percentuais.					2,50%

- Taxa de Inflação

O deflator do PIB foi o indicador escolhido para atualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, para o ano gás 2012-2013, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-5 apresenta as previsões económicas efetuadas para a economia portuguesa pelo Fundo Monetário Internacional, em setembro de 2011, no que se refere ao deflator do PIB e pelo Ministério das Finanças e Administração Pública (MFAP), para os restantes indicadores, no âmbito da atualização efetuada em março de 2011 do Programa de Estabilidade e Crescimento para o período compreendido entre 2011 e 2014.

Quadro 2-5 - Principais indicadores macroeconómicos

Unidade: %

	2011	2012	2013
Deflator do PIB *	-	1,4	1,3
Consumo Privado (Taxa de Variação)	-1,1	-0,3	-0,1
Consumo Público (Taxa de Variação)	-6,8	-4,9	-2,6
IPC	2,7	2,1	2,1
Exportações de bens e serviços	5,6	5,2	5,0
Importações de bens e serviços	-1,1	-0,4	1,2

Fonte: Programa de Estabilidade e Crescimento 2011-2014 - Março de 2011, Ministério das Finanças e da Administração Pública

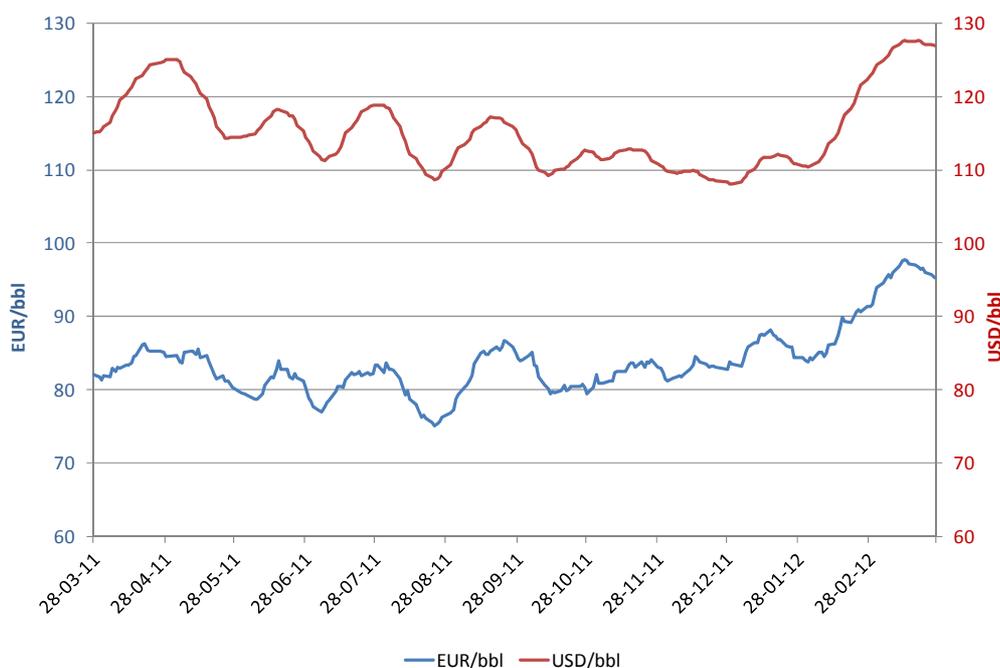
* *World Economic Outlook - September 2011 - International Monetary Fund***CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL**

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento à atividade 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 assinado com a Sonatrach, sendo transportado 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.

A Figura 2-1 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo ao longo dos últimos meses, sendo notória a tendência de crescimento ocorrida a partir do final de 2011, tanto em dólares como principalmente em euros.

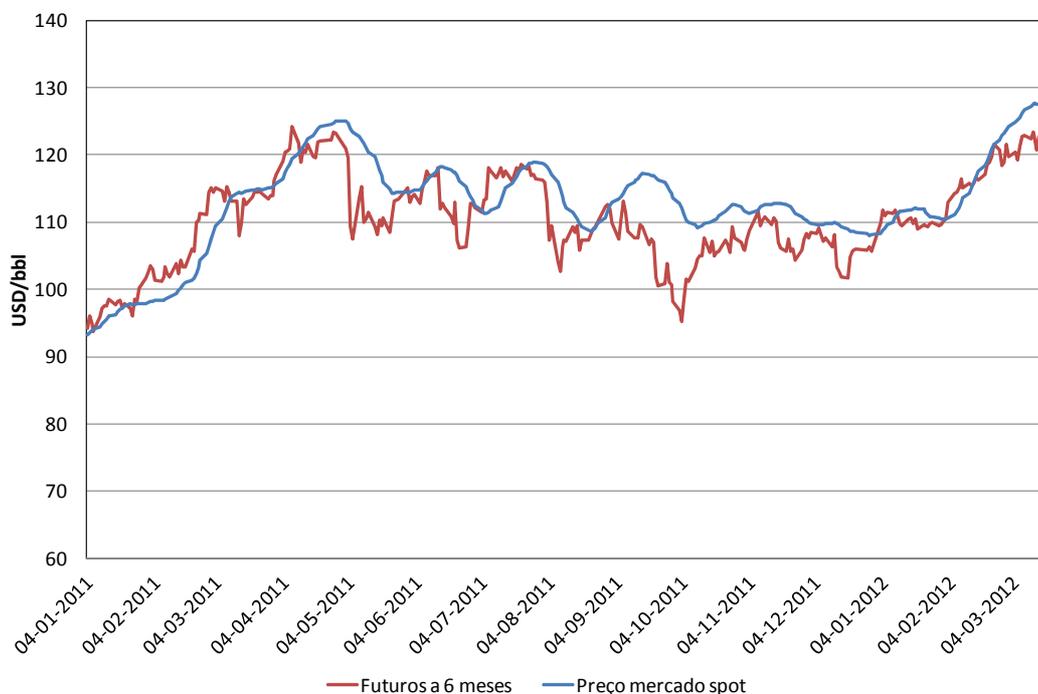
Figura 2-1 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros



Fonte: Reuters

Perspetiva-se que o preço do petróleo em USD se mantenha a volta dos 120 USD/bbl ao longo de 2012, como se pode observar na figura seguinte que compara a evolução do preço do Brent nos mercados spot e nos mercados futuros com entrega a 6 meses. Esse valor é superior aos valores implícitos nas tarifas anuais em vigor.

Figura 2-2 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) nos mercados *spot* e de futuros para entrega a 6 meses



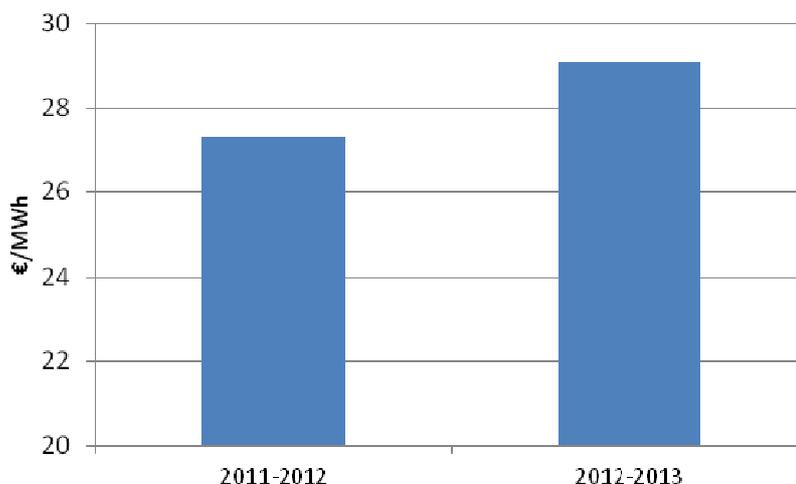
Fonte: Reuters

A diferença entre o preço do petróleo implícita nas tarifas anuais em vigor e nas tarifas para o ano gás 2012-2013 é ampliada quando esse preço é valorizado em euros, devido à tendência de desvalorização da moeda europeia que se tem mantido desde o 3.º trimestre de 2011, como se pode observar na figura que se segue.

Figura 2-3 - Evolução da cotação EUR/USD

Fonte: Banco de Portugal

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 infraestruturas 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 atividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do gás natural, encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário. A Figura 2-4 apresenta o custo unitário de aquisição do gás natural considerado no ano gás 2012-2013, comparando-o com o valor implícito nas tarifas para o ano gás 2011-2012.

Figura 2-4 - Evolução dos custos unitários de gás natural

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o ano gás 2012-2013 é de 2,9 cent€/KWh.

BALANÇO DE GÁS NATURAL

Em Portugal os consumidores de gás natural podem ser subdivididos em três grandes grupos: os centros electroprodutores de ciclo combinado, 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, fração 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 ligados às redes de distribuição apresentam consumos bastante dispersos e relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por fatores externos, não só económicos, como também climatéricos no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, cuja produção de energia elétrica, e portanto o respetivo consumo de gás natural, tem uma correlação inversa com a hidraulicidade. A entrada em funcionamento ou a paragem não prevista de um centro electroprodutor em regime ordinário ou de um grande consumidor industrial criam, atualmente, descontinuidades significativas na evolução do consumo nacional de gás natural.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas têm em consideração as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respetivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico de gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da

cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes prismas para a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar, reequacionando essas previsões no quadro económico e regulatório que se perspetiva.

No que diz respeito às previsões do operador da RNTGN, estas estão em linha com os valores reais ocorridos até ao ano corrente, tendo em consideração a evolução prevista para a atividade económica até ao final de 2013¹.

As previsões do operador da RNTGN para a procura de gás natural pelos centros electroprodutores foram reequacionadas pela ERSE, prevendo um consumo menor na central da Turbogás, mas, em contrapartida, consideram-se maiores consumos nas restantes centrais de ciclo combinado a gás natural. Este cenário internaliza as alterações na contratação de gás natural da central da Turbogás para os anos de 2012 e 2013, que implicam uma menor utilização desta central face às previsões da REN, bem como a manutenção em 2012 e 2013 dos preços relativos do carvão e do petróleo, que coloca as centrais a carvão em vantagem de preço face às centrais de ciclo combinado a gás natural.

Relativamente aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, a ERSE assumiu a previsão do operador da RNTGN, por considerar que a mesma é aderente à evolução expectável para este segmento. Esta decisão internaliza o facto de não estar prevista a entrada em operação de novos consumidores ligados em alta pressão (cogeradores a gás natural ou grande industria), bem como o abrandamento da atividade económica.

No que concerne aos consumos a partir das redes de distribuição, as previsões dos ORD e do ORT para o ano gás 2012-2013 são, ao contrário de anos anteriores, concordantes. Contudo, os dados reais do consumo recebidos do ORT relativos ao 2.º semestre de 2011, mostram um desvio positivo face às estimativas dos ORD para o mesmo período, o que levou a ERSE a rever em alta as estimativas de consumo para o ano gás 2011-2012. Neste quadro, a ERSE optou por realizar a sua previsão dos fornecimentos dos ORD para o ano gás 2012-2013 baseada nas estimativas das empresas para 2011-2012 afetada do desvio acima mencionado e manteve a taxa de evolução para o ano gás seguinte implícita nos valores das empresas de distribuição. Como resultado, as previsões adotadas pela ERSE resultam num crescimento das quantidades de cerca de 2,0% em dois anos, de 25,05 TWh no ano gás 2010-2011, para 25,55 TWh no ano gás 2012-2013.

Ao nível comercial, atendendo ao contexto de extinção das tarifas de venda a clientes finais, a ERSE reconsiderou as previsões dos CURr para o ano gás 2012-2013, de modo a incorporarem a saída para o mercado de clientes no segmento de consumos anuais inferiores a 10 000 m³ mais consentânea com as alterações legislativas introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de Junho. Para os consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³, o mesmo diploma permite o seu fornecimento pelos

¹ Tendo subjacente a definição dos proveitos permitidos das empresas por ano civil.

CURr até ao final de 2012, tendo-se introduzido um ritmo de transição de consumos para o mercado liberalizado que garante a saída da totalidade destes clientes até esta data.

O balanço de energia de gás natural para o ano gás 2012-2013 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 2012-2013” 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 setor do gás natural para o ano gás 2012-2013

Unidades: GWh

	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	20 931
	1.1 Campo Maior	20 357
	1.2 Valença do Minho	574
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	39 528
	2.1 Injecções RNT	38 811
	2.2 Camião cisterna	717
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	816
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	61 274
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	60 558
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 233
	8 Centros electroprodutores	20 896
	9 Clientes industriais em AP	13 434
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 935
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTGN	60 497
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	60
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	59 264
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 935
16	16 Redes abastecidas por UAG	666
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 601
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	15 994
	19 Clientes em BP	9 557
	19.1 Clientes em BP>	5 077
	19.2 Clientes em BP<	4 480
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	50
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)	25 601

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 atividade 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 atividades de Receção, 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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL aplicou-se uma meta de eficiência de 1%, no ano gás 2012-2013.

Na atividade de Distribuição de GN a aplicação das metas de eficiência varia entre os 0,5% e os 3,9%. Nos comercializadores de último recurso retalhistas consideraram-se metas de eficiência de 3%.

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

Quadro 2-7- Fatores de eficiência considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

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

(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 atividades de Transporte e de Distribuição de gás natural, tendo abolido na quase totalidade (mantém-se apenas na atividade 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 correto que a reposição fosse efetuada 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 fatores, fixou-se um período de três anos para a atividade de Transporte de gás natural e de seis anos para a atividade de Distribuição de gás natural.

O montante da reposição gradual da neutralidade financeira do operador de rede de transporte associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital no ano gás 2012-2013 será de 3 243 milhares de euros.

Relativamente aos operadores da rede de distribuição os montantes calculados para o ano gás 2012-2013, são refletidos no Quadro 2-8.

Quadro 2-8 - Reposição gradual da neutralidade financeira por ORD

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2012-2013	680	30	-165	6 496	1 116	-24
	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2012-2013	17	3 079	712	330	319	12 591

Nota: Incorpora as correções efetuadas à faturação 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 proteção 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 exceção 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 excecional 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 m³.

No sentido de minorar os efeitos deste ajustamento nos proveitos permitidos do ano gás 2010-2011, a ERSE definiu que a repercussão não se efetue 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.

Em 2012-2013, os ajustamentos de t-1 e de t-2 do comercializador de último recurso grossista e dos comercializadores de último recurso retalhistas apresentam no seu conjunto cerca de 21 milhões de euros a devolver pelos operadores. Neste sentido, para evitar grandes oscilações tarifárias ao nível da parcela II da tarifa de UGS suportada pelos consumidores com consumo acima de 10 000 m³, optou-se por antecipar para 2012-2013 a recuperação de 1/21 avos dos ajustamentos que resta recuperar.

Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m³, manteve-se o perfil de recuperação em três anos repercutido nas tarifas em vigor.

Deste modo, surgiu a necessidade de diferenciar a atividade de UGS II cujos montantes associados são suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m³, respetivamente. Para este efeito, separou-se a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, e respetiva tarifa, em dois segmentos: para os consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³.

Esta alteração foi contemplada na revisão do Regulamento Tarifário efetuada 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 2-9 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013.

Quadro 2-9 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamento de proveitos diferidos	24 285
Juros de diferimento	2 302
Ajustamentos t-1 e t-2 do CURg e CURr	-21 198
Total	5 388

Nos Quadro 2-10 e Quadro 2-11 podemos visualizar o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ (UGS II>) e abaixo ou igual a 10 000 m³ (UGS II≤).

Quadro 2-10 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	327
Juros de diferimento	2 302
Total	2 629

Quadro 2-11 - Transferências para a UGS II≤ nos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS II≤	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	2 759
Juros de diferimento	0
Total	2 759

A separação da parcela II da tarifa de UGS, a nível do ORT, pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m³ e abaixo ou igual a 10 000 m³ 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.

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 de m³.

Nas tarifas do ano gás 2012-2013 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 m³, 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 atividade fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores à extinção das tarifas, bem como os custos operacionais da atividade extinta haveria um impacto desproporcionado nos clientes que permanecem, o que tornaria incomportável o valor das respetivas tarifas. No entanto, caso as empresas reguladas não fossem compensadas por esta situação, o seu equilíbrio económico-financeiro seria seriamente afetado.

Deste modo, o diferencial entre os proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização e os proveitos permitidos é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 2-12 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema.

Quadro 2-12 - Transferências para a parcela I da UGS

Unidade: 10³ EUR

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	1 846
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	14 747
Total	16 592

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 efetuadas 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 adotada pela primeira vez no ano gás 2010-2011, com o início do novo período regulatório, e os efeitos favoráveis desta alteração são 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 excecional dos ajustamentos definitivos a efetuar no ano gás de 2012-2013.

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

7. Ajustamento do ano 2010 a repercutir no ano gás 2012-2013, separado por semestres (com exceção da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN);
8. Separação contabilística da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da forma de regulação de custos aceites para metodologias de custos eficientes (*price cap* e *revenue cap*);

9. Separação contabilística da informação a fornecer, por semestre do ano 2010, atendendo à mudança da metodologia de cálculo do custo com capital (final do alisamento do ativo fixo);
10. Alteração das Normas Complementares de modo a contemplarem a separação por semestre do ano civil de 2010 e o novo sistema contabilístico;
11. A auditoria dos custos do ano 2010 com características especiais atendendo a que na generalidade das atividades as formas de regulação são diferentes em cada um dos semestres.

MECANISMO DE INCENTIVO À ESCOLHA DE UM COMERCIALIZADOR DE MERCADO

Os diplomas que enquadram a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural impõem um mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador de mercado, em percentagem a definir pela ERSE, que resulta num fator de agravamento adicionado à TVCF transitória trimestral. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, que alarga a extinção das tarifas reguladas aos clientes com consumos inferiores a 10 000 m³ estabelece que a receita proveniente do fator de agravamento seja repercutida a favor dos consumidores de gás natural através da tarifa de Uso Global do Sistema, em termos a regular pela ERSE. Neste quadro, a ERSE definiu em sede de Regulamento Tarifário que o sobreprojeito associado ao fator de agravamento da tarifa transitória, beneficiará os consumidores de gás natural ao deduzir a parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores da rede de distribuição. Este sobreprojeito é recuperado pelos comercializadores de último recurso e transferido para os operadores da rede de distribuição, em função da percentagem da sua faturação mensal.

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES REGULADOS

No primeiro período de regulação das atividades 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 consiste em determinar quais os operadores que têm a receber, quais os que têm de pagar, bem como os montantes em causa, procedendo a ERSE à publicação juntamente com as tarifas anuais dos respetivos valores a pagar e a receber por cada um dos ORD e dos CUR.

No que se refere aos 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.

Com a introdução das transferências da UGS I e UGS II, por parte do ORT aos CUR, a ERSE tentou minimizar os fluxos entre empresas. Estas incluem não só a parcela das transferências de UGS I e UGS

II, mas também as compensações entre CUR, cujos fluxos são na sua globalidade neutros. No entanto, dada a natureza dos fluxos financeiros, nas tarifas de 2012-2013, houve a necessidade de alterar esta metodologia. Assim, além dos valores a transferir pelo ORT, que deverão ser efetuadas de acordo com a percentagem da faturação do operador da rede de transporte, contemplam-se transferências entre CUR, que deverão ser efetuadas de acordo com os valores publicados pela ERSE, em valor absoluto.

Refira-se que as compensações entre operadores da mesma atividade, entre ORD e entre CUR, deverão ser efetuadas de acordo com os quadros publicados pela ERSE em valor absoluto.

TARIFA SOCIAL

A liberalização do mercado de gás natural a par da volatilidade dos custos da energia tornou necessário adotar medidas que garantam o acesso dos consumidores economicamente vulneráveis ao serviço de bens essenciais, nomeadamente o fornecimento de gás natural. Neste sentido foi publicado o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, que procede à criação da tarifa social de venda de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis.

A presente proposta de tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2012-2013 incorpora na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema os custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. O valor recuperado, é devido ao operador da rede de distribuição devendo ser transferido nos moldes definidos no capítulo 2.4.3.2 do presente documento.

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2012-2013, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2012-2013 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 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Apresenta-se no Quadro 2-13 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2012-2013 e os do ano gás 2011-2012.

Quadro 2-13 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2011-2012	Proveitos permitidos 2012-2013	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Custos com capital afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	26 304	28 855	2 551	10%
b	Custos de exploração afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	9 595	9 459	-136	-1%
	<i>Componente fixa dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</i>	3 470	3 419	-51	-1%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da energia regaseificada (€/kWh)</i>	0,0765	0,0754	-0,0011	-1%
	<i>Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)</i>	39 326	37 732	-1 595	-4%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL em função da capacidade de emissão (€/m³/h)</i>	0,0021	0,0021	0,0000	-1%
	<i>Capacidade de emissão (m³/h)</i>	1 300 000	1 350 000	50 000	4%
	<i>Outros custos previstos a incorrer aceites pela ERSE, no ano gás t</i>	330	346	16	5%
c	Proveitos da atividade 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"	0	0	0	-
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				-
g	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread				-
h	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade 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 atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, tendo em conta os valores ocorridos no 2º semestre de 2009	-3 287	-8 283	-4 996	152%
a+b-c+d-e*(1+i)*(1+g)-h-i	Proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	39 185	46 597	7 411	19%

2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-14 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2012-2013 da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural e os do ano gás 2011-2012.

Quadro 2-14 - Proveitos permitidos Armazenamento Subterrâneo de gás natural

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2011-2012	Proveitos permitidos 2012-2013	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
a	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado	4 201	3 983	-218	-5,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	123 712	120 608	-3 104	-2,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	8,0%	0	0,0%
d	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	3 561	4 796	1 235	34,7%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	2	0	-2	-100,0%
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"	0	0	0	-
g	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	-
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 atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	-2 638	-2 144	494	-18,7%
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-569	-177	392	-68,9%
a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m	Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	20 863	20 748	133	0,6%

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 faturar aos valores dos proveitos permitidos a cada um dos operadores. Assim, prevê-se que no ano gás 2012-2013 a parcela de 2 670 milhares de euros seja recuperada pela REN Armazenagem e transferida para a Transgás Armazenagem que apenas consegue recuperar diretamente pela aplicação da tarifa de UAS, 41% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-15 apresenta o valor a transferir.

