

**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO  
GÁS 2014-2015**

Junho 2014

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Variações tarifárias .....	2
0.2	Principais determinantes da evolução dos custos .....	5
0.3	Proveitos a recuperar nas atividades reguladas do setor do gás natural .....	10
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE.....</b>	<b>19</b>
2.1	Aspetos relevantes para a determinação dos proveitos permitidos.....	23
2.2	Proveitos permitidos para cada atividade .....	43
2.2.1	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	44
2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de gás natural .....	45
2.2.3	Gestão Técnica Global do SNGN .....	48
2.2.4	Transporte de gás natural .....	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
2.2.7	Comercializador de último recurso retalhista .....	57
2.3	Parâmetros para a definição das tarifas .....	62
2.4	Compensação 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 retalhista para os operadores da rede de distribuição .....	69
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
2.4.4.2	Transferência entre o operador da rede de transporte e o operador de terminal de GNL .....	75
<b>3</b>	<b>TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2014-2015 .....</b>	<b>77</b>
3.1	Tarifas de Acesso às Redes e Infraestruturas de Gás Natural.....	82
3.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	82
3.1.1.1	Preços do serviço de Receção de GNL.....	83
3.1.1.2	Preços do serviço de Armazenamento de GNL.....	83
3.1.1.3	Preços do serviço de regaseificação de GNL.....	84
3.1.1.4	Preço de Trocas Reguladas de GNL .....	85
3.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	87
3.1.3	Tarifas por atividade do Operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.....	88
3.1.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	88
3.1.3.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	90
3.1.4	Tarifas por atividade dos Operadores da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural .....	95

3.1.4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	95
3.1.4.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte .....	97
3.1.4.3	Tarifas de Uso das Redes de Distribuição.....	98
3.1.5	Tarifas de Acesso às Redes .....	102
3.1.5.1	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de transporte.....	103
3.1.5.2	Tarifas de acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	105
3.1.5.3	Tarifas de acesso às Redes a aplicar às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes) .....	107
3.2	Tarifa Social .....	108
3.2.1	Tarifa Social de Acesso às Redes .....	110
3.2.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso .....	110
3.3	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais .....	113
3.3.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas .....	113
3.3.1.1	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> ...	114
3.3.1.2	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicáveis aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	118
3.3.2	Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso .....	119
3.3.2.1	Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas .....	119
3.3.2.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	119
3.3.2.3	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	120
3.3.2.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	120
3.3.2.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplicável aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	121
<b>4</b>	<b>PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2014-2015 .....</b>	<b>123</b>
4.1	Enquadramento regulamentar .....	123
4.2	Propostas apresentadas pelas empresas .....	123
4.3	Preços a vigorar no ano gás 2014-2015 .....	124
4.3.1	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural.....	125
4.3.2	Encargos com a rede a construir .....	126
4.3.3	Preço de leitura extraordinária .....	126
4.3.4	Quantia mínima a pagar em caso de mora .....	127
4.3.5	Fatores a considerar para o cálculo do sobrecurso de veiculação de gás natural para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> (n) .....	127
4.3.6	Valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo existentes nas redes de gás natural.....	128
<b>5</b>	<b>CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA .....</b>	<b>131</b>
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DE IMPACTES .....</b>	<b>133</b>
6.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade .....	133
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito .....	133

6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	134
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte .....	135
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte .....	136
6.1.5	Tarifas de Uso da rede de distribuição .....	137
6.1.6	Tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> ....	138
6.1.7	Tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	139
6.2	Impacte no preço médio das Tarifas de Acesso às Redes.....	140
6.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de Acesso Às Redes .....	140
6.2.2	Estrutura do preço médio das Tarifas de Acesso às Redes em 2014-2015 .....	144
6.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	145
6.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	145
6.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	149
6.4	Impacte no preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	150
6.4.1	Evolução do preço médio das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	150
6.4.2	Estrutura do preço médio da tarifa transitória de venda a clientes finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	151
<b>ANEXOS .....</b>		<b>153</b>
<b>ANEXO I SIGLAS .....</b>		<b>155</b>
<b>ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES .....</b>		<b>159</b>
<b>ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015” .....</b>		<b>163</b>
<b>ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015” .....</b>		<b>165</b>

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	3
Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais .....	3
Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas de acesso às redes .....	4
Quadro 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade.....	4
Quadro 0-5 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	5
Quadro 0-6 - Variação da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> /ano .....	5
Quadro 0-7 - Pressupostos .....	6
Quadro 0-8 - Custos das infraestruturas de gás natural .....	7
Quadro 0-9 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas .....	8
Quadro 0-10 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2014-2015 .....	10
Quadro 0-11 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2014-2015 por atividade .....	11
Quadro 0-12 - Proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 por atividade .....	12
Quadro 0-13 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CUR para a parcela I da UGS .....	13
Quadro 0-14 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS.....	14
Quadro 0-15 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos do Operador do Terminal de GNL para a parcela I da UGS .....	14
Quadro 0-16 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.....	15
Quadro 2-1 - Empresas e atividades reguladas no setor do gás natural.....	20
Quadro 2-2 - Efeito da reavaliação sucessiva e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos .....	24
Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.....	25
Quadro 2-4 - Taxas e <i>spreads</i> aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.....	26
Quadro 2-5 - Principais indicadores .....	27
Quadro 2-6 - Previsões económicas das empresas .....	27
Quadro 2-7 - Custos das infraestruturas de gás natural .....	33
Quadro 2-8 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2014-2015 .....	35
Quadro 2-9 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas.....	36
Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no ano gás 2014-2015 .....	38
Quadro 2-11 - Reposição da neutralidade financeira por ORD .....	38
Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.....	40
Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II< nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 .....	40
Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 .....	41
Quadro 2-15 - Transferências para a parcela I da UGS .....	42
Quadro 2-16 - Proveitos permitidos Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	45

Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem .....	46
Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem.....	47
Quadro 2-19 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem .....	48
Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema .....	49
Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural .....	50
Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural .....	51
Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural .....	55
Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso .....	56
Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista .....	58
Quadro 2-26 - Proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista .....	60
Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2014-2015 .....	62
Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2014-2015.....	65
Quadro 2-29 - Parâmetros dos operadores de Armazenamento Subterrâneo a vigorar no ano gás 2014-2015.....	65
Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2014-2015.....	66
Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2014-2015.....	66
Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2014-2015.....	67
Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2014-2015 .....	68
Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2014-2015 .....	68
Quadro 2-35 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2014-2015.....	69
Quadro 2-36 - Transferências do sobreproveito .....	70
Quadro 2-37 - Custos previstos para o ano gás 2014-2015, no âmbito da tarifa social.....	71
Quadro 2-38 - Transferências mensais da REN em percentagem .....	71
Quadro 2-39 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2014-2015.....	72
Quadro 2-40 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II.....	73
Quadro 2-41 - Transferências UGS I .....	73
Quadro 2-42 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR.....	74
Quadro 2-43 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG .....	74
Quadro 2-44 - Transferências mensais da REN em percentagem .....	75
Quadro 2-45 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo.....	75
Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL .....	76

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas.....	78
Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de recepção de GNL.....	83
Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL .....	84
Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL .....	84
Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.....	85
Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL .....	85
Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a caminhões cisternas .....	85
Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL.....	87
Quadro 3-9 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	87
Quadro 3-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	88
Quadro 3-11 - Preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	89
Quadro 3-12 - Preço de energia da parcela II> da tarifa de Uso Global do Sistema .....	89
Quadro 3-13 - Preço de energia da parcela II< da tarifa de Uso Global do Sistema .....	89
Quadro 3-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema.....	90
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	92
Quadro 3-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	92
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída .....	93
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AT .....	94
Quadro 3-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação mensal).....	95
Quadro 3-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída (contratação anual).....	95
Quadro 3-21 - Preços da parcela I da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	96
Quadro 3-22 - Preços da parcela II da tarifa de UGS dos operadores de rede de distribuição .....	96
Quadro 3-23 - Preços da tarifa agregada de UGS dos operadores de rede de distribuição.....	97
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.....	98
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de URD em MP no nível de pressão e opções tarifárias de MP e BP .....	100
Quadro 3-26 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	101
Quadro 3-27 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	101
Quadro 3-28 - Preços da tarifa de URD em BP > .....	101
Quadro 3-29 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	102
Quadro 3-30 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	102

Quadro 3-31 - Preços da tarifa de URD em BP < .....	102
Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015 ...	103
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	103
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	103
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	104
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	104
Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	104
Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	104
Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	105
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	105
Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	105
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	106
Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal) .....	106
Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão) .....	106
Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	106
Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2014-2015 .....	107
Quadro 3-47 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes .....	109
Quadro 3-48 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes .....	110
Quadro 3-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás .....	110
Quadro 3-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás .....	111
Quadro 3-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás .....	111
Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal .....	111

Quadro 3-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	111
Quadro 3-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	112
Quadro 3-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	112
Quadro 3-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	112
Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	112
Quadro 3-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	113
Quadro 3-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás.....	113
Quadro 3-60 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Beiragás.....	114
Quadro 3-61 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Dianagás.....	115
Quadro 3-62 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Duriensegás.....	115
Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal.....	115
Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lisboagás.....	116
Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás.....	116
Quadro 3-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás.....	116
Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás.....	117
Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás.....	117
Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás.....	117
Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás.....	118
Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	118
Quadro 3-72 - Tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.....	119
Quadro 3-73 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	120
Quadro 3-74 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	120
Quadro 3-75 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	121
Quadro 3-76 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	121
Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2014-2015).....	125
Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2014-2015).....	126
Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2014-2015).....	126
Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m <sup>3</sup> (n) (ano gás 2014-2015).....	127
Quadro 4-5 - Valores de referência.....	129
Quadro 6-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	133
Quadro 6-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	134

---

Quadro 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	135
Quadro 6-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.....	136
Quadro 6-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	138
Quadro 6-6 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	138
Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	139
Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores.....	141
Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão .....	141
Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	142
Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	143
Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	143
Quadro 6-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	150

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 2-1 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.....	29
Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais.....	30
Figura 2-3 - Evolução dos preços do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses .....	30
Figura 2-4 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre janeiro de 1988 e março de 2014.....	31
Figura 2-5 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros.....	32
Figura 2-6 - Proveitos do setor do gás natural.....	44
Figura 6-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	134
Figura 6-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	135
Figura 6-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte.....	136
Figura 6-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte ....	137
Figura 6-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição .....	138
Figura 6-6 - Preço médio da tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	139
Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	140
Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores .....	141
Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão.....	142
Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão .....	142
Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	143
Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	144
Figura 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2014-2015 .....	144
Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2014-2015 .....	145
Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais .....	146
Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural.....	146
Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão .....	147
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores .....	147
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP .....	148
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP .....	148
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP> .....	149

---

Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP< .....	149
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em 2014-2015 .....	150
Figura 6-24 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	151
Figura 6-25 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> em 2014-2015 .....	152



## **0 SUMÁRIO EXECUTIVO**

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2014-2015 e de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de abril de 2014, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e da Autoridade da Concorrência, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2014-2015”. 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 2014-2015 e publicou a respetiva diretiva em Diário da República, conforme dispõe o Regulamento Tarifário.

A aprovação das tarifas e preços de gás natural é 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 2014-2015 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 propostos para o período de regulação 2013-2016. 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 2014-2015.

Os documentos que integram o processo de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015 são:

1. Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2014-2015;
2. Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural;
3. Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015;
4. Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015;
5. Análise dos investimentos do setor do gás natural.

## 0.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2014-2015, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, 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 da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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.

A fixação das tarifas é feita num contexto de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais. O processo de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais iniciou-se, no setor do gás natural, com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho. Assim, desde julho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

De acordo com o definido na Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, a 30 de junho de 2014 termina o prazo de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. Nos termos do referido Decreto-Lei, estas tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foram extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup>; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

Este Decreto-Lei vem também estabelecer um regime transitório em que é imposta aos comercializadores de último recurso a obrigação de continuarem a fornecer estes clientes, sendo-lhes aplicadas tarifas transitórias fixadas pela ERSE. Este período transitório termina: (i) a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e (ii) a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

Neste contexto as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

A variação das tarifas transitórias para consumidores finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, em julho de 2014, relativamente ao trimestre anterior, consta do Quadro 0-1.

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

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação 3º Trim 2014/2º Trim 2014
Consumo ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	2,4%

As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que vigoram entre 1 de julho de 2014 e 30 de junho de 2015, observam uma variação de 1% definida pelo Despacho n.º 4321-B/2014, de 24 de março.

**Quadro 0-2 - Variação anual das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais**

Tarifa social de Venda a Clientes Finais	Variação 2014-2015/2013-2014
Consumo ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	1,0%

Ao abrigo da legislação específica, os consumidores podem solicitar a aplicação desta tarifa social, junto das entidades competentes, caso sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família ou 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 2014 e 30 de junho de 2015, relativamente ao período homólogo de 2013-2014, consta do quadro seguinte.

**Quadro 0-3 - Variação anual das tarifas de acesso às redes**

<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>Variação 2014-2015/2013-2014</b>
Clientes em AP (> 50 milhões de m <sup>3</sup> ) *	26,3%
Clientes em MP e BP > (> 10 000 m <sup>3</sup> )	5,9%
Clientes em BP < (< 10 000 m <sup>3</sup> )	5,7%

(\*) Os limites de consumo indicados são indicativos

No Quadro 0-4 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 0-4 - Variação anual das tarifas por atividade**

<b>Tarifas por atividade</b>	<b>Variação 2014-2015/2013-2014</b>
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>	
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	5%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	50%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	23%
Tarifa de Uso Global do Sistema	23%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6%

No Quadro 0-5 apresenta-se a variação da tarifa de Energia, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, em julho de 2014, relativamente ao trimestre anterior.

**Quadro 0-5 - Variação da tarifa de Energia para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano**

Tarifas por atividade	Variação 3º Trim 2014/2º Trim 2014
Tarifa de Energia ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	0,0%

No Quadro 0-6 apresenta-se a variação da tarifa de comercialização, para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, relativamente ao período homólogo de 2013-2014.

**Quadro 0-6 - Variação da tarifa de comercialização para clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano**

Tarifas por atividade	Variação 2014-2015/2013-2014
Tarifa de Comercialização ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano	-1,8%

As tarifas de energia e de comercialização, juntamente com as tarifas de Acessos às Redes, condicionam a variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, apresentada no Quadro 0-1.

## 0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

Neste ponto são, resumidamente, apresentados os principais determinantes externos às empresas da evolução dos custos:

- Deflatores do PIB e taxas de juro definidas para a remuneração dos ativos e para os ajustamentos dos proveitos;
- Custos de aquisição de gás natural;
- Metas de eficiência;
- Procura.

Estes pontos são desenvolvidos no capítulo 2, “Pressupostos”, do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015”.

#### DEFLADORES E TAXAS DE JURO

No Quadro 0-7 apresenta-se uma síntese dos pressupostos utilizados no cálculo das tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015.

**Quadro 0-7 - Pressupostos**

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2012	-0,1%
	- 2013	1,8%
	- 2014	0,9%
	- 2015	1,0%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2012 acrescida de <i>spread</i>	2,612%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2013 acrescida de <i>spread</i>	2,036%
Taxas de remuneração	Taxas de remuneração definitivas das atividades em média e alta pressão para 2013-2014, que serviram de referência às taxas de remuneração previsionais das atividades em média e alta pressão para 2014-2015.	Alta Pressão - 7,91% Distribuição - 8,41%

#### 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 da 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 o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabelece que o preço de aquisição deve corresponder à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2014/2015 foi de: i) 2,794 cent€/kWh, para 2014 e de ii) 2,744 cent€/kWh, para 2015, ambos considerados à saída.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “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. Os valores considerados para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 0-8.

#### Quadro 0-8 - Custos das infraestruturas de gás natural

Unidade: cent€/kWh

	2014/2015
custo unitário terminal	0,10506
custo unitário armazen.subterrâneo	0,03173
custo unitário imob. RE	0,00821
custo unitário rede transporte	0,02705
Custo unitário (Custos GGN)	0,03043
<b>Custo unitário total</b>	<b>0,20248</b>

#### METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores<sup>1</sup>, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores<sup>2</sup> de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Procedeu-se também a reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa. Na atividade de Armazenamento Subterrâneo, à qual se alargou a regulação por incentivos, procedeu-se ainda a uma avaliação dos potenciais indutores que melhor explicam a evolução dos custos de cada operador.

Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custos operacionais para 2013, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2014, 2015 e 2016 e os indutores de custo. Para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foi definido

<sup>1</sup> Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”.

<sup>2</sup> Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL. Foi também definido o custo de capital a aplicar a todas as atividades reguladas de Alta Pressão e à atividade de Distribuição de gás natural. Estas alterações foram consideradas nas tarifas de 2013-2014 sendo o ano gás 2014-2015 o segundo ano da sua aplicação.

O Quadro 0-9 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

**Quadro 0-9 - Metas de eficiência anuais aplicadas às atividades reguladas**

Atividade	Metas de eficiência
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,5% a 3,0%
Armazenamento Subterrâneo	1,5% a 4,0%
Transporte de gás natural	1,5%
Distribuição de gás natural	1,5% a 5,8%
Comercialização	3%

#### **PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

Relativamente à produção legislativa ocorrida no segundo semestre de 2013 e início do ano 2014 com impacte no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e consequentemente no cálculo das tarifas de gás natural para o ano gás 2014-2015, destaca-se a seguinte:

- Portaria nº 201/2013, de 6 de junho - procede ao primeiro aditamento à Portaria nº 137/2011, de 5 de abril, que aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho - altera e republica os Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei nº 97/2002, de 12 de abril;
- Diretiva n.º 12/2013, de 12 de julho - aprova os Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2013-2014;

- Despacho n.º 4321-B/2014 de 24 de março, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, de 22 de março – determina o limite máximo de 1,0 % da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso do ano gás 2013-2014 para o ano gás 2014 -2015, para efeitos de aplicação nas tarifas de gás natural do ano gás 2014-2015, prevista no artigo 3.º do Decreto -Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro.

Ocorreram também alterações decorrentes da revisão regulamentar para o novo ano gás, com projeção em proveitos, as quais de seguida se evidenciam:

- Recuperação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista;
- Recuperação dos custos do Comercializador de Último Recurso Grossista associados ao gestor logístico das UAG.

#### **BALANÇO DE ENERGIA DO SETOR DO GÁS NATURAL**

O balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2014-2015 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 setor 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 0-10 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano 2014-2015**

Unidades: GWh

	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	<b>1 Importação gasoduto</b>	<b>33 204</b>
	1.1 Campo Maior	33 204
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2	<b>2 Importação Terminal GNL</b>	<b>15 157</b>
	2.1 Injeções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	927
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 762
4=1+2+3	<b>4 Total das Entradas no SNGN</b>	<b>50 123</b>
5=1+2.1+3	<b>5 Entradas na RNTGN</b>	<b>49 196</b>
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	1 868
	8 Centros electroprodutores	5 591
	9 Clientes industriais em AP	17 949
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 739
11=6+7+8+9+10	<b>11 Total das saídas da RNTGN</b>	<b>49 147</b>
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14=8+9+10	<b>14 Total de consumos da RNTGN</b>	<b>47 279</b>
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	23 739
16	16 Redes abastecidas por UAG	770
17=15+16	<b>17 Total de entradas na RNDGN</b>	<b>24 509</b>
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	17 195
	19 Clientes em BP	7 273
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	42
21=18+19+20	<b>21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)</b>	<b>24 509</b>

**0.3 PROVEITOS A RECUPERAR NAS ATIVIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL**

No âmbito da definição das tarifas do setor do gás natural a ERSE calcula anualmente os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar para as diversas atividades e empresas reguladas.

Face a vários circunstancialismos, decorrentes do quadro legislativo e regulamentar, os valores dos proveitos permitidos a cada operador, nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos. Assim, os proveitos a recuperar de uma atividade são-no por aplicação da respetiva tarifa. Por seu lado, os proveitos permitidos são os proveitos atribuídos a uma atividade em particular, recuperados através da aplicação das tarifas ou por transferência entre empresas.

O Quadro 0-11 apresenta o valor dos proveitos a recuperar para o ano gás 2014-2015, por atividade.

## Quadro 0-11 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2014-2015 por atividade

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		Variação	
		Proveitos a recuperar Tarifas 2014-2015	Proveitos a recuperar Tarifas 2013-2014		
<b>Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b> [a]		<b>35 025</b>	<b>38 738</b>	<b>-3 714</b>	<b>-9,6%</b>
<b>Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b> [b]		<b>25 861</b>	<b>18 903</b>	<b>6 958</b>	<b>36,8%</b>
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural</b> [c]		<b>158 449</b>	<b>159 411</b>	<b>-961</b>	<b>-0,6%</b>
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		113 027	116 611	-3 584	-3,1%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		10 376	50 935	-40 559	-79,6%
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II		35 046	-8 136	43 182	-530,8%
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural</b>		<b>367 967</b>	<b>361 264</b>	<b>6 704</b>	<b>1,9%</b>
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS		5 038	23 383	-18 345	-78,5%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		4 767	23 383		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]		-272	0		
Custos com financiamento da tarifa social [e]		526	349		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS		19 124	-1 985	21 109	-1063,3%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		17 197	-3 003		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [f]		-1 927	-1 018		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		2 174	-4 546	6 721	-147,8%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t		2 953	-2 899		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [g]		779	1 647		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		28 848	35 469	-6 621	-18,7%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t		37 102	38 651		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [h]		8 254	3 182		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural [i]		312 783	308 943	3 840	1,2%
<b>Proveitos do comercializador de último recurso grossista</b> [j]		<b>42 557</b>	<b>87 717</b>	<b>-45 160</b>	<b>-51,5%</b>
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		42 557	87 717	-45 160	-51,5%
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso</b>					
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - > 10 000m <sup>3</sup>		<b>11 563</b>	<b>14 282</b>	<b>-2 719</b>	<b>-19,0%</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		5 784	9 586	-3 801	-39,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		5 549	4 341	1 209	
Proveitos da função de Comercialização [k]		229	356	-126	-35,6%
Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - < 10 000m <sup>3</sup>		<b>107 397</b>	<b>206 603</b>	<b>-99 206</b>	<b>-48,0%</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		36 773	77 814	-41 041	-52,7%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		57 684	104 505	-46 821	
Proveitos da função de Comercialização [l]		12 940	24 285	-11 345	-46,7%
<b>Total dos proveitos a recuperar [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]-[h]+[i]+[j]+[k]+[l]</b>		<b>580 484</b>	<b>634 193</b>	<b>-53 709</b>	<b>-8,5%</b>

Nota: Os ajustamentos incluídos nos proveitos dos ORD, decorrentes dos acessos, são ajustamentos de faturação criados neste operador que fazem parte integrante desses acessos.

Os custos dos ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e de URT não são incluídos nos proveitos a recuperar totais, uma vez que, consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS e URT, do ORD, para os CUR

O Quadro 0-12 apresenta os proveitos permitidos aos operadores das várias atividades reguladas.

**Quadro 0-12 - Proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 por atividade**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Proveitos Permitidos 2014-2015
<b>Proveitos do operador de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b>	[a]	<b>47 045</b>
<b>Proveitos dos operadores de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	[b]	<b>25 861</b>
<b>Proveitos do operador da rede de transporte de gás natural</b>	[c]	<b>133 599</b>
Proveitos da atividade de transporte de gás natural		113 027
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS I		16 722
Proveitos da atividade de gestão técnica global do sistema - UGS II <sup>(*)</sup>		3 850
<b>Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás natural</b>	[d]	<b>367 967</b>
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS I		5 038
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II>		19 124
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<		2 174
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT		28 848
Proveitos da atividade de Distribuição de gás natural		312 783
<b>Proveitos do comercializador de último recurso grossista</b>	[e]	<b>37 911</b>
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos CUR		37 911
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso</b>		
Proveitos da Comercialização de último recurso em regime transitório a grandes clientes	[f]	<b>0</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural a grandes clientes		
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN a grandes clientes		
Proveitos da função de Comercialização a grandes clientes		
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &gt; 10 000m<sup>3</sup></b>	[g]	<b>1 609</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		19 397
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		5 549
Proveitos da função de Comercialização		-23 337
<b>Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas - &lt; 10 000m<sup>3</sup></b>	[h]	<b>136 338</b>
Proveitos da função de Compra e Venda de gás natural		59 166
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTGN e às RNDGN		57 684
Proveitos da função de Comercialização		19 488
<b>Total dos proveitos permitidos [a]+[b]+[c]+[d]+[e]+[f]+[g]+[h]</b>		<b>750 330</b>

As diferenças entre os valores apresentados neste quadro e os valores dos proveitos a recuperar apresentados no Quadro 0-11 resultam de:

- Transferências para as parcelas I e II da atividade de UGS;
- Não inclusão no total dos proveitos a recuperar, dos proveitos dos ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e de URT, uma vez que, consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS e URT, do ORD, para os ORD;
- Não inclusão no total dos proveitos a recuperar dos proveitos do CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de URD, uma vez que, consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos da atividade de UGS, URT e URD, do ORD para os CUR.

De seguida são descritas as transferências das parcelas I e II da atividade de UGS, que, de um modo geral, procuram acomodar os impactos para a sustentabilidade do sistema decorrentes da extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais e da volatilidade das principais variáveis não

controláveis pelas empresas, designadamente os custos de energia e a procura de gás natural. Estas parcelas são recuperadas através das parcelas I e II da tarifa de UGS, respetivamente. No caso da parcela I, a tarifa é paga por todos os consumidores independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR. No caso da parcela II, a tarifa é paga por todos os consumidores, com exceção dos centros electroprodutores,

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos. Esta situação originou a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 0-13 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás 2014-2015.

**Quadro 0-13 - Transferências dos ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro do CUR para a parcela I da UGS**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	-1 873
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	-17 018
<b>Total</b>	<b>-18 892</b>

A liberalização do mercado de gás natural foi acompanhada da adoção de 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.

O Quadro 0-14 apresenta o valor considerado na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema dos custos com o financiamento da tarifa social a recuperar pela aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, sendo o valor recuperado, posteriormente transferido para o operador da rede de distribuição.