Quadro 2-15 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás ArmazenagemUnidade: 10³ EUR

	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela a recuperar diretamente por aplicação da tarifa	18 878	1 870
Proveitos permitidos	16 208	4 541
Parcela a transferir entre operadores	-2 670	2 670

2.2.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-16 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2012-2013 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2011-2012.

Quadro 2-16 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2011-2012	Proveitos permitidos 2012-2013	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
1	Custos com capital afetos a esta atividade	86 967	83 800	-3 167	-3,6%
2	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	20 369	20 836	468	2,3%
	<i>Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural</i>	8 546	8 762	216	2,5%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da energia transportada (€/kWh)</i>	0,0147	0,0151	0,0004	2,5%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)</i>	21,7938	22,3458	0,5519	2,5%
	<i>Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)</i>	5,4356	5,5732	0,1377	2,5%
	<i>Energia transportada pelo operador da rede de Transporte de gás natural (GWh)</i>	67 114	61 749	-5 365	-8,0%
	<i>GRMS fim ano civil</i>	87	86	-1	-1,1%
	<i>Kms gasodutos fim ano civil</i>	1 296	1 298	2	0,2%
	<i>Acréscimo do custo de transporte por rodovia de GNL</i>	1 893	1 985	92	4,9%
3	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	19	0	-19	-100,0%
4	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"	0	0	0	-
5	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	-
6	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	3 742	3 243	-499	-13,3%
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2				
8	Spread no ano s-2, em pontos percentuais				
9	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1				
10	Spread no ano s-1, em pontos percentuais				
11	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	-12 858	-24 954	-12 096	94,1%
12	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2.	-5 448	-976	4 473	-82,1%
A=1+2+3+4+5+(7+8)+(9+10)-11-12	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	129 365	133 809	4 444	3,4%
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	2 843	2 843	0	0,0%
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	132 208	136 652	4 444	3,4%

2.2.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

O Quadro 2-17 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2012-2013 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2011-2012.

Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Proveitos permitidos 2011-2012	Proveitos permitidos 2012-2013	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
A=B+C+D+E+F+G+H+I	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	22 522	31 081	8 559	38,0%
B=1+2*3+4+5+6-7	Custos da gestão técnica global do SNGN	13 433	13 609	176	1,3%
1	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado	4 144	4 150	6	0,2%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano s, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	33 798	33 462	-336	-1,0%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8%	8%	0	0,0%
4	Custos de exploração afetos a esta atividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s	3 078	3 275	197	6,4%
5	Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural	3 507	3 507	0	0,0%
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 atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	0	0	0	-
C	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	110	123	13	11,5%
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	0	0	0	-
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	4 602	1 846	-2 757	-59,9%
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	2 729	14 747	12 018	440,5%
H	Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t	0	331	331	-
I	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade 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	-1 015	0	1 015	-100,0%
K	Ajustamento dos proveitos da atividade 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 ano s-2.	-633	-426	207	-32,7%
K=A	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I	22 522	31 081	8 559	38%
B	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade 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.	19 860	5 388	-14 472	-73%
L=B	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II	19 860	5 388	-14 472	-73%
M=K+L	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	42 383	36 469	-5 913	-14%

2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2012-2013 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2011-2012.

Quadro 2-18 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural

Unidade: 10³ EUR

	Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 229	6 921	6 890	6 953	-4%	1 249	1 170	1 140	1 199	5%	4 443	3 634	3 606	3 662	4%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	1 717	1 442	1 428	1 455		357	228	220	235		1 422	664	642	686	
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	61 254	60 887	60 686	61 087		9 913	10 466	10 226	10 706		33 569	33 006	32 940	33 073	
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%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	3 700	4 018	4 004	4 033	9%	1 183	1 288	1 240	1 335	12%	1 939	1 943	1 945	1 941	1%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0										0				
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	507	680				15	30				-110	-165			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	11 436	11 619			2%	2 447	2 487			2%	6 272	5 413	5 551	5 603	-14%
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	1 087	0				510	0				1 829	0			
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	-879	-502				115	-597				-213	-2 547			
Proveitoso recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano gás t-2	11 229	12 121			8%	1 821	3 084			69%	4 657	7 959			71%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

	Lisboagás					Lusitaniagás					Mediagás				
	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	62 654	63 890	63 919	63 861	2%	32 097	32 765	32 656	32 873	2%	2 197	1 959	1 897	2 021	-11%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	11 261	14 195	14 123	14 268		6 026	7 438	7 354	7 522		621	384	365	403	
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	571 029	552 166	553 292	551 041		289 675	281 408	281 135	281 680		17 506	17 502	17 026	17 978	
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%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	29 631	29 518	29 288	29 747	0%	9 157	9 098	8 980	9 216	-1%	982	1 136	1 011	1 261	16%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDPA															
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	4 966	6 496				834	1 116				-26	-24			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	97 251	99 904			3%	42 088	42 978	41 636	42 089	2%	3 153	3 071	2 909	3 281	-3%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s	2 843	2 843													
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	17 866	0				-1 326	0				207	0			
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	-10 153	-22 020				-6 928	-624				390	97			
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	86 695	119 081			37%	50 342	43 602			-13%	2 556	2 974			16%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

	Paixás					Portgás					Setgás				
	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %	Tarifas 2011-2012	Tarifas 2012-2013	2012	2013	Variação %
	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	602	652	620	683	8%	43 387	45 157	44 573	45 740	4%	17 298	18 018	17 927	18 109
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para os anos s e s+1	155	133	126	140		9 051	8 662	8 488	8 836		3 339	4 258	4 192	4 325	
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	4 964	5 759	5 485	6 033		381 513	405 496	400 949	410 043		155 094	152 882	152 609	153 156	
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%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	454	458	445	470	1%	10 735	10 495	10 304	10 686	-2%	6 230	6 223	6 193	6 252	0%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDPA	0					0					0				
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	11	17				2 441	3 079				431	712			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	1 066	1 127	1 065	1 153	6%	56 563	58 731	54 877	56 426	4%	23 959	24 952	24 120	24 361	4%
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	126	0				3 274	0				2 374	0			
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	-12	-290				-3 476	-2 969				-3 060	-3 980			
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	952	1 416			49%	56 765	61 700			9%	24 645	28 932			17%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Proveitos permitidos para cada atividade

Unidade: 10³ EUR

	Sonorgás					Tagusgás					Total				
	Tarifas	Tarifas	2012	2013	Varição	Tarifas	Tarifas	2012	2013	Varição	Tarifas	Tarifas	2012	2013	Varição
	2011-2012	2012-2013			%	2011-2012	2012-2013			%	2011-2012	2012-2013			%
Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	4 863	5 055	4 581	5 529	4%	8 924	8 618	8 569	8 668	-3%	184 943	187 839	186 379	189 299	2%
Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	1 677	1 654	1 493	1 816		2 173	1 804	1 780	1 828		37 800	40 862	40 211	41 514	
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	35 403	37 788	34 312	41 265		75 002	75 715	75 430	75 999		1 634 922	1 633 075	1 624 090	1 642 061	
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%	
Custos operacionais aceites pela ERSE	2 016	2 078	1 915	2 240	3%	3 381	3 350	3 371	3 330	-1%	69 409	69 603	68 696	70 510	0%
Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDÁ	0					0					0	0			
Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	166	330				231	319				9 466	12 591			
Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s	7 045	7 463	6 497	7 769	6%	12 536	12 288	11 939	11 998	-2%	263 817	270 033			2%
Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s											2 843	2 843			
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	-111	0				-207	0				25 629	0			
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	-101	-362				-107	-627				-24 424	-34 419			
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	7 256	7 825			8%	12 851	12 915			1%	259 770	301 609			16%

2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-19 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 Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, para o ano gás de 2011-2012 e para o ano gás 2012-2013.

Quadro 2-19 - Variação anual do custo unitário de aquisição de gás natural

	cent€/kWh		
	Ano gás 2011-2012	Ano gás 2012-2013	Variação %
Custo GN	2,6	2,7	7%

2.2.6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-20 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2012-2013 do Comercializador de último recurso para a atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012.

Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2011-2012 (1)	Proveitos Permitidos 2012-2013 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso a grandes clientes	3 286	1 748	-47%
B	Custos com a aquisição de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso para fornecimento ao comercializador de último recurso retalhista	193 701	130 250	-33%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, no ano gás t-1 a incorporar no ano gás t	10 398	3 372	-68%
D	Ajustamento no ano gás t dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás t-2	-8 619	3 204	-137%
E=A+B-C-D	Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t	195 207	125 422	-36%
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	657	2 457	
G	Ajustamento positivo ou negativo da atividade 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	-1 860	-7 113	
H	Juros referentes aos ajustamentos positivos ou negativos da atividade 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	22	68	
I	Ajustamento positivo ou negativo da atividade 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	-577	-1 923	
J=E-F-G-H-I	Proveitos a recuperar da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimentos comercializadores último recurso, previstos para o ano gás t	196 987	132 002	

O Quadro 2-21 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2012-2013 do Comercializador de último recurso a grandes clientes para a função de Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes, bem como os proveitos permitidos para o ano gás 2011-2012.

Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos Permitidos 2011-2012 (1)	Proveitos Permitidos 2012-2013 (2)	Variação % [(2)-(1))/(1)
A	Custos com aquisição de gás natural à atividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	3 286	1 748	-47%
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	-9	
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	0	8 252	
D=A-B-C	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural em regime transitório a grandes clientes, previstos para o ano gás t	3 286	-6 496	-298%
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	0	8 244	
F=D+E	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	3 286	1 748	

2.2.6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Os Quadro 2-22 e Quadro 2-23 apresentam os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista para o ano gás 2011-2012 e 2012-2013 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

Quadro 2-22 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2011-2012 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à atividade 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 da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-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 em 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, 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	-620	-251	-488	-2 041	-2 546	-3 363	-327	-25	-1 964	-106	-441	-12 171
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	7 971	1 038	3 857	50 105	66 547	39 800	1 775	367	16 210	2 209	11 120	200 999

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	6 045	869	3 480	29 425	50 229	21 880	1 928	410	11 400	1 831	2 753	130 250
2	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-481	-374	-408	12 831	-5 015	-2 123	-334	5	-1 386	-280	-583	1 853
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	-397	-111	-196	351	-1 918	-754	-151	-12	-1 195	-25	-292	-4 700
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	705	975	319	960	2 414	2 142	-65	28	1 354	75	317	9 226
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	6 217	379	3 764	15 283	54 749	22 614	2 478	389	12 626	2 062	3 311	123 872

Quadro 2-23 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10⁶ 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 atividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	-1 321	26	-92	-18 829	-15 975	-15 281	501	49	-4 051	-361	-8 116	-63 451
2	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	-370	-353	-320	13 846	-3 609	-1 649	-299	13	-1 069	-240	-515	5 435
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	-522	-188	-486	-854	-5 528	-1 952	-164	-39	-2 716	-155	-551	-13 155
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	1 325	1 227	807	3 002	4 960	5 505	262	53	3 318	181	758	21 396
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	-1 754	-660	-92	-34 823	-11 798	-17 186	703	22	-3 584	-148	-7 809	-77 127

		Variação % (4) = (3)/(1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos com aquisição gás à atividade de compra e venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 98 e artº 99	-18%	3%	-3%	-39%	-24%	-41%	35%	13%	-26%	-16%	-75%	-33%
2	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k tendo em conta os valores estimados para o ano gás t-1	334%	1652%	367%	-1365%	257%	348%	864%	-157%	338%	587%	754%	-152%
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	-418%	-245%	-167%	-71%	-153%	-163%	-1232%	-143%	-179%	-120%	-213%	-156%
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	-214%	-488%	-165%	-147%	-195%	-164%	-80%	-214%	-169%	-171%	-172%	-176%
5	Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista k, previstos para o ano gás t 5=1-2-3-4	-22%	-64%	-2%	-69%	-18%	-43%	40%	6%	-22%	-7%	-70%	-38%

2.2.7 COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

2.2.7.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2012-2013 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 2011-2012.

Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes

Unidade: 10 ³ EUR						
		Proveitos Permitidos 2011-2012 (1)	Proveitos Permitidos 2012	Proveitos Permitidos 2013	Proveitos Permitidos 2012-2013 (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	1 434	622	556	589	-59%
B	Amortização do ativo fixo deduzidas das amortizações do ativo participado da função de Comercialização a grandes clientes, previstas para o ano s	0	0	0	0	-
C	Proveitos desta função, 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	14	4	3	4	-73%
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			-1 274	6%
F	Ajustamento no ano s, dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural a grandes clientes, relativo ao ano s-2	-2 085			-39	-98%
G=A+B+C+D+E+F	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural em regime transitório a grandes clientes, previstos para o ano s	4 733	627	559	1 905	-60%
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	-4 625			-1 846	
I=G+H	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	108	627	559	60	

2.2.8 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos permitidos para o ano gás 2012-2013 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 2011-2012.

Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2011-2012 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano s e s+1	1 261	362	727	5 244	11 578	4 127	462	96	2 936	1 756	936	29 484
2	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano s e s+1	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 j, previstos para o ano s e s+1	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 k, previstos para o ano s e s+1	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 s-1	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 s-2	181	-15	100	-251	-4 417	-478	42	-6	-65	31	-254	-5 131
7	Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t 7 = 1+2+3+4-5-6	945	359	628	6 520	18 143	4 675	597	133	3 297	1 567	1 612	38 475

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos permitidos 2012-2013 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afetos a esta actividade, previstos para o ano gás t	1 257	391	702	4 603	10 463	3 787	497	216	2 779	1 713	743	27 150
2	Amortização do ativo fixo afeto a esta actividade deduzida da amortização do ativo participativo, previsto para o ano gás t	0	0	0	530	0	0	0	0	0	39	0	569
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	50	11	13	369	819	307	16	6	111	12	13	1 726
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	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 s-1	77	6	118	-9 207	-3 149	-534	23	-17	730	-56	-119	-12 129
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-471	-19	-17	-863	-343	-552	85	4	182	-120	99	-2 015
7	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t 7 = 1+2+3+4-5-6	1 864	415	614	16 465	16 744	5 915	405	236	2 540	1 940	883	48 020

Quadro 2-26 - Variação anual dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista

Unidade: 10³ EUR

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensgás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	-4	28	-25	-641	-1 115	-340	35	120	-157	-43	-193	-2 334
2	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado, previsto para o ano gás t	0	0	0	65	0	0	0	0	0	11	0	76
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	-52	-14	-43	317	324	147	-10	-3	-3	1	-5	658
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 da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-323	-38	63	-9 591	-3 466	-1 358	173	3	350	-253	178	-14 261
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-652	-4	-117	-612	4 074	-74	43	11	247	-151	353	3 116
7	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t 7 = 1+2+3+4+5+6	920	56	-14	9 945	-1 399	1 240	-192	103	-757	372	-728	9 545

		Variação % (4) = (3) / (1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensgás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
1	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano gás t	0%	8%	-3%	-12%	-10%	-8%	8%	125%	-5%	-2%	-21%	-8%
2	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo compartilhado, previsto para o ano gás t										37%		15%
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	-51%	-55%	-77%	609%	65%	92%	-39%	-33%	-3%	9%	-27%	62%
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 da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-81%	-86%	116%	-2500%	-1095%	-165%	-116%	-16%	92%	-129%	-60%	-669%
6	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-360%	25%	-117%	244%	-92%	16%	103%	-168%	-380%	-482%	-139%	-61%
7	Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t 7 = 1+2+3+4+5+6	97%	15%	-2%	153%	-8%	27%	-32%	78%	-23%	24%	-45%	25%

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 atividades do operador de receção, 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.

O Quadro 2-27 apresenta os parâmetros a vigorar no ano gás 2012-2013.

Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2012-2013

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Receção, 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 atualização das quantidades previstas até final do período de previsão N , associadas à atividade, fixada para o período de regulação r , em percentagem	Art.º 59.º
$r_{AS,r}$	8,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade 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 ativo fixo afeto à atividade 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 ativo fixo afeto à atividade 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 ativo fixo afeto à atividade 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 atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k , no ano s (em milhares de euros)	Art.º 68.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{D,s}^k$	a)	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da atividade 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 atividade 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 atividade 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 atividade 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 atividades 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 atividades 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 tarifas transitórias, previstos para o ano s (em milhares de euros)	Art.º 84.ºA

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\chi_C^{CUR_k, MC}$	3%	Parâmetro de eficiência associado aos custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, em percentagem	Art.º 84.ºA
$r^{CUR_k, MC}$	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 atividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação, em percentagem.	Art.º 84.ºA
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 respetiva sentença, ou após consentimento expresso do concedente.	Art.º 161.

Notas: a) Estes valores encontram-se no Quadro 2-28

b) Estes valores encontram-se no Quadro 2-29

Quadro 2-28 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2012-2013

2012	Termo fixo	Termos variáveis		Factor X termo fixo	Factor X termo variável
	10 ³ Eur	€/m ³ equ.	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 243,917	0,019553	0,024102	3,0	3,5
Dianagás	180,959	0,074456	0,085753	1,5	2,5
Duriensegás	313,795	0,042181	0,030740	3,0	4,0
Lisboagás	11 216,949	0,016600	0,017677	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 322,906	0,003769	0,014868	0,5	0,5
Medigás	155,006	0,051986	0,024476	0,5	1,5
Portgás	3 694,120	0,005463	0,014545	0,5	0,5
Setgás	2 269,801	0,011461	0,012746	1,5	1,5
Sonorgás	232,720	0,077978	0,066308	3,0	4,0
Tagusgás	1 161,196	0,008724	0,037277	3,0	3,5

2013	Termo fixo	Termos variáveis		Factor X termo fixo	Factor X termo variável
	10 ³ Eur	€/m ³ equ.	10 ³ €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 224,401	0,019149	0,023603	3,0	3,5
Dianagás	180,835	0,073660	0,084836	1,5	2,5
Duriensegás	308,872	0,041097	0,029951	3,0	4,0
Lisboagás	11 209,220	0,016589	0,017665	1,5	1,5
Lusitaniagás	3 353,846	0,003804	0,015006	0,5	0,5
Medigás	156,449	0,051951	0,024459	0,5	1,5
Portgás	3 728,516	0,005514	0,014681	0,5	0,5
Setgás	2 268,237	0,011453	0,012737	1,5	1,5
Sonorgás	229,069	0,075975	0,064604	3,0	4,0
Tagusgás	1 142,978	0,008543	0,036505	3,0	3,5

Quadro 2-29 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2012-2013

2012	Termo Fixo		Termos variáveis			
	10 ³ EUR		€/kWh		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	216,069	23,235	0,002304	0,000271	14,035378	83,356902
Dianagás	44,874	1,149	0,005451	0,000087	27,897741	40,853103
Sonorgás	191,373	10,538	0,011762	0,000799	67,626567	99,031498
Duriensegás	114,760	11,283	0,002309	0,000396	14,146494	80,593823
Lisboagás	2074,494	208,841	0,002081	0,000540	10,435047	148,245387
Lusitaniagás	688,875	129,104	0,001803	0,000339	9,737822	156,846178
Medigás	71,768	0,979	0,003759	0,000084	14,652166	21,456450
EDP Gás	776,661	91,849	0,001459	0,000168	9,868136	63,240217
Setgás	523,410	64,834	0,002416	0,000528	9,321919	215,215175
Tagusgás	115,835	29,102	0,002856	0,000322	12,979849	133,611325

2013	Termo Fixo		Termos variáveis			
	10 ³ EUR		€/kWh		€/Clientes	
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	212,679	22,871	0,002268	0,000267	13,815177	82,049115
Dianagás	44,170	1,131	0,005366	0,000086	27,460053	40,212158
Sonorgás	188,370	10,372	0,011578	0,000787	66,565573	97,477791
Duriensegás	112,960	11,106	0,002273	0,000390	13,924550	79,329385
Lisboagás	2041,947	205,564	0,002048	0,000531	10,271332	145,919563
Lusitaniagás	678,068	127,079	0,001774	0,000334	9,585045	154,385417
Medigás	70,642	0,963	0,003700	0,000083	14,422288	21,119819
EDP Gás	764,476	90,408	0,001436	0,000165	9,713315	62,248041
Setgás	515,198	63,817	0,002378	0,000520	9,175667	211,838661
Tagusgás	114,018	28,645	0,002811	0,000317	12,776208	131,515095

2.4 COMPENSAÇÕES E TRANSFERÊNCIAS ENTRE ENTIDADES REGULADAS

2.4.1 COMPENSAÇÕES ENTRE OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tal como referido no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do sector do gás natural”, no Quadro 2-30 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD e identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. De referir que na parcela II< da tarifa de UGS, está incluído o sobreproveito transferido pelos CURr e CURgc mensalmente para os ORD.

Quadro 2-30 - Compensação entre os ORD no ano gás 2012-2013

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II <	URT	URD	Total ORD
Beiragás	79 276	-3 031	22 498	206 757	-3 153 720	-2 848 220
Dianagás	-38 380	-1 926	-3 172	101 833	1 312 667	1 371 022
Duriensegás	-46 961	50 516	-124 969	-130 521	1 753 398	1 501 463
Lisboagás	-439 107	-156 086	88 224	292 127	20 640 498	20 425 656
Lusitaniagás	598 125	247 863	-227 930	-3 715 160	-25 231 863	-28 328 966
Medigás	-18 809	-3 383	-37 265	-57 778	-322 418	-439 652
Paxgás	1 678	-1 390	5 254	-4 384	785 759	786 918
Portgás	4 726	-69 620	236 218	2 706 372	-5 836 730	-2 959 033
Setgás	-69 842	-22 530	20 088	203 390	2 895 620	3 026 725
Sonorgás	-4 953	-3 916	-62 568	-52 558	4 175 260	4 051 265
Tagusgás	-65 754	-36 496	83 623	449 920	2 981 529	3 412 822
TOTAL	0	0	0	0	0	0

No Quadro 2-31 apresentam-se os valores anuais das compensações devidas a cada ORD, identificando em linha os ORD recebedores e em coluna os ORD pagadores. No ano gás 2012-2013, as compensações entre os ORD ascendem a 34 576 milhares de euros.