**Quadro 0-14 - Transferências da tarifa social para a parcela I da UGS**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Tarifa Social	526
<b>Total</b>	<b>526</b>

Face à volatilidade provocada pela procura de gás natural em Portugal, sobretudo pela procura de gás natural nas centrais de Ciclo Combinado a gás natural (CCGN), em consequência da imprevisibilidade da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica com recursos a energias renováveis, ocorreram desvios acentuados ao nível das previsões de consumo de gás natural, com impacte significativo nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão e em particular do Terminal de GNL.

Esta situação agrava a Tarifa de Uso do Terminal de GNL, sendo fator acrescido de preocupação face à necessidade de tornar o Terminal de GNL de Sines competitivo no contexto ibérico, uma vez que é uma infraestrutura chave para o SNGN como garante da segurança de abastecimento e pelo seu contributo para a possibilidade de diversificação das fontes de abastecimento de gás natural, aumentando a margem comercial com os fornecedores. Por estes motivos, considera-se que todos os consumidores são beneficiados com a existência de uma infraestrutura com as características do Terminal de GNL.

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu, um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL, relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que são recuperados por aplicação da parcela I tarifa de UGS.

O Quadro 0-15 apresenta os valores transferidos no âmbito deste mecanismo nas tarifas de 2014-2015.

**Quadro 0-15 - Transferências do mecanismo de atenuação de ajustamentos do Operador do Terminal de GNL para a parcela I da UGS**

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

Transferências para a UGS I	Valor
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	12 020
<b>Total</b>	<b>12 020</b>

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 reconhece na parcela II da tarifa de UGS os desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso grossista e retalhistas.

No Quadro 0-16 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.

#### Quadro 0-16 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015

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

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos de preços e quantidades t-1 e t-2 CURg	-190
Ajustamentos t-1 e t-2 CURr	33 156
Juros	1 838
<b>Total</b>	<b>34 805</b>

A recuperação dos custos do CURG associados ao gestor logístico das UAG é também efetuada através da UGS II. O montante a transferir em Tarifas 2014-2015 no âmbito desta parcela corresponde a 241 milhares de euros.



## 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 às empresas reguladas, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Esta proposta contemplou o estabelecimento das tarifas e preços para o gás natural, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006<sup>3</sup>, de 26 de julho e do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho<sup>4</sup>.

As tarifas e preços, para o ano gás 2014-2015, são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário.

Os valores das tarifas e preços regulados para o ano gás 2014-2015 têm em consideração os custos e investimentos reais do ano de 2012, os estimados para o ano 2013 e os previsionais dos anos de 2014 e de 2015 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 (10<sup>3</sup> EUR). No entanto, para efeitos de cálculo tarifário considerou-se como unidade o cêntimo de euro.

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

- No capítulo 2, os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas no ano gás 2014-2015, bem como a descrição das principais decisões da ERSE que estão subjacentes aos valores obtidos e os respetivos impactes.

---

<sup>3</sup> Na redação atual do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

<sup>4</sup> Sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro.

- No capítulo 3, os cálculos e a definição das tarifas para o gás natural por atividade, para vigorarem no ano gás 2014-2015 de acordo com o Regulamento Tarifário.
- No capítulo 4, os preços dos serviços regulados para o gás natural, para vigorarem no ano gás 2014-2015, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.
- No capítulo 5, o custo máximo para o transporte de GNL por camião cisterna.
- Por último, no capítulo 6 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 setor do gás natural.

Na determinação dos proveitos permitidos de cada empresa regulada consideram-se os documentos complementares de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural” e da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015”.

No documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor 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. Determinam-se igualmente 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.

No documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015”, 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. 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 setor 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 setor do gás natural**

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
REN Atlântico, SA Operador do Terminal de GNL	Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	OPEX Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX 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	Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de energia Custos com os acessos às redes - <i>pass-through</i> Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos restantes custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo prevista de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)
REN Armazenam., SA Transgás Armazenam., SA SA Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	OPEX custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX Base de ativos a custos históricos (a) 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	Fator de eficiência entre 1,5% (REN Armazenam) e 4% (Transgás Armazenam) ao ano para a variação dos custos de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo prevista de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo
REN Gasodutos, SA Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de gás natural	OPEX Custos eficientes Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais CAPEX 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 Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP	Fator de eficiência de 1,5% para a variação dos custos controláveis de exploração Custos com transporte de GNL pr rodovia para UAG's - <i>pass-through</i> Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo prevista de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
	Gestão Global do SNGN	OPEX e CAPEX 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) Custos do operador logístico de mudança de comercializador; c) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; d) ERSE e AdC; e) Diferencial positivo ou negativo para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CUR; f) Tarifa social; g) Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de terminal de GNL; h) Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de compra e venda de gás natural definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados; i) Custos com a plataforma de mudança de comercializador; j) Custos do gestor logístico das UAG	Taxa de remuneração do ativo fixo prevista de 8% indexada às <i>yields</i> das OT	Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
Transgás, SA Comercializador de último recurso grossista	Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento, do comercializador de SNGN, 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 Incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado	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.		Tarifa de Energia
	Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, 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. b) Custos com utilização de infraestruturas, terminal, armazenamento subterrâneo, transporte e custos de imobilização das reservas estratégicas. c) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.	Custos de funcionamento afetos a esta atividade aceites pela ERSE Incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado	Tarifa de Energia
6 empresas concessionárias (1) 5 empresas licenciadas (3) Operadores da rede de Distribuição (ORD)	Distribuição de gás natural	OPEX 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. CAPEX 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.	Fator de eficiência entre 1,5% e 5,8% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração Base de ativos a custos históricos (a) Taxa de remuneração do ativo fixo prevista de 9% indexada às yields das OT	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: pass through 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 permitidos por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte: pass through 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 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

Empresas reguladas	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016	Recuperação de proveitos
6 empresas concessionárias (2) 5 empresas licenciadas (3) Comercializadores de último recurso (CUR)	Compra e Venda de gás natural	Custos aceites Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	a) Custos com aquisição do gás natural ao CURG, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, para satisfazer os fornecimentos aos clientes b) Ajustamento positivo ou negativo no âmbito da sustentabilidade de mercados.		Tarifa de Energia
	Compra e Venda do Acesso à RNTGN e à RNDGN	<i>Pass through</i> 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	OPEX: Regulação por <i>price cap</i> Ajustamentos, provisório ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta o número de clientes.	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 (empresas concessionadas).	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras de 9%, indexada às <i>yields</i> das OT Fator de eficiência de 3% ao ano para a variação dos custos controláveis de exploração	Tarifa de Comercialização

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

OPEX - Custos líquidos de exploração

CAPEX- RAB+Amortizações

## 2.1 ASPETOS RELEVANTES PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O cálculo do valor dos proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 para as empresas das atividades reguladas teve por base, para além dos parâmetros fixados para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2014-2015, os factos que se apresentam de seguida.

### PROCESSOS JUDICIAIS INTERPOSTOS CONTRA A DECISÃO DO REGULADOR

A ERSE foi citada, por carta registada datada de 9 de novembro de 2010, na ação administrativa especial com o n.º 2393/10.2BELSB, a correr termos no Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, interposta pelas empresas, concessionárias de distribuição de gás natural, Beiragás, LisboaGás GDL, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás (Autoras) contra a entidade reguladora. Na petição inicial, 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, invocando questões relacionadas com a componente de custos com capital dos proveitos permitidos e com o alegado direito a reavaliações sucessivas dos ativos regulados.

Posteriormente, a ERSE foi notificada, em 26 de setembro de 2011, no âmbito do processo em curso, acima referido, de um requerimento 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 alegadamente sofreram em virtude da fixação das tarifas e preços a vigorarem no ano gás de julho de 2010 a junho de 2011.

Por carta registada datada de 10 de fevereiro de 2012, foi a ERSE citada no âmbito de uma nova ação administrativa especial interposta no mesmo Tribunal pelas mesmas autoras (processo n.º 2879/11.1BELSB), 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, invocando essencialmente o argumentário no processo n.º 2393/10.2BELSB.

A ERSE foi ainda citada, por carta registada datada de 6 de novembro de 2012 do mesmo Tribunal, de uma nova ação administrativa especial (processo n.º 2681/12.3BELSB), interposta pelas mesmas Autoras, impugnando as tarifas a vigorarem no ano gás de julho de 2012 a junho de 2013 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando essencialmente o mesmo argumentário, acrescendo ainda um pedido de indemnização dos danos a liquidar em execução de sentença correspondente às despesas que as Autoras vierem a suportar.

Por último, por carta registada datada de 12 de dezembro de 2013, a ERSE foi citada de uma nova ação administrativa especial, interposta pelas mesmas Autoras no mesmo Tribunal (processo

n.º 2780/13.4BELSB), impugnando as tarifas a vigorarem no ano gás de julho de 2013 a junho de 2014 referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão, invocando essencialmente as mesmas questões e requerendo, também, uma indemnização pelos danos a liquidar em execução de sentença.

A ERSE contestou todas as ações invocando, com base na lei aplicável, a correção dos seus cálculos e do resultado obtido, pugnando pela total improcedência dos pedidos das Autoras.

A eventual procedência das pretensões das Autoras, tal como estas as configuram, implicaria um acréscimo nos proveitos permitidos dos ORD no ano gás 2013-2014 com um impacto global de até 58,5 milhões de euros.

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

#### “Impacte global nos proveitos permitidos e tarifas”

#### Primeiro cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2013-2014		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
	milhares de €	em %	
11,5%	58 500	24%	11,9%

Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de 3,9%	16,2%
---	-------

#### Segundo cenário - Efeito das reavaliações sucessivas e amortização da reavaliação inicial nos proveitos permitidos

Factor de reavaliação em %	Impacte nos proveitos dos ORD Concessionadas 2013-2014		Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%)
	milhares de €	em %	
9,8%	55 615	23%	11,3%

Impactes no preço médio das tarifas de venda a clientes finais (%) com variação de 3,9%	15,6%
---	-------

Assim, no primeiro quadro é apresentado um primeiro cenário, em que se considera como inflação, um deflador de 2% ao ano para os anos de 2008 ao 1.º semestre de 2013 inclusive, conduzindo a um fator de reavaliação de 11,5%. No segundo cenário, é utilizado o IPC sem habitação no continente, conduzindo a um fator de reavaliação de 9,8%.

Esta pretensão, para além dos impactes nos anos gás 2010-2011, 2011-2012, 2012-2013 e 2013-2014, 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.

#### PRESSUPOSTOS ASSOCIADOS A FATORES NÃO CONTROLÁVEIS

Os principais pressupostos associados a fatores não controláveis pelas empresas e que serviram de base à elaboração das tarifas e preços do setor do gás natural para o ano gás 2014-2015 são os seguintes:

**Quadro 2-3 - Pressupostos considerados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015**

Parâmetros		Valor
Deflator do PIB	- 2012	-0,1%
	- 2013	1,8%
	- 2014	0,9%
	- 2015	1,0%
Taxa de juro para os ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2012 acrescida de <i>spread</i>	2,612%
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários de 2013 acrescida de <i>spread</i>	2,036%
Taxas de remuneração	Taxas de remuneração definitivas das atividades em média e alta pressão para 2013-2014, que serviram de referência às taxas de remuneração previsionais das atividades em média e alta pressão para 2014-2015.	Alta Pressão - 7,91% Distribuição - 8,41%

- *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 *spreads* aplicados no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015**

		2012	2013
Deflator do PIB		-0,141%	1,830%
Ajustamentos	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	1,112%	
	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	1,500%	
	Taxa Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1		0,536%
	Spread no ano s-1, em pontos percentuais		1,500%

- *Taxa de Inflação*

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada num determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Este indicador, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, reflete, automaticamente, na inflação todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo o gás natural um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se refletem todas as relações económicas, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

Assim, o deflator do PIB foi o escolhido para atualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, para o ano gás 2014-2015, com exceção dos custos de aquisição de gás natural.

O Quadro 2-5 apresenta as previsões efetuadas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), pela Comissão Europeia (CE) e pelo Banco de Portugal (BE) para diversos indicadores de variação de preços.

**Quadro 2-5 - Principais indicadores**

Unidade: %

	2013			2014			2015		
	FMI	CE	BP	FMI	CE	BP	FMI	CE	BP
Deflator do PIB	-	1,7	-	-	0,9	-	-	1,0	-
Deflator do Consumo Privado	-	0,5	-	-	1,0	-	-	1,2	-
IHPC	0,7	0,4	0,4	1,0	0,8	0,5	1,5	1,2	1,0
Deflator das exportações (bens e serviços)	-	-0,3	-	-	1,0	-	-	1,0	-
Deflator das importações (bens e serviços)	-	-1,5	-	-	0,1	-	-	0,6	-

Fonte: FMI - World Economic Outlook - outubro 2013; CE - European Economic Forecast – Winter 2014; BP - Projeções económicas - Março 2014

As diversas empresas apresentam as suas propostas de contas reguladas com taxas de inflação diferentes, tanto para o ano de 2014, como para o ano de 2015, como se esquematiza no Quadro 2-6.

**Quadro 2-6 - Previsões económicas das empresas**

	2014	2015
Beiragás - Companhia de Gás das Beiras, S.A.	0,70%	1,00%
Dianagás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.	0,70%	1,00%
Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.	0,70%	1,00%
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	1,00%	1,50%
Lisboagás Comercialização, S.A.	0,70%	1,00%
Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S.A.	0,70%	1,00%
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro, S.A.	0,70%	1,00%
Lusitaniagás Comercialização, S.A.	0,70%	1,00%
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A.	0,70%	1,00%
Paxgás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.	0,70%	1,00%
Portgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.	1,00%	1,50%
REN Armazenagem, S.A.	1,00%	1,50%
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1,00%	1,50%
REN Gasodutos, S.A.	1,00%	1,50%
Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.	0,70%	1,00%
Setgás Comercialização, S.A.	0,70%	1,00%
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.	0,80%	0,80%
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.	1,80%	1,80%
Transgás Armazenagem, S.A.	0,70%	1,00%
Transgás, S.A.	0,70%	1,00%

As taxas de inflação adotadas pela ERSE para o deflator do PIB para 2014 (0,9%) e para 2015 (1,0%) são as que constam do documento “European Economic Forecast – Winter 2014” da Comissão Europeia.

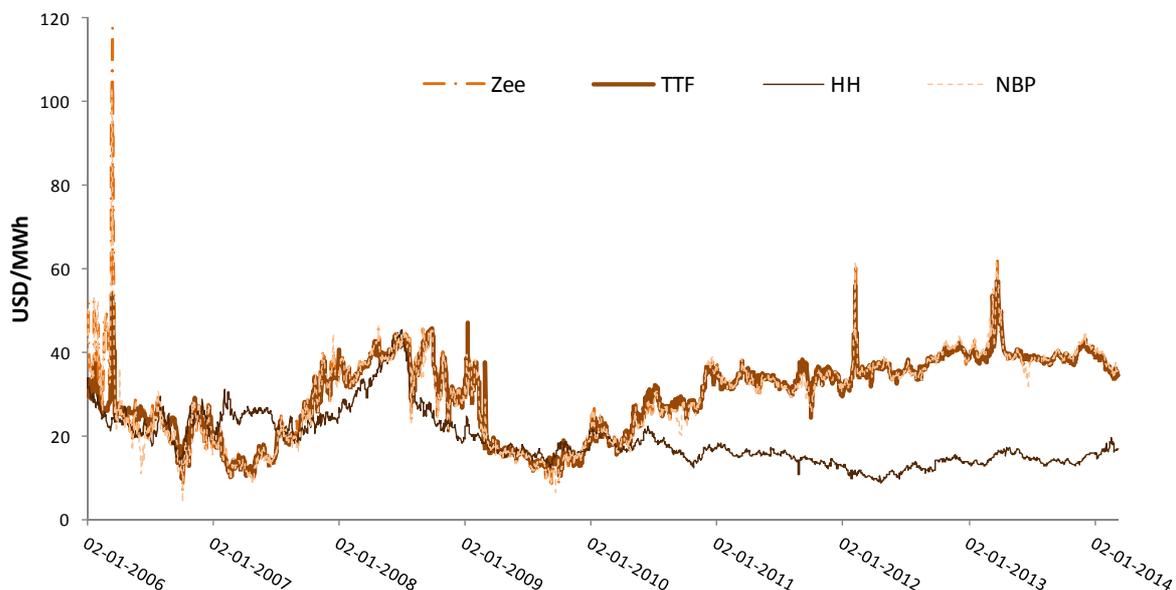
#### **CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL**

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de gás natural para fornecimento da 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 o gás natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabelece que o preço de aquisição deve corresponder à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de *take-or-pay*.

A Figura 2-1 apresenta a evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais para quatro mercados internacionais de referência, o *Zeebrugge*, o *National Balancing Point* (NBP), o *Title Transfer Facility* (TTF) e *Henry Hub* (HH). O *Zeebrugge*, o NBP e o TTF, que são *hubs* virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, no Reino Unido e na Holanda, respetivamente e constituem uma referência no mercado Europeu de compra e venda de gás natural. O HH é um *hub* de referência para contratos de futuros de gás natural, nos Estados Unidos.

Figura 2-1 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais

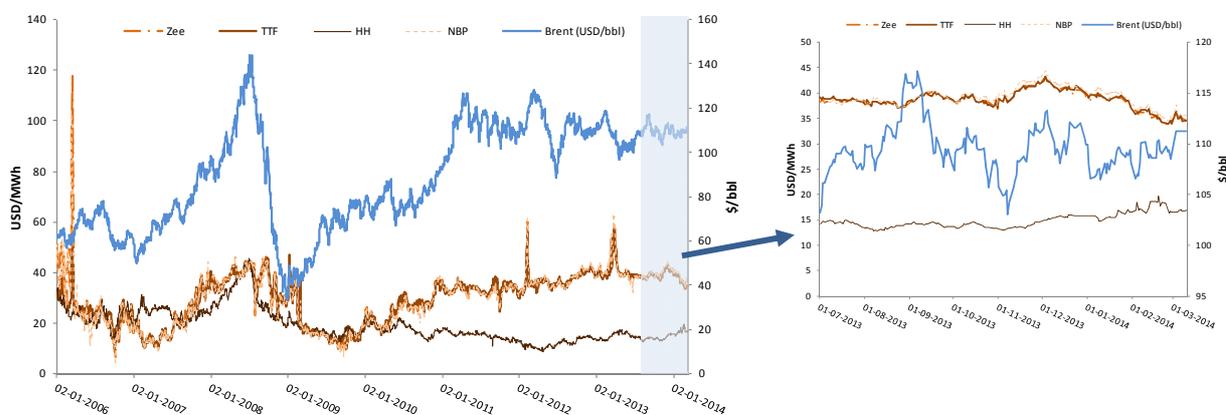


Fonte: ERSE, Reuters

Como se pode verificar, todos os produtos apresentam um comportamento semelhante à exceção do HH americano, que a partir do 2.º trimestre de 2010 se descola do preço dos restantes produtos não acompanhando o seu processo de valorização. Este facto deve-se sobretudo ao aumento do consumo de *shale gas* nos Estados Unidos.

Os preços do petróleo e do gás natural são, de um modo geral, correlacionados. Neste sentido, a Figura 2-2 mostra que o preço do gás natural na Europa segue em tendência com o preço do petróleo, havendo no entanto oscilações momentâneas no preço do gás natural, que aparentemente não têm qualquer relação com o preço do petróleo. Verifica-se desde dezembro de 2013 uma descida dos preços do *Zeebrugge*, TTF e NBP, não acompanhada por uma descida do Brent.

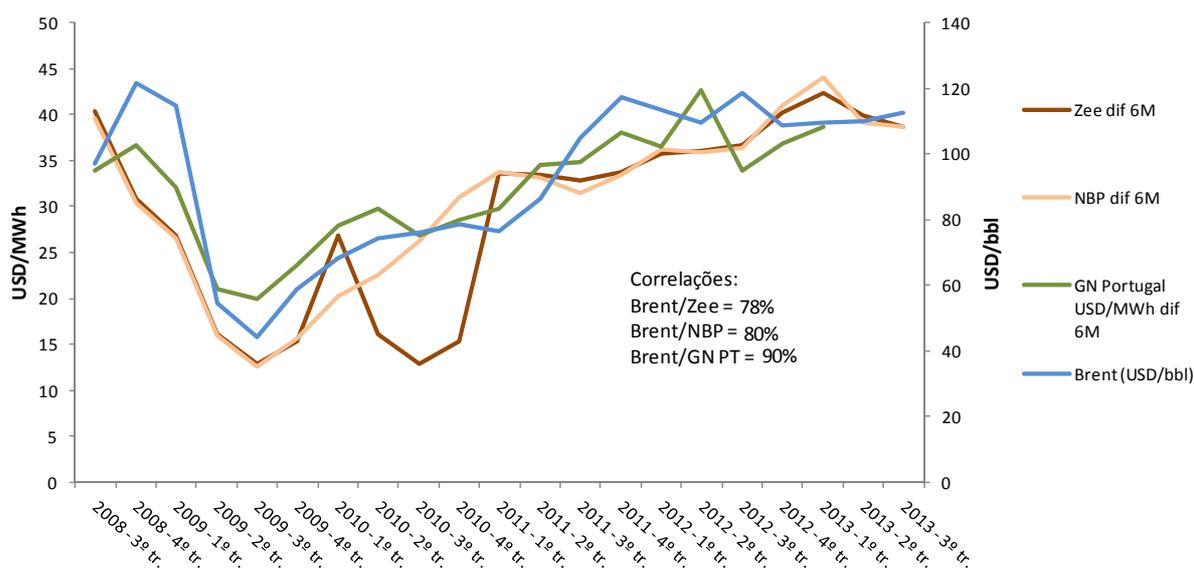
**Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais**



Fonte: ERSE, Reuters

A Figura 2-3 apresenta a evolução dos preços do Zeebrugge, NBP e TTF do gás natural e do petróleo Brent, em base trimestral, com um desfasamento de 6 meses. É, também, apresentada a correlação entre o preço do petróleo e os preços do Zeebrugge, NBP e do gás natural em Portugal para o Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG). Verifica-se que a correlação do preço do gás natural em Portugal com o petróleo é bastante alta, o que se justifica pelo facto dos 4 contratos de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com desfasamento ente 6 e 3 meses.

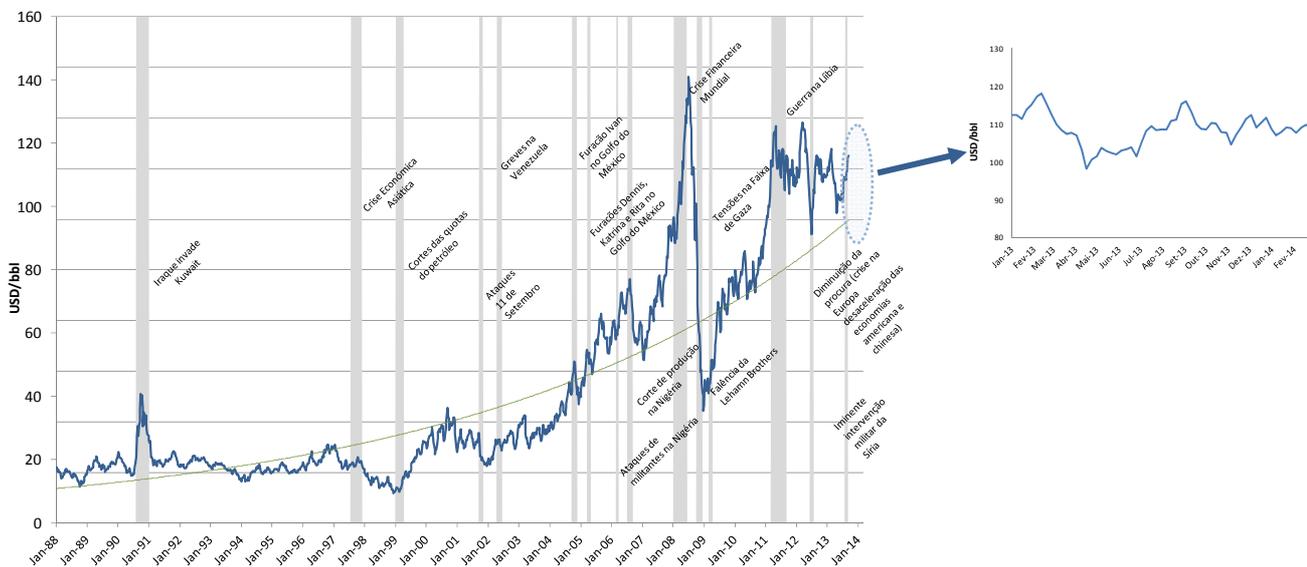
**Figura 2-3 - Evolução dos preços do gás natural e correlação com o preço do petróleo com desfasamento de 6 meses**



Fonte: ERSE, Reuters

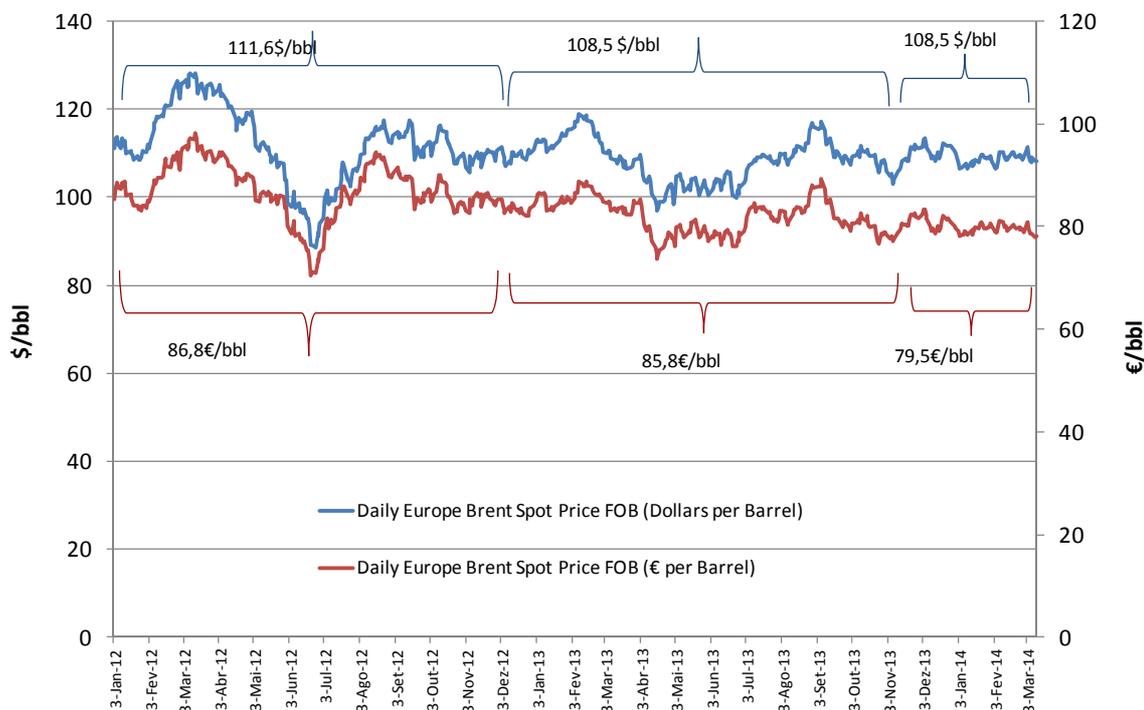
A evolução do preço do petróleo (USD/bbl) tem sido marcada por diversos eventos, encontrando-se os principais acontecimentos identificados no gráfico seguinte, relativamente ao horizonte temporal compreendido entre janeiro de 1988 e fevereiro de 2014. Verifica-se que no início de 2009 o preço do petróleo situava-se em torno dos 37 USD/bbl, tendo atingido no final de 2011 os 108 USD/bbl. No primeiro trimestre de 2012 registou-se novamente uma subida do preço chegando a atingir os 127 USD/bbl em meados de março de 2012. A partir desta data, e até meados de abril de 2013, verificou-se uma tendência de descida com o preço a atingir os 98 USD/bbl. Posteriormente o preço voltou a apresentar um crescimento moderado estabilizando em torno dos 110 USD/bbl.

**Figura 2-4 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent entre janeiro de 1988 e março de 2014**



Fonte: ERSE, EIA

Tendo em conta, igualmente, que o preço do gás natural é pago em dólares americanos, importará analisar a evolução do preço do petróleo sem o efeito cambial. A Figura 2-5 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo em dólares e em euros ao longo de, praticamente, os últimos dois anos. Denota-se uma tendência de ligeira diminuição do preço desta *commodity* em euros.

**Figura 2-5 - Evolução do preço do barril de petróleo (Brent) em dólares e euros**

Fonte: Reuters

Contudo, importa sublinhar que a taxa de câmbio USD/EUR é bastante volátil.

Face ao exposto, o custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2014-2015 foi de: i) 2,794 cent€/kWh, para 2014 e de ii) 2,744 cent€/kWh, para 2015, ambos considerados à saída. Estas previsões subentendem a taxa de câmbio verificada à data, cerca de 1,38 EUR/USD.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “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. Os valores considerados para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-7.

**Quadro 2-7 - Custos das infraestruturas de gás natural**

Unidade: cent€/kWh

	<b>2014/2015</b>
custo unitário terminal	0,10506
custo unitário armazen.subterrâneo	0,03173
custo unitário imob. RE	0,00821
custo unitário rede transporte	0,02705
Custo unitário (Custos GGN)	0,03043
<b>Custo unitário total</b>	<b>0,20248</b>

**BALANÇO DE GÁS NATURAL**

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. A repartição de consumos entre estes grupos tem-se vindo a alterar nos últimos anos, observando-se uma diminuição do peso dos centros electroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais no setor elétrico, e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos. Atualmente, os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam menos de 15% do consumo total de gás natural, uma fração consideravelmente inferior à dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, que têm uma quota que já ultrapassa 35% do consumo nacional. Por seu lado, o consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, atingiu uma quota da ordem de 50% do consumo nacional.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, enquanto os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos. Refira-se, em particular, a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado, e portanto o respetivo consumo de gás natural, que nas condições atuais do setor elétrico é fortemente condicionada pela produção em regime especial e também pela hidraulicidade.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas consideram as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os respetivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas 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 à previsão do operador da RNTGN para o consumo de gás natural a nível nacional, observa-se que mantém para 2014 a tendência de descida que se registou a partir de 2011, embora em 2015 preveja uma ligeira retoma. A previsão da ERSE para 2014 e 2015 é mais consentânea com os dados mais recentes para a evolução da economia do país, que apontam para uma ligeira retoma já em 2014, que se manterá em 2015.

No que respeita aos centros electroprodutores, o consumo de gás natural passou de cerca de 22 TWh em 2010 e 2011, para aproximadamente 3 TWh em 2013, o que representa uma queda da ordem de 85% em 2 anos. Para 2014 e 2015, a ERSE assumiu a conjugação de diversos fatores que condicionam as previsões de consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente: (i) a neutralização no *mix* de produção elétrica dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas, que se registaram em 2013, (ii) a tendência de estagnação ou ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para os próximos dois anos, (iii) as quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás e (iv) o facto do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural ser muito provavelmente superior ao custo variável das centrais a carvão, tendo em conta os preços atuais e perspetivados para o futuro dos respetivos combustíveis e os preços atuais das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

Relativamente aos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, a ERSE optou por assumir que o consumo deverá manter-se no nível atualmente previsto pela REN para o ano gás em curso, o qual se entende adequar-se às perspetivas de evolução da economia portuguesa.

No que respeita às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são inferiores à previsão do operador da rede de transporte<sup>5</sup>, quer em 2014 quer em 2015. Esta diferença decorre de factos previstos pelos operadores das redes de distribuição, que têm um conhecimento mais aprofundado dos clientes ligados às suas redes, factos estes que, aparentemente, não foram considerados nas previsões do operador da rede de transporte. Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2014-2015, exceto no caso da Sonorgás, cujos valores foram revistos em baixa de modo a retirar os consumos e pontes de abastecimento referentes a novos polos, cujas licenças de distribuição de gás natural ainda se encontram em fase de atribuição por concurso público.

Na atividade de comercialização de último recurso retalhista, há que considerar o ritmo de saída de clientes dos CUR para comercializadores em mercado, no contexto do regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Nesta atividade a ERSE assumiu as previsões de procura para os

---

<sup>5</sup> Os dados provenientes do ORT relativos aos consumos abastecidos pelas redes de distribuição são convertidos para o referencial de saída destas redes, mediante a inclusão do gás natural proveniente de GNL fornecido a UAGs das redes isoladas, das correções das transferências de gás natural entre redes de distribuição e das correções das perdas e autoconsumos nas redes de distribuição em MP e BP.

segmentos de consumidores acima e abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>, que procuram refletir a realidade atual do mercado, embora não correspondam ao ritmo de liberalização previsto na legislação para a extinção da tarifa transitória de venda de gás a clientes finais.

O balanço de gás natural para o ano gás 2014-2015 que esteve na base da definição dos proveitos permitidos e tarifas dos vários operadores é apresentado no Quadro 2-8 evidenciando os fluxos de energia no Sistema Nacional de Gás Natural.

No documento “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2014-2015” encontra-se uma explicação mais detalhada dos pressupostos e metodologia subjacente à elaboração deste balanço de gás natural.

**Quadro 2-8 - Balanço de energia do setor do gás natural para o ano gás 2014-2015**

		Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	<b>1 Importação gasoduto</b>	<b>33 204</b>
	1.1 Campo Maior	33 204
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	<b>2 Importação Terminal GNL</b>	<b>15 157</b>
	2.1 Injecções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	927
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 762
4=1+2+3	<b>4 Total das Entradas no SNGN</b>	<b>50 123</b>
5=1+2.1+3	<b>5 Entradas na RNTGN</b>	<b>49 196</b>
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 868
	8 Centros electroprodutores	5 591
	9 Clientes industriais em AP	17 949
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 739
11=6+7+8+9+10	<b>11 Total das saídas da RNTGN</b>	<b>49 147</b>
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14=8+9+10	<b>14 Total de consumos da RNTGN</b>	<b>47 279</b>
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	23 739
16	16 Redes abastecidas por UAG	770
17=15+16	<b>17 Total de entradas na RNDGN</b>	<b>24 509</b>
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	17 195
	19 Clientes em BP	7 273
	19.1 Clientes em BP>	3 501
	19.2 Clientes em BP<	3 772
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	42
21=18+19+20	<b>21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas e autocons.)</b>	<b>24 509</b>

**METAS DE EFICIÊNCIA**

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores<sup>6</sup>, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores<sup>7</sup> de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Procedeu-se também a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa. Na atividade de Armazenamento Subterrâneo, à qual se alargou a regulação por incentivos, procedeu-se ainda a uma avaliação dos potenciais indutores que melhor explicam a evolução dos custos de cada operador.

Com base no trabalho efetuado, foram definidas, para as atividades reguladas por incentivos, as bases de custos operacionais para 2013, as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2014, 2015 e 2016 e os indutores de custo. Para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, foi definido o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no Terminal de GNL. Foi também definido o custo de capital a aplicar a todas as atividades reguladas de Alta Pressão e à atividade de Distribuição de gás natural. Estas alterações foram consideradas nas tarifas de 2013-2014 sendo o ano gás 2014-2015 o segundo ano da sua aplicação.

O Quadro 2-9 resume os fatores de eficiência a aplicar às atividades reguladas por incentivos ao longo do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

**Quadro 2-9 - Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas**

Atividade	Metas de eficiência
Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	1,5% a 3,0%
Armazenamento Subterrâneo	1,5% a 4,0%
Transporte de gás natural	1,5%
Distribuição de gás natural	1,5% a 5,8%
Comercialização	3%

<sup>6</sup> Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural” de junho 2013.

<sup>7</sup> Variável exógena explicativa da evolução da atividade da empresa, utilizada nas metodologias do tipo *price cap* para a aceitação de custos.

---

**MECANISMO DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS**

A procura de gás natural em Portugal tem sido objeto de alguma volatilidade provocada, sobretudo, pela procura de gás natural nas centrais de Ciclo Combinado a gás natural (CCGN) em consequência da imprevisibilidade da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica com recursos a energias renováveis. Esta volatilidade provoca desvios acentuados ao nível das previsões de consumo de gás natural, com impacte significativo nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão e em particular do Terminal de GNL.

Esta situação agrava a Tarifa de Uso do Terminal de GNL e tem sido objeto de chamada de atenção por parte da REN Atlântico, face à necessidade de tornar o Terminal de GNL de Sines competitivo no contexto ibérico.

O Terminal de GNL é uma infraestrutura chave para o SNGN como garante da segurança de abastecimento e pelo seu contributo para a possibilidade de diversificação das fontes de abastecimento de gás natural, aumentando a margem negocial com os fornecedores. Por estes motivos, considera-se que todos os consumidores são beneficiados com a existência de uma infraestrutura com as características do Terminal de GNL.

Nesta perspetiva, a ERSE introduziu no ano gás 2013-2014, um mecanismo que permite atenuar o impacte dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL, que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGS I. O Quadro 2-10 apresenta a aplicação do Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ano gás 2014-2015.

**Quadro 2-10 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no ano gás 2014-2015**

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

		Proveitos permitidos 2014-2015
a	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem a aplicação do ajustamento de s-1	47 045
b	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	14 310
c	Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem a aplicação do ajustamento de s-1	47 918
d	Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	25 119
e	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, e que tome em consideração as principais variáveis de mercado e o equilíbrio do SNGN.	0,47
$\frac{((a/b)/(c/d))}{(1+e)} \cdot a$	<b>Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</b>	<b>12 020</b>

**REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

No ano gás 2012-2013 foi determinado o montante total a recuperar pelos ORD no âmbito da reposição gradual da neutralidade financeira, associada à extinção do mecanismo do alisamento do custo com capital. 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 na tarifa final. Da conjugação destes fatores fixou-se um período de seis anos para a atividade de Distribuição de gás natural. Uma vez que já foram incluídos três anos gás nos proveitos permitidos dos ORD, resta os montantes estabelecidos para os anos gás 2014-2015 e 2015-2016. Seguidamente são apresentados os montantes calculados para o ano gás 2014-2015 refletidos por ORD.

**Quadro 2-11 - Reposição da neutralidade financeira por ORD**

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

	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2014-2015	1 006	44	-244	9 618	1 652	-35
	Paxgás	Portgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
Reposição gradual da neutralidade financeira no ano gás 2014-2015	26	4 559	1 054	489	472	18 641

Nota: Incorpora as correções efetuadas à faturação da Beiragás (886 milhares de euros) e da Lisboagás (9 902 milhares de euros)

O Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho, estabelece “que os valores dos ajustamentos tarifários e respetivos encargos financeiros incluídos nas tarifas de gás natural estão sujeitos a adequado registo contabilístico”. Uma vez que o cálculo dos montantes devidos aos ORD no âmbito da reposição gradual da neutralidade financeira encontra-se concluído, os valores remanescentes refletidos por ORD

apresentam-se no documento “Proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

### **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.

Neste sentido, a ERSE alterou a metodologia de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural pelo seu impacto no acréscimo da tarifa de acesso às redes dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

No caso de eventos extraordinários, a ERSE definiu que a repercussão se efetuasse em seis anos. Esta metodologia encontra-se no ano gás 2014-2015 no seu quinto ano de aplicação. Relativamente às transferências para a atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, designadamente, os ajustamentos decorrentes de eventos extraordinário da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento dos CUR suportados pelos consumidores com consumo abaixo de 10 000 m<sup>3</sup>, o perfil de recuperação é de três anos.

Sublinhe-se que os desvios de energia não extraordinários da atividade de comercialização de último recurso retalhista ocorridos posteriormente ao ano gás 2010-2011 são repercutidos na parcela II da tarifa de UGS dos CUR no próprio ano em que são apurados. Estes desvios decorrem do desfasamento entre as previsões para efeitos tarifários e o verificado no preço e no volume de gás natural vendido pelos CUR.

Deste modo, a atividade de UGS II é diferenciada consoante os montantes associados sejam suportados pelos consumidores com consumo abaixo e acima de 10 000 m<sup>3</sup>, 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 superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

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.º 19 339/2010, 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.

O mecanismo de recuperação da dívida em 3 anos terminou no ano gás 2012-2013, pelo que no ano gás 2013-2014 apenas ocorreu a recuperação da dívida pelo mecanismo de alisamento a 6 anos. Contudo, os elevados montantes por recuperar, no final de 2013-2014, associados à redução das quantidades dos consumos de gás natural em Alta Pressão teriam um impacte tarifário relevante nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015, caso fosse considerada alguma das parcelas por recuperar no mecanismo de alisamento a 6 anos, designadamente os montantes referentes ao acerto extraordinário dos contratos da Nigéria, cuja última parcela foi reconhecida em 2013-2014.

Neste sentido, a ERSE não considerou nas tarifas de 2014-2015 nenhum valor referente a ajustamentos da aquisição de gás natural de anos anteriores, no âmbito do mecanismo de alisamento a 6 anos, a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS. Para o efeito, procedeu-se à revisão regulamentar que segue em anexo ao documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015".

No Quadro 2-12 apresenta-se o valor transferido para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015.

#### Quadro 2-12 - Transferências para a UGS II nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015

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

Transferências para a UGS II	Valor
Ajustamentos de preços e quantidades t-1 e t-2 CUR <sub>g</sub>	-190
Ajustamentos t-1 e t-2 CUR <sub>r</sub>	33 156
Juros	1 838
<b>Total</b>	<b>34 805</b>

Nos Quadro 2-13 e Quadro 2-14 podemos visualizar os valores transferidos para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015, subdividido pelos dois segmentos, consumidores com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> e abaixo ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

#### Quadro 2-13 - Transferências para a UGS II<sub>≤</sub> nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015

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

Transferências para a UGS II <sub>≤</sub>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	2 931
Juros de diferimento	0
<b>Total</b>	<b>2 931</b>

**Quadro 2-14 - Transferências para a UGS II> nos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015**

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

Transferências para a UGS II>	Valor
Ajustamentos do CUR incluindo diferimentos de custos de anos anteriores	30 035
Juros de diferimento	1 838
<b>Total</b>	<b>31 873</b>

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

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o volume de vendas dos comercializadores de último recurso sofreu uma forte diminuição, pelo que se tornou necessário acautelar os interesses dos consumidores e das empresas reguladas. Esta situação foi mais acentuada com a extinção integral das tarifas de venda a clientes finais a partir de janeiro de 2013, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

Os desvios nas tarifas transitórias seriam desproporcionados se fossem repercutidos os ajustamentos dos anos gás anteriores e os custos operacionais previstos.

Esta situação e o facto de as empresas não poderem deixar de receber os montantes a que têm direito sem que o seu equilíbrio económico - financeiro seja seriamente afetado, originou a criação de um mecanismo que corresponde ao diferencial entre os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Comercialização e os proveitos permitidos. Este diferencial é recuperado através da parcela I da tarifa de UGS.

No Quadro 2-15 podem visualizar-se os valores transferidos da função de Comercialização para a parcela I da tarifa Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

**Quadro 2-15 - Transferências para a parcela I da UGS**

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

<b>Transferências para a UGS I</b>	<b>Valor</b>
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURgc	-1 873
Ajustamentos para efeitos de equilíbrio económico-financeiro dos CURr	-17 018
<b>Total</b>	<b>-18 892</b>

**TRANSFERÊNCIAS DE FORNECIMENTO DE MP PARA AP**

Na sequência da proposta do Conselho Consultivo e de outros agentes de mercado, a ERSE introduziu, no início do período regulatório anterior, a possibilidade dos consumidores ligados em média pressão optarem pela tarifa de alta pressão, se consumirem anualmente uma quantidade de gás natural superior a 50 milhões m<sup>3</sup>. O diferencial de receitas do operador de rede de distribuição resultante da faturação do acesso às redes em alta pressão a clientes ligados em média pressão é recuperado através da tarifa de Uso da Rede de Transporte e posteriormente transferido para o ORD respetivo.

Nas tarifas do ano gás 2014-2015 não está contemplada esta situação.

**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 procurou 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, a partir das tarifas 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.

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.

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2014-2015, incorporam 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 documento “Proveitos permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural”.

## **2.2 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ATIVIDADE**

Neste ponto são apresentados por atividade os valores dos proveitos permitidos do ano gás 2014-2015, comparando-os com os valores definidos no ano anterior.

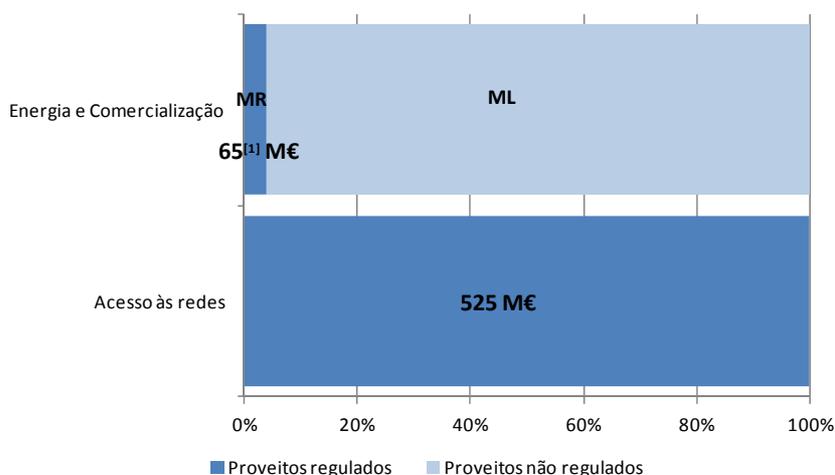
A faturação global das empresas do setor do gás natural compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 2-6 apresenta-se o montante de proveitos regulados no setor do gás natural em Portugal e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor, no montante de 2 167<sup>8</sup> milhões de euros.

---

<sup>8</sup> Valor estimado tendo por base os custos regulados do ano gás 2014-2015.

Figura 2-6 - Proveitos do setor do gás natural



Nota [1]: O valor de 65 M€ inclui o sobreprovento no âmbito da aplicação de tarifas transitórias, no montante de 9,8 M€.

No documento designado “Proveitos Permitidos do ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor 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 2-16 a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2014-2015 e os do ano gás 2013-2014.

**Quadro 2-16 - Proveitos permitidos Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Proveitos permitidos 2013-2014	Proveitos permitidos 2014-2015	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	31 395	32 968	1 573	5,0%
b=1+2*3+4*5+6+7	Custos de exploração afetos à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	8 979	7 276	-1 703	-19,0%
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	3 440	3 398	-42	-1,2%
2	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)	0,095000	0,093842	-0,001159	-1,2%
3	Energia regaseificada pelo operador de terminal de GNL (GWh)	25 119	14 310	-10 809	-43,0%
4	Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0	0,052438	-0,003443	-6,2%
5	Consumo de energia ativa (MWh)	36 234	32 951	-3 283	-9,1%
6	Custos de energia com acesso às redes	1 129	808	-322	-28,5%
7	Outros custos previstos a incorrer aceites pela ERSE, no ano gás t	0	0	0	-
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 e às Interligações	0	0	0	-
f	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2, acrescida de spread		0	0	-
g	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados no ano s-1, acrescida de spread		0	0	-
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 ano s-2	-7 544	-6 801	743	-9,9%
$j=a+b-c+d-e*(1+f)*(1+g)-h-i$	Proveitos permitidos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	47 918	47 045	-874	-1,8%
k	Desvios positivos ou negativos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, definidos no âmbito do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários, a repercutir na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t	9 180	12 020	2 840	30,9%
$l=j+k$	Proveitos a recuperar da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL	38 738	35 025	-3 714	-9,6%

## 2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. O Quadro 2-17 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2014-2015 da REN Armazenagem e os do ano gás 2013-2014.

**Quadro 2-17 - Proveitos permitidos da REN Armazenagem**

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

		Proveitos permitidos 2013-2014	Proveitos permitidos 2014-2015	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 participativo	3 301	3 712	411	12,5%
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	104 114	118 621	14 507	13,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	7,9%	-0,1%	-1,1%
d=1+2*3+4*5	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	2 747	2 815	67	2,5%
1	Componente fixa (103€)	1 820	1 825	5	0,3%
2	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,127523	0,127879	0,000356	0,3%
3	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,243723	0,244406	0,000683	0,3%
4	Energia extraída/injetada (GWh)	3 651	3 069	-582	-15,9%
5	Capacidade de armazenamento (GWh)	1 898	2 445	548	28,9%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	299	230	-69	-23,0%
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 doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
j	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	1 001	0	-1 001	-100,0%
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	271	-3 061	-3 332	-1227,9%
<b>a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	<b>12 806</b>	<b>18 745</b>	<b>5 939</b>	<b>46,4%</b>

O Quadro 2-18 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2014-2015 da Transgás Armazenagem e os do ano gás 2013-2014.

**Quadro 2-18 - Proveitos permitidos da Transgás Armazenagem**

Unidade: 10<sup>9</sup> EUR

		Proveitos permitidos 2013-2014	Proveitos permitidos 2014-2015	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 participado	989	1 378	389	39,3%
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	47 797	66 869	19 073	39,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	7,9%	-0,1%	-1,1%
d=1+2*3	Custos de exploração, aceites pela ERSE, afetos a esta atividade	937	916	-21	-2,3%
1	Componente fixa (103€)	656	641	-15	-2,2%
2	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,208477	0,203850	-0,004628	-2,2%
3	Capacidade de armazenamento (GWh)	1 348	1 346	-2	-0,1%
e	Proveitos desta atividade, que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	0	0	0	-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 doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
i	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
j	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
k	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
l	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, para o ano s-1	692	0	-692	-100,0%
m	Ajustamento dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-2	-103	470	572	-557,1%
n	Ajustamento extraordinário dos proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás s-3	-936	0	936	-
<b>a+b*c+d-e+f-g*(1+h+i)*(1+j+k)-l-m-n</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural</b>	<b>6 097</b>	<b>7 116</b>	<b>1 019</b>	<b>16,7%</b>

A existência de uma tarifa única de armazenamento subterrâneo a aplicar pelos dois operadores 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 2014-2015 a parcela de 2 955 milhares de euros seja recuperada pela Transgás Armazenagem e transferida para a REN Armazenagem que apenas consegue recuperar diretamente pela aplicação da tarifa de UAS, 84% dos proveitos que lhe são permitidos. O Quadro 2-19 apresenta o valor a transferir.

**Quadro 2-19 - Faturação da REN Armazenagem a transferir para a Transgás Armazenagem**

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

	<b>REN Armazenagem</b>	<b>Transgás Armazenagem</b>
Parcela a recuperar diretamente por aplicação da tarifa	15 789	10 071
Proveitos permitidos	18 745	7 116
<b>Parcela a transferir entre operadores</b>	<b>2 955</b>	<b>-2 955</b>

**2.2.3 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN**

O Quadro 2-20 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2014-2015 da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema e os do ano gás 2013-2014.