Quadro 2-31 - Compensação entre os ORD no ano gás 2012-2013

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	BEIRAGÁS	LUSITANIAGÁS	MEDIGÁS	PORTGÁS	Total ORD
	DURIENSEGÁS	123 684	1 230 190	19 092	128 496
DIANAGÁS	112 939	1 123 316	17 433	117 333	1 371 022
LISBOAGÁS	1 682 583	16 735 304	259 724	1 748 046	20 425 656
PAXGÁS	64 823	644 744	10 006	67 345	786 918
SETGÁS	249 329	2 479 880	38 487	259 030	3 026 725
SONORGÁS	333 727	3 319 313	51 514	346 711	4 051 265
TAGUSGÁS	281 134	2 796 219	43 396	292 072	3 412 822
TOTAL	2 848 220	28 328 966	439 652	2 959 033	0

2.4.2 TRANSFERÊNCIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente ao sobreproveito, a metodologia utilizada para as transferências entre comercializadores de último recurso retalhista e grandes clientes e operadores da rede de distribuição teve como objetivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Desta forma, o sobreproveito a transferir será do CURr para o respetivo ORD. De salientar que no caso do CUR grandes clientes esta parcela foi incluída na Lisboaagás ORD.

No Quadro 2-32 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

Quadro 2-32 – Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2012-2013

Unidade: EUR

Empresas	Sobreproveito
CURgc	433 679
Beiragás	174 171
Dianagás	28 156
Duriensegás	157 424
Lisboagás	1 027 551
Lusitâniagás	1 017 401
Medigás	86 454
Paxgás	7 110
Portgás	904 904
Setgás	328 185
Sonorgás	110 110
Tagusgás	160 214
Total	4 435 359

O valor do sobreproveito deverá ser transferido de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte, aplicadas aos proveitos a recuperar pela função de Compra e Venda de gás natural.

Quadro 2-33 - Transferências do Sobreproveito

Unidade: EUR

Pagadores CUR	CURgc	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	EDP Gas	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
Recebedores ORD												
Beiragás		174 171										174 171
Dianagás			28 156									28 156
Duriensegás				157 424								157 424
Lisboagás	433 679				1 027 551							1 461 230
Lusitâniagás						1 017 401						1 017 401
Medigás							86 454					86 454
Paxgás								7 110				7 110
Portgás									904 904			904 904
Setgás										328 185		328 185
Sonorgás											110 110	110 110
Tagusgás												160 214
	433 679	174 171	28 156	157 424	1 027 551	1 017 401	86 454	7 110	904 904	328 185	110 110	160 214
% de faturação do CUR a transferir	24,8%	2,9%	3,2%	4,5%	2,0%	4,6%	4,5%	1,7%	3,1%	2,9%	6,0%	5,8%

2.4.3 TRANSFERÊNCIAS ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2.4.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTOS EM MP NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO EM AP

De acordo com o previsto no n.º 4 do Artigo 64.º do Regulamento Tarifário a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição - LisboaGás GDL - a verba de 2 843 milhares de euros relativa à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Esta compensação será operacionalizada, transferindo 2,0805% dos proveitos permitidos do operador da rede de transporte do ano gás de 2012-2013, em função da faturação mensal da tarifa de URT. O Quadro 2-34 reflete a transferência prevista para o ano gás 2012-2013.

Quadro 2-34 – Transferência de MP para AP entre o ORT e ORD no ano gás 2012-2013

Energim (10^3 EUR)	2 843
Proveitos Permitidos	
Atividade Transporte (10^3 EUR)	136 652
% trf em MP para AP	2,0805%

2.4.3.2 CUSTOS COM O FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o previsto nos artigos 63.º, 66.º e 66-A.º o operador da rede de transporte deverá transferir para o operador da rede de distribuição k, de forma proporcional à faturação da parcela I da tarifa de UGS, e com periodicidade mensal, o montante recebido no âmbito da tarifa social.

No Quadro 2-35 apresentam-se os montantes previstos para o ano gás 2012-2013 por operador da rede de distribuição no âmbito da tarifa social, que totalizam 330 546 euros.

Quadro 2-35 – Custos previstos para o ano gás 2012-2013, no âmbito da tarifa social

Unidade: EUR

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	12 014
Dianagás	2 357
Duriensegás	6 328
Lisboagás	137 190
Lusitâniagás	52 452
Medigás	5 227
Paxgás	1 623
Portgás	61 618
Setgás	40 525
Sonorgás	4 161
Tagusgás	7 051
Total	330 546

Estes valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação da parcela I da tarifa de UGS de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 2-36 - Transferências mensais em percentagem

Empresas	Tarifa Social
Beiragás	0,0387%
Dianagás	0,0076%
Duriensegás	0,0204%
Lisboagás	0,4414%
Lusitâniagás	0,1688%
Medigás	0,0168%
Paxgás	0,0052%
Portgás	0,1982%
Setgás	0,1304%
Sonorgás	0,0134%
Tagusgás	0,0227%
Total	1,0635%

2.4.4 COMPENSAÇÕES DOS COMERCIALIZADORES

Os proveitos permitidos dos comercializadores são recuperados através das seguintes parcelas:

- Aplicação das TVCF;

- Compensação pela aplicação da Tarifa de Energia;
- Compensação pela aplicação da Tarifa de Comercialização;
- Diferencial positivo ou negativo, dos proveitos da função de comercialização;
- Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de gás natural, dos comercializadores de último recurso, referentes a anos anteriores.

O Quadro 2-37 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

Quadro 2-37 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2012-2013

Unidade: EUR

CUR	Função CVGN CUR		Função Comercialização CUR		Total CUR
	Energia Compens. CUR	UGS II Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	UGS I Equilib. CUR TVCF	
CURg		20 010 484			20 010 484
CURgc		-8 243 611		1 845 641	-6 397 970
Beiragás	-68 417	172 368	-2 259	634 076	735 767
Dianagás	-31 531	-489 950	-386	205 941	-315 925
Duriensegás	-111 663	284 156	-1 235	-84 865	86 394
Lisboagás	264 396	4 519 151	-25 073	3 619 898	8 378 372
Lusitaniagás	-73 063	734 702	-10 002	649 415	1 301 052
Medigás	-74 130	549 977	-845	-57 749	417 253
Paxgás	-23 910	-21 059	90 267	8 740	54 039
EDPgás	565 547	-14 142 646	-13 224	9 480 159	-4 110 165
Setgás	-262 865	1 225 933	-94 041	-1 275 375	-406 348
Sonorgás	-63 676	230 606	-695	1 545 695	1 711 929
Tagusgás	-120 689	558 189	57 492	20 831	515 823
TOTAL	0	5 388 299	0	16 592 406	21 980 705

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-37 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

O Quadro 2-38 apresenta os valores estimados das transferências devidas a cada CUR, que totalizam 21 981 milhares de euros.

Quadro 2-38 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg		20 010 484	20 010 484
CURgc	1 845 641	-8 243 611	-6 397 970
Lisboagás	18 064 029	-7 813 425	10 250 604
EDPgás	-7 243 099	3 132 934	-4 110 165
Sonorgás	3 016 831	-1 304 902	1 711 929
Tagusgás	909 005	-393 181	515 823
Total	16 592 406	5 388 299	21 980 705

Uma vez, que existem mais operadores, para além da REN, que são pagadores, as transferências mensais terão de incluir os mesmos. Os quadros seguintes apresentam os valores das transferências relativas à UGS I e UGS II, separadamente.

Quadro 2-39 - Transferências UGS I

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	REN	EDPgás	Total
	CURgc	1 845 641	
Lisboagás	10 820 929	7 243 099	18 064 029
Sonorgás	3 016 831		3 016 831
Tagusgás	909 005		909 005
Total	16 592 406	7 243 099	0

Quadro 2-40 - Transferências UGS II

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	REN	CURgc	Lisboagás	Sonorgás	Tagusgás	Total
CURg	2 255 364	8 243 611	7 813 425	1 304 902	393 181	20 010 484
EDPgás	3 132 934					3 132 934
Total	5 388 299	8 243 611	7 813 425	1 304 902	393 181	0

No caso concreto do Grupo Galp, os valores a transferir pela Lisboagás às restantes empresas do grupo seguirão as seguintes regras: para as compensações o valor corresponde ao montante fixado pela ERSE, para as transferências das UGS, o valor corresponde à proporção dos valores a transferir no total dos valores a transferir pelos CUR, tal como apresentado no Quadro 2-37.

No caso da REN os valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação conforme Quadro 2-41. No caso dos restantes operadores os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-39 e no Quadro 2-40.

As transferências da REN deverão ocorrer de acordo com as percentagens que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 2-41 - Transferências mensais da REN em percentagem

	REN UGS I	REN UGS II
CURg		371,369%
CURgc	5,938%	-152,991%
Lisboagás	58,119%	-145,007%
EDPgás	-23,304%	58,143%
Sonorgás	9,706%	-24,217%
Tagusgás	2,925%	-7,297%
Total	53,384%	100,000%

Os montantes recuperados pelo CUR acima mencionados, deverão ser imputados às respetivas funções, de acordo com o Quadro 2-42.

Quadro 2-42 - Repartição dos montantes recebidos pelo CUR

Unidade: EUR

CURk	Função CVGN CURk		Função Comercialização CURk		Compensação para outros CURk	Total CURk
	Energia Compens. CURk	Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CURk	Equilib. CURk TVCF		
EDPgás	565 547	-14 142 646	-13 224	9 480 159		-4 110 165
Sonorgás	-63 676	230 606	-695	1 545 695		1 711 929
Lisboagás	264 396	4 519 151	-25 073	3 619 898	1 872 231	10 250 604
Tagusgás	-120 689	558 189	57 492	20 831		515 823

	Função CVGN CURk		Função Comercialização CURk		Compensação para outros CURk	Total CURk
	Energia Compens. CUR	Ajust CVGN t-1 e t-2	Comercialização Compens. CUR	Equilib. CUR TVCF		
EDPgás	-13,76%	344,09%	0,32%	-230,65%		100,00%
Sonorgás	-3,72%	13,47%	-0,04%	90,29%		100,00%
Lisboagás	2,58%	44,09%	-0,24%	35,31%	18,26%	100,00%
Tagusgás	-23,40%	108,21%	11,15%	4,04%	0,00%	100,00%

2.4.4.1 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 ativos também diferentes gera a necessidade de ajustar o valor faturado por cada um dos operadores ao valor dos proveitos permitidos para cada ano gás.

No ano gás de 2012-2013 a Transgás Armazenagem através da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo irá recuperar apenas 41% do total dos proveitos permitidos, pelo que a diferença no montante de 2 670 161 euros a recuperar pela REN Armazenagem será transferida para a Transgás Armazenagem. Esta transferência será efetuada mensalmente, em proporção da faturação de acordo com a percentagem que se apresenta no Quadro 2-43.

Quadro 2-43 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo

Recebedor \ Pagador	REN Armazenagem
Transgás Armazenagem	14,1%

3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2012-2013

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2012-2013, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 140/2006 e n.º 77/2011 e pelo Regulamento Tarifário da ERSE, são as seguintes:

- Tarifa de Uso do Terminal de Receção, 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 Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).
- Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ (aplicável até 31 de dezembro de 2012).

As tarifas transitórias de gás natural a vigorar até à extinção da comercialização de último recurso, enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 66/2010 e n.º 74/2012, são as seguintes:

- Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Energia dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Energia da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.
- Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifa transitória de Comercialização dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifa transitória de Comercialização da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.

- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, para consumos anuais superiores a 10 000 m³.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes.

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	Objeto	Observações
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	UTRAR	Operador do terminal de GNL	Utilizadores do terminal	Uso dos serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL do terminal	Baseia-se em três parcelas: receção 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
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	UAS	Operadores de armazenamento subterrâneo	Utilizadores do armazenamento subterrâneo	Uso do armazenamento subterrâneo	
Tarifas de Uso Global do Sistema	UGS_{ORT}	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
	UGS_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT_{ORT}	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
	URT_{ORD}	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP		

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2012-2013

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
					nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	URD_{MP}	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 Inclui uma opção tarifária de curtas durações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP></i>	URD_{BP>}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>, com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais Inclui uma opção tarifária de curtas durações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP<</i>	URD_{BP<}	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	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
Tarifa de Comercialização para fornecimentos inferiores ou iguais a 500 m³	COM_{BP<}	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 500 m ³
Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 500 m³	TE	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 500 m ³

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

Tarifas de gás natural a vigorar em 2012-2013

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Acesso às Redes		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 500 m ³
Tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 500 m³	TVCF	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m ³	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 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de receção 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 atividade (agregado das três funções do terminal) e são determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se fatores 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 2012-2013”.

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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL podem ser aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

3.1.1 PREÇOS DA PARCELA DE RECEÇÃO DE GNL

O preço de energia da parcela de receção 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 receção de GNL, comum à tarifa anual e à tarifa de curta duração.

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

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00021486

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)	0,00002863

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 fatura. 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 existe apenas um termo variável 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	0,008386
Energia (EUR/kWh)	0,00019871
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)	0,00109718

3.1.4 SÍNTESE DOS PREÇOS DA TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, 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 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL				
Preços	Capacidade Utilizada	Energia Armazenada	Energia	Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)
	EUR/(kWh/dia)/mês	(EUR/kWh/dia)	(EUR/kWh)	
Termo de Recepção	-	-	0,00021486	-
Termo de Armazenamento	-	0,00002863	-	-
Termo de Regaseificação (inclui termo de carregamento de GNL)	0,008386	-	0,00019871	-
	-	-	-	127,43

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

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

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, 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 Receção	-	-	0,00021486	-
Termo de Armazenamento	-	0,00002863	-	-
Termo de Regaseificação	-	-	0,00109718	-

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 objetivo 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 atuar 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 m³ 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 provisional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh por dia, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em vigor no ano gás 2012-2013, ao stock médio do armazenamento no terminal de GNL de Sines, verificado em 2011, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2012-2013.

Aplicando a fórmula descrita o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2012-2013, 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 2012-2013	Energia (€/kWh)
Energia entregue	0,00026574

3.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respetivos utilizadores, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade 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 injetada, de energia extraída e por um 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 injetada e energia armazenada apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2012-2013”.

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)	0,00002699

3.3 TARIFAS POR ATIVIDADE 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 atividade de Gestão Técnica Global do sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão

associados de coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

Com a revisão² 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 elétrica em regime ordinário.

Adicionalmente, e na sequência da revisão³ do Regulamento Tarifário de dezembro de 2010, a parcela II da UGS apresenta 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Às centrais de produção de energia elétrica 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 m³).

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 m³ e o preço da parcela II< relativo às entregas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

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 respetivos 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)	0,00051862

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

² Despacho n° 4 878/2010, de 18 de Março.

³ Despacho n° 19 340/2010, de 30 de Dezembro.

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>)	0,00007612
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,824
Preço aplicável aos ORD ($\alpha * TW_{UGS2>}$)	0,00006274

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<)	0,00061346
α - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,824
Preço aplicável aos ORD ($(1-\alpha) * TW_{UGS2<}$)	0,00010779

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	
Energia (EUR/kWh)	0,00051862
Entregas a clientes em Alta Pressão	
Energia (EUR/kWh)	0,00059474
Entregas aos operadores de redes de distribuição	
Energia (EUR/kWh)	0,00068915

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 atividade 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, o

armazenamento subterrâneo (Cariço). 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).

A partir de outubro de 2012, parte da capacidade nas interligações internacionais é oferecida através de leilões de capacidade, com produtos anuais e mensais, acordado entre os reguladores e operadores de rede de transporte no espaço ibérico, no contexto da Iniciativa Regional do Mercado de Gás do Sul. A capacidade de interligação oferecida neste mecanismo será feita de forma agregada nas duas interligações, num único ponto virtual de capacidade.

O preço de capacidade fixado será aplicado à quantidade reservada mensalmente pelos agentes de mercado nos referidos leilões. O preço de capacidade corresponde ao preço de capacidade utilizada fixado para a tarifa base de uso da rede de transporte correspondente. Este ponto virtual de ligação corresponde a um ponto de entrada e um ponto de saída da RNTGN, para além dos pontos de entrada e saída já identificados.

Adicionalmente serão oferecidos produtos de capacidade interruptível, com preços de capacidade inferiores aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme. O preço da capacidade interruptível será de 80% do preço da capacidade firme. A redução do preço da capacidade interruptível foi determinada tendo por base o custo que um agente de mercado incorre ao ter de gerir o risco de interrupção da capacidade, mediante a utilização do armazenamento subterrâneo. Desta forma, estimou-se, por um lado, uma redução de aproximadamente 3,8% por cada dia de interrupção e por outro lado, 5 dias de probabilidade de interrupção.

Continua-se a adotar um idêntico preço de entrada nas interligações e no Terminal de Sines, na medida em que para estes pontos de entrada os custos incrementais médios de longo prazo são semelhantes.

Relativamente ao armazenamento subterrâneo adota-se um preço de entrada mais reduzido, em linha com o custo incremental de longo prazo deste ponto de entrada.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais (incluindo o ponto virtual de interligação) enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e energia. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações predominantemente em contra-fluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo. Adicionalmente importa acrescentar que, quer nas entregas a clientes em AP, quer às redes de distribuição, não são adotados 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 respetivos custos incrementais. Aplica-se um fator de escalamento multiplicativo a esses custos incrementais para 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 2012-2013” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

O Quadro 3-14 e Quadro 3-15 apresentam os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os pontos de entrada da rede de transporte.

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

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

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (ponto de entrada)

USO DA REDE DE TRANSPORTE no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (Entrada na RNTGN)	
Interligações internacionais (ponto virtual de capacidade)	PREÇOS
Capacidade firme no ponto de entrada EUR/(kWh/dia)/mês	0,008580

O Quadro 3-16 e Quadro 3-17 apresentam os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os vários pontos de saída da rede de transporte.

Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
Interligações internacionais (Campo Maior)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Interligações internacionais (Valença)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Terminal de GNL (Sines)	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00000000
Cientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,023440
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00028689
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001907
Redes de Distribuição	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,023440
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00028689
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001907
Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00210477

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (ponto de saída)

USO DA REDE DE TRANSPORTE no âmbito de mecanismos conjuntos de atribuição de capacidade nas interligações (Saída da RNTGN)	
Interligações internacionais (ponto virtual de capacidade)	PREÇOS
Capacidade firme no ponto de saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,000000

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.

Os preços da opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes de alta pressão foram obtidos de modo a que a opção entre a tarifa base e a de curtas utilizações seja indiferente para um cliente cuja

modulação corresponda a um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes de alta pressão.

O Quadro 3-18 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 3-18 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de entrada

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

O Quadro 3-19 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 3-19 - Preços da tarifa de curtas durações de Uso da rede de Transporte por ponto de saída

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

O Quadro 3-20 apresenta os preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP.

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES (por ponto de saída)	
Clientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,007032
Energia Fora de Vazio (EUR/kWh)	0,00215170
Energia de Vazio (EUR/kWh)	0,00001907

3.4 TARIFAS POR ATIVIDADE 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 atividade 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 fatores 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 3-21 e no Quadro 3-22.

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 3-23, resultam da soma das diferentes parcelas nos segmentos de clientes onde se aplicam.

Quadro 3-21 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS I _{ORD}				0,00054512
MP	Diária			0,00054550
	Diária Curtas Utilizações			0,00054550
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00054550
		≥ 100.001		0,00054550
BP>	Diária			0,00054735
	Diária Curtas Utilizações			0,00054735
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00054735
		≥ 100.001		0,00054735
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00054735
		Escalão 2	221 - 500	0,00054735
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00054735
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00054735

Quadro 3-22 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS II _{>ORD}				0,00007706
UGS II _{<ORD}				-0,00033287
MP	Diária			0,00007711
	Diária Curtas Utilizações			0,00007711
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00007711
		≥ 100.001		0,00007711
BP>	Diária			0,00007737
	Diária Curtas Utilizações			0,00007737
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00007737
		≥ 100.001		0,00007737
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00033424
		Escalão 2	221 - 500	-0,00033424
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00033424
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00033424

Quadro 3-23 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Tarifas	Leitura	Escalão	(m ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
MP	Diária			0,00062261
	Diária Curtas Utilizações			0,00062261
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00062261
			≥ 100.001	0,00062261
BP>	Diária			0,00062473
	Diária Curtas Utilizações			0,00062473
	Mensal		10 000 - 100 000	0,00062473
			≥ 100.001	0,00062473
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00021312
		Escalão 2	221 - 500	0,00021312
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00021312
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00021312

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 para 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 fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos e tendo por base os perfis de consumo.

Quadro 3-24 - 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 ³ /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT _{ORD}				0,00130282
MP	Diária			0,00130374
	Diária Curtas Utilizações			0,00130374
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00130374
		≥ 100.001		0,00130374
BP>	Diária			0,00130817
	Diária Curtas Utilizações			0,00130817
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00130817
		≥ 100.001		0,00130817
BP<	Outra	Escalão 1		0,00130817
		Escalão 2		0,00130817
		Escalão 3		0,00130817
		Escalão 4		0,00130817

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 atividade 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 fatores 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 respetivos custos incrementais, por aplicação de um fator de escala multiplicativo aos custos incrementais, apresentados no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2012-2013”.

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 3-25. Nas entregas em MP de destacar a existência de uma tarifa base e de uma tarifa de curtas utilizações, ambas disponíveis para clientes com leitura diária.