## Quadro 2-20 - Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema

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

		Proveitos permitidos 2013-2014	Proveitos permitidos 2014-2015	Variação valor	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)
<b>A=B+C+D+E+F+G+H+I+J</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema</b>	41 755	-1 644	-43 399	-103,9%
<b>B=1+2*3+4+5+6-7</b>	<b>Custos da gestão técnica global do SNGN</b>	12 011	12 467	457	3,8%
1	<i>Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade, deduzida da amortização do ativo participado</i>	3 024	3 104	80	2,6%
2	<i>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</i>	31 784	29 989	-1 795	-5,6%
3	<i>Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem</i>	8%	8%	0	-1,1%
4	<i>Custos de exploração afetos a esta atividade, aceites pela ERSE, previstos para o ano s</i>	2 937	3 481	544	18,5%
5	<i>Custos com a ERSE afetos à regulação do sector do gás natural</i>	3 507	3 509	2	0,1%
6	<i>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 Infra-estruturas</i>	0	0	0	-
7	<i>Proveitos desta atividade que não resultam da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema</i>	0	0	0	-
<b>C</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador</b>	0	0	0	-
<b>D</b>	<b>Custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, aprovados pela ERSE</b>	0	0	0	-
<b>E</b>	<b>Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE</b>	0	0	0	-
<b>F</b>	<b>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</b>	518	-1 873	-2 391	-461,7%
<b>G</b>	<b>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</b>	25 604	-17 018	-42 622	-166,5%
<b>H</b>	<b>Custos com o financiamento da tarifa social no ano gás t</b>	349	526	177	50,9%
<b>I</b>	<b>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</b>	0	0	0	-
<b>J</b>	<b>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 em s-2</b>	-3 274	-4 254	-980	29,9%
<b>K=A</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I antes da aplicação do mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</b>	41 755	-1 644	-43 399	-104%
<b>L</b>	<b>Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL</b>	9 180	12 020	2 840	31%
<b>M=K+L</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS I</b>	50 935	10 376	-40 559	-80%
<b>8</b>	<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.</b>	-8 136	34 805	42 941	-528%
<b>9</b>	<b>Custos com a campanha de informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano gás t</b>	0	0	0	-
<b>10</b>	<b>Custos associados ao Gestor Logístico UAG's</b>	0	241	241	-
<b>N=8+9+10</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN - UGS II</b>	-8 136	35 046	43 182	-531%
<b>M=M+N</b>	<b>Proveitos a recuperar para o ano gás t da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN</b>	42 799	45 422	2 623	6%

## 2.2.4 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-21 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás de 2014-2015 da atividade de Transporte de gás natural e os do ano gás 2013-2014.

**Quadro 2-21 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural**

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

	Proveitos permitidos 2013-2014	Proveitos permitidos 2014-2015	Variação valor	Variação (%)	
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3)/(1)	
1	Amortizações do ativo fixo afeto a esta atividade, líquidas das amortizações dos ativos participados	26 882	26 503	-378	-1,4%
2	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade, líquido de amortizações e participações	705 888	691 293	-14 595	-2,1%
3	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, fixada para o período de regulação, em percentagem	8,0%	7,9%	-0,1%	-1,1%
4=a+b*e+c*f+d*g+h+i	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de gás natural, aceites pela ERSE	19 622	19 017	-605	-3,1%
a	Componente fixa dos proveitos afetos à atividade de Transporte de gás natural	6 866	6 885	19	0,3%
b	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução das GRMS (€/GRMS)	43,3447	43,4660	0,1213	0,3%
c	Componente variável unitária dos proveitos em função da evolução da rede de Transporte (€/kms)	2,778099	2,785873	0,007774	0,002798
d	Componente variável unitária dos proveitos em função da capacidade utilizada-ótica comercial (€/GWh/dia)	2,318741	2,325230	0,006489	0,002798
e	GRMS fim ano civil	88	88	0	0,0%
f	Kms gasodutos fim ano civil	1 373	1 374	1	0,1%
g	Capacidade utilizada-ótica comercial	329	330	1	0,2%
h	Custo de transporte por rodovia de GNL	3 046	3 069	23	0,8%
i	Outros custos previstos, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, da atividade de Transporte de gás natural	1 318	643	-675	-51,2%
5	Proveitos da atividade de Transporte de gás natural que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	1 318	659	-658	-50,0%
6	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	-
7	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	-
8	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento	1 622	0	-1 622	-100,0%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-2	0	0	0	-
10	Spread no ano s-2, em pontos percentuais	0	0	0	-
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1	0	0	0	-
12	Spread no ano s-1, em pontos percentuais	0	0	0	-
13	Ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para o ano s-1	-9 190	0	9 190	-100,0%
14	Ajustamento no ano s, dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-1 299	-13 458	-12 159	935,8%
A=1+2*3+4-5+6-7*(9+10)*(11+12)+8-13-14	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	113 768	113 027	-741	-0,7%
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	0	-2 843	-100,0%
C=A+B	Proveitos permitidos para o ano gás t da atividade de Transporte de gás natural	116 611	113 027	-3 584	-3,1%

## 2.2.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

O Quadro 2-22 apresenta a comparação entre os proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 da atividade de Distribuição de gás natural e os do ano gás 2013-2014.

Quadro 2-22 - Variação anual dos proveitos permitidos dos operadores da atividade de Distribuição de gás natural

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

		Beiragás					Dianagás					Duriensegás				
		Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15	Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15	Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	7 302	7 114	7 131	7 097	-3%	1 487	1 505	1 496	1 515	1%	4 704	4 657	4 703	4 611	-1%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, liquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	1 659	2 005	1 999	2 012		472	574	566	581		1 550	1 848	1 845	1 850	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k liquido de amortizações e participações, previstos para os anos s e s+1	62 704	60 718	61 000	60 436		11 277	11 074	11 047	11 101		35 042	33 391	33 961	32 821	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	0	0	0	0		9%	8%	8%	8%		0	0	0	0	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	3 859	3 853	3 854	3 852	0%	1 342	1 384	1 334	1 434	3%	1 881	1 894	1 891	1 897	1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	846	1 006				37	44				-205	-244			19%
<b>E=A+B+C+D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>12 007</b>	<b>11 973</b>			<b>0%</b>	<b>2 866</b>	<b>2 933</b>			<b>2%</b>	<b>6 380</b>	<b>6 308</b>	<b>6 594</b>	<b>6 509</b>	<b>-1%</b>
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s															
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-38	-3 512				-39	-577				-25	-1 877			
<b>I=E-F-G-H</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>12 045</b>	<b>15 485</b>			<b>29%</b>	<b>2 905</b>	<b>3 510</b>			<b>21%</b>	<b>6 405</b>	<b>8 185</b>			<b>28%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR														
		LisboaGás					Lusitaniagás					MediGás				
		Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15	Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15	Tarifas 2013-2014	Tarifas 2014-2015	2014	2015	Variação % 13-14/14-15
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	63 577	59 878	60 152	59 603	-6%	33 217	31 958	32 079	31 838	-4%	2 385	2 265	2 263	2 267	-5%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	14 480	15 306	15 324	15 288		7 466	8 648	8 621	8 676		802	847	839	855	
2	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	545 521	529 740	532 794	526 685		286 128	277 041	278 802	275 281		17 579	16 858	16 929	16 787	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	28 458	27 468	27 563	27 373	-3%	8 850	8 876	8 875	8 876	0%	1 076	1 051	1 048	1 054	-2%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA															
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	8 089	9 618			19%	1 389	1 652			19%	-30	-35			19%
<b>E=A+B+C+D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>100 124</b>	<b>96 963</b>			<b>-3%</b>	<b>43 456</b>	<b>42 486</b>	<b>40 954</b>	<b>40 713</b>	<b>-2%</b>	<b>3 431</b>	<b>3 281</b>	<b>3 311</b>	<b>3 321</b>	<b>-4%</b>
F	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	0													
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-7 920	-13 808				-4 208	-7 548				88	-1 157			
<b>I=E-F-G-H</b>	<b>Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>105 201</b>	<b>110 771</b>			<b>5%</b>	<b>47 664</b>	<b>50 034</b>			<b>5%</b>	<b>3 343</b>	<b>4 437</b>			<b>33%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

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

		Paxgás					Portgás					Setgás				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15	2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15	2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	762	750	744	757	-2%	46 398	46 430	45 295	47 566	0%	17 895	17 678	17 691	17 661	-1%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	224	256	252	260		8 352	9 618	9 073	10 164		3 889	4 879	4 835	4 923	
2	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	5 979	5 871	5 842	5 901		422 742	437 515	430 504	444 525		155 626	152 096	152 791	151 402	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	477	478	468	489	0%	11 045	11 674	11 577	11 772	6%	5 967	6 032	6 034	6 030	1%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0					0					0				
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	22	26			19%	3 834	4 559			19%	886	1 054			19%
<b>E=A+B+C+D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>1 260</b>	<b>1 254</b>	<b>1 211</b>	<b>1 246</b>	<b>0%</b>	<b>61 278</b>	<b>62 664</b>	<b>56 872</b>	<b>59 338</b>	<b>2%</b>	<b>24 748</b>	<b>24 762</b>	<b>23 725</b>	<b>23 691</b>	<b>0%</b>
F	Diferencial de custos em MP no âmbito de fornecimentos em AP do operador da rede de distribuição k previstos para o ano s															
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0			0	0				
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-10	-116				-18 465	-5 899			-1 628	-1 197				
<b>I=E-F-G-H</b>	<b>Proveitos recuperados da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>1 271</b>	<b>1 370</b>			<b>8%</b>	<b>79 742</b>	<b>68 563</b>			<b>-14%</b>	<b>26 376</b>	<b>25 959</b>			<b>-2%</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

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

		Sonorgás					Tagusgás					Total				
		Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %	Tarifas	Tarifas			Variação %
		2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15	2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15	2013-2014	2014-2015	2014	2015	13-14/14-15
<b>A=1+(2*3)</b>	Custos com capital afectos a esta actividade, previstos para o ano gás t	5 072	5 960	5 564	6 356	18%	9 170	8 985	8 914	9 057	-2%	191 970	187 179	186 030	188 327	-2%
1	Amortizações do activo fixo afecto à actividade Distribuição, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para os anos s e s+1	1 767	2 499	2 365	2 632		2 039	2 181	2 168	2 193		42 701	48 660	47 887	49 434	
2	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de distribuição do ORD k líquido de amortizações e comparticipações, previstos para os anos s e s+1	36 720	41 135	38 014	44 257		79 234	80 872	80 176	81 569		1 658 552	1 646 312	1 641 860	1 650 765	
3	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição fixada para o período de regulação, em percentagem	9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%		9%	8%	8%	8%	
B	Custos operacionais aceites pela ERSE	3 938	3 917	3 821	4 014	-1%	3 269	3 357	3 354	3 361	3%	70 161	69 985	69 819	70 151	0%
C	Custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental previstos para os anos s e s+1 de acordo com o PPDA	0					0					0	0			
D	Reposição gradual da neutralidade financeira resultante da extinção do alisamento calculada anualmente	411	489			19%	397	472			19%	15 677	18 641			19%
<b>E=A+B+C+D</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, previstos para o ano s</b>	<b>9 421</b>	<b>10 366</b>	<b>9 384</b>	<b>10 370</b>	<b>10%</b>	<b>12 836</b>	<b>12 815</b>	<b>12 268</b>	<b>12 417</b>	<b>0%</b>	<b>277 809</b>	<b>275 805</b>			<b>-1%</b>
F	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	0			
G	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição do ORD para o ano s-1	0	0				0	0				0	0			
H	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano s-2	-380	-604				-1 354	-683				-33 978	-36 978			
<b>I=E-F-G-H</b>	<b>Proveitos a recuperar da actividade de Distribuição de gás natural, do operador de rede de distribuição k, com ajustamentos considerados do ano s-2</b>	<b>9 801</b>	<b>10 970</b>			<b>12%</b>	<b>14 191</b>	<b>13 498</b>			<b>-5%</b>	<b>308 943</b>	<b>312 783</b>			<b>1%</b>

## 2.2.6 COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O custo unitário de aquisição do gás natural considerado para o cálculo dos proveitos de 2014/2015 foi de 2,794 cent€/kWh, para 2014 e de 2,744 cent€/kWh, para 2015.

No custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “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. Os valores considerados para a rubrica “Outros custos” são apresentados no Quadro 2-23.

**Quadro 2-23 - Custos das infraestruturas de gás natural**

Unidade: cent€/kWh

	<b>2014/2015</b>
custo unitário terminal	0,10506
custo unitário armazen.subterrâneo	0,03173
custo unitário imob. RE	0,00821
custo unitário rede transporte	0,02705
Custo unitário (Custos GGN)	0,03043
<b>Custo unitário total</b>	<b>0,20248</b>

### 2.2.6.1 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

O Quadro 2-24 apresenta os proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 do Comercializador de último recurso para a função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso.

**Quadro 2-24 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso**

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

		Proveitos Permitidos 2013-2014 (1)	Proveitos Permitidos 2014	Proveitos Permitidos 2015	Proveitos Permitidos 2014/2015 (2)
A	Custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimento aos comercializadores de último recurso, previstos para o ano s	87 399	64 000	21 115	42 557
B	Custos associados ao Gestor Logístico UAGS	318	241	241	241
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	-797			0
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	-6 386			4 887
<b>E=A+B-C-D</b>	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t</b>	<b>94 900</b>	<b>64 241</b>	<b>21 356</b>	<b>37 911</b>
F	Ajustamento relativo a t-2 do comercializador de SNGN de acordo com os valores reais dos custos da utilização das infraestruturas e custos de funcionamento a ser recuperado pelo comercializador de último recurso grossista	0	0	0	-288
G	Valor dos custos associados ao gestor logístico das UAG a ser recuperado pela parcela II da tarifa de UGS do ORT	0	241	241	241
H	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	7 183	0	0	-4 599
I	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	0	0	0	0
J	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	0	0	0	0
<b>K=E-F-G-H-I-J</b>	<b>Proveitos a recuperar da função de compra e venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, para fornecimentos comercializadores último recurso, para o ano gás t</b>	<b>87 717</b>	<b>64 000</b>	<b>21 115</b>	<b>42 557</b>

Em consequência do alargamento do prazo do período de aplicação das tarifas transitórias para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro, fixado para 30 de junho de 2014, através da Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, na revisão regulamentar do gás natural que antecedeu o atual período regulatório, a atividade de comercialização a grandes clientes foi eliminada.

De acordo com o Artigo 157.º do Regulamento Tarifário, mantêm-se aplicáveis as regras deste regulamento à atividade de comercialização de último recurso a grandes clientes do comercializador de último recurso grossista, na versão aprovada pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de março, alterado pelo Despacho n.º 10356/2010, de 21 de junho, pelo Despacho n.º 19340/2010, de 30 de dezembro, pelo Regulamento n.º 541/2011, de 10 de outubro, e pelo Regulamento 237/2012, de 27 de junho até que cesse a vigência dos contratos de fornecimento de gás natural a grandes clientes ainda existentes. Esta disposição aplica-se ao cálculo dos ajustamentos relativos ao ano 2012.

### 2.2.7 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

O Quadro 2-25 e o Quadro 2-26 apresentam os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural e os da função de Comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista, respetivamente, para o ano gás 2013-2014 e 2014-2015 e as respetivas variações em valor absoluto e percentual.

**Quadro 2-25 - Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de gás natural de comercializador de último recurso retalhista**

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

		Proveitos permitidos 2013-2014 (1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	3 298	541	1 987	18 940	36 223	14 115	1 205	339	7 875	1 014	1 861	87 399
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás s-1	-341	747	-492	36 325	-4 529	-1 508	-668	-1	15 071	-289	-433	43 882
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-284	170	-151	-2 689	-2 556	-900	30	-76	-446	27	-138	-7 012
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	-608	-128	-235	3 950	-3 623	-1 284	92	-35	1 013	144	5	-710
E	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b> <b>E=A-B-C-D</b>	<b>4 531</b>	<b>-248</b>	<b>2 864</b>	<b>-18 647</b>	<b>46 932</b>	<b>17 808</b>	<b>1 751</b>	<b>452</b>	<b>-7 763</b>	<b>1 133</b>	<b>2 427</b>	<b>51 239</b>

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

		Proveitos permitidos 2014-2015 (2)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	1 854	301	1 118	8 895	17 342	6 900	436	129	3 775	530	1 276	42 557
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás s-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	-275	-399	-161	-21 300	-2 460	-1 810	124	-22	-8 610	1 197	-184	-33 899
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	33	83	579	-6 608	1 484	860	175	32	758	113	385	-2 107
E	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b> <b>E=A-B-C-D</b>	<b>2 096</b>	<b>618</b>	<b>700</b>	<b>36 802</b>	<b>18 318</b>	<b>7 850</b>	<b>137</b>	<b>118</b>	<b>11 628</b>	<b>-780</b>	<b>1 075</b>	<b>78 563</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

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

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-1 444	-239	-869	-10 045	-18 881	-7 215	-769	-211	-4 100	-484	-584	-44 842
B	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás s-1	341	-747	492	-36 325	4 529	1 508	668	1	-15 071	289	433	-43 882
C	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2	9	-570	-10	-18 611	96	-910	94	55	-8 165	1 170	-46	-26 887
D	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas	641	211	814	-10 558	5 107	2 144	83	67	-255	-31	380	-1 397
E	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b>  E=A-B-C-D	-2 435	866	-2 164	55 450	-28 614	-9 957	-1 614	-333	19 391	-1 913	-1 352	27 324

		Variação % (4) = (3) (1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
	Custos com aquisição gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento de último recurso - artº 84	-44%	-44%	-44%	-53%	-52%	-51%	-64%	-62%	-52%	-48%	-31%	-51%
	Valor previsto para o ajustamento da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores estimados para o ano gás s-1		-100%		-100%					-100%			-100%
	Ajustamento dos proveitos da função de compra e venda de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos em s-2		-335%					309%			4328%		383%
	Ajustamento no ano gás t, dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativos ao ano gás s-2 resultante da convergência para tarifas aditivas				-267%			90%		-25%	-22%	8047%	197%
	<b>Proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural previstos para o ano gás t</b>	-54%		-76%		-61%	-56%	-92%	-74%		-169%	-56%	53%

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

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

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

Proveitos permitidos 2013-2014 (1)													
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano s e s+1	988	208	600	5 113	8 722	3 566	329	79	3 016	801	629	24 051
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	633	0	0	0	0	0	0	0	633
C	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	39	7	26	901	405	123	18	7	86	8	9	1 629
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	168	0	0	966	1 775	697	0	0	534	0	108	4 248
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	-241	-89	77	-17 213	547	-54	51	40	-5 580	-169	75	-22 556
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	77	-9	-36	1 666	623	454	1	4	-58	161	-10	2 872
G	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>G= A+B+C+D-E-F</b>	<b>1 359</b>	<b>313</b>	<b>585</b>	<b>23 159</b>	<b>9 732</b>	<b>3 986</b>	<b>295</b>	<b>41</b>	<b>9 275</b>	<b>817</b>	<b>682</b>	<b>50 244</b>

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

Proveitos permitidos 2014-2015 (2)													
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano s e s+1	691	145	406	2 484	6 066	2 435	231	57	1 993	525	538	15 572
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	438	0	0	0	0	0	0	0	438
C	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	12	3	18	56	327	72	3	3	119	6	8	627
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	168	0	0	966	1 775	697	0	0	534	0	81	4 221
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	54	-56	-108	19 165	1 395	585	-156	17	5 340	-1 297	-231	24 707
G	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> <b>G= A+B+C+D-E-F</b>	<b>817</b>	<b>205</b>	<b>532</b>	<b>-15 219</b>	<b>6 773</b>	<b>2 618</b>	<b>390</b>	<b>42</b>	<b>-2 694</b>	<b>1 829</b>	<b>858</b>	<b>-3 849</b>

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Proveitos permitidos para cada atividade

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

		Variação valor (3) = (2)-(1)											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
A	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano s e s+1	-297	-62	-194	-2 628	-2 656	-1 131	-99	-22	-1 023	-276	-91	-8 479
B	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1	0	0	0	-194	0	0	0	0	0	0	0	-194
C	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	-27	-3	-8	-845	-79	-51	-15	-4	33	-2	-1	-1 002
D	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-27	-27
E	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1	241	89	-77	17 213	-547	54	-51	-40	5 580	169	-75	22 556
F	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural relativo ao ano s-2	-23	-47	-72	17 498	772	132	-157	13	5 398	-1 458	-221	21 835
G	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b> G= A+B+C+D-E-F	<b>-542</b>	<b>-107</b>	<b>-53</b>	<b>-38 378</b>	<b>-2 959</b>	<b>-1 367</b>	<b>95</b>	<b>1</b>	<b>-11 969</b>	<b>1 012</b>	<b>176</b>	<b>-54 093</b>

		Variação % (4) = (3) (1)-1											
		Beiragás	Dianagás	Duriensegás	EDP Gás SU	Lisboagás	Lusitaniagás	Medigás	Paxgás	Setgás	Sonorgás	Tagusgás	Total
	Custos de exploração líquidos afetos a esta atividade, previstos para o ano s e s+1	-30%	-30%	-32%	-51%	-30%	-32%	-30%	-28%	-34%	-34%	-15%	-35%
	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano s e s+1				-31%								
	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	-70%	-49%	-31%	-94%	-19%	-42%	-82%	-62%	38%	-22%	-14%	-62%
	Proveitos permitidos por aplicação de um montante de 4 euros por cliente previstos para o ano s e s+1	0%			0%	0%	0%			0%		-25%	-1%
	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-1			-100%		-100%		-100%	-100%			-100%	-100%
	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Comercialização de gás natural, relativo ao ano s-2	-29%			1050%	124%	29%	-12093%	298%		-905%		760%
	<b>Proveitos permitidos da função de comercialização de gás natural, previstos para o ano gás t</b>	<b>-40%</b>	<b>-34%</b>	<b>-9%</b>	<b>-166%</b>	<b>-30%</b>	<b>-34%</b>	<b>32%</b>	<b>2%</b>	<b>-129%</b>	<b>124%</b>	<b>26%</b>	<b>-108%</b>

### 2.3 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das atividades do operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, do operador da rede de transporte de gás natural, dos operadores das redes de distribuição de gás natural, do comercializador de último recurso grossista e dos comercializadores de último recurso.

O Quadro 2-27 apresenta os parâmetros a vigorar no ano gás 2014-2015.

**Quadro 2-27 - Parâmetros a vigorar em 2014-2015**

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{RAR,r}$	7,9%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, em percentagem	Art.º 66.º
$r_{q_{RAR}}$	7,9%	Taxa de atualização prevista das quantidades previstas até final do período de previsão N, associadas à atividade, em percentagem	Art.º 66.º
$r_{AS,r}$	7,9%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, em percentagem	Art.º 67.º
$r_{GTGS}$	7,9%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em percentagem	Art.º 70.º
$r_T$	7,9%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
$r_D$	8,4%	Taxa de remuneração prevista do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição, em percentagem	Art.º 73.º
$FCE_{RAR,n}$	Quadro 2-28	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Recepção, Armazenamento de GNL	Art.º 66.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{RAR, n}^{IPIB}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 66.º
$VCE_{RAR, n}^{\mu}$	Quadro 2-28	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com variação não indexada à taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto	Art.º 66.º
$X_{FCE_{RAR}}$	3%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em percentagem	Art.º 66.º
$X_{VCE_{RAR}}$	3%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 66.º
$X_{VCE_{RAR}}$	1,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com crescimento não indexado à taxa de variação do IPIB, em percentagem	Art.º 66.º
$y_t^{OT}$	0,47	Parâmetro a definir anualmente pela ERSE que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, no ano gás t, tendo em conta a evolução do mercado e o equilíbrio do SNGN	Art.º 66.º
$FCE_{AS, n}$	Quadro 2-29	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$VCE_{AS, n}$	Quadro 2-29	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$X_{FCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º
$X_{VCE_{AS}}$	Quadro 2-29	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Art.º 67.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FCE_{T,n}$	Quadro 2-30	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 71.º
$VCE_{T,n}$	Quadro 2-30	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural	Art.º 71.º
$X_{FCE_T}$	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
$X_{VCE_T}$	1,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, em percentagem	Art.º 71.º
$FCE_{D,s}^k$	Quadro 2-31	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 76.º
$VCE_{D,s}^k$	Quadro 2-31	Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração da atividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s (a aplicar à energia distribuída)	Art.º 76.º
$X_{FCED}^k$	Quadro 2-31	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 76.º
$X_{VCED}^k$	Quadro 2-31	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 76.º
$\tilde{C}_{E_s}^{CUR_k}$	Quadro 2-32	Custos de exploração da função de Comercialização de gás natural, previstos para o ano s	Art.º 90.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 90.º
$r^{CUR_k}$	8,4%	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	Art.º 90.º

**Quadro 2-28 - Parâmetros da REN Atlântico a vigorar no ano gás 2014-2015**

	2014	2015
Componente fixa (10 <sup>3</sup> €)	3 434	3 362
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/kWh)	0,094837	0,092846
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,052006	0,052869

**Quadro 2-29 - Parâmetros dos operadores de Armazenamento Subterrâneo a vigorar no ano gás 2014-2015**

	REN Armazenagem		
	2014	2015	Eficiência anual
Parcela fixa (10 <sup>3</sup> €)	1 830	1 819	1,5%
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,128264	0,127494	
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,245141	0,243670	

	Transgás Armazenagem		
	2014	2015	Eficiência anual
Parcela fixa (10 <sup>3</sup> €)	651	631	4,0%
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,207059	0,200640	

**Quadro 2-30 - Parâmetros da atividade de Transporte de gás natural a vigorar no ano gás 2014-2015**

	2014	2015
Parcela fixa (10 <sup>3</sup> €)	6 906	6 864
Componente variável unitária em função dos kms gasodutos no final do ano civil (10 <sup>3</sup> €/km)	2,794256	2,777490
Componente variável unitária em função do número de GRMS no final do ano civil (10 <sup>3</sup> €/GRMS)	43,596741	43,335160
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada-ótica comercial (10 <sup>3</sup> €/GWh/dia)	2,332227	2,318233

**Quadro 2-31 - Parâmetros do operador da rede de distribuição a vigorar no ano gás 2014-2015**

2014	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 <sup>3</sup> Eur	10 <sup>3</sup> €/MWh	10 <sup>3</sup> €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 529,410	0,000628	0,034990	2,5	2,5
Dianagás	522,950	0,002745	0,069166	2,5	3,0
Duriensegás	750,367	0,001293	0,030193	2,5	3,0
Lisboagás	11 219,509	0,000713	0,024381	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 533,704	0,000167	0,019184	1,5	1,5
Medigás	419,355	0,001491	0,025134	2,0	2,5
Paxgás	92,399	0,004885	0,047719	1,5	2,5
Portgás	4 412,474	0,000274	0,017329	1,5	1,5
Setgás	2 386,117	0,000470	0,017221	2,0	2,0
Sonorgás	716,025	0,006734	0,160022	5,0	6,0
Tagusgás	1 301,308	0,000360	0,045668	2,5	2,5

2015	Termo fixo	Termos variáveis		Fator X termo fixo	Fator X termo variável
	10 <sup>3</sup> Eur	10 <sup>3</sup> €/MWh	10 <sup>3</sup> €/Pontos abastecimento	%	%
Beiragás	1 504,939	0,000618	0,034430	2,5	2,5
Dianagás	514,583	0,002687	0,067714	2,5	3,0
Duriensegás	738,361	0,001266	0,029559	2,5	3,0
Lisboagás	11 096,094	0,000705	0,024113	2,0	2,0
Lusitaniagás	3 512,502	0,000166	0,019069	1,5	1,5
Medigás	414,742	0,001467	0,024732	2,0	2,5
Paxgás	91,845	0,004807	0,046955	1,5	2,5
Portgás	4 385,999	0,000272	0,017225	1,5	1,5
Setgás	2 359,870	0,000465	0,017032	2,0	2,0
Sonorgás	686,668	0,006391	0,151861	5,0	6,0
Tagusgás	1 280,487	0,000354	0,044937	2,5	2,5

**Quadro 2-32 - Parâmetros do comercializador de último recurso retalhista a vigorar no ano gás 2014-2015**

2014	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Clientes			
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>		
Beiragás	213,410	0,426	23,638499	37,591192	1,8%	3%
Dianagás	44,735	0,044	30,365061	45,708036		
Sonorgás	268,472	1,352	55,459238	191,645298		
Duriensegás	129,689	0,680	25,277542	63,954531		
Lisboagás	1901,664	1,845	19,705904	32,405469		
Lusitaniagás	776,891	1,293	20,527173	33,450631		
Medigás	70,386	0,514	20,336309	294,724144		
Paxgás	16,542	0,210	15,869815	362,489652		
EDP Gás	1107,800	2,797	20,998802	37,138062		
Setgás	653,666	0,499	22,396231	44,047154		
Tagusgás	223,417	0,921	19,327442	58,305922		

2015	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 <sup>3</sup> EUR		€/Clientes			
	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>	< 10 000m <sup>3</sup>	> 10 000m <sup>3</sup>		
Beiragás	208,929	0,417	23,142090	36,801777	0,9%	3%
Dianagás	43,796	0,043	29,727395	44,748167		
Sonorgás	262,834	1,323	54,294594	187,620747		
Duriensegás	126,966	0,666	24,746714	62,611485		
Lisboagás	1861,729	1,806	19,292081	31,724955		
Lusitaniagás	760,576	1,266	20,096103	32,748168		
Medigás	68,908	0,504	19,909247	288,534937		
Paxgás	16,195	0,205	15,536549	354,877369		
EDP Gás	1084,537	2,739	20,557828	36,358162		
Setgás	639,939	0,488	21,925910	43,122164		
Tagusgás	218,725	0,901	18,921565	57,081498		

## 2.4 COMPENSAÇÃO 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 2013-2014 das empresas reguladas do setor do gás natural”, no Quadro 2-33 apresentam-se os valores anuais das compensações de cada ORD.

**Quadro 2-33 - Compensação entre os ORD no ano gás 2014-2015**

Unidade: EUR

Compensações ORD	UGS I	UGS II >	UGS II < <sup>(a)</sup>	URT	URD	Total ORD
Beiragás	-5 469	-17 178	-89 267	272 862	2 565 536	<b>2 726 485</b>
Dianagás	-3 037	11 499	9 721	27 387	1 213 378	<b>1 258 948</b>
Duriensegás	-47 639	104 417	-75 768	26 203	1 822 086	<b>1 829 298</b>
Lisboagás	-264 380	652 395	-962 133	1 691 751	25 597 384	<b>26 715 017</b>
Lusitâniagás	430 756	-271 018	-239 392	-4 594 873	-22 312 658	<b>-26 987 184</b>
Medigás	-13 643	21 335	20 278	-124 141	1 602 433	<b>1 506 261</b>
Paxgás	-1 157	10 721	-5 100	5 837	692 966	<b>703 267</b>
Portgás	-94 832	-552 134	1 105 594	1 762 618	-17 803 022	<b>-15 581 777</b>
Setgás	-17 320	-5 624	18 645	316 728	-1 846 927	<b>-1 534 497</b>
Sonorgás	-907	30 266	71 392	21 973	7 236 495	<b>7 359 219</b>
Tagusgás	17 628	15 323	146 030	593 655	1 232 328	<b>2 004 963</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Nota: (a) A parcela UGS II &lt; não inclui sobreprovento

No Quadro 2-34 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 2014-2015, as compensações entre os ORD ascendem a 44 103 milhares de euros.

**Quadro 2-34 - Compensação entre os ORD no ano gás 2014-2015**

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores				Total ORD
	Lusitâniagás	Portgás	Setgás	
Beiragás	1 668 353	963 269	94 863	<b>2 726 485</b>
Dianagás	770 358	444 787	43 803	<b>1 258 948</b>
Duriensegás	1 119 359	646 292	63 647	<b>1 829 298</b>
Lisboagás	16 347 087	9 438 431	929 499	<b>26 715 017</b>
Medigás	921 691	532 163	52 408	<b>1 506 261</b>
Paxgás	430 334	248 465	24 469	<b>703 267</b>
Sonorgás	4 503 152	2 600 016	256 050	<b>7 359 219</b>
Tagusgás	1 226 850	708 355	69 759	<b>2 004 963</b>
<b>Total</b>	<b>26 987 184</b>	<b>15 581 777</b>	<b>1 534 497</b>	<b>0</b>

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

Relativamente ao sobreproveito, a metodologia utilizada para as transferências entre comercializadores de último recurso retalhistas para os operadores da rede de distribuição teve como objetivo a minimização dos fluxos financeiros entre empresas. Desta forma, o sobreproveito transferido será do CUR para o respetivo ORD.

No Quadro 2-35 apresenta-se o valor estimado do sobreproveito a receber por cada ORD.

**Quadro 2-35 - Sobreproveito a transferir, por ORD, no ano gás 2014-2015**

Unidade: EUR

<b>Empresas</b>	<b>Sobreproveito</b>
Beiragás	489 395
Dianagás	72 397
Duriensegás	276 686
Lisboagás	4 032 473
Lusitâniagás	1 674 654
Medigás	100 702
Paxgás	29 589
Portgás	1 774 441
Setgás	877 756
Sonorgás	164 624
Tagusgás	257 125
<b>Total</b>	<b>9 749 842</b>

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 2-36 - Transferências do sobreproveito**

Unidade: EUR

Pagadores CUR	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Lisboagás	Lusitâniagás	Medigás	Paxgás	EDP Gas	Setgás	Sonorgás	Tagusgás
<b>Recebedores ORD</b>											
Beiragás	489 395										489 395
Dianagás		72 397									72 397
Duriensegás			276 686								276 686
Lisboagás				4 032 473							4 032 473
Lusitâniagás					1 674 654						1 674 654
Medigás						100 702					100 702
Paxgás							29 589				29 589
Portgás								1 774 441			1 774 441
Setgás									877 756		877 756
Sonorgás										164 624	164 624
Tagusgás											257 125
	<b>489 395</b>	<b>72 397</b>	<b>276 686</b>	<b>4 032 473</b>	<b>1 674 654</b>	<b>100 702</b>	<b>29 589</b>	<b>1 774 441</b>	<b>877 756</b>	<b>164 624</b>	<b>257 125</b>
											<b>9 749 842</b>
% de faturação do CUR a transferir	26,4%	24,0%	24,7%	23,3%	24,3%	23,1%	23,0%	19,9%	23,2%	31,0%	20,1%

### 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 71.º do Regulamento Tarifário, a REN Gasodutos deverá transferir para o operador de rede de distribuição as verbas relativas à transferência de fornecimento de gás natural em MP para AP. Para o ano gás 2014-2015 não foram considerados fornecimentos de gás natural em MP para AP.

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

De acordo com o previsto nos Artigos 70.º, 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, 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 2-37 apresentam-se os montantes previstos para o ano gás 2014-2015 por operador da rede de distribuição no âmbito da tarifa social, que totalizam 526 282 euros.

**Quadro 2-37 - Custos previstos para o ano gás 2014-2015, no âmbito da tarifa social**

Unidade: EUR

<b>Empresas</b>	<b>Tarifa Social</b>
Beiragás	16 843
Dianagás	4 119
Duriensegás	10 621
Lisboagás	213 181
Lusitâniagás	108 712
Medigás	2 804
Paxgás	2 807
Portgás	81 771
Setgás	57 822
Sonorgás	8 002
Tagusgás	19 599
<b>Total</b>	<b>526 282</b>

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 2-38 - Transferências mensais da REN em percentagem**

<b>Empresas</b>	<b>Tarifa Social</b>
Beiragás	0,1623%
Dianagás	0,0397%
Duriensegás	0,1024%
Lisboagás	2,0545%
Lusitâniagás	1,0477%
Medigás	0,0270%
Paxgás	0,0271%
Portgás	0,7880%
Setgás	0,5572%
Sonorgás	0,0771%
Tagusgás	0,1889%
<b>Total</b>	<b>5,0719%</b>

#### 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 2-39 apresenta a repartição dos proveitos a recuperar por cada CUR através das transferências da UGS e das compensações.

**Quadro 2-39 - Repartição da recuperação de proveitos permitidos dos CUR no ano gás 2014-2015**

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		-1 010 940			-1 010 940
CURgc		-189 817	0	-1 873 272	-2 063 089
Beiragás	-17 634	241 755	-1	265 026	489 147
Dianagás	-11 856	316 622	1	115 591	420 359
Duriensegás	-44 388	-418 109	8	230 268	-232 222
Lisboagás	72 348	975 679	-72	1 065 047	2 113 003
Lusitaniagás	-76 901	950 428	3	411 952	1 285 482
Medigás	-26 206	-299 004	-10	184 077	-141 144
Paxgás	-8 632	-10 202	-4	-23 136	-41 973
EDP Gás	150 019	27 907 484	119	-17 077 133	10 980 488
Setgás	-787	7 852 347	-56	-4 296 758	3 554 747
Sonorgás	-16 084	-1 310 219	11	1 694 183	367 892
Tagusgás	-19 879	-201 284	0	412 631	191 468
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>34 804 741</b>	<b>0</b>	<b>-18 891 523</b>	<b>15 913 217</b>

Sublinhe-se que os valores apresentados Quadro 2-39 são valores contabilísticos que não correspondem aos fluxos financeiros explicitados nos quadros seguintes.

**Quadro 2-40 - Valores devidos/a receber relativos à UGS I e UGS II**

Unidade: EUR

	UGS I	UGS II	UGS I + UGS II
CURg	0	-1 010 940	<b>-1 010 940</b>
CURgc	-1 873 272	-189 817	<b>-2 063 089</b>
Lisboagás	-2 048 063	9 495 462	<b>7 447 399</b>
EDP Gás	-17 077 014	28 057 502	<b>10 980 488</b>
Sonorgás	1 694 195	-1 326 303	<b>367 892</b>
Tagusgás	412 631	-221 163	<b>191 468</b>
<b>Total</b>	<b>-18 891 523</b>	<b>34 804 741</b>	<b>15 913 217</b>

Nota: Refira-se que o valor a pagar pelo CURgc deverá ser feito pelo CURg, na medida em que a atividade do primeiro operador foi extinta na última revisão regulamentar, datada de 2013.

Os quadros seguintes apresentam os valores das transferências relativas à UGS I e UGS II, identificando respetivamente os operadores pagadores e os recebedores. Refira-se que, no caso das transferências relativas à UGS II, foram identificados separadamente os valores que respeitam aos ajustamentos dos CUR (Quadro 2-42), e os valores que respeitam aos custos com o gestor logístico das UAG's (Quadro 2-43).

**Quadro 2-41 - Transferências UGS I**

Unidade: EUR

Recebedores \ Pagadores	EDPgás	Lisboagás	CURgc
	REN	15 382 813	2 048 072
Sonorgás	1 694 201		
Tagusgás			412 631
<b>Total</b>	<b>17 077 014</b>	<b>2 048 072</b>	<b>1 873 272</b>

**Quadro 2-42 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos ajustamentos dos CUR**

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	REN	CURg	CURgc	Sonorgás	Tagusgás
Lisboagás	6 747 238	1 010 940	189 817	1 326 303	221 163
EDPgás	28 057 502				
<b>Total</b>	<b>34 804 741</b>	<b>1 010 940</b>	<b>189 817</b>	<b>1 326 303</b>	<b>221 163</b>

**Quadro 2-43 - Transferências relativas à UGS II, no âmbito dos custos com o gestor logístico das UAG**

Unidade: EUR

Pagadores \ Recebedores	REN
CURg	241 114
<b>Total</b>	<b>241 114</b>

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; e
- Para as transferências das UGS, o montante corresponde à proporção dos valores no total do agregado a transferir pelos CUR do Grupo Galp, de acordo com o apresentado no Quadro 2-39.

No caso da REN os valores deverão ser transferidos mensalmente, em proporção da faturação conforme Quadro 2-44. No caso dos restantes operadores, os valores a transferir são os indicados no Quadro 2-41 e no Quadro 2-42, referentes às transferências de UGS I e de UGS II, respetivamente.

**Quadro 2-44 - Transferências mensais da REN em percentagem**

REN UGS II		REN UGS II	
Lisboagás	19,253%	CURg	0,688%
EDPgás	80,059%		
<b>Total</b>	<b>99,312%</b>	<b>Total</b>	<b>0,688%</b>

#### 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 2014-2015 a REN Armazenagem através da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo irá recuperar apenas 84% do total dos proveitos permitidos, pelo que a diferença no montante de 2 955 423 euros a recuperar pela Transgás Armazenagem será transferida para a REN Armazenagem. Esta transferência será efetuada mensalmente, em proporção da faturação de acordo com a percentagem que se apresenta no Quadro 2-45.

**Quadro 2-45 - Transferências mensais em percentagem entre operadores do armazenamento subterrâneo**

Pagador / Recebedor	Transgás Armazenagem
REN Armazenagem	29,3%

#### 2.4.4.2 TRANSFERÊNCIA ENTRE O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E O OPERADOR DE TERMINAL DE GNL

A ERSE introduziu no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

No ano gás de 2014-2015 cerca de 26% dos proveitos permitidos da REN Atlântico serão recuperados pela REN Gasodutos na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. Assim, mensalmente a REN Gasodutos deverá transferir para a REN Atlântico um duodécimo do valor que se apresenta no Quadro 2-46.

**Quadro 2-46 - Transferências entre o operador da rede de Transporte e o operador de Terminal de GNL**

Unidade: EUR

Recebedor \ Pagador	REN Gasodutos
REN Atlântico	12 020 107

### 3 TARIFAS DE GÁS NATURAL A VIGORAR EM 2014-2015

As tarifas de gás natural a vigorar no ano gás 2014-2015, enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, 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 da atividade de Compra e Venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas.
- Tarifas de Energia dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Comercialização dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas de Acesso às Redes.
- Tarifas Sociais de Acesso às Redes.
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.
- Tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso.

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**

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

TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015

Tarifas de gás natural a vigorar em 2014-2015

<b>Tarifa</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Aplicada por</b>	<b>Paga por</b>	<b>Objeto</b>	<b>Observações</b>
<b>Tarifas de Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>URD</b>				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP</i>	<b>URD<sub>MP</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Uso da rede de distribuição em MP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP&gt;</i>	<b>URD<sub>BP&gt;</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP>, com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP&lt;</i>	<b>URD<sub>BP&lt;</sub></b>	Operadores das redes de distribuição	Clientes de BP<, com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	Uso da rede de distribuição em BP	Para os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas está incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais
<b>Tarifa de Comercialização</b>	<b>COM</b>				
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>COM<sub>BP&gt;</sub></b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup>
<i>Tarifa de Comercialização para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>COM<sub>BP&lt;</sub></b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>

<b>Tarifa de Energia</b>	<b>TE</b>				
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>TE<sub>BP&gt;</sub></b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m <sup>3</sup>
<i>Tarifa de Energia para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>TE<sub>BP&lt;</sub></b>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	Fornecimento de gás natural	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>		Operador da rede de transporte	Clientes em AP	Utilização da rede de transporte e serviços associados	
		Operadores das redes de distribuição	Clientes em MP e BP	Utilização das redes de transporte e de distribuição e serviços associados	Incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

<b>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais</b>	<b>Tarifa Transitória</b>	Comercializadores de último recurso retalhistas			
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>Tarifa Transitória</b> <sub>BP&gt;</sub>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup></i>	<b>Tarifa Transitória</b> <sub>BP&lt;</sub>	Comercializadores de último recurso retalhistas	Clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	Fornecimento regulado de gás natural a retalho	Tarifas aplicáveis durante o período transitório

### **3.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

As tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito e do Armazenamento Subterrâneo são aplicáveis aos comercializadores, em função da sua utilização, sendo estas apresentadas no capítulo 3.1.1 e capítulo 3.1.2, respetivamente.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte são faturadas quer nos pontos de entrada na rede de transporte, quer nos pontos de saída, sendo estas apresentadas no capítulo 3.1.3.

Nas entradas da rede de transporte (interligações com a rede espanhola em Campo Maior e Valença do Minho, do terminal de Sines e do armazenamento subterrâneo do Carriço), os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) aplicam-se aos fluxos de gás natural em cada ponto de entrada. Assim, os preços de entrada da tarifa de URT são cobrados pelo operador da rede de transporte (ORT) aos comercializadores, em função dos fluxos de gás natural em cada ponto de entrada de gás natural no sistema português. Em contrapartida, os preços de saída da tarifa de URT são incluídos nas tarifas de acesso às redes sendo aplicados diretamente aos pontos de entrega a clientes finais e faturados aos comercializadores pelos operadores da rede a que o cliente se encontra ligado (tipicamente, o operador da rede de distribuição).

As tarifas de Uso Global do Sistema são aplicáveis nos pontos de entrega a clientes, sendo apresentadas no capítulo 3.1.3 para as entregas em alta pressão e no capítulo 3.1.4 nas entregas em média e baixa pressão.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição incluídas nas tarifas de acesso às redes são aplicadas diretamente aos pontos de entrega a clientes finais e faturadas aos comercializadores pelos operadores da rede de distribuição a que o cliente se encontra ligado, sendo estas apresentadas no capítulo 3.1.4.

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. Estas tarifas são apresentadas no capítulo 3.1.5.

#### **3.1.1 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) refere-se aos serviços de receção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL. Os preços para cada serviço prestado 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 2014-2015”.

A forma de determinação dos preços encontra-se estabelecida no Artigo 107.º do Regulamento Tarifário. Os preços são aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

Conforme referido no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”, o quadro regulamentar alterado em abril de 2013, procedeu a alterações no modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão, implementando-se um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade. Alterou-se assim, o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. Nestas circunstâncias a tarifa passa a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade. Como consequência altera-se a estrutura tarifária das infraestruturas de alta pressão.

#### 3.1.1.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE RECEÇÃO DE GNL

O preço de energia do serviço de receção de GNL é aplicado à energia recebida no terminal de GNL sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo. No Quadro 3-2 apresenta-se o preço de energia do serviço de receção de GNL.

**Quadro 3-2 - Preço de energia do serviço de receção de GNL**

SERVIÇO DE RECEÇÃO	PREÇOS
Energia (EUR/kWh)	0,00024910

#### 3.1.1.2 PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO DE GNL

O preço de capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL é aplicado ao valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. No Quadro 3-3 apresenta-se o preço capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL.

**Quadro 3-3 - Preço da capacidade de armazenamento contratada do serviço de armazenamento de GNL**

PREÇOS DO SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Capacidade de armazenamento contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
Capacidade de armazenamento contratada - Produto anual	0,000930	0,00003058
Capacidade de armazenamento contratada - Produto trimestral	0,000930	0,00003058
Capacidade de armazenamento contratada - Produto mensal	0,000930	0,00003058
Capacidade de armazenamento contratada - Produto diário		0,00003058

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de armazenamento são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. Mantêm-se os fatores multiplicativos adotados no ano gás 2013-2014, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

**Quadro 3-4 - Fatores multiplicativos do serviço de armazenamento de GNL**

SERVIÇO DE ARMAZENAMENTO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,00
Produto diário	1,00

**3.1.1.3 PREÇOS DO SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, em horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário e considera-se o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas considera-se um preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas, definido em euros por camião.

No Quadro 3-5 apresenta-se o preço do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN.

**Quadro 3-5 - Preços do serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN**

PREÇOS DO SERVIÇO REGASEIFICAÇÃO entregas às RNTGN	Capacidade de regaseificação contratada		Energia
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/kWh
Capacidade de regaseificação contratada - Produto anual	0,010310	0,00033896	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto trimestral	0,013403	0,00044065	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto mensal	0,015465	0,00050845	
Capacidade de regaseificação contratada - Produto diário		0,00067793	
Energia			0,00017279

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação são aplicados fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte. Mantêm-se os fatores multiplicativos adotados no ano gás 2013-2014, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

**Quadro 3-6 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo do serviço de regaseificação de GNL**

SERVIÇO DE REGASEIFICAÇÃO	Multiplicadores
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00

Nos Quadro 3-7 apresenta-se o preço do serviço de carregamento de camiões aplicável às entregas aos camiões cisterna.

**Quadro 3-7 - Preços do serviço de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas**

PREÇO DO SERVIÇO DE CARREGAMENTO DE GNL A CAMIÕES CISTERNA	Termo fixo carregamento camiões
	€/camião
Termo fixo de carregamento dos camiões cisterna (EUR/camião)	152,92

**3.1.1.4 PREÇO DE TROCAS REGULADAS DE GNL**

O Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento ERSE n.º 5/2013, de 9 de abril, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) 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. Os princípios do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL estão previstos no artigo 103.º do RT.

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

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

Através do Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito o agente de mercado paga ao comercializador do SNGN um montante apurado pela aplicação do preço das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo.

De acordo com a Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, O PRGNL é determinado, a título previsional, pela aplicação do preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh, da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, proposta para o ano gás 2014-2015, às existências inerentes ao processamento do GNL descarregado no terminal de GNL de Sines verificado em 2013, dividido pelas quantidades que se estimam regaseificar no ano gás 2014-2015. O valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulta do *stock* médio do armazenamento do terminal de GNL de Sines associado ao gás natural regaseificado deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura.

Recentemente tem-se vindo a registar uma crescente utilização do Terminal de GNL para carregamento de navios. Esta nova função contribui para necessidades adicionais de armazenamento de GNL no Terminal de Sines. Neste novo contexto o cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL integra apenas as necessidades de armazenamento associadas ao gás regaseificado e entregue na RNTGN. Desta forma são determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia regaseificada e a energia rececionada no Terminal de GNL (75%, para o ano de 2013), descontando-se a parte inerente ao carregamento de navios.

No cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL foi considerado o *stock* médio de armazenamento de GNL associado ao gás natural regaseificado, de 1 342 GWh, no ano de 2013. A este valor do *stock* médio de armazenamento de GNL associado à regaseificação foram deduzidas as existências mínimas técnicas, tendo sido considerado um valor de 220 GWh, constante ao longo de todo o ano.

Aplicando a fórmula descrita o preço de trocas reguladas de GNL a vigorar durante o ano gás 2014-2015, provisoriamente, é o apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 3-8 - Preço das trocas reguladas de GNL**

<b>Preço das trocas reguladas de GNL para o ano gás 2014-2015</b>	<b>Energia (€/kWh)</b>
Energia entregue	0,00088041

### 3.1.2 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 preços de capacidade de armazenamento contratada.

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 2014-2015”.

Os preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede de transporte. Com o quadro regulamentar aprovado em abril de 2013, a variável de faturação de energia armazenada foi alterada para capacidade de armazenamento contratada. O preço de capacidade de armazenamento contratada é aplicado ao valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade, podendo ser estruturada em produtos com horizonte temporal anual, trimestral e mensal. No Quadro 3-9 apresentam-se os preços referidos.

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

<b>TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO</b>	<b>Energia</b>	<b>Capacidade de armazenamento contratada</b>
	EUR/kWh	EUR/(kWh/dia)/mês
Energia injetada	0,00020619	
Energia extraída	0,00020619	
Capacidade de armazenamento contratada - Produto anual		0,000875
Capacidade de armazenamento contratada - Produto trimestral ((EUR/kWh/dia)mês)		0,000875
Capacidade de armazenamento contratada - Produto mensal ((EUR/kWh/dia)mês)		0,000919

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo são aplicados os fatores multiplicativos aos produtos anuais que constam do quadro seguinte.

Mantêm-se os fatores multiplicativos adotados no ano gás 2013-2014, encontrando-se o racional da escolha dos valores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

**Quadro 3-10 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos produtos de curto prazo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO CONTRATADA	Multiplicadores
Produto trimestral	1,00
Produto mensal	1,05

**3.1.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

**3.1.3.1 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 sistêmica das infraestruturas, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A parcela II 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.

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 de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Às centrais de produção de energia 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 m<sup>3</sup>).

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

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

O preço de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema é apresentado no Quadro 3-11.

**Quadro 3-11 - 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)	0,00021596

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 3-12. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

**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, aplicável aos clientes finais em AP (TW UGS2>)	0,00082989
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,845
Preço aplicável aos ORD ( $\alpha * TW_{UGS2>}$ )	0,00070165

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 3-13. O segundo preço apresentado no quadro representa o preço aplicável aos ORD após a transformação de variável prevista no Regulamento Tarifário (Artigo 111º).

**Quadro 3-13 - 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<)	0,00077969
$\alpha$ - constante da estrutura de quantidades dos ORD	0,845
Preço aplicável aos ORD ( $(1-\alpha)*TW_{UGS2<}$ )	0,00012048

Os preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema são apresentados no Quadro 3-14.

**Quadro 3-14 - Preços de energia da tarifa de Uso Global do Sistema**

<b>TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA</b>	<b>PREÇOS</b>
<b>Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00021596
<b>Entregas a clientes em Alta Pressão</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00104585
<b>Entregas aos operadores de redes de distribuição</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00103809

### 3.1.3.2 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 do Minho (agregadas num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Cariço). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença (agregados num único ponto virtual de atribuição de capacidade), o terminal de GNL, os clientes em AP, as redes de distribuição e as instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes).