Os preços da opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes em média pressão foram obtidos de modo a que a opção entre a tarifa base e a de curtas utilizações seja indiferente para um cliente cuja modulação corresponda a um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes em média pressão.

Quadro 3-25 - 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	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	
URD _{MP}				373,04	373,04	0,00068039	0,00001622	0,050384
MP	Diária			373,04		0,00068039	0,00001622	0,050384
	Diária Curtas utilizações			373,04		0,00591937	0,00001622	0,010077
	Mensal		10 000 - 100 000		375,54	0,00874190	0,00807774	
			≥ 100.001		543,23	0,00440109	0,00373692	
BP>	Diária					0,00340726	0,00001628	
	Diária Curtas utilizações					0,00340726	0,00001628	
	Mensal		10 000 - 100 000			0,00340726	0,00001628	
			≥ 100.001			0,00340726	0,00001628	
BP<	Outra	Escalação 1	0 - 220				0,00328131	
		Escalação 2	221 - 500				0,00328131	
		Escalação 3	501 - 1 000				0,00328131	
		Escalação 4	1 001 - 10 000				0,00328131	

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 m³ (BP >) apresentam-se no Quadro 3-26.

Nas entregas em BP> de destacar a existência de uma nova tarifa de curtas utilizações, para clientes com leitura diária. Os preços da opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes em baixa pressão foram obtidos de modo a que a opção entre a tarifa base e a de curtas utilizações seja indiferente para um cliente cuja modulação corresponda a um número de dias equivalente a metade da utilização média dos clientes em baixa pressão. A redução aplicada ao preço de capacidade utilizada é idêntica à utilizada em média pressão.

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de URD em BP >

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)	
URD _{BP>}				123,86	123,86	0,00497570	0,00009258	0,053416
BP>	Diária			123,86		0,00497570	0,00009258	0,053416
	Diária Curtas Utilizações			123,86		0,01243925	0,00009258	0,010683
	Mensal		10 000 - 100 000		211,41	0,01352226	0,00863914	
			≥ 100.001		426,61	0,00842719	0,00354408	

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 m³ (BP <) apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 3-27 - Preços da tarifa de URD em BP <

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <							
Tarifas	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
			Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
			Diária	Mensal			
				(EUR/mês)	(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
URD _{BP<}				0,22	0,00831205	0,00009258	0,053416
BP<	Escalão 1	0 - 220		0,22	0,03416967		
	Escalão 2	221 - 500		0,91	0,03055312		
	Escalão 3	501 - 1 000		2,23	0,02696321		
	Escalão 4	1 001 - 10 000		2,32	0,02623320		

3.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tendo em consideração a extinção gradual das tarifas reguladas para os consumidores com consumo anual inferior a 10 000 m³, estabelecida através do Decreto-Lei n.º 74/2012 de 26 de março de 2012, as tarifas de Energia e tarifas de Comercialização serão na sua totalidade tarifas transitórias a partir do dia 1 de janeiro de 2013.

3.5.1 TARIFA DE ENERGIA DA ATIVIDADE 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 reflete o custo previsto para o aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2012-2013, bem como o custo com a utilização das infraestruturas da RNTIAT (terminal de receção de GNL, armazenamento subterrâneo e termo de

entrada do uso da rede de transporte). Adicionalmente a tarifa reflete 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 atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de aprovisionamento de energia.

Quadro 3-28 - Tarifa de Energia da atividade 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)	0,02911122

3.5.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 m³

Os preços da tarifa de Energia da atividade de Comercialização de último recurso retalhista aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m³, para o ano gás 2012-2013, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 3-29 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS	
Baixa Pressão < 10 000 m ³ (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,02923064
	Escalão 2	0,02923064
	Escalão 3	0,02923064
	Escalão 4	0,02923064

A partir de 1 de janeiro de 2013 a tarifa de Energia assume carácter transitório para todos os fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³. A tarifa de energia do Escalão 3 e Escalão 4 é uma tarifa transitória, sendo aplicável no primeiro trimestre do ano gás 2012-2013 (terceiro trimestre de 2012).

3.5.3 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³

Os preços da tarifa transitória de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³, para o primeiro trimestre do ano gás 2012-

2013 (terceiro trimestre de 2012), apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-30 - Tarifa transitória de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03636008
Baixa Pressão > 10 000 m ³ (EUR/kWh)	0,03648370

3.5.4 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO A GRANDES CLIENTES

Os preços da tarifa transitória de Energia da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes, para o primeiro trimestre do ano gás 2012-2013 (terceiro trimestre de 2012), apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de montante com a energia.

Quadro 3-31 - Tarifa transitória de Energia da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,03636008

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 m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão. Como tal, aos grandes clientes do comercializador de último recurso grossista apenas se aplicam tarifas em Média Pressão.

3.5.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 10 000 M³

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 m³ deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de último recurso retalhista, recuperando os custos associados.

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização em BP< (consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano). A partir de 1 de janeiro de 2013 a tarifa de Comercialização assume caráter transitório para todos os fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 3-32 - Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,17
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00053299

3.5.6 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEL AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

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 m³, devem proporcionar os proveitos da atividade 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 m³ por ano.

Quadro 3-33 - Tarifa transitória de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³ por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,02
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00098881

3.5.7 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DA ATIVIDADE 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 atividade 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 3-34 - Tarifa transitória de Comercialização da atividade de Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	500,00
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00079413

3.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem no ano gás 2012-2013.

3.6.1 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 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2012-2013

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	0,000806	0,000538	0,023440	0,00077063
Curtas utilizações	0,002670	0,000538	0,007032	0,00023119

Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2012-2013

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	0,000882	0,000614	0,023440	0,00077063
Curtas utilizações	0,002746	0,000614	0,007032	0,00023119

Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2012-2013

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	0,000976	0,000708	0,023440	0,00077063

3.6.2 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 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2012-2013

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m ³ /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		373,04	0,002607	0,001943	0,050384	12,2642	0,00165648
Curtas utilizações		373,04	0,007846	0,001943	0,010077	12,2642	0,00033130
Mensal	10 000 - 100 000	375,54	0,010668	0,010004		12,3465	
	≥ 100.001	543,23	0,006327	0,005663		17,8595	

Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2012-2013

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO							
Opção tarifária	(m ³ /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		123,86	0,010316	0,002042	0,053416	4,0720	0,00175614
Curtas utilizações		123,86	0,017779	0,002042	0,010683	4,0720	0,00035123
Mensal	10 000 - 100 000	211,41	0,018862	0,010588		6,9505	
	≥ 100.001	426,61	0,013767	0,005493		14,0256	

Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ por ano a vigorarem no ano gás 2012-2013

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	0,22	0,038972	0,0073
Escalão 2	221 - 500	0,91	0,035356	0,0300
Escalão 3	501 - 1 000	2,23	0,031766	0,0732
Escalão 4	1 001 - 10 000	2,32	0,031036	0,0761

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 m³) 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 m³) podem optar pelas tarifas de AP.

3.6.3 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 receção de GNL a partir de transporte por rodovia são considerados um ponto de entrega da rede de transporte, faturando-se o acesso (tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso Global do Sistema) através de uma regra de faturação 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 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2012-2013

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
Tarifa de Acesso às Redes	0,00269951
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00210477
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00059474

3.7 TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O Decreto-Lei n.º 66/2010 que extingue as tarifas de venda a clientes finais com consumo anual acima de 10 000 m³ 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 atualizada trimestralmente.

O Decreto-Lei n.º 74/2012 estabelece que os comercializadores de último recurso poderão aplicar as tarifas transitórias aos clientes com consumos anuais acima de 10 000 m³ até ao dia 31 de dezembro de 2012.

O Decreto-Lei n.º 74/2012 determina também a extinção das tarifas de venda a clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, estabelecendo um regime transitório de 1 de julho de 2012 a 31 de dezembro de 2014 para os clientes com um consumo anual de gás superior a 500 m³ e inferior ou igual a 10 000 m³, e um período transitório de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m³. Durante o período de aplicação das tarifas transitórias os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador no mercado livre.

As tarifas transitórias são calculadas por soma das tarifas por atividade apresentadas nos quadros anteriores, a saber: tarifas de Acesso às Redes, tarifas transitórias de Energia e tarifas transitórias de Comercialização.

Estes preços poderão ser revistos com uma periodicidade mínima trimestral. No caso dos clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m³ o mecanismo de revisão trimestral apenas poderá ser aplicado a partir de 1 de janeiro de 2013.

3.7.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO INFERIOR OU IGUAL A 500 M³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m³. Estas tarifas passarão a ser tarifas transitórias a partir do dia 1 de janeiro de 2013.

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,49	0,0731	0,0820
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0669	0,1218

Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,80	0,0690	0,0920
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1218

Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,80	0,0690	0,0920
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1218

Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,08	0,0717	0,0685
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1218

Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	1,94	0,0708	0,0638
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0660	0,1218

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	1,94	0,0701	0,0638
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0660	0,1218

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,80	0,0690	0,0920
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1218

Quadro 3-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	2,80	0,0690	0,0920
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1218

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0	- 220	1,94	0,0704	0,0638
Escalão 2	221	- 500	3,70	0,0666	0,1218

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					SONORGÁS
Escalação	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0	- 220	2,80	0,0690	0,0918
Escalação 2	221	- 500	3,70	0,0642	0,1214

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP < 500 m ³ /ano					TAGUSGÁS
Escalação	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0	- 220	2,45	0,0720	0,0802
Escalação 2	221	- 500	3,70	0,0666	0,1214

3.7.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO SUPERIOR A 500 m³ E INFERIOR OU IGUAL A 10 000 m³

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para os clientes com um consumo anual de gás natural superior a 500 m³ e inferior ou igual a 10 000 m³, a vigorarem no 3º trimestre de 2012.

Quadro 3-53 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					BEIRAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 3	501	- 1 000	5,54	0,0565	0,1820
Escalação 4	1 001	- 10 000	5,93	0,0565	0,1951

Quadro 3-54 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					DIANAGÁS
Escalação	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 3	501	- 1 000	5,54	0,0606	0,1820
Escalação 4	1 001	- 10 000	5,93	0,0597	0,1951

Quadro 3-55 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0606	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0597	0,1951

Quadro 3-56 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0606	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0521	0,1951

Quadro 3-57 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0569	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0569	0,1951

Quadro 3-58 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0593	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0581	0,1951

Quadro 3-59 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0606	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0597	0,1951

Quadro 3-60 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0606	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0597	0,1951

Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0578	0,1820
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0562	0,1951

Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0606	0,1815
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0597	0,1946

Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 500 m ³ /ano e < 10.000 m ³ /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 3	501 -	1 000	5,54	0,0578	0,1815
Escalão 4	1 001 -	10 000	5,93	0,0562	0,1946

3.7.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m³

No quadro seguinte 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 m³, a vigorarem no 3º trimestre de 2012.

Note-se que ao abrigo do Artigo 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 m³) podem optar pelas tarifas de Média Pressão.

Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m³ a vigorarem no 3º Trimestre de 2012

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m ³ ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /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		127,88	0,047788	0,039514	0,053416	4,2041	0,00175614
Mensal	10 000 - 100 000	215,43	0,056335	0,048061		7,0826	
	100 001 - 1 000 000	430,63	0,051240	0,042966		14,1578	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m ³ /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		377,06	0,039956	0,039291	0,050384	12,3964	0,00165648
Curtas utilizações		377,06	0,045195	0,039291	0,010077	12,3964	0,00033130
Mensal	10 000 - 100 000	379,56	0,048017	0,047353		12,4786	
	100 001 - 2 000 000	547,24	0,043676	0,043012		17,9916	

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

No quadro seguinte apresentam-se os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista, a vigorarem no 3º Trimestre de 2012.

São apresentadas as tarifas apenas para clientes finais em média pressão porque os clientes ligados em Alta Pressão encontram-se na sua totalidade a ser fornecidos no mercado livre.

Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso grossista a vigorarem no 3º Trimestre de 2012

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2.000.000 m ³ 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	873,04	0,039761	0,039097	0,050384	28,7026	0,00165648
Curtas utilizações	873,04	0,045000	0,039097	0,010077	28,7026	0,00033130

3.8 TARIFA SOCIAL

A situação de crescente incremento dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado do gás natural justificam a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis. Neste sentido, a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno de gás natural, cuja transposição para o ordenamento jurídico nacional ocorreu através do Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de Junho, estabelece que os Estados-Membros definam o conceito de clientes vulneráveis, que poderá,

designadamente, integrar as situações de pobreza energética. Cada Estado-Membro deve também aprovar medidas adequadas à proteção dos clientes vulneráveis.

Uma das formas de proteger os consumidores vulneráveis, na sua perspetiva de insuficiência económica, é garantir o seu acesso ao fornecimento de gás natural a preços razoáveis, independentemente de quem seja o prestador do serviço. A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de gás natural que se encontrem numa situação de carência socioeconómica pode ser uma das medidas a adotar, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas.

É neste quadro que o Governo aprovou o Decreto-Lei n.º 101/2011 que cria a tarifa social de Acesso às Redes. Neste diploma estabelece-se que os beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família para crianças e jovens e da pensão social de invalidez poderão usufruir de uma tarifa social de gás natural. Esta decisão é orientada pelo facto de serem as situações de carência socioeconómica que motivam a atribuição de recursos mínimos de sobrevivência ou complementares, como mecanismos de combate à pobreza ou de apoio social.

Adicionalmente o diploma estabelece que os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social serão inevitavelmente consumidores domésticos, que sejam titulares de um contrato de fornecimento de gás natural para a sua habitação permanente e que o seu consumo anual deve ser igual ou inferior a 500 m³. Cada cliente economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de gás natural em baixa pressão. O limiar de consumo anual é considerado adequado para este efeito, correspondendo a um segmento de clientes muito significativo.

O modelo de proteção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de Acesso às Redes em baixa pressão permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho.

Para além da tarifa social de Acesso às Redes a ERSE estabelece tarifas sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso.

Uma vez que a decisão relativa à definição do referido desconto a aplicar aos clientes se insere no âmbito da política energética nacional, sem prejuízo da sua componente social, o valor do desconto a considerar no processo de fixação das tarifas de gás natural para o ano seguinte é calculado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa de venda a clientes finais social definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Assim sendo e considerando o referido enquadramento, o Despacho n.º 1712/2012 estabelece que para o ano gás 2012-2013 o limite

máximo da variação da tarifa de venda a clientes finais social dos comercializadores de último recurso é de 2,25 %.

Para se obter o referido desconto na tarifa de Acesso às Redes, a ERSE adota a seguinte metodologia:

- Anula o termo fixo da tarifa de Acesso às Redes, maximizando assim o desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás natural. A anulação do termo fixo da tarifa de Acesso às Redes não implica a anulação do termo fixo da tarifa social de Venda a Clientes Finais, dado que esta tarifa inclui ainda o termo fixo de comercialização, não sujeito a desconto.
- Aplica um desconto no preço de energia da tarifa de Acesso às Redes calculado de forma que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso seja de 2,25 %.

No Quadro 3-66 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-66 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes

	Energia (€/kWh)	Tfixo (€/mês)
Escalão 1 (0 a 220 m ³)	0,007059	0,22
Escalão 2 (220 a 500 m ³)	0,004825	0,91

Estes descontos são aplicados na tarifa social de Acesso às Redes e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

Os procedimentos, os modelos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social são os estabelecidos na Portaria n.º 1334/2010, de 31 de Dezembro, aplicáveis com as devidas alterações. Adicionalmente, presume-se atribuída a condição de cliente final economicamente vulnerável a todos os clientes que demonstrem já ter obtido condição equivalente no âmbito do sector elétrico.

Por fim, os comercializadores de gás natural devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis na documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes de gás natural fornecidos em baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 500 m³.

3.8.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, aplica-se a tarifa social de Acesso às Redes.

No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2012-2013, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-67 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO					
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)		
Escalão 1	0 - 220	0,00	0,031913		0,0000
Escalão 2	221 - 500	0,00	0,030531		0,0000

3.8.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos comercializadores de último recurso, aplicáveis aos consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem de Junho de 2012 a Junho de 2013, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-68 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)		
Escalão 1	0 - 220	2,27	0,0660		0,0747
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0621		0,0919

Quadro 3-69 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)		
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0619		0,0848
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594		0,0919

Quadro 3-70 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0619	0,0848
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594	0,0919

Quadro 3-71 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				EDPGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,86	0,0646	0,0612
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594	0,0919

Quadro 3-72 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,72	0,0637	0,0566
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0612	0,0919

Quadro 3-73 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,72	0,0630	0,0566
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0612	0,0919

Quadro 3-74 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0619	0,0848
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594	0,0919

Quadro 3-75 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0619	0,0848
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594	0,0919

Quadro 3-76 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	1,72	0,0633	0,0566
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0618	0,0919

Quadro 3-77 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,58	0,0619	0,0848
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0594	0,0919

Quadro 3-78 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,23	0,0649	0,0732
Escalão 2	221 - 500	2,79	0,0618	0,0919

4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2012-2013

4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os Artigos 53.º, 93.º, 161.º e 222.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelecem, respetivamente, 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.

A regulamentação aprovada pela ERSE (RRC e Diretiva n.º 2/2011) estabelece ainda que compete à ERSE a fixação anual dos seguintes parâmetros de regulação associados ao cálculo dos encargos de ligação às redes:

- Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m³.
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

As propostas das empresas apresentadas à ERSE defendem a manutenção dos preços e parâmetros atualmente em vigor no ano gás 2012-2013, com as seguintes exceções:

- Aumento de 2,2% no valor adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento.
- Aumento de 55% no preço da leitura extraordinária.

As empresas justificam a manutenção da generalidade dos preços da seguinte forma:

- Os preços praticados pelos prestadores de serviços não sofreram alterações relevantes.

- A regulamentação aplicável às ligações às redes é muito recente, não se justificando alterar os parâmetros aprovados pela ERSE em 2011, através da Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho.

À semelhança do que tem vindo a acontecer em anos anteriores, as propostas apresentadas pelas empresas não apresentam o grau de fundamentação que seria desejável para a aprovação dos preços dos serviços regulados para vigorarem no ano gás 2012-2013. Espera-se que esta situação seja alterada no futuro com um investimento maior por parte das empresas reguladas na justificação detalhada das suas propostas.

4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2012-2013

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

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento atualmente em vigor tiveram em conta o parecer unânime do Conselho Tarifário de 17 de maio de 2010 que recomendava que os preços dos serviços regulados devem refletir a totalidade dos custos.

Para o ano gás 2012-2013, os operadores das redes de distribuição propõem a manutenção dos preços atualmente em vigor, com exceção do adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento para o qual propõem um aumento de 2,2%. Deste modo, os operadores de redes consideram que fica assegurado que este preço reflete a totalidade dos custos associados à sua prestação.

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 de aproximar os preços destes serviços aos custos associados à sua prestação, a ERSE considera aceitável o aumento de 2,2% proposto pelas empresas para o adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento de gás natural.

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2012-2013 são os indicados no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2012-2013)

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Interrupção de fornecimento:	17,01	17,01	17,01	0%
	Restabelecimento do fornecimento:				
	Dia útil (8 às 18h)	25,51	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18 às 20h)	30,32	30,32	30,32	0%
	Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento	9,60	9,81	9,81	2,2%

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 atualmente em vigor. Deste modo, os encargos com a rede a construir no ano gás 2012-2013 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2012-2013)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Troço do ramal de distribuição que excede o comprimento máximo (€/m)	30,90	30,90	30,90	0%
Rede a construir (€/m)	49,50	49,50	49,50	0%

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.

De acordo com a informação prestada pelas empresas, os custos de prestação do serviço de leitura extraordinária apresentam uma dispersão significativa, variando entre 10 euros e 15,75 euros, conforme pode ser observado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Custos de prestação do serviço de leitura extraordinária

Unidades:EUR

Serviço	Tagusgás	Portgás	Setgás	Lisboagás	Duriensegás	Medigás
Custo de leitura extraordinária	15,75	10,00	13,50	14,17	14,34	10,00

O valor do custo indicado para a Lisboagás Distribuição corresponde a 14,17 euros. Considerando que a prestação deste serviço ocorre sobretudo na área de intervenção desta empresa, os operadores das redes de distribuição propõem este valor (14,17 euros) para o preço do serviço de leitura extraordinária a vigorar no ano gás 2012-2013.

A proposta dos operadores das redes representa um aumento de 55% face ao valor atualmente em vigor, não apresentando justificações para a dispersão verificada nos custos de prestação deste serviço regulado.

Considerando o Parecer do Conselho Tarifário e o facto da prestação do serviço de leitura extraordinária ocorrer sobretudo na área de intervenção da LisboaGás Distribuição, o preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2012-2013 assume o valor apresentado no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2012-2013)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preço em vigor	Preço proposto pelos ORD	Preço aprovado pela ERSE	
				Preço	Varição face aos preços em vigor (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	9,14	14,17	14,17	55%

Aos valores constantes do Quadro 4-4 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 atualmente em vigor.

A ERSE considera aceitável a proposta apresentada de manutenção dos valores atualmente em vigor, pelo que os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2012-2013 os valores que se apresentam no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m³ (n) (ano gás 2012-2013))

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição face aos preços em vigor (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	1,25	0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	1,85	0%

Os prazos referidos no Quadro 4-5 são contínuos.

4.3.5 FATORES A CONSIDERAR PARA O CÁLCULO DO SOBRECUSTO DE VEICULAÇÃO DE GÁS NATURAL PARA LIGAÇÕES ÀS REDES DE INSTALAÇÕES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 M³

O artigo 95.º do RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³, a suportar pelo requisitante, correspondem ao maior dos seguintes valores:

- Sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados para efeitos de cálculo das tarifas de uso das redes, resultante da ligação da instalação à rede de distribuição.
- Percentagem do custo verificado para a construção da ligação em causa.