À semelhança de anos anteriores, 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.

Nos pontos de entrada considera-se a existência de preços de capacidade contratada aplicável ao valor de capacidade reservada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de carácter vinculativo independentemente do uso efetivo, para horizonte temporal anual, trimestral, mensal e diário. Refira-se que para a entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo apenas se aplica o produto diário.

Nos pontos de saída para as interligações internacionais e Terminal de GNL, considera-se a existência de preços de capacidade contratada, aplicável ao valor de capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade e preços de energia.

Nas saídas para os clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição considera-se a existência de preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses e preços de energia.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e energia. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações predominantemente em contrafluxo 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.

Para as saídas para as instalações abastecidas por UAG consideram-se preços de energia.

Adicionalmente podem ser 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 72% 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 4% por cada dia de interrupção e por outro lado, 7 dias de probabilidade de interrupção.

No documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015” apresentam-se os custos incrementais da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, que servem de base ao cálculo dos preços de capacidade e energia.

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

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	Capacidade contratada	
	EUR/(kWh/dia)/mês	EUR/(kWh/dia)/dia
<b>Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)</b>		
Capacidade contratada - Produto anual	0,015048	0,00049471
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,019562	0,00064313
Capacidade contratada - Produto mensal	0,022571	0,00074207
Capacidade contratada - Produto diário		0,00098943
<b>Terminal GNL</b>		
Capacidade contratada - Produto anual	0,015048	0,00049471
Capacidade contratada - Produto trimestral	0,019562	0,00064313
Capacidade contratada - Produto mensal	0,022571	0,00074207
Capacidade contratada - Produto diário		0,00098943
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>		
Capacidade contratada - Produto diário		0,00001756

Para o cálculo do preço dos produtos de curto prazo da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicáveis às entradas, são aplicados os fatores multiplicativos aos preços dos produtos anuais que constam do quadro seguinte. Mantêm-se os fatores multiplicativos adotados no ano gás 2013-2014, encontrando-se o racional da escolha dos fatores no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

**Quadro 3-16 - Fatores multiplicativos aplicáveis aos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada**

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	Multiplicadores
<b>Interligações internacionais (Campo Maior)</b>	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
<b>Terminal GNL</b>	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
<b>Carricho Armazenagem</b>	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,00

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

**Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)</b>	
<b>Interligações internacionais (Campo Maior e Valença do Minho)</b>	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
<b>Terminal GNL</b>	
Capacidade contratada (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000000
Energia (EUR/kWh)	0,00000000
<b>Cientes em AP</b>	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,027330
Energia (EUR/kWh)	0,00002223
<b>Redes de Distribuição</b>	
Capacidade utilizada saída (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,027330
Energia (EUR/kWh)	0,00002223
<b>Instalações abastecidas por UAGs (propriedade de clientes)</b>	
Energia (EUR/kWh)	0,00220861

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de clientes de alta pressão 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 e (ii) opção tarifária flexível.

Assim, as opções tarifárias de acesso às redes são as seguintes:

- Tarifa de longas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
  - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
  - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível:
  - Contratação exclusivamente mensal
    - A capacidade base anual contratada é nula.
    - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.

- O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
- O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é o dobro do preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
- Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
  - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
  - A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
  - O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
  - O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.

A contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

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 cerca de metade da utilização média dos clientes de alta pressão.

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

**Quadro 3-18 - Preços da tarifa de curtas utilizações de Uso da Rede de Transporte para entrega a clientes em AT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS UTILIZAÇÕES	
Cientes em AP	PREÇOS
Capacidade utilizada Saída EUR/(kWh/dia)/mês	0,008199
Energia (EUR/kWh)	0,00231789

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação exclusivamente mensal.

**Quadro 3-19 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída  
(contratação mensal)**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL MENSAL</b>	
<b>Clientes em AP</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,027330
Capacidade mensal adicional (outubro a março) EUR/(kWh/dia)/mês	0,054659
Energia (EUR/kWh)	0,00002223

O quadro seguinte apresenta os preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte, para entregas a clientes em AP, considerando uma contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão.

**Quadro 3-20 - Preços da tarifa flexível de Uso da Rede de Transporte por ponto de saída  
(contratação anual)**

<b>USO DA REDE DE TRANSPORTE - TARIFA FLEXÍVEL ANUAL</b>	
<b>Clientes em AP</b>	<b>PREÇOS</b>
Capacidade base anual EUR/(kWh/dia)/mês	0,027330
Capacidade mensal adicional (abril a setembro) EUR/(kWh/dia)/mês	0,027330
Energia (EUR/kWh)	0,00002223

### 3.1.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

#### 3.1.4.1 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 112º 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	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS I <sub>ORD</sub>				0,00022704
MP	Longas Utilizações			0,00022719
	Curtas Utilizações			0,00022719
	Flexível			0,00022719
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00022719
		≥ 100.001		0,00022719
BP>	Longas Utilizações			0,00022797
	Curtas Utilizações			0,00022797
	Flexível			0,00022797
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00022797
		≥ 100.001		0,00022797
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	0,00022797
		Escalão 2	221 - 500	0,00022797
		Escalão 3	501 - 1 000	0,00022797
		Escalão 4	1 001 - 10 000	0,00022797

**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	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
UGS II <sub>&gt;ORD</sub>				0,00092288
UGS II <sub>&lt;ORD</sub>				-0,00200021
MP	Longas Utilizações			0,00092353
	Curtas Utilizações			0,00092353
	Flexível			0,00092353
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00092353
		≥ 100.001		0,00092353
BP>	Longas Utilizações			0,00092667
	Curtas Utilizações			0,00092667
	Flexível			0,00092667
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00092667
		≥ 100.001		0,00092667
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00200842
		Escalão 2	221 - 500	-0,00200842
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00200842
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00200842

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

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DOS ORD				
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
MP	Longas Utilizações			0,00115072
	Curtas Utilizações			0,00115072
	Flexível			0,00115072
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00115072
		≥ 100.001		0,00115072
BP>	Longas Utilizações			0,00115463
	Curtas Utilizações			0,00115463
	Flexível			0,00115463
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00115463
		≥ 100.001		0,00115463
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220	-0,00178045
		Escalão 2	221 - 500	-0,00178045
		Escalão 3	501 - 1 000	-0,00178045
		Escalão 4	1 001 - 10 000	-0,00178045

### 3.1.4.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa 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 110º 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 <sup>3</sup> /ano)	Energia
				(EUR/kWh)
URT <sub>ORD</sub>				0,00117702
MP	Longas Utilizações			0,00117785
	Curtas Utilizações			0,00117785
	Flexível			0,00117785
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00117785
		≥ 100.001		0,00117785
BP>	Longas Utilizações			0,00118185
	Curtas Utilizações			0,00118185
	Flexível			0,00118185
	Mensal	10 000 - 100 000		0,00118185
		≥ 100.001		0,00118185
BP<	Outra	Escalão 1		0,00118185
		Escalão 2		0,00118185
		Escalão 3		0,00118185
		Escalão 4		0,00118185

### 3.1.4.3 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 113º 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 2014-2015”.

#### 3.1.4.3.1 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, no Quadro 3-26 e no Quadro 3-27.

As tarifas flexíveis têm características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente  $k=1$  nos meses de verão (abril a setembro) e  $k=2$  nos meses de inverno (outubro a março). Adicionalmente só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzida e por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha, assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Assim, os consumidores podem optar pelas seguintes opções tarifárias de acesso às redes:

- Tarifa de longas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa de curtas utilizações:
  - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
  - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
  - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.
- Tarifa flexível:
  - Contratação exclusivamente mensal
    - A capacidade base anual contratada é nula.
    - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
    - O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
    - O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (outubro a março) é o dobro do preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações.
  - Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão

- A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
- A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
- O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
- O preço da capacidade mensal nos meses de verão (abril a setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.

A contratação mensal, no âmbito das tarifas flexíveis e das tarifas de curtas utilizações, sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

**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 <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (EUR/(kWh/dia)/mês)
				Leitura		Fora de Vazio (EUR/kWh)	Vazio (EUR/kWh)	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	
URD <sub>MP</sub>				454,78	454,78	0,00083061	0,00001981	0,061509
MP	Longas Utilizações			454,78		0,00083061	0,00001981	0,061509
	Curtas Utilizações			454,78		0,00727613	0,00001981	0,012302
	Mensal	10 000 - 100 000			460,51	0,01067202	0,00986121	
		≥ 100.001			662,54	0,00537280	0,00456200	
BP>	Longas Utilizações					0,00415955	0,00001987	
	Curtas Utilizações					0,00415955	0,00001987	
	Flexível					0,00415955	0,00001987	
	Mensal	10 000 - 100 000				0,00415955	0,00001987	
		≥ 100.001					0,00415955	0,00001987
BP<	Outra	Escalão 1	0 - 220			0,00400579		
		Escalão 2	221 - 500			0,00400579		
		Escalão 3	501 - 1 000			0,00400579		
		Escalão 4	1 001 - 10 000			0,00400579		

**Quadro 3-26 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
MP	Flexível	454,78		0,00083061	0,00001981	0,061509	0,123018

**Quadro 3-27 - Preços da tarifa flexível de URD em MP (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MP (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
MP	Flexível	454,78		0,00083061	0,00001981	0,061509	0,061509

3.1.4.3.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BP a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas em BP para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP >) apresentam-se no Quadro 3-28, no Quadro 3-29 e no Quadro 3-30.

Os preços das várias opções tarifárias disponíveis são fundamentados de acordo com o mencionado no ponto anterior.

**Quadro 3-28 - Preços da tarifa de URD em BP >**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP >								
Tarifas	Opção tarifária	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
				Diária	Mensal			
URD <sub>BP&gt;</sub>				151,11	151,11	0,00607428	0,00011302	0,065210
BP>	Longas Utilizações			151,11		0,00607428	0,00011302	0,065210
	Curtas Utilizações			151,11		0,01518570	0,00011302	0,013042
	Mensal	10 000 - 100 000				231,27	0,01650782	0,01054656
≥ 100.001				520,71	0,01028782	0,00432657		

**Quadro 3-29 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível mensal)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	151,11		0,00607428	0,00011302	0,065210	0,130419

**Quadro 3-30 - Preços da tarifa flexível de URD em BP > (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP > (opção flexível anual)							
Tarifas	Opção tarifária	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
		Diária	Mensal			(EUR/kWh)	(EUR/kWh)
BP>	Flexível	151,11		0,00607428	0,00011302	0,065210	0,065210

3.1.4.3.3 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 ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP <) apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 3-31 - Preços da tarifa de URD em BP <**

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <						
Tarifas	Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			(EUR/mês)	Fora de Vazio	Vazio	
URD <sub>BP&lt;</sub>			0,22	0,01014726	0,00011302	0,065210
BP<	Escalão 1	0 - 220	0,22	0,04171395		
	Escalão 2	221 - 500	0,94	0,03729891		
	Escalão 3	501 - 1 000	2,45	0,03291639		
	Escalão 4	1 001 - 10 000	2,77	0,03171846		

3.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar no ano gás 2014-2015.

## 3.1.5.1 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, para as diferentes opções tarifárias disponíveis: longas utilizações, curtas utilizações e opção flexível.

**Quadro 3-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000238	0,027330	0,00089851
Curtas Utilizações	0,002534	0,008199	0,00026955

**Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,000238	0,027330	0,054659	0,00089851	0,00179702

**Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,000238	0,027330	0,027330	0,00089851	0,00089851

**Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,001068	0,027330	0,00089851
Curtas utilizações	0,003364	0,008199	0,00026955

**Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível mensal)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,001068	0,027330	0,054659	0,00089851	0,00179702

**Quadro 3-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes AP a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP (opção flexível anual)					
Opção tarifária	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)	(€/kWh/dia)/dia)
Flexível	0,001068	0,027330	0,027330	0,00089851	0,00089851

**Quadro 3-38 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a operadores de redes de distribuição a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS AOS ORD			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,001060	0,027330	0,00089851

### 3.1.5.2 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. Para as entregas em MP e BP> estão disponíveis diferentes opções tarifárias: longas utilizações, curtas utilizações e opção flexível.

**Quadro 3-39 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO							
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Longas Utilizações		454,78	0,003159	0,002348	0,061509	14,9517	0,00202221
Curtas Utilizações		454,78	0,009605	0,002348	0,012302	14,9517	0,00040444
Mensal	10 000 - 100 000	460,51	0,013001	0,012190		15,1399	
	≥ 100.001	662,54	0,007701	0,006891		21,7823	

**Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	454,78	0,003159	0,002348	0,061509	0,123018	14,9517	0,00202221	0,00404441

**Quadro 3-41 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual (€/kWh/dia)/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia)/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)					
Flexível	454,78	0,003159	0,002348	0,061509	0,061509	14,9517	0,00202221	0,00202221

**Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO							
Opção tarifária	m <sup>3</sup> /ano	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
			Longas Utilizações	151,11			
Curtas Utilizações	151,11	0,021682	0,002469	0,013042	4,9678	0,00042878	
Mensal	10 000 - 100 000	231,27	0,023004	0,012903		7,6035	
	≥ 100.001	520,71	0,016784	0,006683		17,1191	

**Quadro 3-43 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação exclusivamente mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia/mês)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (€/kWh/dia/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	0,065210	0,130419		0,00214388	0,00428775
		Flexível	151,11	0,012570	0,002469		0,065210	0,130419

**Quadro 3-44 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015 (opção flexível com contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO (opção flexível anual)								
Opção tarifária	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Base Anual (€/kWh/dia/mês)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Base Anual (€/kWh/dia/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (€/kWh/dia/dia)
		Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)	0,065210	0,065210		0,00214388	0,00214388
		Flexível	151,11	0,012570	0,002469		0,065210	0,065210

**Quadro 3-45 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Baixa Pressão para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> por ano a vigorarem no ano gás 2014-2015**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO						
Escala	m <sup>3</sup> /ano	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Termo tarifário fixo (€/dia)	
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)		
Escala 1	0 - 220	0,22	0,045121		0,0073	
Escala 2	221 - 500	0,94	0,040706		0,0311	
Escala 3	501 - 1 000	2,45	0,036324		0,0805	
Escala 4	1 001 - 10 000	2,77	0,035126		0,0910	

Note-se que ao abrigo do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de Média Pressão e os consumidores ligados em MP com consumos anuais superiores ou iguais a 595 GWh (cerca de 50 milhões de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de AP, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

### 3.1.5.3 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.

#### **Quadro 3-46 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações abastecidas por UAG (propriedade do cliente) a vigorarem no ano gás 2014-2015**

Instalações abastecidas por UAGs (propriedade do cliente)	PREÇOS
<b>Tarifa de Acesso às Redes</b>	<b>0,00325446</b>
Componente de Uso da Rede de Transporte (EUR/kWh)	0,00220861
Componente de Uso Global do Sistema (EUR/kWh)	0,00104585

### 3.2 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, 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.

Foi neste quadro que o Governo aprovou o Decreto-Lei n.º 101/2011 que criou 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 m<sup>3</sup>. 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 4321-B/2014 estabelece que para o ano gás 2014-2015 o limite máximo da variação da tarifa de venda a clientes finais social dos comercializadores de último recurso é de 1%.

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 1%.

No Quadro 3-47 apresentam-se os descontos nos preços da tarifa de Acesso às Redes nos dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

**Quadro 3-47 - Desconto a aplicar aos preços da tarifa de Acesso às Redes**

	<b>Energia (€/kWh)</b>	<b>Tfixo (€/mês)</b>
Escalão 1 (0 a 220 m <sup>3</sup> )	0,015614	0,22
Escalão 2 (220 a 500 m <sup>3</sup> )	0,011157	0,94

Estes descontos são aplicados na tarifa social de Acesso às Redes, apresentadas no capítulo 3.2.1, e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, apresentadas no capítulo 3.2.2.

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 m<sup>3</sup>.

## 3.2.1 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 2014-2015, para os dois escalões de consumo abrangidos pela tarifa social.

Quadro 3-48 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BAIXA PRESSÃO					
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0	- 220	0,00	0,029507	0,0000
Escalão 2	221	- 500	0,00	0,029549	0,0000

## 3.2.2 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 m<sup>3</sup>, a vigorarem de julho de 2014 a junho de 2015, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Beiragás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)		Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
			(€mês)	(€kWh)	(€dia)
Escalão 1	0	- 220	2,27	0,0644	0,0747
Escalão 2	221	- 500	2,50	0,0636	0,0822

**Quadro 3-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Dianagás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DIANAGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,40	0,0634	0,0788
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

**Quadro 3-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Duriensegás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,40	0,0634	0,0788
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

**Quadro 3-52 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				EDPGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,09	0,0638	0,0688
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

**Quadro 3-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da LisboaGás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,98	0,0635	0,0649
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

Quadro 3-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,98	0,0634	0,0649
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

Quadro 3-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				MEDIGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,40	0,0634	0,0788
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

Quadro 3-56 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				PAXGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	2,40	0,0634	0,0788
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

Quadro 3-57 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SETGÁS
Escalação	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalação 1	0 - 220	1,98	0,0634	0,0649
Escalação 2	221 - 500	2,50	0,0635	0,0822

**Quadro 3-58 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Sonorgás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				SONORGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,40	0,0634	0,0788
Escalão 2	221 - 500	2,50	0,0634	0,0822

**Quadro 3-59 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais da Tagusgás**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,25	0,0639	0,0741
Escalão 2	221 - 500	2,50	0,0635	0,0822

### 3.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais são apresentadas no capítulo 3.3.1.

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, pelos operadores da rede de distribuição e pelo operador da rede de transporte de gás natural são apresentadas no capítulo 3.3.2.

#### 3.3.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE 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 m<sup>3</sup> prevê um regime transitório durante o qual os comercializadores de último recurso são obrigados a fornecer gás natural a clientes que ainda não tenham optado por outro comercializador, aplicando uma tarifa regulada, transitória, a publicar pela ERSE e atualizada trimestralmente. A Portaria n.º 59/2013 estende o período de aplicação das tarifas transitórias aos clientes com consumos anuais acima de 10 000 m<sup>3</sup> até ao dia 30 de junho de 2014.

O Decreto-Lei n.º 74/2012 determina a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup> e inferior ou igual a

10 000 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>.

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.

Neste contexto as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei. Apesar de o período para aplicação das tarifas transitórias terminar no decorrer do ano de 2014 (30 de junho de 2014 para os clientes com consumos anuais de gás natural acima de 10 000 m<sup>3</sup> e 31 de dezembro de 2014 para os clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural superiores a 500 m<sup>3</sup> e inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>), considera-se que devem continuar a ser publicadas as respetivas tarifas transitórias visto existirem clientes nestes segmentos de consumo a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso.

As tarifas transitórias são calculadas por soma das tarifas por atividade apresentadas nos quadros anteriores, a saber: tarifas de Acesso às Redes, tarifas de Energia e tarifas de Comercialização. Estes preços poderão ser revistos com uma periodicidade mínima trimestral.

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

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 inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a vigorarem no 3º trimestre de 2014.

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				BEIRAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,49	0,0800	0,0820
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0748	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0672	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0672	0,1772

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DIANAGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,62	0,0790	0,0861
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0690	0,1772

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

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				DURIENSEGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,62	0,0790	0,0861
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0690	0,1772

Quadro 3-63 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da EDPgás Serviço Universal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				EDPGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,31	0,0794	0,0760
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0634	0,1772

Quadro 3-64 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da LisboaGás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano LISBOAGÁS				
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,20	0,0791	0,0722
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0676	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0676	0,1772

Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano LUSITANIAGÁS				
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,20	0,0790	0,0722
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0689	0,1772

Quadro 3-66 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano MEDIGÁS				
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)	(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,62	0,0790	0,0861
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0690	0,1772

Quadro 3-67 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				PAXGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,62	0,0790	0,0861
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0690	0,1772

Quadro 3-68 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				SETGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,20	0,0790	0,0722
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0747	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0686	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0669	0,1772

Quadro 3-69 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano				SONORGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Termo tarifário fixo (€/dia)
		(€/mês)	(€/kWh)	
Escalão 1	0 - 220	2,62	0,0790	0,0861
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0746	0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0702	0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0690	0,1772

**Quadro 3-70 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais da Tagusgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m <sup>3</sup> /ano					TAGUSGÁS
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Termo tarifário fixo
		(€/mês)	(€/kWh)		(€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,47	0,0795		0,0813
Escalão 2	221 - 500	3,44	0,0747		0,1131
Escalão 3	501 - 1 000	5,10	0,0686		0,1678
Escalão 4	1 001 - 10 000	5,39	0,0669		0,1772

**3.3.1.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS APLICÁVEIS AOS CONSUMIDORES COM CONSUMO ANUAL SUPERIOR A 10 000 m<sup>3</sup>**

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 m<sup>3</sup>, a vigorarem no 3º trimestre de 2014.

Os consumidores ligados em Baixa Pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 11,9 GWh (cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup>) podem optar pelas tarifas de Média Pressão, de acordo com as regras apresentadas no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015”.

**Quadro 3-71 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO > 10.000 m <sup>3</sup> ANO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		155,27	0,054674	0,044573	0,065210	5,1046	0,00214388
Mensal	10 000 - 100 000	235,43	0,065108	0,055007		7,7403	
	100 001 - 1 000 000	524,87	0,058888	0,048787		17,2559	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO						Comercializador de último recurso retalhista	
Opção tarifária	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia		Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/mês)	Termo tarifário fixo (€/dia)	Capacidade Utilizada (€/kWh/dia)/dia)
			Fora de Vazio (€/kWh)	Vazio (€/kWh)			
Diária		458,94	0,045124	0,044313	0,061509	15,0885	0,00202221
Curtas utilizações		458,94	0,051570	0,044313	0,012302	15,0885	0,00040444
Mensal	10 000 - 100 000	464,67	0,054965	0,054155		15,2767	
	100 001 - 2 000 000	666,71	0,049666	0,048855		21,9191	

### 3.3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

#### 3.3.2.1 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 2014-2015, 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, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

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, para o primeiro trimestre do ano gás 2014-2015 (terceiro trimestre de 2014).

Esta tarifa está sujeita a revisão trimestral de preços, refletindo a evolução trimestral dos custos de aprovisionamento de energia.

#### **Quadro 3-72 - 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)	0,02785721

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

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 m<sup>3</sup>, para o primeiro trimestre do ano gás 2014-2015 (terceiro trimestre de 2014), 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 3-73 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA		PREÇOS
Baixa Pressão < 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)		
BP<	Escalão 1	0,03338398
	Escalão 2	0,03338398
	Escalão 3	0,03338398
	Escalão 4	0,03338398

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

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, para o primeiro trimestre do ano gás 2014-2015 (terceiro trimestre de 2014), 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 3-74 - Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA	PREÇOS
Média Pressão (EUR/kWh)	0,04094106
Baixa Pressão > 10 000 m <sup>3</sup> (EUR/kWh)	0,04108026

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

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização em BP<, a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 3-75 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	2,13
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00052414

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

O quadro seguinte apresenta o preço da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos de gás natural dos seus clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 3-76 - Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/mês)	4,16
Termo de Energia (EUR/kWh)	0,00102374



## 4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2014-2015

### 4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 60.º, 173.º e 245.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.
- Preço de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.

Do mesmo modo, estabelecem os artigos 101.º e 112.º do RRC, este último em leitura conjugada com o que decorre da Diretiva n.º 2/2011, que a ERSE deverá aprovar:

- Encargos com a rede a construir.
- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.
- 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 m<sup>3</sup> (n).

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 retalhistas, consoante o caso.

### 4.2 PROPOSTAS APRESENTADAS PELAS EMPRESAS

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas do Grupo EDP, do Grupo Galp Energia, a Sonorgás e a Tagusgás apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os diversos preços regulados.

As propostas das empresas defendem a manutenção para o ano gás 2014-2015 dos preços e parâmetros atualmente em vigor, facto que já havia ocorrido para o ano gás 2013-2014.

As empresas justificam a manutenção dos preços previstos nos artigos 60.º, 173.º e 245.º do RRC, fundamentalmente pelo facto de se ter atingido, em seu entender, o equilíbrio entre os valores cobrados aos clientes e os custos incorridos com os prestadores de serviços que asseguram cada uma das respetivas atividades.

No que respeita aos itens mencionados nos artigos 101.º e 112.º do RRC e Diretiva n.º 2/2011, os operadores de rede sustentam a proposta de manutenção de valores para 2014-2015 por considerarem satisfatória a aplicação da subregulamentação, a qual, em seu entender, apresenta racionalidade económica no equilíbrio de encargos solicitados aos clientes a respeito de comparticipação nos custos de ligação e/ou integração de polos de consumo existentes.

Os operadores de rede mencionam, todavia, a respeito dos encargos de ligação e/ou integração de polos de consumo existentes, que admitem o interesse em se proceder, por iniciativa de ERSE, a uma revisão da subregulamentação aplicável.

De forma continuada no tempo, as propostas apresentadas pelas empresas carecem do grau de fundamentação que seria desejável para a aprovação dos preços dos serviços regulados para vigorarem no ano gás 2014-2015. Aquando da apresentação das propostas de tarifas e preços para o ano gás de 2013-2014, a ERSE fez salientar que esta não fundamentação pudesse ser corrigida, com um investimento maior por parte das empresas reguladas na justificação detalhada das suas propostas.

### **4.3 PREÇOS A VIGORAR NO ANO GÁS 2014-2015**

Os preços dos serviços regulados em vigor no ano gás 2013-2014 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. Na mesma linha, o parecer do Conselho Tarifário de 15 de Maio de 2012 sublinhou a aderência aos custos relativamente ao preço de leitura extraordinária.

Para o ano gás 2014-2015, os operadores das redes de distribuição propuseram a manutenção dos preços atualmente em vigor. Tendo em conta a convergência realizada no passado para a aderência aos custos, a ERSE considerou aceitável a proposta efetuada pelas empresas para a manutenção dos preços para os seguintes serviços:

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

Todavia, tendo em consideração a recorrente falta de fundamentação das propostas das empresas, a qual já foi objeto de insistente menção no passado no sentido de a corrigir, e uma vez que está em causa o equilíbrio entre a socialização de custos por via tarifária e a sua especialização no quadro da partilha de encargos com os diretos interessados, a ERSE considerou oportuna uma revisão em baixa dos valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

A decisão da ERSE integrou o parecer do Conselho Tarifário, nomeadamente quanto à necessidade de se efetuar uma reflexão futura sobre o resultado da aplicação de parte da regulamentação acima mencionada, bem como a necessidade de adequar as condições de integração de polos de consumo à realidade do mercado, evitando descontinuidades no processo.

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

Os preços associados à prestação destes serviços no ano gás 2014-2015 são os indicados no Quadro 4-1.

**Quadro 4-1 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural (ano gás 2014-2015)**

Unidades:EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor no ano gás 2013-2014	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preços	Variação (%)
Todos os clientes	<b>Interrupção de fornecimento:</b>	17,01	17,01	17,01	0%
	<b>Restabelecimento do fornecimento:</b>				
	Dia útil (8 às 18h)	25,51	25,51	25,51	0%
	Dia útil (18 às 20h)	30,32	30,32	30,32	0%
	<b>Adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento</b>	9,81	9,81	9,81	0%

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

Os encargos com a rede a construir no ano gás 2014-2015 são os indicados no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Encargos com a rede a construir (ano gás 2014-2015)

Unidades:EUR

Encargos com a rede a construir	Preços em vigor no ano gás 2013-2014	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição (%)
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

O preço do serviço de leitura extraordinária no ano gás 2014-2015 assume o valor apresentado no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Preço do serviço de leitura extraordinária (ano gás 2014-2015)

Unidades:EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor no ano gás 2013-2014	Preço proposto pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
				Preço	Varição (%)
Todos os clientes	Dias úteis (09:00 às 18:00 horas)	14,17	14,17	14,17	0%

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

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

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

Os valores da quantia mínima em caso de mora assumem no ano gás 2014-2015 os valores que se apresentam no Quadro 4-4.

**Quadro 4-4 - Quantia mínima a pagar em caso de mora (clientes com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n) (ano gás 2014-2015)**

Unidades:EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor no ano gás 2013-2014	Preços propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Preços	Varição (%)
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 4-4 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 M<sup>3</sup> (N)

O artigo 103.º do RRC estabelece que os encargos de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), a suportar pelo requerente, 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 103.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 (Fj). Os fatores para a baixa e média pressão em vigor até 30 de junho de 2014, são os seguintes:

- Baixa Pressão ( $> 10\,000\text{ m}^3(n)$ ) – 0,060613 €/kWh.
- Média Pressão – 0,022454 €/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 2014-2015 conduz aos seguintes fatores aprovados pela ERSE para vigorar entre 1 de Julho de 2014 e 30 de Junho de 2015:

- Baixa Pressão ( $> 10\,000\text{ m}^3(n)$ ) – 0,053123 €/kWh.
- Média Pressão – 0,018713 €/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 112.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 112.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.

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 2011. Por se considerar que a manutenção dos referidos valores carece de fundamentação suficiente e porque importa considerar um sinal económico relativo ao desenvolvimento

e amadurecimento das redes de distribuição, designadamente por integração de polos de consumo existentes, a ERSE considera nesta fase ajustado reduzir os valores suportados pelo sistema nacional de gás natural a título de conversões e reconversões.

Os valores a vigorar no exercício tarifário de 2014-2015 são os indicados no Quadro 4-5.

**Quadro 4-5 - Valores de referência**

Unidades:EUR

Valores de referência	Preços em vigor no ano gás 2013-2014	Valores propostos pelos ORD	Preços aprovados pela ERSE	
			Valores	Variação (%)
Situações previstas na alínea a) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	450,00	450,00	337,50	-25%
Situações previstas na alínea b) do n.º 3 do artigo 112.º do RRC	761,00	761,00	570,00	-25%



## 5 CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO CISTERNA

O Artigo 44.º do RRC prevê que a ERSE possa estabelecer um valor para o custo máximo que o operador da rede de transporte pode aceitar que lhe sejam transferidos por parte dos agentes de mercado que recorram ao transporte de GNL por camião cisterna, materializado no Artigo 71.º do RT que prevê a possibilidade de aceitação desses custos fora do âmbito da aplicação das metas de eficiência a que estão sujeitos os restantes custos de exploração.

Tendo em consideração a evolução dos custos associados, ao longo dos anos gás anteriores e as recomendações recebidas nesse sentido, a ERSE estabeleceu, pela primeira vez para o ano gás 2013-2014, os valores para o custo máximo referido anteriormente, em função da distância percorrida entre o Terminal de GNL de Sines e a Unidade Autónoma de GNL:

- 0,83 cent€/ (MWh x km), para distâncias superiores a 110 km.
- 1,53 cent€/ (MWh x km), para distâncias inferiores ou iguais a 110 km.

Não se tendo ainda recebido uma proposta do operador da rede de transporte de novos valores para o ano gás 2014-2015 e a respetiva justificação, a ERSE propõe a manutenção dos valores anteriores.



## 6 ANÁLISE DE IMPACTES

### 6.1 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 2014-2015.

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade regulada, entre 2013-2014 e 2014-2015, é apresentada da Figura 6-1 à Figura 6-7 e do Quadro 6-1 ao Quadro 6-7. 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 2013-2014. No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014-2015, para as diferentes infraestruturas. O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2014-2015 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.

#### 6.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

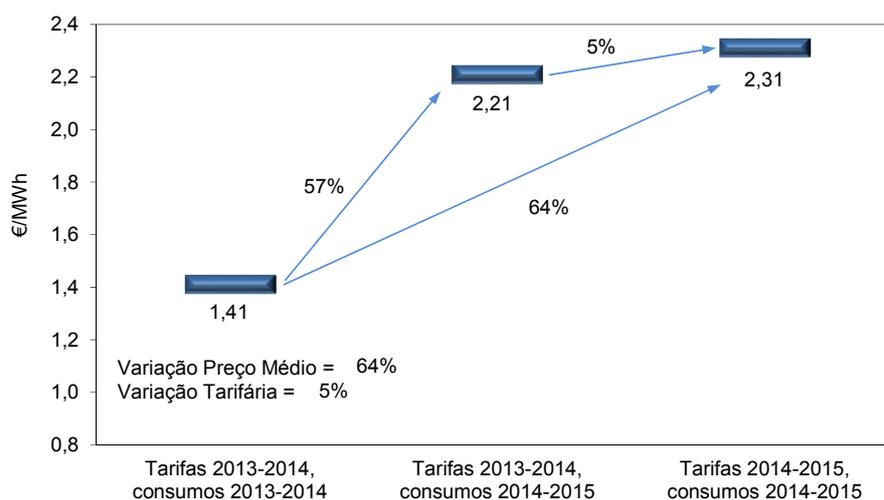
No Quadro 6-1 e na Figura 6-1 é apresentada a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o ano gás 2014-2015.

**Quadro 6-1 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	38 738	33 500	35 025
Quantidades (GWh)	27 461	15 157	15 157
Preço médio (€/MWh)	1,41	2,21	2,31

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

**Figura 6-1 - Preço médio da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**



### 6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

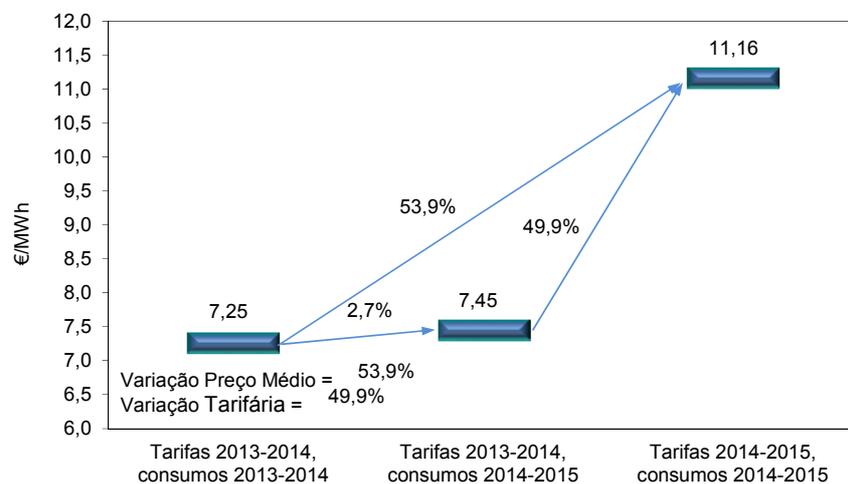
No Quadro 6-2 e na Figura 6-2 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo do ano gás 2013-2014 para ano gás 2014-2015.

**Quadro 6-2 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	18 903	17 255	25 861
<b>Quantidades</b> (GWh)	2 606	2 317	2 317
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	7,25	7,45	11,16

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

**Figura 6-2 - Preço médio da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**



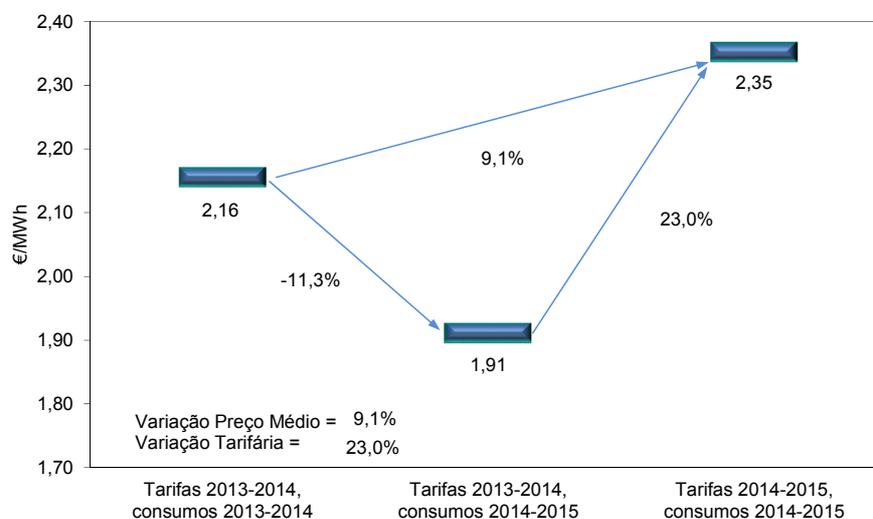
### 6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-3 e na Figura 6-3 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 6-3 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	116 611	91 880	113 027
<b>Quantidades</b> (GWh)	54 091	48 050	48 050
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	2,16	1,91	2,35

**Figura 6-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte**

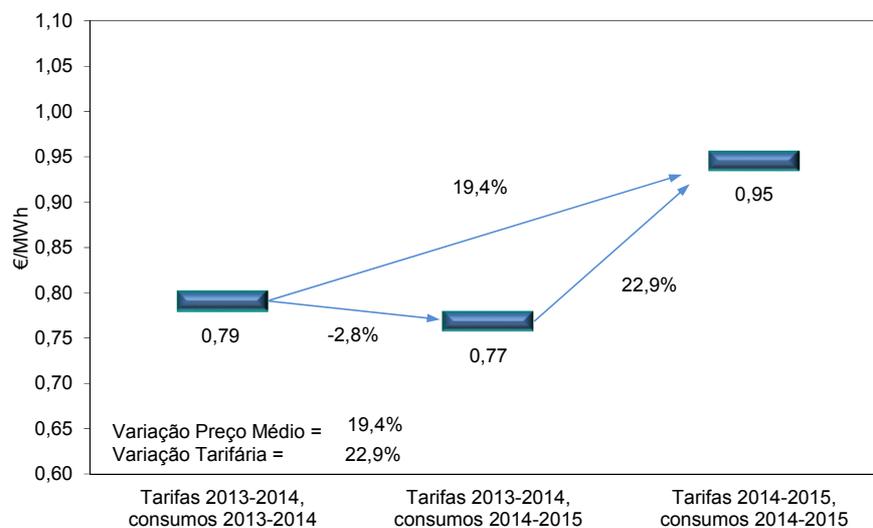


#### 6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

No Quadro 6-4 e na Figura 6-4 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede transporte entre o ano gás 2013-2014 e o ano gás 2014-2015.

**Quadro 6-4 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	42 799	36 954	45 422
<b>Quantidades</b> (GWh)	54 080	48 050	48 050
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	0,79	0,77	0,95

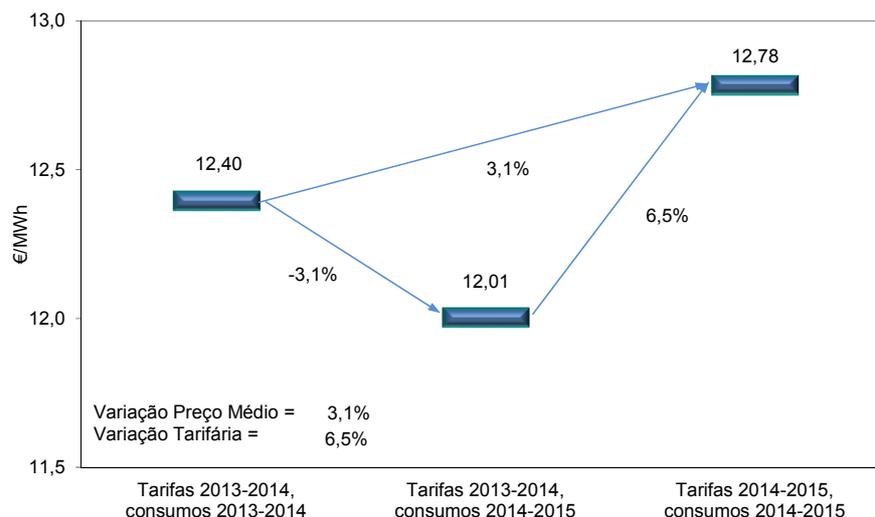
**Figura 6-4 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte**

### 6.1.5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Quadro 6-5 e na Figura 6-5 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

**Quadro 6-5 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	311 786	293 746	312 783
Quantidades (GWh)	25 152	24 467	24 467
Preço médio (€/MWh)	12,40	12,01	12,78

**Figura 6-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição****6.1.6 TARIFA DE ENERGIA APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>**

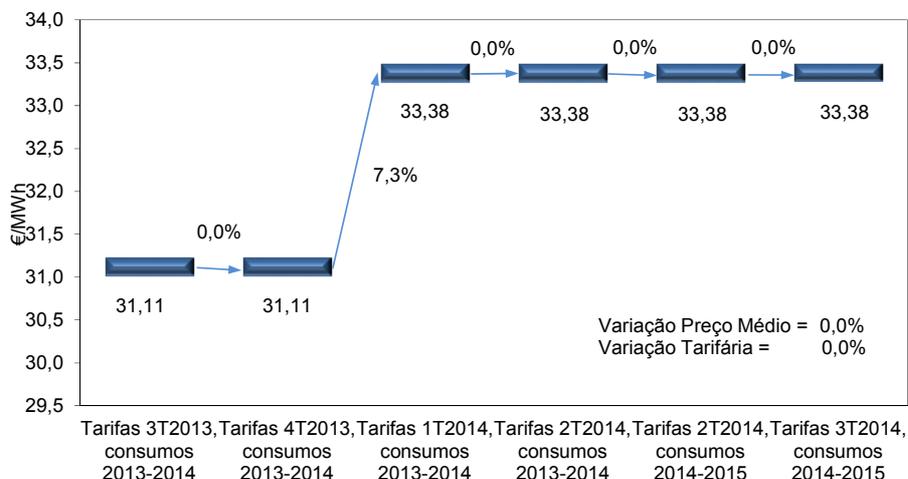
No Quadro 6-6 e na Figura 6-6 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu carácter transitório.

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

Estado e características	Tarifas 3T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 4T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 1T2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2T2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2T2014, consumos 2014-2015	Tarifas 3T2014, consumos 2014-2015
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	80 616	80 616	86 499	86 499	44 220	44 220
Quantidades (GWh)	2 591	2 591	2 591	2 591	1 325	1 325
Preço médio (€/MWh)	31,11	31,11	33,38	33,38	33,38	33,38

Conforme se ilustra na Figura 6-6, no 3.º trimestre de 2014 verifica-se uma variação tarifária de 0% na tarifa de Energia aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, relativamente às tarifas do 2.º trimestre de 2014, o que corresponde a uma variação de preço médio de 0%.

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



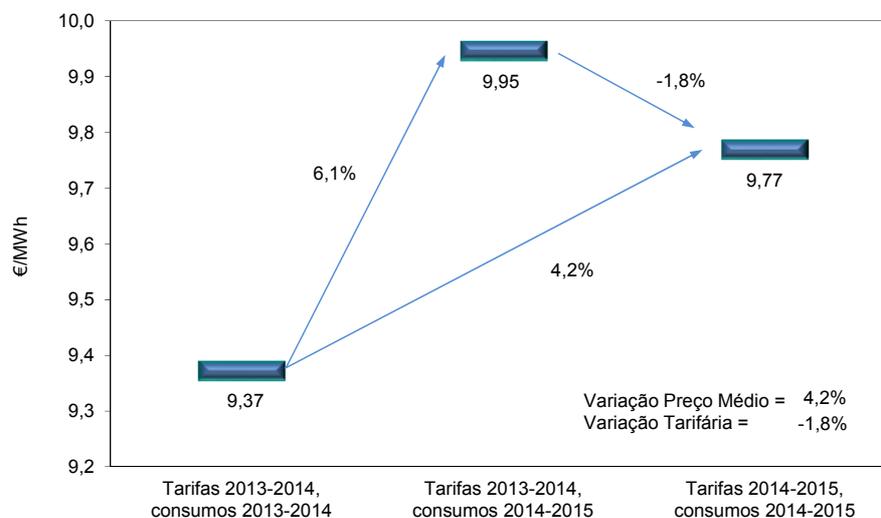
### 6.1.7 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL A FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

No Quadro 6-7 e na Figura 6-7 apresenta-se a evolução do preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. A partir de 1 de janeiro de 2013 esta tarifa assumiu carácter transitório.

**Quadro 6-7 - Receitas, quantidades e preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Receitas</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	24 285	13 175	12 940
<b>Quantidades</b> (GWh)	2 591	1 325	1 325
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	9,37	9,95	9,77

**Figura 6-7 - Preço médio da tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**



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

### 6.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

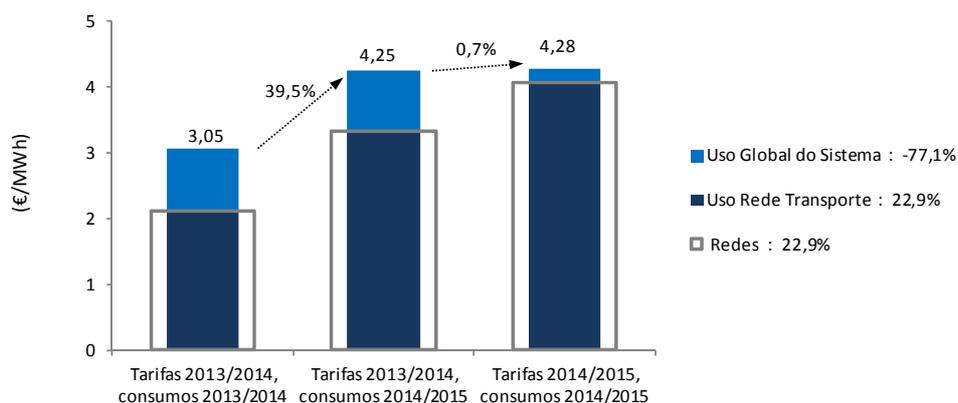
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes resultantes da adição das tarifas de UGS, URT e URD, para os Centros Electroprodutores (CEP), para os clientes ligados em Alta Pressão, para os clientes ligados em Média Pressão, para os clientes ligados em Baixa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

A evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2013-2014 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2013-2014 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2014-2015. O terceiro estado corresponde ao preço médio das tarifas de Acesso às Redes previsto para o ano gás 2014-2015.

**Quadro 6-8 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifa 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	40 304	23 769	23 939
<b>Quantidades</b> (GWh)	13 225	5 591	5 591
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	3,05	4,25	4,28

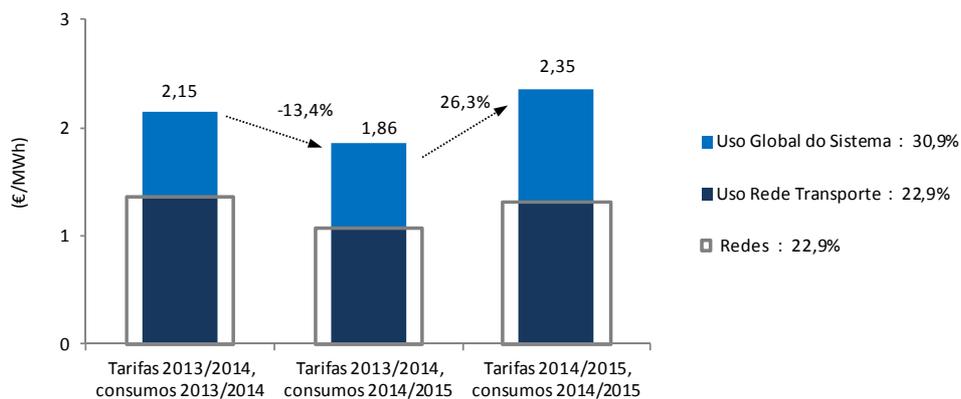
**Figura 6-8 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos Centros Electroprodutores**



**Quadro 6-9 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
<b>Proveitos</b> (10 <sup>3</sup> EUR)	33 698	33 454	42 248
<b>Quantidades</b> (GWh)	15 658	17 949	17 949
<b>Preço médio</b> (€/MWh)	2,15	1,86	2,35

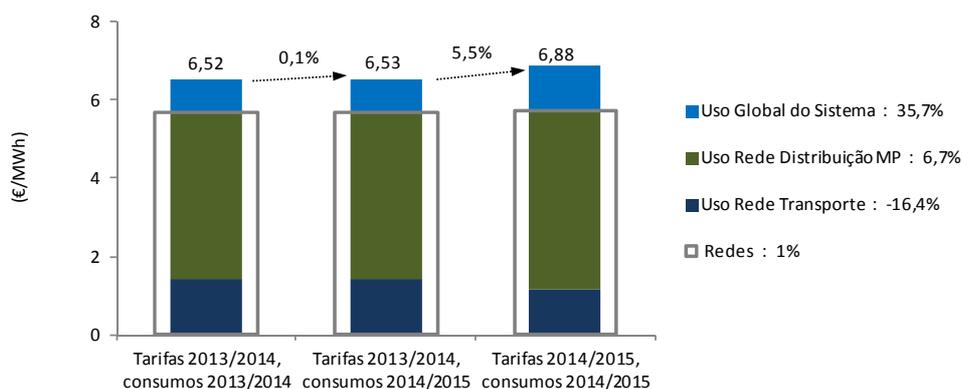
**Figura 6-9 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Alta Pressão**



**Quadro 6-10 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	112 344	112 210	118 379
Quantidades (GWh)	17 238	17 195	17 195
Preço médio (€/MWh)	6,52	6,53	6,88

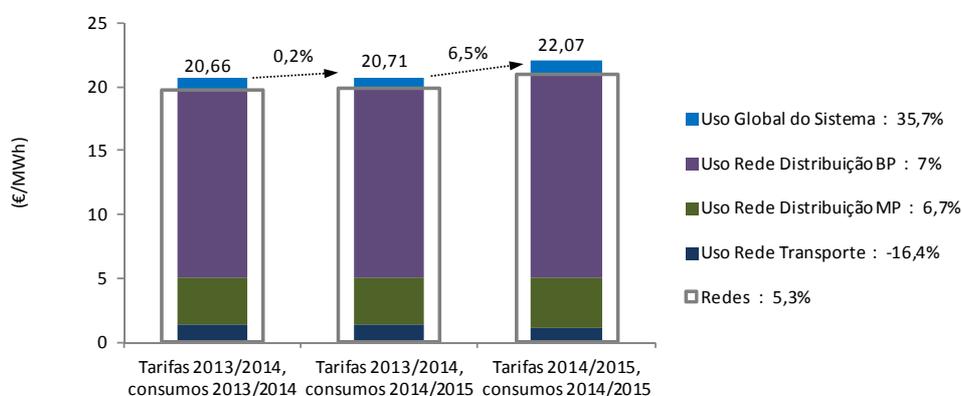
**Figura 6-10 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Média Pressão**



**Quadro 6-11 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	78 289	72 509	77 249
Quantidades (GWh)	3 789	3 501	3 501
Preço médio (€/MWh)	20,66	20,71	22,07

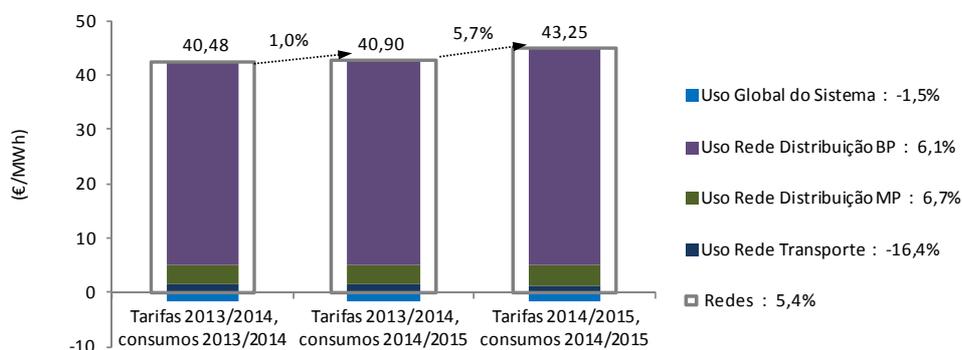
**Figura 6-11 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Quadro 6-12 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2013-2014, consumos 2014-2015	Tarifas 2014-2015, consumos 2014-2015
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	167 009	154 273	163 116
Quantidades (GWh)	4 125	3 772	3 772
Preço médio (€/MWh)	40,48	40,90	43,25