A concretização dos princípios estabelecidos no RRC foi efetuada pela ERSE através da Diretiva n.º 2/2011, de 26 de julho, que estabeleceu a fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural e fixou em 20% o valor da percentagem referida no artigo 95.º do RRC.

A fórmula de determinação do sobrecusto de veiculação de gás natural (S_p) é a seguinte:

$$S_p = I_p - F_j \times Q_p$$

em que:

I_p Valor do investimento na ligação à rede (€)

Q_p Caudal anual previsto na instalação a ligar à rede (kWh)

A aplicação da fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural prevê a publicação anual pela ERSE de um fator aplicável a cada nível de pressão (F_j). Os fatores para a baixa e média pressão

foram publicados pela ERSE com a diretiva anteriormente mencionada para vigorar até 30 de junho de 2012, com os seguintes valores:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³) – 0,0366 €/kWh.
- Média Pressão – 0,0176 €/kWh.

A aplicação da metodologia estabelecida na Diretiva n.º 2/2011 aos custos do capital unitário médio global dos operadores das redes de distribuição para baixa e média pressão e às quantidades de consumo consideradas na proposta de tarifas para o ano gás 2012-2013 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2012 e 30 de Junho de 2013:

- Baixa Pressão (> 10 000 m³) – 0,0427 €/kWh.
- Média Pressão – 0,0208 €/kWh.

4.3.6 VALORES DE REFERÊNCIA A CONSIDERAR NO CÁLCULO DOS CUSTOS DE INTEGRAÇÃO DE POLOS DE CONSUMO EXISTENTES NAS REDES DE GÁS NATURAL

O artigo 104.º do RRC prevê a fixação de limites (valores de referência) aos custos a considerar para efeitos tarifários nas operações de integração nas redes de gás natural de polos de consumo existentes.

Para efeitos de integração nas redes de distribuição de gás natural, o n.º 3 do artigo 104.º do RRC prevê as seguintes situações:

- a) Instalações preparadas para utilizar gás natural (posteriores à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de Dezembro).
- b) Instalações não preparadas para utilizar gás natural (anteriores à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de Dezembro).
- c) Instalações não servidas por redes de distribuição de gases combustíveis.

Os valores de referência para as situações descritas nas alíneas a) e b) foram publicados pela primeira vez para vigorarem até 30 de Junho de 2012, através da Diretiva da ERSE n.º 2/2011, de 26 de julho. Nas situações referidas na alínea c) e nos termos estabelecidos no RRC, o máximo de custos aceites para efeitos tarifários corresponde a 95% do valor de referência aplicável às situações previstas na alínea b).

Os valores atualmente em vigor foram aprovados pela ERSE tendo em conta os valores da execução correspondente ao ano de 2009. A informação disponível sobre a execução de 2010 aponta para os seguintes valores:

- 32 437 conversões de instalações (situações correspondentes à alínea a) do n.º 3 do artigo 104.º do RRC) com um custo unitário médio de 787 euros.

- 18 413 reconversões (situações correspondentes às alíneas b) e c) do n.º 3 do artigo 104.º do RRC) com um custo unitário médio de 480 euros.

Os valores dos custos unitários médios obtidos a partir dos valores executados em 2010 representam uma evolução ligeiramente positiva em termos de custos totais aceites para efeitos tarifários. Com efeito, a aplicação de valores de referência idênticos aos custos unitários médios verificados em 2010 ao número de intervenções efetuado no mesmo ano conduz a um montante global a imputar às tarifas inferior cerca de 140 mil euros relativamente ao que resultaria da aplicação dos valores de referência atualmente em vigor.

Considerando o Parecer do Conselho Tarifário que recomenda a manutenção do custo unitário das operações de reconversão (463 euros), os valores a vigorar no ano gás 2012-2013 são os indicados no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - Valores de referência (ano gás 2012-2013)

Unidades:EUR

Valores de referência	Valores em vigor	Preços aprovados pela ERSE	
		Valores	Variação face aos preços em vigor (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 104.º do RRC	463,00	463,00	0%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 104.º do RRC	801,00	787,00	-1,75%

5 ANÁLISE DE IMPACTES

5.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

No presente capítulo apresenta-se o impacte verificado nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano gás 2012-2013.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre 2011-2012 e 2012-2013, é apresentada da Figura 5-1 à Figura 5-7 e do Quadro 5-1 ao Quadro 5-7. Estes preços médios referem-se às entregas de gás natural aos utilizadores das infraestruturas.

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 2011-2012. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2012-2013, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2012-2013 e os respetivos impactes tarifários.

Desta forma identificam-se os efeitos que afetam 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 RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

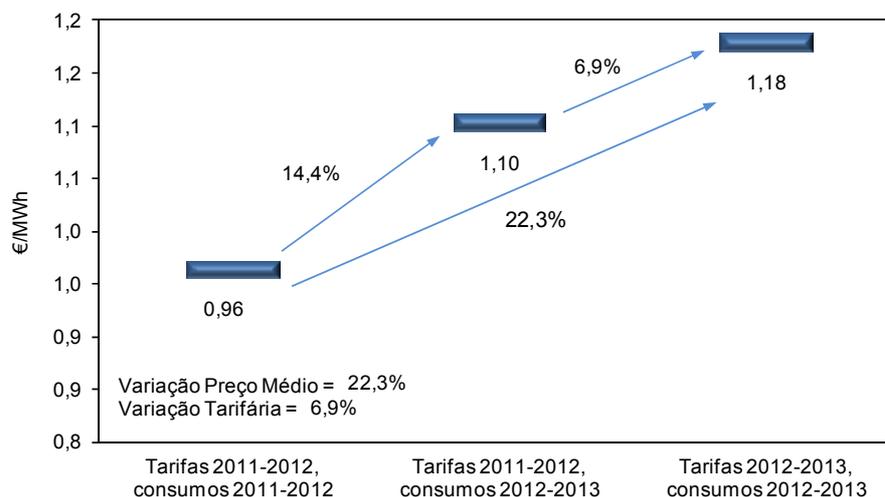
No Quadro 5-1 e na Figura 5-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2012-2013.

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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	39 185	43 586	46 597
Quantidades (GWh)	40 652	39 528	39 528
Preço médio (€/MWh)	0,96	1,10	1,18

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 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



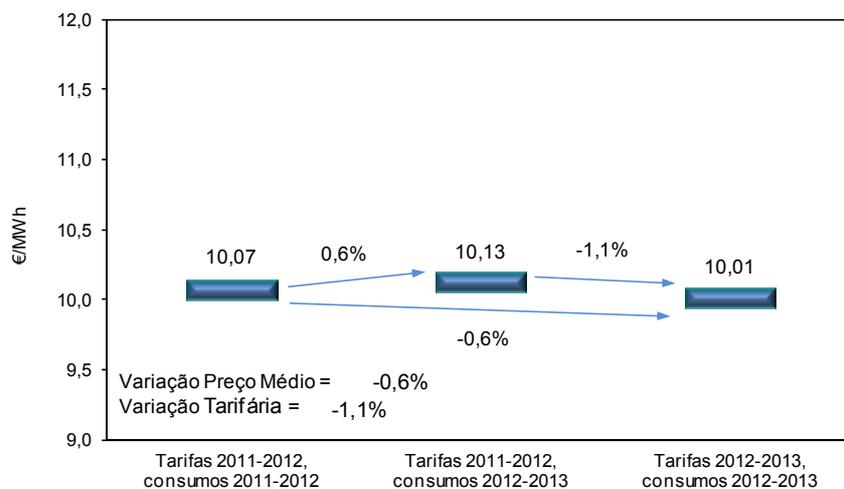
5.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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 2011-2012 para ano gás 2012-2013.

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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	20 863	20 981	20 748
Quantidades (GWh)	2 072	2 072	2 072
Preço médio (€/MWh)	10,07	10,13	10,01

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

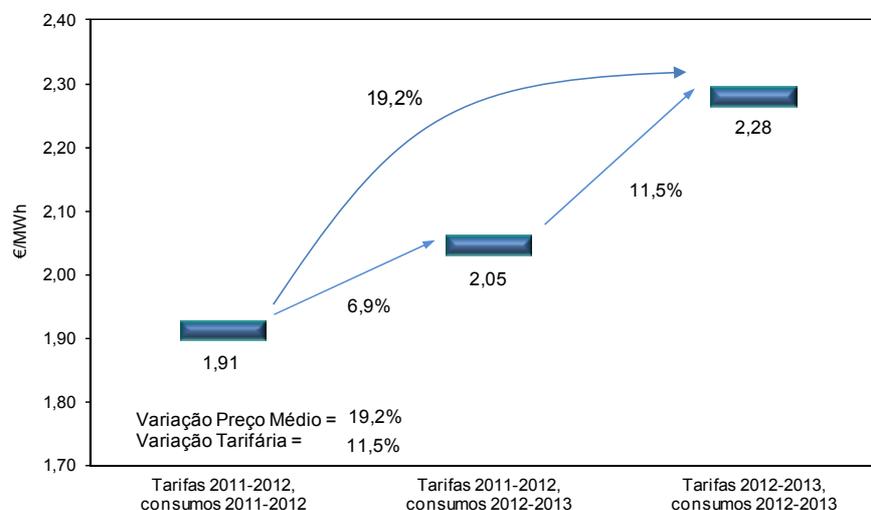
5.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	132 208	122 572	136 652
Quantidades (GWh)	69 134	59 930	59 930
Preço médio (€/MWh)	1,91	2,05	2,28

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

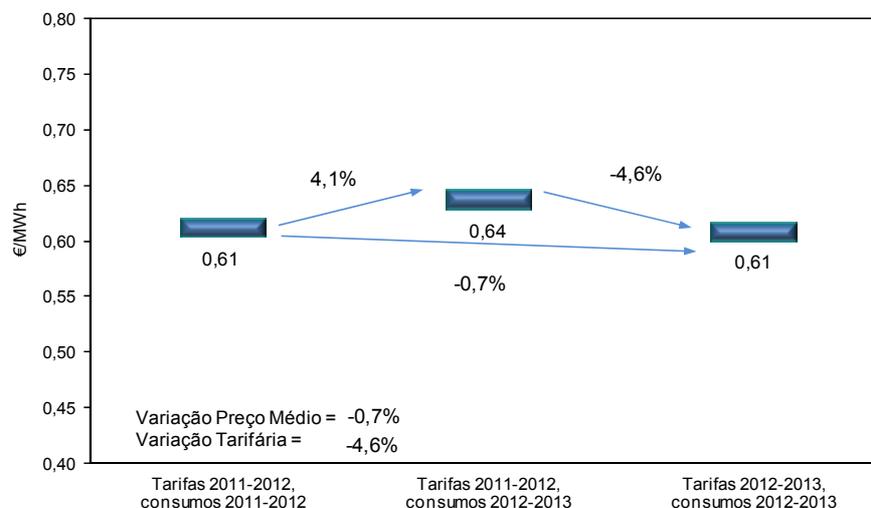


5.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

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 2011-2012 e o ano gás 2012-2013.

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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	42 383	38 235	36 469
Quantidades (GWh)	69 134	59 930	59 930
Preço médio (€/MWh)	0,61	0,64	0,61

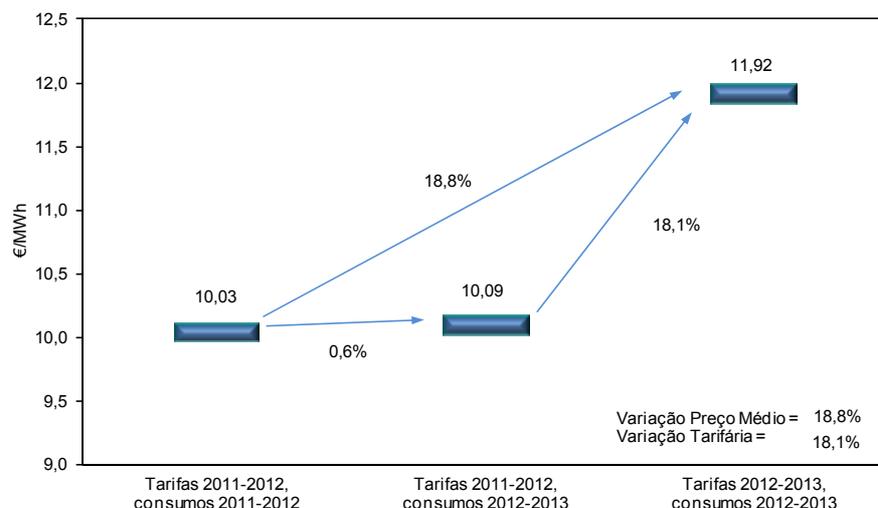
Figura 5-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

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 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	262 613	257 856	304 452
Quantidades (GWh)	26 176	25 551	25 551
Preço médio (€/MWh)	10,03	10,09	11,92

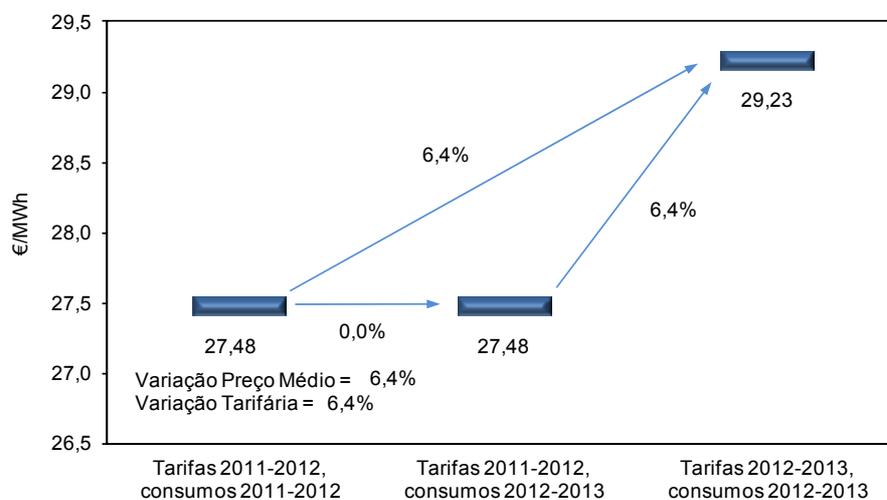
Figura 5-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

5.1.6 TARIFA DE ENERGIA APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

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 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assume carácter transitório.

Quadro 5-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10³ EUR)	116 981	107 246	114 092
Quantidades (GWh)	4 257	3 903	3 903
Preço médio (€/MWh)	27,48	27,48	29,23

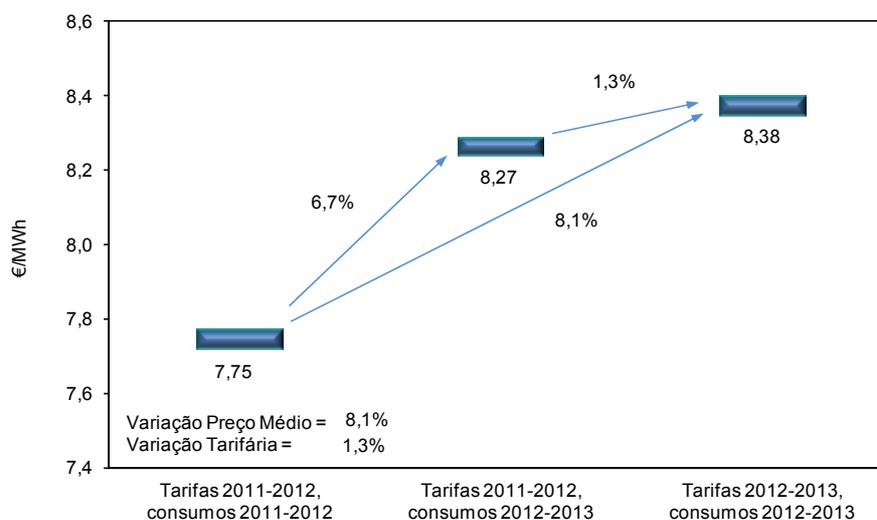
Figura 5-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

5.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

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 m³. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assume carácter transitório.

Quadro 5-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	32 985	32 262	32 690
Quantidades (GWh)	4 257	3 903	3 903
Preço médio (€/MWh)	7,75	8,27	8,38

Figura 5-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³

5.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

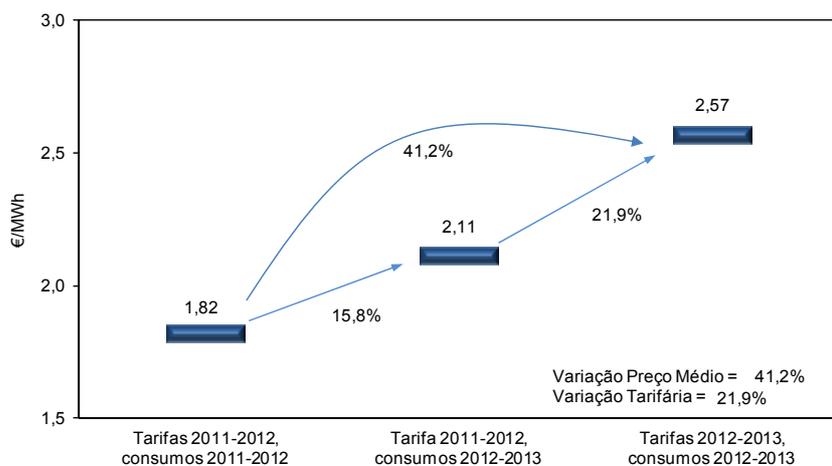
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e para os clientes ligados em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

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 2011-2012 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2011-2012 aplicadas aos consumos do ano gás 2012-2013. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2012-2013.

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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifa 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Proveitos (10 ³ EUR)	50 030	43 565	53 086
Quantidades (GWh)	27 462	20 643	20 643
Preço médio (€/MWh)	1,82	2,11	2,57

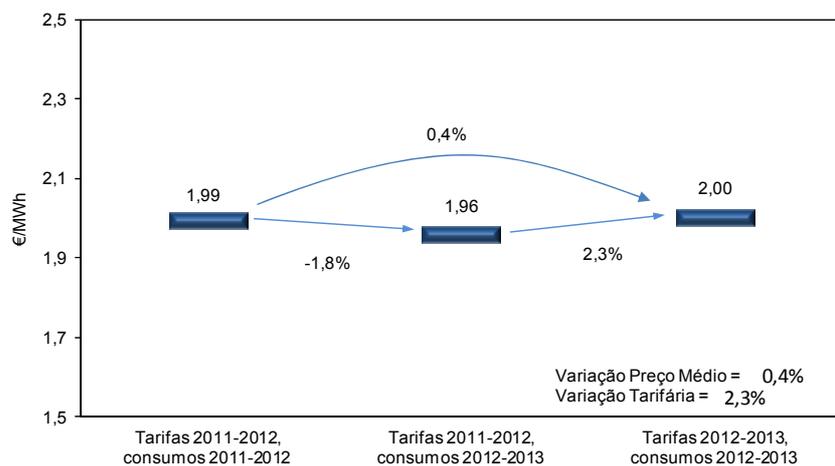
Figura 5-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores



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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Proveitos (10 ³ EUR)	30 798	26 788	27 395
Quantidades (GWh)	15 445	13 686	13 686
Preço médio (€/MWh)	1,99	1,96	2,00

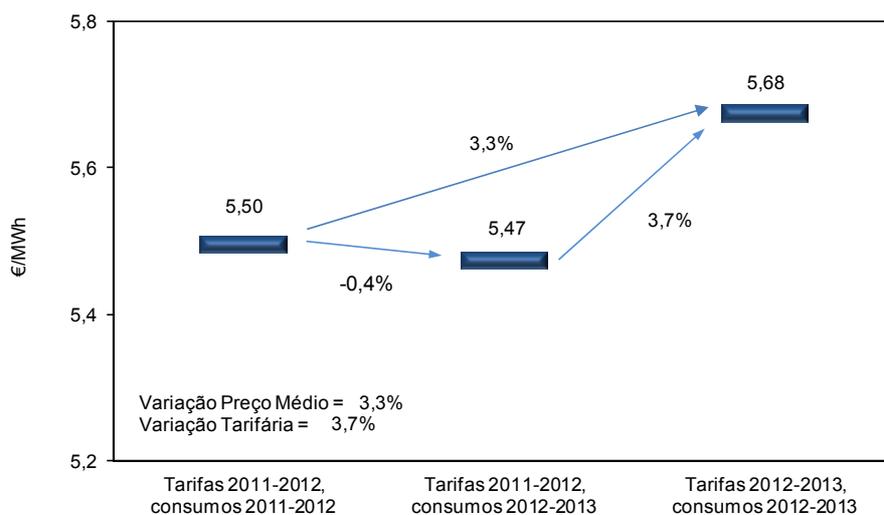
Figura 5-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão



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

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Proveitos (10 ³ EUR)	90 832	87 551	90 788
Quantidades (GWh)	16 529	15 994	15 994
Preço médio (€/MWh)	5,50	5,47	5,68

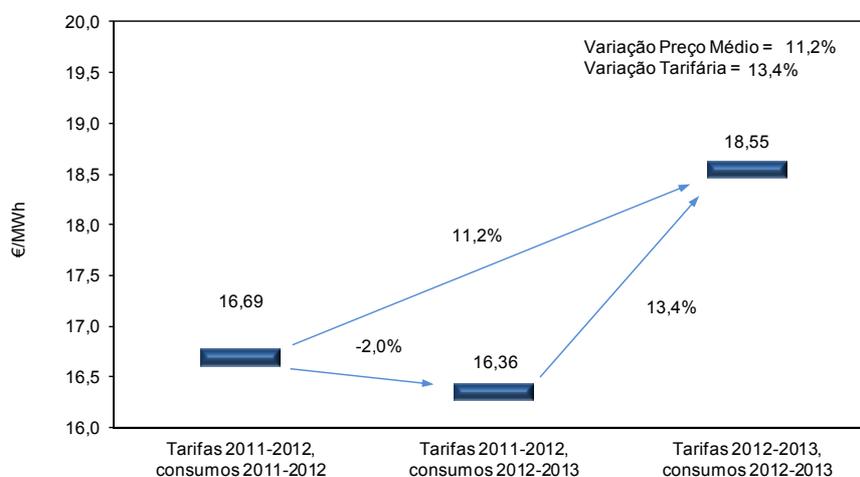
Figura 5-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão



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 m³

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Proveitos (10 ³ EUR)	85 376	83 048	94 210
Quantidades (GWh)	5 116	5 077	5 077
Preço médio (€/MWh)	16,69	16,36	18,55

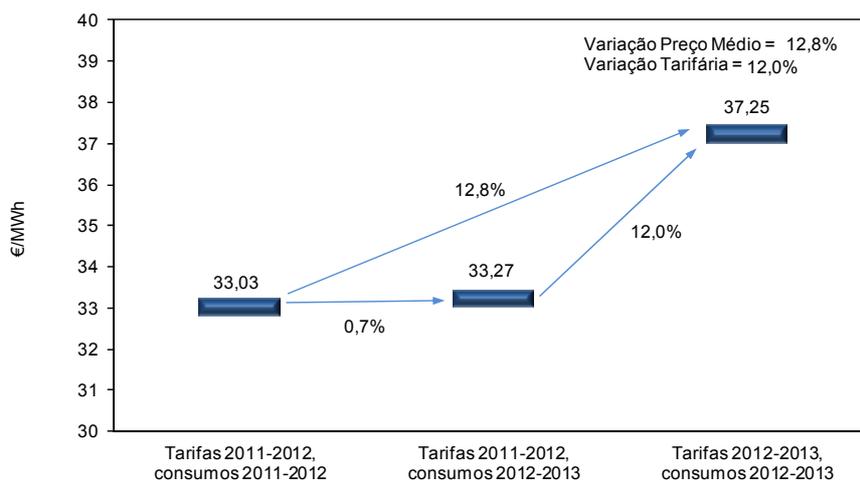
Figura 5-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³



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 m³

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Proveitos (10 ³ EUR)	149 676	149 052	166 892
Quantidades (GWh)	4 531	4 480	4 480
Preço médio (€/MWh)	33,03	33,27	37,25

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 m³



5.2.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2012-2013

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 2012-2013

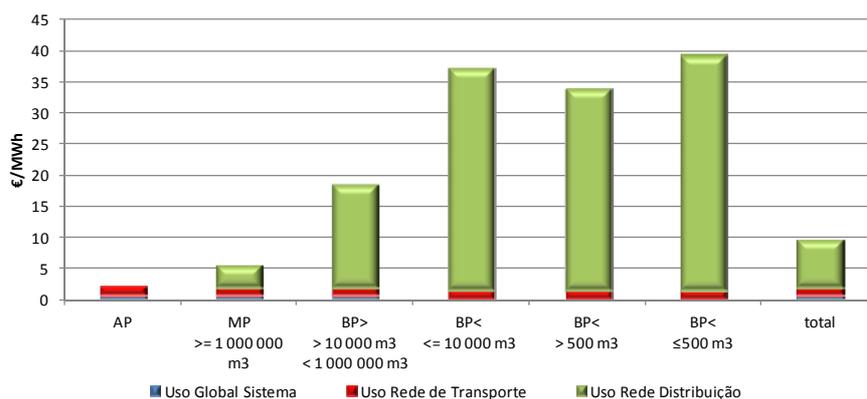
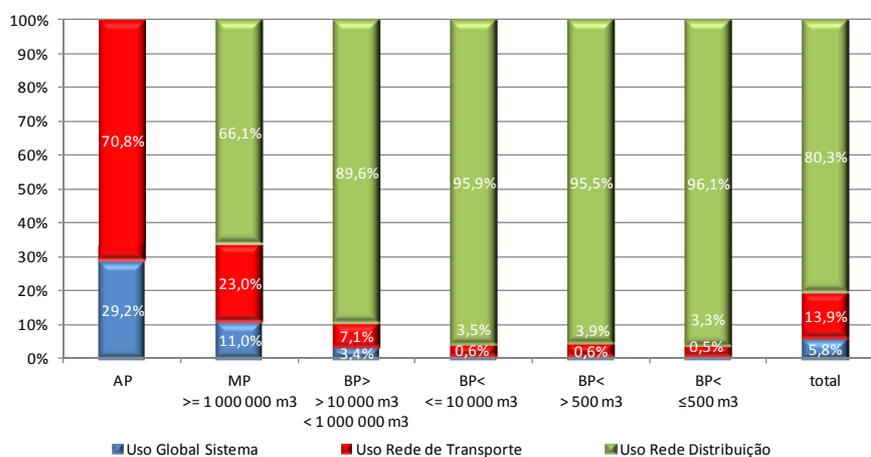


Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012-2013



5.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 500 m³

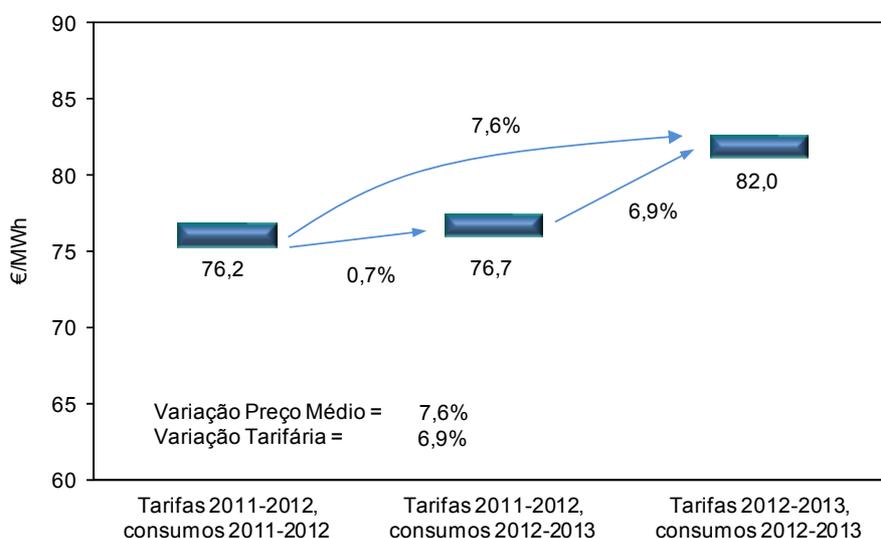
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, representada de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

A evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ 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 500 m³

Estado e características	Tarifas 2011-2012, consumos 2011-2012	Tarifas 2011-2012, consumos 2012-2013	Tarifas 2012-2013, consumos 2012-2013
Receitas (10 ³ EUR)	191 997	183 348	195 931
Quantidades (GWh)	2 520	2 390	2 390
Preço médio (€/MWh)	76,2	76,7	82,0

Figura 5-15 - Preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³

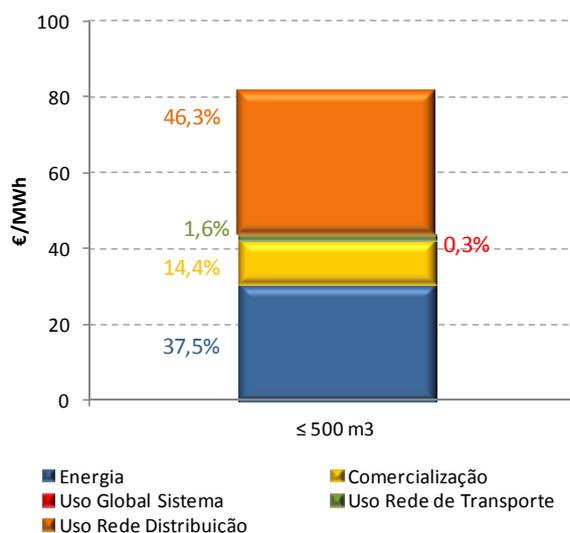


5.4 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2012-2013

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 500 M³

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 500 m³, 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.

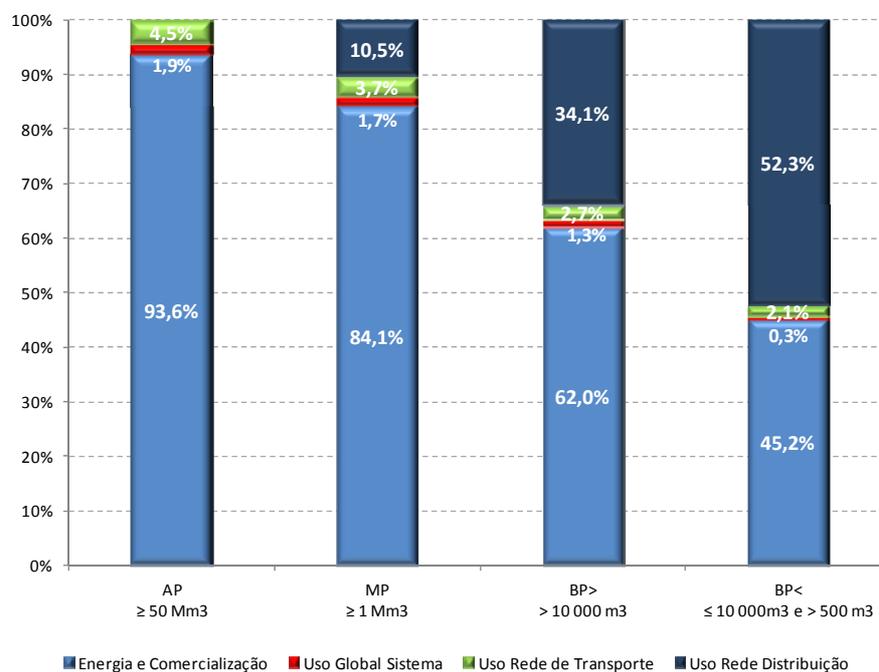
Figura 5-16 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ em 2012-2013



5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS SUPERIORES A 500 M³

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 500 m³, 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 500 m³ em 2012-2013



A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 500 m³, aprovando uma variação trimestral de 7,4%

ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

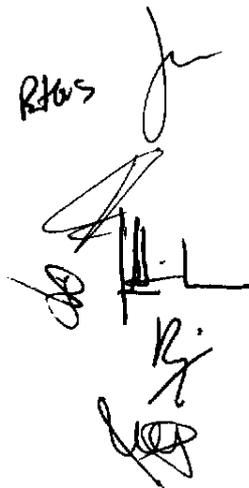
SIGLAS	DEFINIÇÕES
AP	Alta pressão
BP	Baixa pressão
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IVA	Imposto 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, Infraestruturas 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 2012-2013
- Ajustamentos referentes aos anos gás 2010-2011 e 2012 a repercutir em 2012-2013
- Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do sector do gás natural
- Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2012-2013
- Análise dos investimentos do sector do gás natural no ano gás 2012-2013

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”

Rtas


Parecer sobre a
“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2012-2013”

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.*”¹

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 vinculativo² e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário³ uma “*Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2012-2013*” solicitando parecer sobre a mesma.

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 Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário⁴ emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

1. A proposta da ERSE de “*Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2012-2013*”, apresentada num contexto económico adverso e recessivo encerra um acréscimo global médio de:
 - 6,9% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 500 m³/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, válido até 31 dezembro de 2012;
 - 9,7% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m³/ano e superiores a 500 m³/ano, aqui se incluindo outros consumidores, nomeadamente micro, pequenas e médias empresas, válido até 30 setembro de 2012.

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

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

³ Cf. Ref. E-Técnicos/2012/137/PV/Msb, de 16 de Abril.

⁴ Doravante abreviado por CT.

Rto's
jk
A
L
B
A

2. O racional da variação tarifária proposta é justificado pela ERSE, na subida do preço das tarifas de acesso às infra estruturas devido à evolução negativa da procura do gás natural e pelo agravamento do preço do petróleo em euros.
3. Por outro lado, o decreto-lei n.º 74/2012, de 26 de março, determina a calendarização da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores a 10.000 m³/ano, estabelecendo a fixação pela ERSE de tarifas transitórias com fator de agravamento a definir trimestralmente (art.º 4º, pontos 3 e 4).
4. Deste modo as tarifas anteriormente citadas, para os consumidores que permaneçam no mercado regulado, serão revistas trimestralmente, com um fator de agravamento, a partir de 1 de janeiro de 2013 e de 1 de outubro de 2012, respetivamente para os segmentos de consumos até 500 m³/ano e de 500 m³/ano a 10.000 m³/ano.
5. O CT considera inoportáveis aumentos desta dimensão, em especial no presente contexto económico, lembrando que acresce o aumento da taxa de IVA de 6% para 23% desde outubro de 2011, sendo que os consumidores domésticos não repassando o IVA impactam totalmente este aumento, o que se traduz numa perda de poder de compra dos agregados familiares.
6. Como o CT já referia no seu parecer de 16 de maio de 2011, o aumento do preço do GN que abrange micro, pequenas e médias empresas, origina uma espiral inflacionista em resultado da internalização do mesmo na produção de bens e serviços deste segmento de consumidores, com a consequente perda de competitividade das empresas.
7. O CT nota que o segmento de maiores consumidores estando a quase totalidade no mercado liberalizado, por imposição legal decorrente das diretivas europeias, registaram aumentos de preços de gás natural que podem ultrapassar os 35% face a contratos anteriores grande parte decorrente do aumento do preço do GN indexado ao preço do petróleo (principalmente na península ibérica e grande parte na Europa).
8. O CT regista com agrado que a mudança de “ano gás” para “ano civil”, como base do reporte financeiro e operacional por parte das empresas reguladas, permitiu a simplificação do tratamento de dados e apresentação da proposta de tarifário por parte da ERSE.
9. Neste sentido, o CT recomenda que na próxima revisão regulamentar ordinária se pondere também a adoção do “ano civil” como “ano gás tarifário”, pela simplificação que representaria, sendo aliás particularmente compatível com o futuro previsível em que as tarifas a fixar serão apenas as de acesso.

Rto >
[Handwritten signatures and initials]

10. O CT constata manter-se o processo judicial respeitante ao valor dos ativos de cada uma das redes da RNDGN e à interpretação dos Contratos de Concessão da Distribuição, problema a que o CT aludiu em parecer anterior reiterando a recomendação que nos documentos se evitem opiniões subjetivas quanto à posição das partes no âmbito do mesmo.
11. Entende, assim, o CT ser necessário que a ERSE promova, junto do legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente, sugerindo nomeadamente a alteração do modo de fixação do custo de GN; a introdução de limites e critérios quanto ao modo de fixação das taxas de ocupação do subsolo (TOS) pelos municípios e, ainda, a alteração da metodologia de financiamento da tarifa social.
12. Sendo este o último ano do corrente período regulatório, o CT recomenda que, para efeitos de preparação do próximo período, a ERSE inicie desde já, a reflexão sobre a revisão do atual modelo regulatório, facultando antecipadamente ao CT o balanço, ainda que parcial, sobre os primeiros períodos regulatórios, a fim de permitir uma discussão atempada sobre a estabilidade tarifária, a remuneração das empresas, a recuperação dos proveitos, o risco do custo de crédito, as metas de eficiência entre outros.

II - ESPECIALIDADE

A - TARIFAS E COMERCIALIZAÇÃO

A1. - Tarifas transitórias

1. As tarifas transitórias de gás natural a vigorar até à extinção da comercialização de último recurso, são enquadradas pelos Decretos-Lei n.º 66/2010, n.º 77/2011 e n.º 74/2012.
2. O CT destaca que todos os consumidores, independentemente do seu modo de participação no mercado, pagam as tarifas de Acesso às Redes, obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso da Rede de Distribuição (URD).

Retor
[Handwritten signatures and initials]

A.1.1. Segmento de consumidores com consumos anuais inferiores a 500 m³

1. Para os consumidores que permanecerem no mercado regulado, i.e., fornecidos pelos comercializadores de último recurso, são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais fixadas pela ERSE até 31 de dezembro de 2012, as quais são obtidas por soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.
2. De acordo com a ERSE estas tarifas têm um aumento médio de 6,9%, válido até 31 de dezembro de 2012.
3. A partir de janeiro de 2013, para os consumidores deste segmento que continuem a ser abastecidos pelos CURr, serão fixadas pela ERSE tarifas transitórias, calculadas por soma das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas transitórias de Energia e de Comercialização, sendo que estas últimas são objeto de um fator de agravamento, que de momento se desconhece. Acresce, ainda, que estes preços serão revistos com uma periodicidade trimestral.

A.1.2. Segmento de consumidores com consumos anuais inferiores a 10.000 m³ e superiores a 500m³

1. Para os consumidores que permaneçam no mercado fornecido pelos CURr, a ERSE fixou tarifas transitórias, representando um aumento médio de 9,7%, a vigorar no período de 1 de julho a 30 de setembro de 2012, data a partir da qual serão revistas trimestralmente com um fator de agravamento, que igualmente se desconhece.
2. Releva ainda o CT que este segmento de consumidores foi autonomizado, em virtude da legislação supracitada, tendo registado no ano gás transato um aumento de 3,9%.

A.2. Comercializadores de último recurso

1. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, estabelecendo os limites de 31 de dezembro de 2014 para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³, e superiores a 500 m³ e de 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.
2. Deste modo, a partir 31 de dezembro de 2015, os CUR assumirão a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis.

Handwritten notes and signatures:
Bto 3
ju
L
B.

3. O CT não encontrou ainda na presente proposta referências ao futuro dos atuais CURs, cujos custos têm impactos na tarifa UGS, aguardando com expectativa a apresentação de propostas que se baseiam na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas.

A.3. Mercado livre

1. Na contratação em regime de mercado todos os consumidores pagam as tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE e negociam ou recebem propostas de preços de energia e de comercialização por parte dos comercializadores de mercado.
2. A extinção do mercado regulado, determinada legislativamente, pressupõe a migração dos consumidores para o mercado livre. Para esse efeito, serão fixadas tarifas transitórias (de energia e de comercialização), as quais serão agravadas, para que os preços de mercado se tornem atrativos, inferiores às tarifas transitórias.
3. Com a liberalização, só as tarifas de acesso às redes, intimamente ligadas aos custos fixos e variáveis das infraestruturas do SNGN, serão tarifas reguladas, razão porque o CT entende que a ERSE deve acompanhar particularmente a evolução destes custos, tendo em atenção a atual recessão económica e a conseqüente redução de consumos de gás natural.
4. No atual estado do mercado concorrencial, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação com as possibilidades de evolução dos preços para os consumidores em regime de "mercado".
5. O CT recomenda que a ERSE conjuntamente com as demais entidades relevantes, realize com carácter de urgência um estudo sobre o grau de concorrência a nível regional e local, monitorizando o mercado em estreita colaboração com a Autoridade da Concorrência.

A4. Tarifas de Acesso à rede

1. O valor das tarifas de acesso às infraestruturas decorre em primeira instância, do montante de proveitos permitidos das empresas, que incluem também os ajustamentos de anos anteriores, a que se aplica uma estimativa de procura das variáveis tarifárias relacionadas. Neste quadro, na discussão da evolução anual dos preços das tarifas, deve ter-se em conta o efeito da evolução dos proveitos a par com a estimativa de procura para as variáveis tarifárias.

Reto →


2. O estabelecimento de tarifas o mais aproximadas possível dos custos e das procuras reais, conduzirá a que os custos de um determinado ano sejam suportados pelos consumos desse ano, minimizando deste modo os ajustamentos necessários em anos posteriores. Estes ajustamentos, caso sejam de magnitude elevada como tem ocorrido nas infraestruturas de alta-pressão, induzem alterações no valor total de proveitos a refletir nas tarifas que induzem variações de preço da mesma magnitude. Quando o ajustamento seja para recuperação de proveitos no(s) ano(s) anterior(es) conduz a um aumento do preço da tarifa no(s) ano(s) seguinte(s).
3. O CT tem-se pronunciado sempre a favor da minimização dos ajustamentos, qualquer que seja o seu sentido, em prol da estabilidade tarifária.
4. Pelo exposto, o CT regista positivamente o facto de a ERSE ter optado em particular na alta-pressão por procuras mais próximas da realidade do ano cessante e por isso tendentes a gerar desvios menores face aos proveitos permitidos das empresas.
5. Tendo em consideração a redução de estimativas de consumo para o novo ano gás 2012-2013, a contração da economia e o agravamento dos custos das empresas e das famílias o CT alerta para a necessidade imperiosa de se evitarem investimentos que não tenham justificação técnico-económica devidamente fundamentada.
6. Os investimentos em infraestruturas apesar de apresentarem alguma redução face aos valores de 2010 ainda apresentam valores consideravelmente elevados tendo em consideração a redução de consumos, conduzindo ainda a maiores preços unitários de algumas componentes das tarifas de acesso às redes.

A5. Tarifa URT

1. No corrente período regulatório, foram introduzidas alterações positivas e significativas à estrutura das tarifas nomeadamente através da criação de tarifas de entrada e saída o que torna difícil a sua análise entre dois anos consecutivos sem uma avaliação de um perfil de utilização específico, pelo que a simples comparação entre um ano e outro dos preços dos termos de uma determinada tarifa não permite avaliar a situação.
2. As previsões de procura foram substancialmente reduzidas face às produzidas no ano anterior tendo por base a realidade dos consumos verificados.

Reto
[Handwritten signatures]

3. O termo de capacidade da tarifa de exportação (saídas em Campo-Maior e Valença) foi reduzida a zero na fronteira, entendendo-se este facto como positivo e um incentivo do Regulador no sentido de aumentar as trocas na fronteira entre Portugal e Espanha nos dois sentidos fomentando a concorrência. Permitirá por certo que o abastecimento de um qualquer comercializador que forneça clientes em Portugal possa ser ajustado através de contribuições variáveis de GNL e GN, assegurando para o primeiro a possibilidade de obter a escala para uso eficiente do terminal, mesmo que os consumos dos seus clientes em Portugal não seja suficiente num determinado período.
4. O termo e capacidade de entrada na rede foi igualmente mantido ao nível dos preços do ano anterior e por isso sem aumento. Entende-se esta medida como um fomento às importações de gás por gasoduto permitindo aumentar as trocas na fronteira luso-espanhola. Em compensação, o termo de capacidade nas saídas sofreu um aumento de 14,3% assim como o termo de energia das diferentes tarifas. Tendo em conta que há uma redução na procura face à considerada para o ano em curso e que foi utilizada na fixação dos preços atuais, entende-se que a variação decorre apenas do ajuste dos preços aos custos pela consideração de quantidades mais próximas da realidade.

A6. Tarifas UGS

1. A Tarifa UGS incorpora um conjunto de parcelas que ultrapassam largamente a simples retribuição do operador da rede de transporte relativo a esta atividade.
2. A parcela I sofre um forte aumento decorrente do facto de os comercializadores de ultimo recurso terem uma base de fornecimentos decrescente o que não permite imputar os seus custos ao seu mercado, que sofre uma redução drástica devido ao incentivo ao recurso aos comercializadores livres.
3. O aumento sofrido é da ordem de grandeza da totalidade dos custos da UGS daí o forte aumento desta parcela.
4. O CT recomenda que a ERSE assegure que estes custos não progridam e sejam ajustados às necessidades efetivas e aos custos incorridos, pelo que os CURr devem fazer evoluir os seus custos em função da sua base de clientes e futura natureza residual evitando o acréscimo de custos para o sistema.
5. Assim, face à anunciada limitação da função CURr ao abastecimento dos consumidores vulneráveis, o CT considera que deve ser ponderada a forma mais eficiente de funcionamento do mesmo a nível nacional atento os custos para o sistema.

Handwritten signatures and initials:
B...
J...
L...
V...
R...

6. No conjunto das duas parcelas, a tarifa UGS sofre uma redução efetiva de 16,8% considerando-se que, face à base de incidência desta tarifa, os consumidores podem assim ver reduzidos os seus custos globais.

A7. Tarifas das infraestruturas em AP

1. A tarifa média de acesso do terminal de GNL sofre um aumento decorrente do efeito conjugado de um ajustamento que contribui com 17,8% dos proveitos permitidos e de uma redução das quantidades previstas de 2,8% face ao valor previsto no ano gás ainda em curso e que foi base para as tarifas atuais. Trata-se por isso de um ajustamento aos custos reais. Quanto ao armazenamento subterrâneo há uma redução da tarifa de armazenamento.
2. O CT constata a referência da ERSE que existe um desajustamento do investimento no armazenamento subterrâneo do Carriço face às reais necessidades de consumo do país⁵, afirmação esta que deve ser esclarecida.

A8. Tarifa Social e ASECE

1. O CT congratula-se que, conjuntamente com a aplicação da Tarifa Social (TS) de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Gás Natural, tenha existido o reforço do apoio aos consumidores economicamente vulneráveis, através da aprovação do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE), mecanismos de defesa daqueles consumidores economicamente vulneráveis numa situação de evolução internacional dos custos energéticos e num contexto de liberalização do mercado do gás natural.
2. O CT regista como positivo que a ERSE tenha adotado uma metodologia de aplicação do desconto no termo fixo, de modo a transmitir aos consumidores um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso gás natural.
3. No entanto, o CT receia que, na atual conjuntura, a variação de 2,25%, (cf. Despacho Governamental n.º 1712/2012, de 6 de fevereiro), poderá, ainda assim, ser penalizadora para o universo dos beneficiários.
4. O CT nota, ainda, nos termos da legislação o sobrecusto com a Tarifa Social está alocado ao universo dos consumidores – i.e. os custos com a aplicação da TS são suportados por todos os clientes de GN na proporção da energia consumida sendo repercutidos nas tarifas de acesso às redes da Baixa Pressão -, configurando, assim, um custo de interesse

⁵ Cf. pág. 8 do documento “Análise dos Investimentos”.

Rto →
A J
H.L
K
X

económico geral que onera o fornecimento do serviço aos consumidores e desonera os demais atores do sistema, pelo que, o CT sugere que a ERSE identifique doravante com precisão qual o montante.

5. Finalmente, o CT considera positivo o facto de a ERSE ter emitido uma Diretiva respeitante à informação que os comercializadores devem veicular aos consumidores relativamente a este tipo de apoios, o que permitirá uma maior harmonização e coerência de conteúdos e meios utilizados pelos diferentes comercializadores.

A9. Nova Tarifa de Curtas Utilizações para clientes > 10.000 m³/a

1. A criação desta nova tarifa resulta da alteração ao RT agora proposta, à qual o CT deu acolhimento positivo, dado a mesma reconhecer a existência de clientes no segmento tarifário de Baixa Pressão (i.e. <1.000.000 m³/a) cuja modulação os prejudica em termos de aplicação da atual estrutura das tarifas de acesso.
2. A proposta apresentada mantém o princípio da contratação anual, acrescentando a que, como concretizada do ponto de vista de preços de tarifa, limita o interesse da mesma. Para alguns clientes, constata-se que continuará a ser preferível a “contratação” anual com aplicação da tarifa base, com rescisão no final do período de consumo efetivo (prática contratual que vem sendo seguida observada neste tipo de consumidores).
3. O CT sugere que a ERSE ou a alteração da proposta de preços de tarifa de modo a tornar a aplicação desta nova tarifa mais alargada, ou, talvez preferencialmente, a adoção de soluções em que o utilizador poderia contratar períodos de acesso inferiores a 1 ano, com o que se aproximaria mais as opções tarifárias às necessidades dos consumidores.

B - PROVEITOS PERMITIDOS

1. Os proveitos permitidos das empresas reguladas, considerados no âmbito da remuneração da sua base de ativos, refletem a taxa de remuneração fixada no início de 2010 com base em valores de 2009 para o atual período regulatório.
2. O CT constata que as condições de mercado atuais para acesso ao financiamento das operações e investimentos das empresas reguladas refletem as dificuldades da república portuguesa agravando o custo do capital alheio, registando-se um esforço acrescido por parte das empresas reguladas para fazer face às suas operações, custos e metas de eficiência.

Adm

3. Neste quadro, o CT considera ser fundamental que os custos respeitantes a cada ano sejam, de forma tão completa quanto possível, refletidos no próprio ano, obviando o agravamento futuro dos custos de financiamento para as empresas e dos juros para os consumidores.

B1. Ajustamentos provisórios

1. O CT tem referido nos seus pareceres a necessidade da fixação das tarifas em cada ano gás permitir que a recuperação dos proveitos permitidos pelas empresas reguladas se aproxime o mais possível do seu valor real, de modo a evitar a criação de desvios tarifários, a recuperar em exercícios seguintes, com custos financeiros.
2. Sem prejuízo do referido, o CT valoriza o objetivo da ERSE de procurar a estabilidade tarifária, traduzido no facto de não ter sido incorporado o Ajustamento Provisório no cálculo dos proveitos permitidos das distribuidoras, procedimento que, no entanto, apenas deve ser utilizado no futuro em situações excecionais bem justificadas.

B2. Spread das taxas para ajustamentos

1. O CT considera que a fixação dos *spreads* continua a ser insuficientemente justificado, atentos os custos reais de financiamento observados pelas empresas reguladas nos mercados financeiros e o impacto que estes custos financeiros podem representar nas tarifas.
2. Deste modo o CT recomenda, a exemplo do explicitado nos seus pareceres anteriores, que a ERSE complemente esta análise, ao nível da evolução dos indexantes no período de formação dos desvios da recuperação dos proveitos e impacto nas tarifas.

C - TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

1. A Lei 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. Por sua vez os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural, reconhecem o direito destas repercutirem nos consumidores o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais.⁶

⁶ Cf Resolução do Conselho de Ministros nº.98/2008, de 08 de Abril, a saber: cláusula 8ª "É reconhecido à concessionária o direito de repercutir, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor integral das taxas de ocupação do subsolo liquidado pelas autarquias locais que integram a área da concessão na vigência do anterior contrato de concessão mas ainda não pago ou impugnado judicialmente pela concessionária, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório pelo órgão judicial competente, após trânsito em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento prévio e expresse do concedente."; Cláusula 9ª "Para efeitos do estabelecido no número anterior, os valores que vierem a ser pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infra-estruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas, durante os «anos gás» seguintes, nos termos a definir pela ERSE. No caso específico das taxas de ocupação do subsolo, a repercussão será ainda realizada por

Revisão
[Handwritten signatures and initials]

2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 162.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes em cada Município, conforme quadro:

Quadro 1 - 3 - Preço de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Mensal
Setgás	Barreiro	5,0	6,1%	3,3	5,9%
Portgás	Braga	1,2	1,5%	0,8	1,4%
Beiragás	Covilhã	12,2	15,0%	8,0	14,6%
Portgás	Esposende	0,7	0,9%	0,5	0,9%
Lusitanigás	Estarreja	4,3	5,4%	2,9	5,2%
Dianagás	Evora	13,2	16,3%	8,7	15,8%
Portgás	Fafe	0,9	1,2%	0,6	1,1%
Beiragás	Fundão	17,8	22,0%	11,7	21,3%
Portgás	Guimarães	0,1	0,2%	0,1	0,1%
Lisboagás	Lisboa	2,7	3,3%	3,8	6,9%
Portgás	Maia	3,0	3,7%	2,0	3,6%
Portgás	Matosinhos	2,0	2,4%	1,3	2,3%
Lusitanigás	Mealhada	4,5	5,6%	3,0	5,4%
Dourogás	Peso da Régua	6,4	8,0%	4,3	7,7%
Portgás	Porto	1,7	2,0%	1,1	2,0%
Portgás	Póvoa Varzim	3,2	3,9%	2,1	3,8%
Portgás	Santo Tirso	0,5	0,6%	0,3	0,6%
Setgás	Serzedo	3,1	3,8%	2,0	3,7%
Lisboagás	Sintra	4,6	5,7%	3,0	5,5%
Portgás	Valongo	0,4	0,5%	0,3	0,5%
Portgás	Vila Conde	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	3,5	4,3%	2,3	4,2%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,4	0,5%	0,2	0,5%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,6	3,2%	1,7	3,1%
Portgás	Vizela	1,9	2,3%	1,2	2,3%

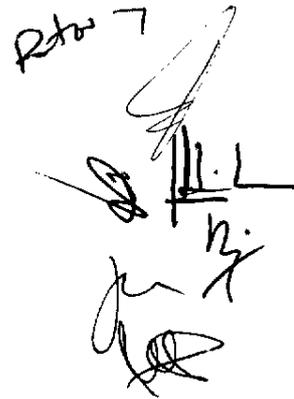
Fonte: ERSE documento Estrutura Tarifária no ano gás 2012-2013

município, tendo por base o valor efectivamente cobrada pelo mesmo.

Handwritten notes and signatures:
Rto →
[Signature]
[Signature]

3. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentado pela ERSE no documento Estrutura Tarifária para o ano gás 2012-2013, se reveste de uma grande heterogeneidade entre municípios, coexistindo situações de municípios a aplicar taxas nulas, logo com impacte zero, com outros em que o impacte das mesmas chega a atingir dois dígitos percentuais.⁷
4. Esta situação sendo indutora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtua a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre.
5. O CT releva que estas taxas traduzem aumentos acrescidos ainda mais insustentáveis aos consumidores de GN que igualmente importa estancar, qualquer que seja o contexto económico em que se analise.
6. As taxas de ocupação de subsolo aplicadas em alguns municípios são indutoras de impedir a adesão de mais consumidores de gás natural, devido ao seu custo muito excessivo, o que por sua vez não permite diluir /reduzir os custos das infraestruturas por um maior número de consumidores.
7. No caso de consumidores industriais poderá ser mesmo motivo para evitar instalar em alguns municípios algumas atividades económicas, que dependam de consumos de gás natural, ou reduzir a competitividade de instalações que já estejam em operação. Em alguns casos em que seja possível optar pelo uso de outro combustível alternativo (fuelóleo, biomassa, etc.) poderão usar essa alternativa reduzindo o consumo de gás natural nesse município o que se tornará contrário ao uso racionalmente económico do sistema de gás natural nessa região.
8. Apesar da legislação atribuir às Assembleias Municipais a competência para definir as TOS, a lei, contrariamente ao que sucede noutros setores regulados (ex. comunicações) e sem prejuízo da autonomia municipal, não estabelece nem critérios para a fixação nem limites máximos a aplicar, pelo que o CT considera essencial serem concebidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades regionais causadas por estas taxas.
9. O CT torna a recomendar à ERSE que desenvolva junto do legislador, dos municípios e sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos quanto aos efeitos negativos que a fixação de TOS elevadas têm nos consumidores e indústria.

⁷ Segundo informação da ERSE, já posteriormente à apresentação da proposta reuniu com dois municípios por solicitação dos mesmos, para discutir o problema.

Rto 7


E - INVESTIMENTOS

1. O CT tem recomendado a análise criteriosa dos investimentos propostos pelas empresas, tendo em conta a sua viabilidade técnico-económica de modo a evitar impactos negativos nas tarifas o que seria penalizador para o SNGN.
2. Neste sentido, considera positiva a evolução prevista que aponta para um abrandamento dos investimentos no conjunto das atividades de transporte e distribuição e em particular para o caso da distribuição, coerente com a cobertura geográfica já alcançada.
3. O valor de investimentos apresentados para 2011, 2012 e 2013 não discriminam de forma clara quais os montantes de investimentos em curso já comprometidos e novos investimentos que, apesar de eventualmente já previstos e/ou aprovados, poderão ser retardados de forma a minimizar os aumentos de tarifas de acesso às redes e de forma a não ter ativos de infraestruturas sem utilização pelos consumidores de GN
4. O CT regista a referência da ERSE de que a expansão das redes de distribuição deverá ter um suporte técnico-económico “mais adequado”.
5. O CT recomenda que a ERSE acompanhe a revisão do diploma de Garantia da Segurança de Abastecimento em particular na parte em que este tem impacto na intensidade tarifária.

E.1. Conversões e reconversões

1. As condições de comparticipação destas operações que permitem incentivar a ligação de clientes domésticos às redes, foram objeto de recente revisão regulamentar, passando a ERSE a fixar limites às comparticipações máximas.
2. Na lógica da otimização dos recursos a afetar aos investimentos, o CT não tem objeções de princípio à revisão proposta para estes valores (Conversão passa de 801€ para 787€; Reconversões de 463€ para 480€), que foram baseados nos preços médios verificados em 2010, colocando-se contudo à consideração da ERSE a manutenção do valor da comparticipação para a Reconversão.

RJW
A. J. L.
L. J. L.
L. J. L.

3. O CT nota existir um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, já referidos já em parecer anterior⁸. Assim, o CT considera inaceitável o não esclarecimento dos valores previstos para as operações de Conversão e Reconversão, atendendo especialmente ao montante global de investimentos que a empresa antecipa se considerada a dimensão comparativa das suas zonas de licença de distribuição.
4. Tendo em consideração a alteração regulamentar introduzida no ano transato, é indispensável assegurar o cálculo do respetivo indicador para todas empresas reguladas, entendendo o CT que, em caso de ausência de informação, a ERSE deve apenas proceder à aceitação do investimento de acordo com os limites regulamentares ou com a média verificada no restante conjunto das ORDs.

G – PREÇOS REGULADOS

1. O CT congratula-se por a ERSE ter seguido a sua recomendação genérica de que os preços dos serviços regulados devem refletir a totalidade dos custos, conforme a uma mais correta alocação de custos e minimizando a imputação de custos ao sistema.
2. O CT constata que a ERSE aceita a maioria dos valores propostos pelas distribuidoras, sendo que apenas no caso específico da “Leitura Extraordinária” a proposta da ERSE se afasta de forma muito acentuada.
3. Face ao disposto no RRC – em que os consumidores têm ao seu dispor uma multiplicidade de meios (linha telefónica grátis, internet, etc.) para comunicar leituras -, apenas a negligência grosseira pode levar a que se torne necessário recorrer à leitura extraordinária (após 2 tentativas falhadas).
4. O CT constata que se mantém a situação indesejada de “pagar o justo pelo pecador”, dado o preço proposto ser muito inferior ao custo efetivo na única distribuidora em que, na prática, este serviço é realizado (Lisboagás, por motivo da instalação histórica dos contadores dentro dos fogos), penalizando o sistema. Dada a especificidade de se tratar de apenas uma distribuidora, pela natureza do serviço e pelos mecanismos ao dispor por imposição do RRC, o CT recomenda que a ERSE aplique a este serviço o princípio *supra* mencionado.

⁸ A título de exemplo nota-se o custo apontado para “reservatório de UAG” que parece desproporcionado.

2/2012
11-1
h
3
A

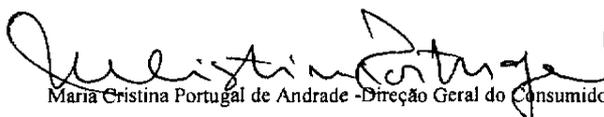
H - QUALIDADE DE SERVIÇO

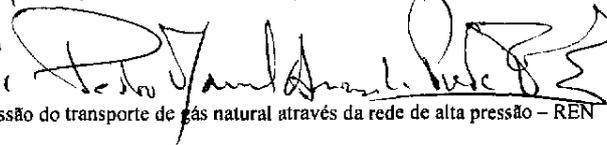
1. Da análise do relatório da qualidade de serviço (QS) referente ao período de 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2011, constata o CT que globalmente a qualidade de serviço melhorou face aos anos anteriores.
2. Embora sejam identificados pela ERSE pontos de incumprimento regulamentar e outros passíveis de melhoria, o CT entende que, no atual contexto económico, a resolução destas situações deverá ser equacionada à luz do custo-benefício das mesmas, relembrando que todos os investimentos a realizar serão suportados pelos consumidores.
3. Como anteriormente exposto, dada a indefinição quanto ao modelo de manutenção dos CURs - até e após 31 de dezembro de 2015 - o CT aconselha que sejam apenas realizados investimentos minimalistas em sede de QS por parte CURs.

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 15 de Maio de 2012, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE** com excepção dos pontos 11, da generalidade e B2 da especialidade tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE** com excepção dos pontos 11 e B2 aprovados por maioria com a seguinte votação:


Maria Cristina Portugal de Andrade - Direção Geral do Consumidor


Voto a favor da globalidade
Pedro Manuel Amorim la Puente Furtado (Entidade titular da concessão do transporte de gás natural através da rede de alta pressão - REN Gasodutos)

Nos termos anexos (anexo III a VI)

Pedro Carmona de Oliveira Ricardo (Entidades concessionárias de distribuição de gás natural)

A favor, com excepção do ponto 11 da Generalidade com voto contra,
com delegação de voto - Anexos 2 Declarações

Jorge Manuel Lúcio

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

A FAVOR EXCEPTO PONTO B.2 / CF DECLARAÇÃO DE VOTO.

Manuela Coelho Moniz

Manuela Coelho Moniz (DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor)

A FAVOR EXCEPTO / PONTO B.2 / CF DECLARAÇÃO DE VOTO.

Alfredo Rocha

Alfredo Rocha (UGC - União Geral dos Consumidores)

A FAVOR EXCEPTO / PONTO B.2 / CF DECLARAÇÃO DE VOTO.

Patricia Gomes

Patricia Gomes (FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas Consumidores, FCRL)

A FAVOR EXCEPTO / PONTO B.2 / CONF. DECLARAÇÃO DE VOTO.

José Ricardo Cardoso Rodrigues

José Ricardo Rodrigues (Grandes Consumidores de Gás Natural)

Declaração de voto**(representantes CONSUMIDORES)**

Os representantes dos consumidores (FENACOOOP, DECO, UGC e ainda o representante dos Grandes Consumidores) votam globalmente a favor o parecer do CT sobre Proposta de Tarifas e Preços de GN 2012-2013, excepto:

1. no ponto B.2 “Spread das taxas para ajustamentos” onde se abstêm com os seguintes fundamentos:

Os juros associados aos spreads em causa destinam-se frequentemente à remuneração de desvios tarifários com origem em anos gás precedentes (e têm sido predominantemente desfavoráveis aos consumidores de gás natural). Como tal, o driver indutor de tais juros prende-se com o próprio mecanismo de regulação e não com o comportamento dos consumidores de gás natural. Como tal, é questionável o facto de serem os consumidores de gás natural a suportarem na sua totalidade os custos das imperfeições do processo de regulação propriamente dito.

Os spreads apresentados pela ERSE estarão aquém dos praticados no mercado financeiro para operações de crédito. Não obstante, não é de todo claro, que a taxa de compensação associada aos desvios tarifários tenha que corresponder à que é estabelecida nas operações de crédito. Efectivamente, se a remuneração em causa visar compensar as empresas pelo custo de oportunidade de não terem recebido imediatamente o fluxo financeiro em causa, os spreads sugeridos pela ERSE deverão ter como referencial os spreads praticados em operações de depósito e não de crédito.

Face ao exposto, consideramos que a proposta da ERSE é aceitável e incorpora já os efeitos das actuais condições vigentes no mercado financeiro. A fixação de spreads mais elevados do que os propostos pela ERSE penalizaria os consumidores de gás natural.

2. Ainda, os representantes dos consumidores, consideram que não tendo sido abordado o tema **Metas de eficiência cumpre dizer o seguinte:**

O aumento dos custos de exploração do armanejamento subterrâneo é na ordem de 34,7 %. A tarifa média do uso da rede de transporte sofre um aumento de 18,8% por força de uma redução do consumo. Algumas operadoras da rede de distribuição de GN apresentam aumentos de custos de exploração de 9% o que é incompreensível considerando a imperiosa necessidade de redução de custos para os consumidores de gás natural (GN), num período de recessão económica e conseqüente redução dos consumos de GN (agravando os preços unitários das infra-estruturas).

Apesar de estarem previstas metas de eficiência para os custos de operação, dos vários operadores, em alguns casos as metas são somente reduções de 1%.

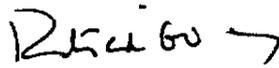
Num cenário de grande restrição económica, perda de competitividade das empresas

portuguesas, algumas em risco de encerramento e perda do poder de compra das famílias, as metas de eficiência na redução de custos de exploração da infra-estruturas do SNGN deverão ser **mais expressivas** socorrendo-se de todas as medidas para esse fim. De uma forma geral, não exaustiva, elencam-se algumas das medidas que consideramos exequíveis de imediato:

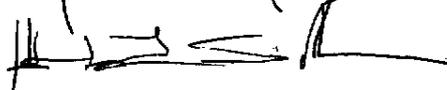
- renegociação de contratos de operação e manutenção;
- alteração de alguns procedimentos de inspeções regulares, mesmo tendo de se recorrer a revisão temporária de regulamentos, não colocando em risco a segurança das instalações, de forma a dilatar no tempo essas rotinas e dessa forma reduzir custos (restrições económicas especiais requerem medidas também especiais);
- Os prémios de desempenho dos colaboradores poderão ser indexados à redução de custos para o SNGN.

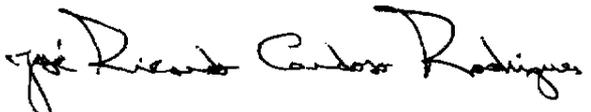
Lisboa, 15 de Maio de 2012

Os representantes dos consumidores:

FENACOOP  →

DECO 

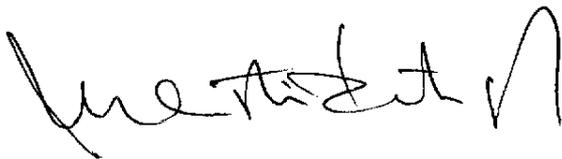
UGC 

Grandes Consumidores 

Declaração de voto

A Direção Geral do Consumidor **votando favorável e globalmente** o parecer, não deixa de acompanhar as preocupações constantes na declaração de voto apresentada pelos representantes de associações dos consumidores (DECO, FENACOOOP e UGC) conjunta bem como pelo representante dos grandes consumidores de gás natural.

Complementarmente entende, ainda, dever ser referido que, face ao processo de liberalização do mercado de eletricidade e do gás natural e a subsequente extinção das tarifas reguladas, que decorre de uma imposição comunitária (Diretiva n.º 2009/73/CE e Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho) é preocupante a constituição de diferenciais para compensação financeira do comercializador de último recurso e respetivo equilíbrio económico-financeiro, por uma situação que em nada depende dos consumidores, mas que serão estes a suportar através da parcela II da tarifa de uso global do sistema (UGS).

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Marta A.', is located below the text.

Portugal, Cristina <mcportugal@sgpa.pt>

(sem assunto)

Pedro Ricardo <pedro.ricardo@galpennergia.com>
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>
Cc: Jorge Manuel Lúcio <jmlucio@galpennergia.com>

15 de Maio de 2012 15:18

Ex.ma Sra. Presidente do Conselho Tarifário,

Venho por este meio:

1. expressar o meu acordo ao Parecer do Conselho sobre as alterações ao Regulamento Tarifário,
2. Expressar o meu acordo ao Parecer do Conselho relativo à Proposta de Tarifas e Preço para o ano Gás 2012-2013, com a excepção do voto contra ao ponto 11 da "Generalidade", nos termos da Declaração Anexa e ainda considerando as 2 Declarações Anexas, relativas a "Contadores" e a "Mecanismos de Compensação previstos no Contrato de Concessão".

Melhores cumprimentos

Pedro Ricardo

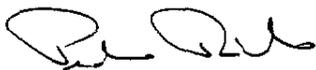
**DECLARAÇÃO DE VOTO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS E LICENCIADAS DA
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL, ANEXA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A
PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013**

Voto contra o ponto 11 da GENERALIDADE

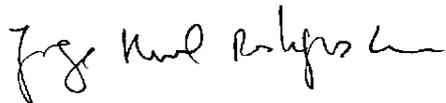
As empresas concessionárias e licenciadas da distribuição de gás natural têm defendido a necessidade de revisão/alteração do mecanismo regulatório de estabelecimento dos Proveitos Permitidos das empresas reguladas, quer ao nível da fixação dos custos aceites, quer da remuneração dos activos, melhorando todo o esquema regulatório e contribuindo para a melhoria do mesmo. No entanto esta alteração poderá não conduzir necessariamente a uma redução.

Salientamos ainda que no que respeita ao custo do gás, o sistema actual estabelecido no DL140/2006 irá necessariamente ser alterado por força das ultimas alterações legislativas. Desta alteração irão resultar condições diferentes, não se podendo garantir que possam levar a uma redução do preço do gás.

o representante dos distribuidores de gás natural



representante dos licenciados de distribuição de gás



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 2012-2013

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 2012-2013 apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2012-13", na sua Secção 2.1, pág. 26 - ao "processo judicial interposto contra a decisão do regulador" iniciado pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência do processo, em si mesma, é correcta, assim como a descrição da sua tramitação até à data. Contudo, o mesmo já não se pode dizer nem da estimativa do impacte nos proveitos permitidos até ao ano gás 2011-12 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.

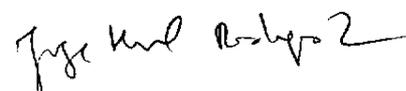
No que se refere ao segundo aspecto, não é exacto que a ERSE tenha demonstrado "*com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido*". Diferentemente, e como é natural que aconteça num processo judicial, a ERSE limitou-se a defender a sua posição e, por enquanto, o litígio 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 2012-13" seja reformulado em conformidade com o exposto.

o representante das distribuidoras de gás natural



representante das licenciadas de distribuição de gás natural



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 2012-2013

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 inspecção 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.**

✱
h

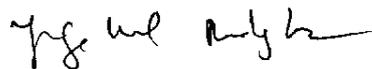
Sublinhe-se que se este entendimento da ERSE for levado às últimas **consequências**, a mesma ERSE terá de proibir as concessionárias de cobrar quaisquer quantias pelo gás fornecido que não decorram do custo do mesmo gás e custos de organização, dado que a formulação ampla do art.º 8.º da Lei 12/2008 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./.../”

o representante do distribuidor de gás natural



Representante do Licenciado de Distribuição de Gás Natural



ANEXO IV
COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”

A. PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013

I – NA GENERALIDADE

O Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 16 de Abril ao Conselho Tarifário (CT) a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2012-2013” e os respetivos documentos justificativos que a complementam. O CT emitiu o seu Parecer que se considera globalmente positivo, à proposta.

A ERSE procedeu à apreciação do Parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para o gás natural no ano gás 2012-2013, tiveram, pois, em consideração o Parecer do CT.

Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao Parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

A fixação de tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013 obedece a um conjunto de princípios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e as empresas, se traduzem em refletir os custos de aquisição do gás natural nos mercados internacionais e refletir os custos das infraestruturas reguladas incorridos pelas empresas, incentivando-se a gestão e afetação eficiente de recursos.

Sublinhe-se que a definição dos parâmetros e metodologias regulatórias para um novo período regulatório será sustentada pela ERSE, tal como efetuado no período regulatório atual¹, com base na análise da aplicação dos mesmos até à data. As conclusões desta análise serão devidamente facultadas ao CT, aquando da revisão regulamentar, tal como vem sendo hábito.

A ERSE regista as preocupações do CT quanto à evolução das tarifas. Trata-se de um elemento presente em cada parecer da ERSE ao Governo, onde se salientam, sempre, os impactes dos custos fixados e decorrentes de cada iniciativa legislativa.

As mais recentes iniciativas que visam uma maior sensibilização e consciência sobre o impacte destes custos estão em linha com as posições que a ERSE tem vindo a manifestar, em inúmeras circunstâncias.

No que se refere ao processo de extinção das tarifas reguladas, importa salientar que este será acompanhado pela adoção de medidas de supervisão, de informação e acompanhamento, bem como de

¹ Documento “Definição de metas de eficiência para a atividade de Distribuição de Gás Natural para o período de regulação dos anos gás 2010-2011 a 2012-2013”

mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente, a aplicação da tarifa social, a possibilidade de serem fornecidos por um comercializador de último recurso e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades.

No que concerne a adoção do “ano civil” como “ano gás tarifário”, considera-se que tal deve ser objeto de uma maior reflexão, na consulta pública que antecederá a próxima revisão regulamentar.

II – NA ESPECIALIDADE

A – TARIFAS E COMERCIALIZAÇÃO

A1 – Tarifas transitórias

A.1.1. Segmento de consumidores com consumos anuais inferiores a 500 m³

As tarifas transitórias para os consumidores com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³, a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2013, serão calculadas de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, através da soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um fator de agravamento. O fator de agravamento será atualizado trimestralmente, devendo refletir a análise da evolução das condições de mercado, pelo que o fator a aplicar a partir de janeiro de 2013 só poderá ser determinado em altura mais próxima da referida data.

A.1.2. Segmento de consumidores com consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³

As tarifas transitórias para os consumidores com consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³, serão atualizadas em setembro de 2012, devendo o fator de agravamento refletir a análise da evolução das condições de mercado, pelo que o mesmo só poderá ser determinado em altura mais próxima da referida data.

A2 – Comercializadores de último recurso

A ERSE tem presente que a redução da atividade de comercialização de último recurso conduz a uma redução de custos, que não ocorre ao mesmo ritmo que a diminuição da atividade, devido ao peso dos custos fixos. Para além disso, importa referir que uma parte significativa dos proveitos permitidos das empresas resultam dos ajustamentos de anos anteriores, os quais foram gerados por clientes que já não se encontram no mercado regulado. Por forma a não penalizar os clientes do CUR, a ERSE optou por socializar por todos os consumidores os efeitos da liberalização do mercado no incremento dos custos

*RESPOSTA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”*

unitários dos CUR ao transferir, para a tarifa de UGS I, a diferença entre os proveitos a recuperar decorrentes da evolução da atividade e os proveitos permitidos dos CUR.

Importa ainda salientar que o incentivo à eficiência económica do CUR constitui um dos principais objetivos da ERSE. Recorde-se que na definição de parâmetros para o período de regulação 2010-2013, foram introduzidas metas de eficiência na atividade de comercialização de último recurso de forma a que a evolução dos custos refletisse um incremento de eficiência adequado. As metas de eficiência serão revistas na proposta de parâmetros a apresentar para o próximo período de regulação.

A3 – Mercado livre

A ERSE tem desenvolvido, como é do conhecimento do CT, diversas ações com impacte favorável na concorrência do setor do gás natural, designadamente promovendo a redução de barreiras administrativas, fomentando a transparência e divulgação de informação e aumentando a flexibilidade do sistema tarifário.

Neste sentido estão a ser desenvolvidos esforços para assegurar maior transparência ao funcionamento do mercado de gás natural, estando prevista a publicação de um relatório de caracterização do funcionamento do mercado de gás natural, que incluirá uma análise do nível de concorrência.

Os critérios base para as análises a inserir no Relatório referido, encontram-se em aperfeiçoamento, visando a atualização do Relatório já publicado, com informação até 30 de junho de 2011. Porém, é entendimento da ERSE que o cumprimento dos regulamentos, por parte dos ORD e da REN Gasodutos (na função de Gestor do Processo de Mudança de Comercializador), é fundamental para assegurar a publicação sistemática da informação sobre o funcionamento do mercado de gás natural.

A ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objetivo de em breve se publicarem os resultados.

De igual modo, a ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar a consolidação e normalidade do processo de liberalização.

No que diz respeito aos custos das infraestruturas, a ERSE analisa estes custos em vários momentos, tanto para o cálculo anual dos proveitos permitidos das empresas, em sede de revisão tarifária, como para a definição dos parâmetros regulatórios, no final de cada período regulatório. Os resultados desta análise são ponderados tendo em conta a evolução do contexto macroeconómico, refletindo-se nas opções regulatórias seguidas.

A4 – Tarifas de acesso à rede

A ERSE partilha da preocupação do CT ao nível dos investimentos em infraestruturas, concordando com a necessidade imperiosa de justificação técnico-económica devidamente fundamentada para os mesmos.

A5 – Tarifas URT

A ERSE regista com apreço o parecer favorável do CT relativamente à proposta de anular os preços de saída nas interligações internacionais. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações predominantemente em contra fluxo que contribuem para libertar capacidade em fluxo, esperando-se que esta decisão contribua para o aumento das trocas entre Portugal e Espanha e, conseqüentemente, para o aprofundamento do MIBGAS.

A6 – Tarifas UGS

Como já foi referido, o forte aumento da parcela I da tarifa UGS reflete o impacto da liberalização de mercado nos custos unitários do CUR. No que diz respeito à componente controlável dos custos, a ERSE relembra que para este período regulatório impôs às empresas um fator de eficiência de 3,5%, que será revisto aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório 2013-2015.

Importa clarificar que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta uma redução de 5%, que resulta do efeito conjugado de dois fatores, a variação dos proveitos e a variação da procura.

A7 – Tarifas das infraestruturas em AP

Esta referência ao investimento no armazenamento subterrâneo surge na sequência da análise equivalente realizada em 2011, tanto em sede de processo de determinação de tarifas e preços como no processo de preparação do “Parecer à proposta de PDIRGN 2011”.

A ERSE reafirma a posição assumida em pareceres sobre iniciativas legislativas e neste último documento que, em relação ao reforço da capacidade de armazenamento do complexo do Carriço, é fundamental distinguir as componentes relativas às obrigações de serviço público, impostas ao nível da constituição e manutenção das reservas de segurança, das inerentes ao carácter exclusivamente comercial da referida infraestrutura.

Relativamente às reservas de segurança, a ERSE reafirma que os pressupostos que fundamentam o investimento previsto se encontram desajustados do atual enquadramento legislativo nacional e comunitário no que respeita aos conceitos de interruptibilidade e clientes protegidos, já que conduzem a obrigações de serviço público muito superiores ao estabelecido tanto no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26

de julho, como nos critérios apresentados no Regulamento (EU) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro de 2010, sendo relevante a adoção de medidas para a sua correção.

A8 – Tarifa social e ASECE

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário às matérias da sua competência, nomeadamente a metodologia de aplicação do desconto.

No que concerne a variação da tarifa social essa matéria é da competência do Governo, pelo que a ERSE está limitada ao cumprimento do estabelecido na legislação em vigor.

Os valores da tarifa social relativos a cada operador são evidenciados no documento de proveitos permitidos². A forma como a tarifa social é recuperada pelos ORD consta do ponto referente a custos com o financiamento da tarifa social do operador da rede de distribuição.

A9 – Nova tarifa de curtas utilizações para clientes > 10.000 m³/a

A ERSE regista com apreço o parecer favorável do CT sobre a introdução desta nova opção tarifária de curtas utilizações.

A ERSE toma boa nota da sugestão do CT, considerando que a mesma deverá ser discutida em consulta pública alargada no âmbito do processo de revisão regulamentar do sector do gás natural a realizar no próximo semestre.

B – PROVEITOS PERMITIDOS

B1 – Ajustamentos provisórios

A ERSE congratula-se pelo facto de o CT comentar favoravelmente a não inclusão do ajustamento provisório no cálculo dos proveitos permitidos dos ORD. De salientar que este procedimento enquadra-se na procura de estabilidade tarifária, tal como refere o CT.

B2 – Spread das taxas para ajustamentos

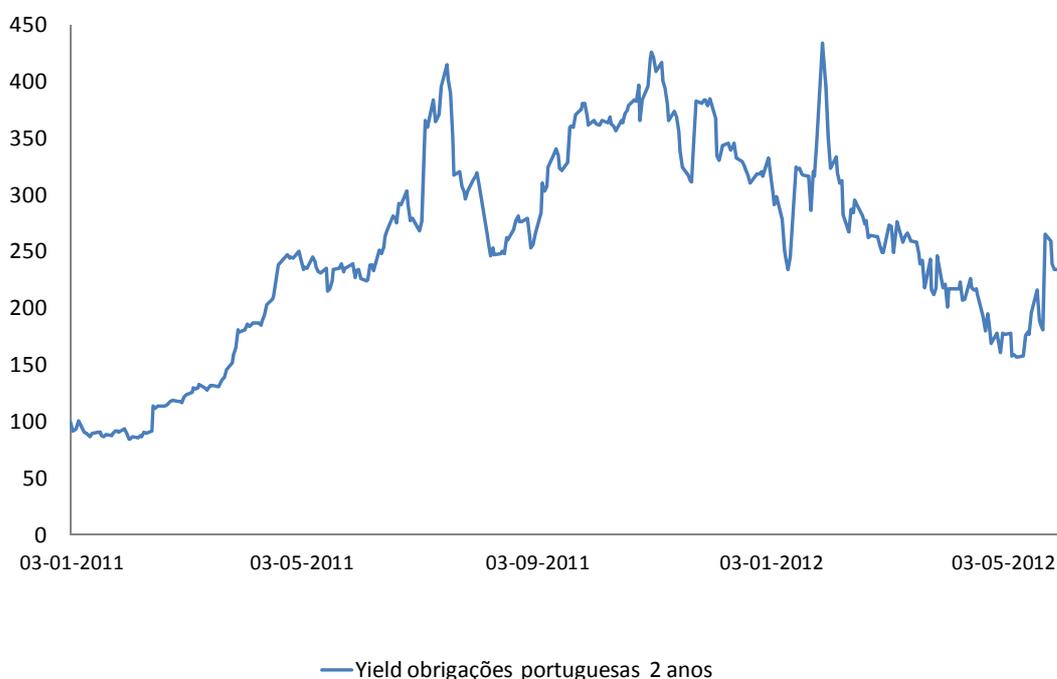
Os *spreads* foram definidos tendo em conta, por um lado, a evolução das condições de financiamento da economia nacional e, por outro lado, a natureza dos ajustamentos aos proveitos permitidos sobre os quais incidem os *spreads*.

² Páginas 40 e 131 do documento “Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do sector do gás natural”

No que diz respeito à evolução das condições de financiamento da economia nacional a curto ou a médio prazo, definiram-se *spreads* para os anos de s-2 e de s-1 em linha com o definido para o sector elétrico para as tarifas de 2012. Esta opção justifica-se pelo facto do forte agravamento das condições de financiamento da economia portuguesa ter invertido o ciclo crescente a partir do final do ano de 2011. A Figura 1 ilustra esta tendência, apresentando a evolução das *yields* da República Portuguesa a partir do 2.º trimestre de 2011 (base 100 janeiro 2011), que reflete, nas devidas proporções, a evolução das condições de financiamento do conjunto da economia nacional.

Figura 1 – Evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa entre 1 de janeiro de 2011 e 31 de maio de 2012

(base 100 janeiro 2011)



Fonte: ERSE dados Reuters

No que concerne à natureza dos ajustamentos aos proveitos permitidos, importa recordar que os ajustamentos visam corrigir, *a posteriori*, os efeitos nos proveitos permitidos decorrentes do desfasamento entre a evolução prevista para um conjunto de variáveis técnicas e económicas e a evolução ocorrida para essas variáveis. Pela sua natureza temporal, nunca superior a dois anos, e pelo facto dos ajustamentos poderem ser positivos ou negativos, estão associados a necessidades de tesouraria que ocorrem em todas as actividades económicas. Estas necessidades não são comparáveis a ativos regulados, pelo que não podem ser analisadas no quadro de definição do custo de oportunidade de investimento e, conseqüentemente, não podem, também, ser associadas ao custo de capital alheio.

C – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

O CT constata que as Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS) revestem-se de uma grande heterogeneidade entre municípios e induzem distorções tarifárias. A ERSE salienta que as TOS não são uma questão tarifária, mas sim, um encargo³ para os consumidores de gás natural, determinado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, que aprovou os contratos de concessão para o setor.

Nos termos da lei, o valor das taxas de ocupação de subsolo resulta da decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo de Município para Município, sendo este valor suportado pelos consumidores de gás natural de cada Município e a sua cobrança efetuada através das faturas do fornecimento do gás natural.

À ERSE compete, de acordo com os contratos de concessão, definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada Município.

O CT recomenda à ERSE que desenvolva junto do legislador, dos municípios e da sua associação representativa, diligências no sentido de sensibilizar os mesmos que o valor da fixação das TOS têm efeitos negativos nos consumidores e indústria. A ERSE tem vindo a efetuar essas mesmas diligências junto dos municípios e do Governo, o que continuará a fazer.

E – INVESTIMENTOS

O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do “reservatório de UAG”. A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.

E1 – Conversões e reconversões

Os valores de referência aprovados pela ERSE para o ano gás 2012-2013 estão de acordo com o Parecer do Conselho Tarifário, tendo sido mantido o valor de referência para as reconversões.

³ De acordo com o Esclarecimento sobre a Taxa de Ocupação de Subsolo no Sector do Gás Natural publicado no site da ERSE a 15 de junho de 2010

*RESPOSTA AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2012-2013”*

A referência efetuada no Parecer do Conselho Tarifário sobre eventuais discrepâncias dos valores apresentados por alguns operadores das redes de distribuição irá ser objeto de análise pela ERSE, no âmbito do processo de revisão regulamentar que vai ocorrer.

G – PREÇOS REGULADOS

O CT analisou, ainda, o preço do serviço de leitura extraordinária aprovado pela ERSE. Importa referir que o preço do serviço de leitura extraordinária, a vigorar durante o ano gás 2012-2013, corresponde ao custo de prestação deste serviço na área de concessão da LisboaGás Distribuição, empresa que presta a grande maioria destes serviços (número significativo de contadores no interior das residências dos clientes).

H – QUALIDADE DE SERVIÇO

Na elaboração do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor foram efetuadas as avaliações custo-benefício e ponderados os impactes das regras aprovadas. A aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço foi precedida de um processo de consulta pública e parecer favorável do Conselho Consultivo. Assim, a ERSE considera que importa assegurar o cumprimento integral das disposições regulamentares aprovadas, não devendo, a sua aplicação, estar dependente do enquadramento económico conjuntural.