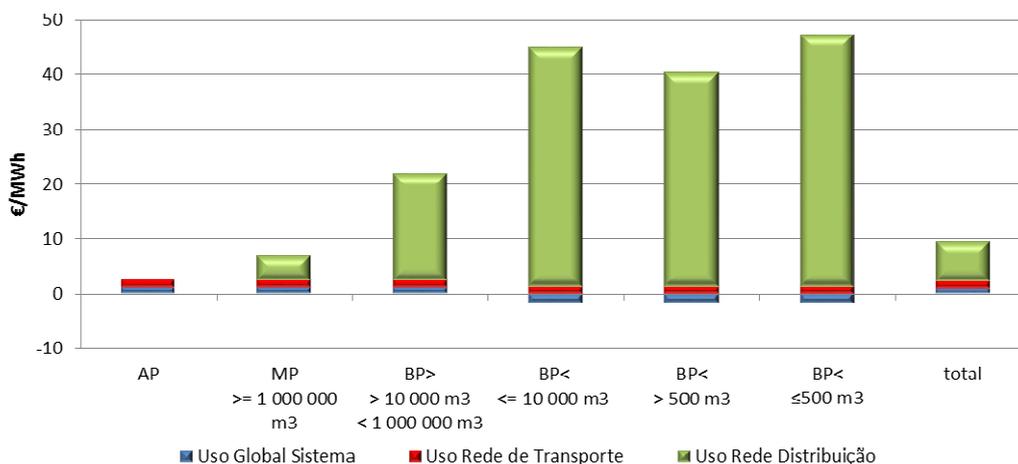
**Figura 6-12 - Preço médio da tarifa de Acesso às Redes dos clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

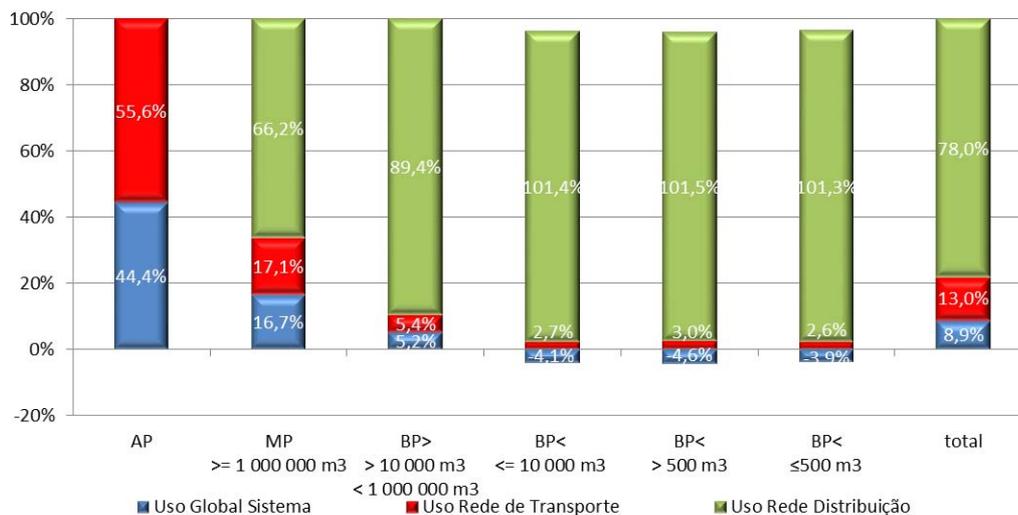


## 6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2014-2015

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 6-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2014-2015**



**Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, em 2014-2015**

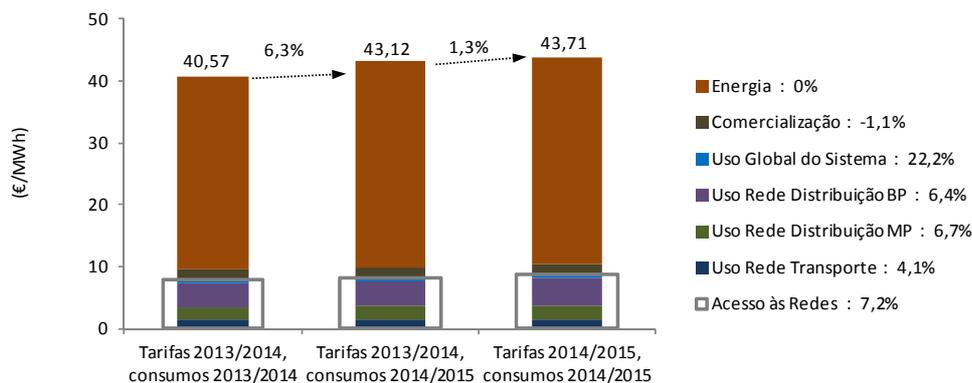
### 6.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

#### 6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

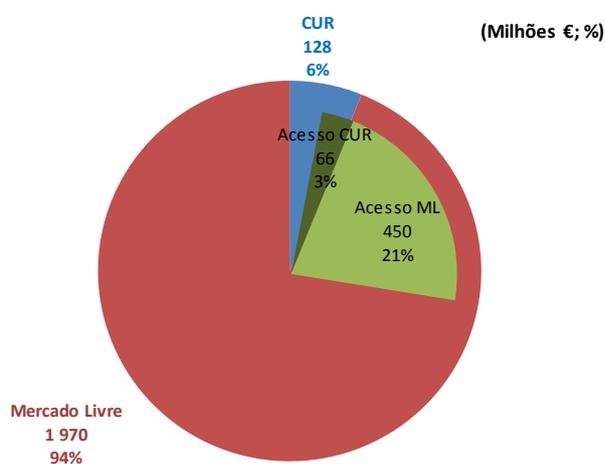
No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP, MP, BP> e BP<, entre o ano gás 2013-2014 e o ano gás 2014-2015. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. Considera-se para a atividade da Energia um preço médio de 33 €/MWh. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada, para os referidos níveis de pressão.

A evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a Clientes Finais pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde ao preço médio resultante da aplicação das tarifas que vigoraram no ano gás 2013-2014 aos consumos desse ano. O segundo estado corresponde às tarifas que vigoraram no ano gás 2013-2014 aplicadas aos consumos previstos para o ano gás 2014-2015. O terceiro estado corresponde ao preço médio previsto para o ano gás 2014-2015.

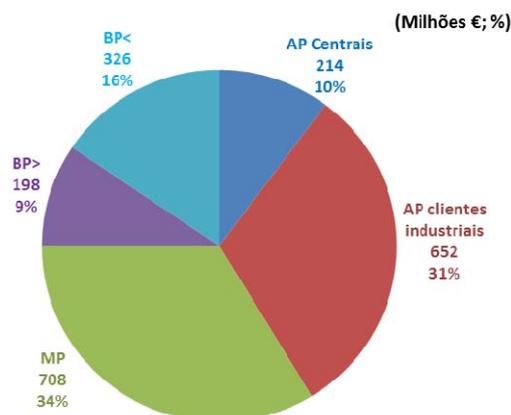
Na Figura 6-15, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 4,1% para o Uso da Rede de Transporte, 6,7% para o Uso da Rede de Distribuição MP, 6,4% para o Uso da Rede de Distribuição BP, 22,2% para o Uso Global do Sistema, -1,1% para a Comercialização e 0% para a Energia.

**Figura 6-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais**

Este preço médio baseia-se nas receitas previstas para o sector do gás natural no ano gás 2014-2015, sendo de destacar o reduzido peso da comercialização de último recurso nas receitas do setor, 6% que compara com 94% no mercado livre, conforme se ilustra na Figura 6-16. Ilustra-se também o peso das receitas do acesso regulado pela ERSE, quer para o CUR, quer no mercado livre, que perfazem um valor global de 516 milhões de euros, 24% das receitas do setor. Estas receitas de acesso incluem quer o acesso aplicável a clientes, quer o acesso aplicável a comercializadores.

**Figura 6-16 - Estrutura das receitas do setor do gás natural**

A estrutura destas receitas por nível de pressão encontra-se ilustrada na Figura 6-17, destacando-se o elevado peso das receitas em Alta Pressão e em Média Pressão.

**Figura 6-17 - Estrutura das receitas do setor do gás natural, por nível de pressão**

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre o ano gás 2013-2014 e o ano gás 2014-2015, para os diferentes níveis de pressão. Registam-se variações diferenciadas por nível de pressão: 0,1% para os centros electroprodutores, 1,4% para os clientes industriais em AP, 0,8% em MP, 2,4% em BP> e 2,6% em BP<. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

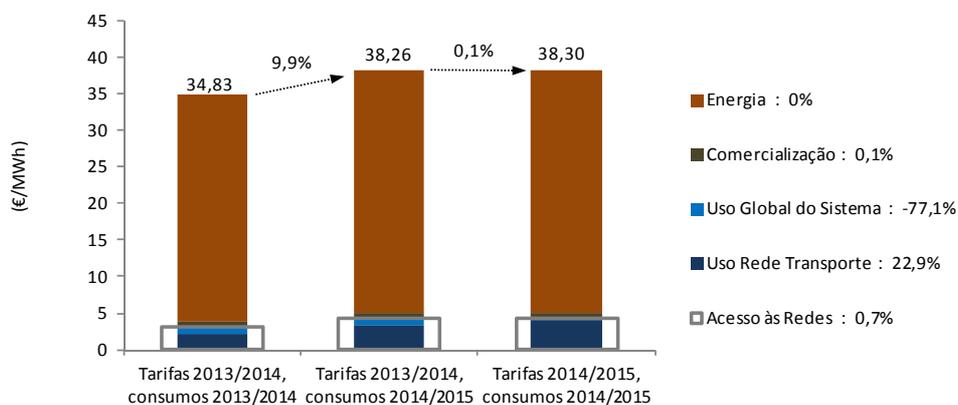
**Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda aos Centros Electroprodutores**

Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AP

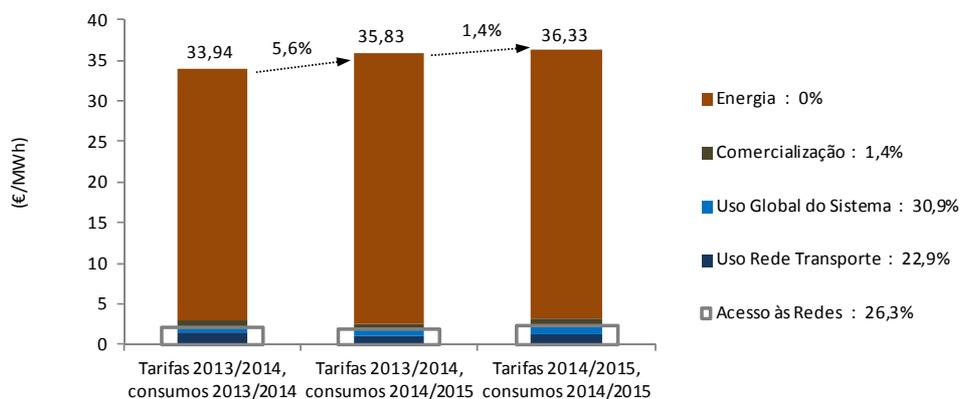
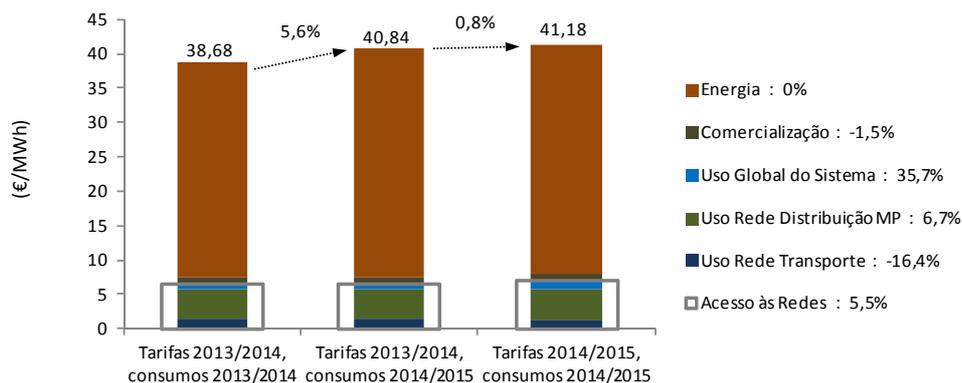
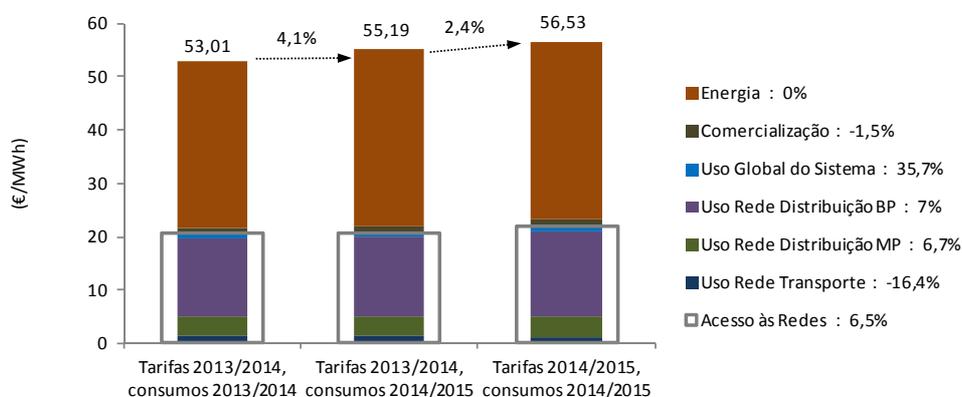


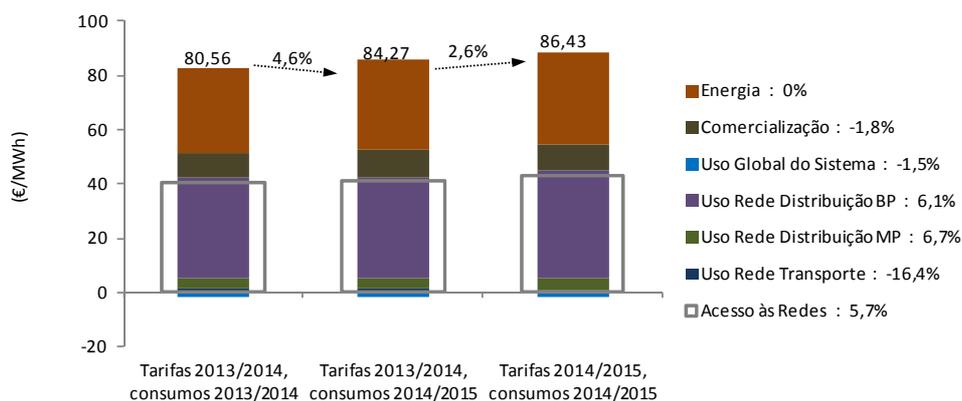
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MP



**Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP>**

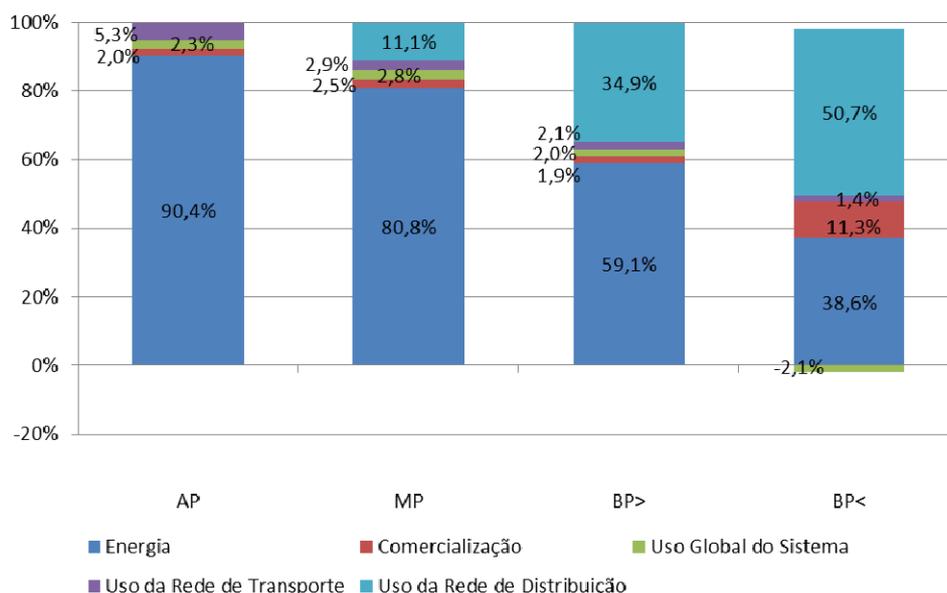


**Figura 6-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BP<**



### 6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Na figura seguinte apresentam-se os valores previsionais da decomposição e estrutura do preço médio das tarifas dos comercializadores de mercado, 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 6-23 - Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em 2014-2015**

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

### 6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

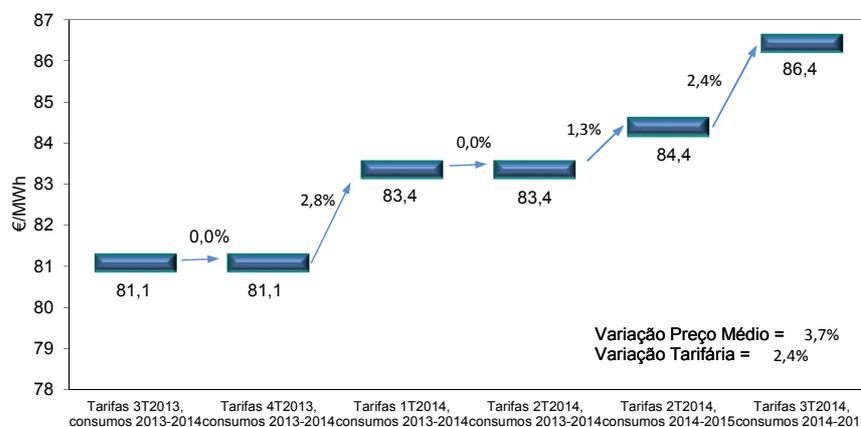
No presente capítulo é apresentada a evolução do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, representada de forma análoga à apresentada para as tarifas das atividades reguladas.

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

**Quadro 6-13 - Receitas, quantidades e preço médio associados à tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

Estado e características	Tarifas 3T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 4T2013, consumos 2013-2014	Tarifas 1T2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2T2014, consumos 2013-2014	Tarifas 2T2014, consumos 2014-2015	Tarifas 3T2014, consumos 2014-2015
Receitas (10 <sup>3</sup> EUR)	210 118	210 118	216 001	216 001	111 810	114 491
Quantidades (GWh)	2 591	2 591	2 591	2 591	1 325	1 325
Preço médio (€/MWh)	81,1	81,1	83,4	83,4	84,4	86,4

**Figura 6-24 - Preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

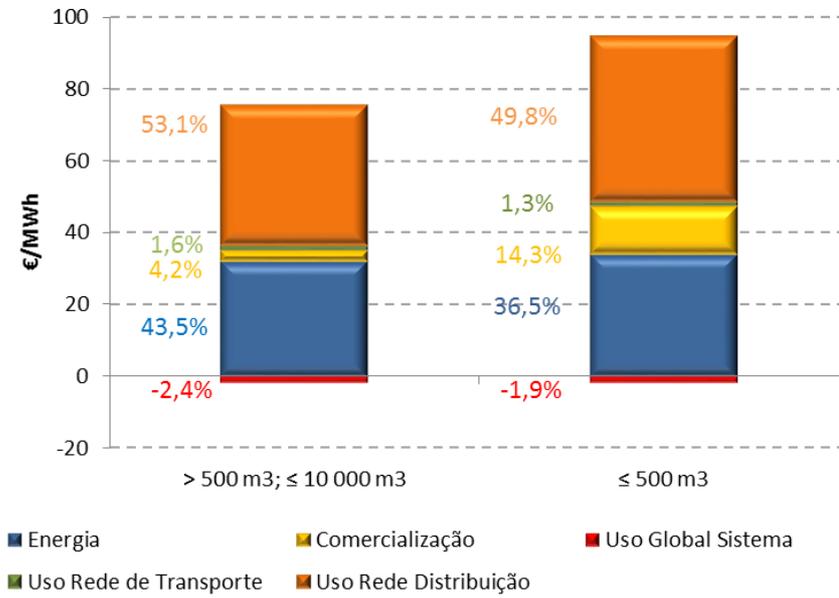


A ERSE define, também, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, aprovando uma variação trimestral de 2,4%.

#### 6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DA TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>

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

**Figura 6-25 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> em 2014-2015**



**ANEXOS**



**ANEXO I**  
**SIGLAS**



---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
AdC	Autoridade da Concorrência
AP	Alta pressão
BP	Baixa pressão
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CE	Comissão Europeia
CUR	Comercializadores de último recurso
CURg	Comercializador de último recurso grossista
CURgc	Comercializadores de último recurso grandes clientes
CURr	Comercializador de último recurso retalhista
CVGN	Compra e Venda de gás natural
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euros
FMI	Fundo Monetário Internacional
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MP	Média pressão
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (despesas operacionais): Fornecimentos e Serviços Externos + Gastos com Pessoal + Gastos e Perdas Líquidos de Rendimentos e Ganhos que não resultam da aplicação da tarifa
ORD	Operadores de rede de distribuição
ORT	Operador de rede de transporte
OT	Obrigações do Tesouro
PIB	Produto Interno Bruto
RAB	<i>Regulatory asset base</i> (Base de Ativos Regulada): Imobilizado Bruto – Amortizações Acumuladas – Subsídios Líquidos – Imobilizado em Curso

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
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
TVCF	Tarifa de Venda a Clientes Finais
UAG	Unidades Autónomas de Gás
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

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



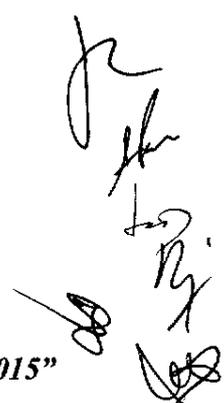
**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

- Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015
- Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural
- Estrutura tarifária no ano gás 2014-2015
- Análise dos investimentos do setor do gás natural



**ANEXO III**  
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS**  
**DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015”**





Parecer sobre a  
***“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015”***

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): *“(…) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”*<sup>1</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector elétrico e gás natural: *“(…) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços”*, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo<sup>1</sup> e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário<sup>2</sup> uma *“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015”* solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo esta respondido em 29.04.2014.

Posto o que, nos termos do n.º 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor do Gás Natural do Conselho Tarifário<sup>3</sup> emite o seguinte parecer:

*[Redacted content]*

<sup>1</sup> Cf. artigo 48º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro

<sup>2</sup> Cf. Ref: E-Técnicos/2014/230/VM/ao, de 15 de Abril.

<sup>3</sup> Doravante abreviado por CT.

*[Handwritten signatures and initials]*

I

**GENERALIDADE**

1. A proposta da ERSE de "Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015", apresentada num contexto económico particularmente adverso, traduz-se na aplicação dos parâmetros do período regulatório 2013-2016, com a revisão do RT incorporando a revisão excecional de tarifas para os consumidores acima dos 10.000 m<sup>3</sup>/ano.
2. A proposta encerra um acréscimo global médio de 2,4% para os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano, aqui se incluindo os consumidores domésticos, micro e pequenas empresas. O racional desta variação tarifária é justificado pela ERSE, sobretudo, no balanço de energia do sistema nacional de gás natural para o ano gás 2014-2015 que condiciona os preços das tarifas de uso das infraestruturas e os preços das tarifas de venda a clientes finais.
3. Estas variações não contemplam a totalidade dos impactes nas faturas dos clientes finais, conforme infra analisado.
4. Acresce que, o anunciado aumento da taxa de IVA para 23,25% a partir de janeiro de 2015, *(que agrava o aumento verificado a partir de Janeiro de 2012 de 6% para 23%)*, representará para os denominados pequenos consumidores um aumento médio da fatura de 2,61%, relembrando que os consumidores domésticos suportam a totalidade destes aumentos.
5. O CT manifesta a sua preocupação, uma vez que, os consumidores de gás natural *(nomeadamente os consumidores de gás natural com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>/ano)* registam uma perda de competitividade e de poder de compra que continua a revelar-se penosa no atual contexto económico.
6. No que respeita aos fornecimentos acima de 10.000 m<sup>3</sup>/ano para a indústria confirma-se o aumento particularmente oneroso das TAR no contexto da atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais, e ao tecido empresarial português em geral, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica:

Tarifas de Acessos às Redes	Varição 2014-2015/2013-2014
Clientes em AP (> 50 milhões de m <sup>3</sup> ) *	29,2%
Clientes em MP e BP (> 10 000 m <sup>3</sup> )	MP + 4,8% / BP > + 6,2%
Clientes em BP (< 10 000 m <sup>3</sup> )	5,4%

Fonte: ERSE

*[Handwritten signatures and initials]*

7. 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 pareceres anteriores.
8. Como recorrentemente o CT tem sugerido entende ser necessário que a ERSE promova, junto do Legislador, o desenvolvimento urgente de medidas conducentes à redução dos custos fixados ou permitidos legislativamente como, entre outros, 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.

## II - ESPECIALIDADE

### A. ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

#### A.1. Quantidades e estimativas

1. O CT reconhece o esforço realizado pela ERSE no sentido de dar uma visão detalhada da conjuntura de consumos e evolução das variáveis tarifárias<sup>4</sup> apresentado, ao nível do consumo global, uma previsão para o ano gás 2014-2015 de 48,5 TWh, 4,1% acima do valor de 2013 (46,6TWh no ano civil).
2. Avaliando as classes de consumo no referencial de alta-pressão, a evolução prevista confirma, na generalidade, a continuidade dos consumos verificados em anos anteriores com ligeiras variações, com uma única exceção: a projeção dos consumos dos centros electroprodutores significativamente acima do consumo de 2013, 2,8TWh, apresentando agora um valor de 5,6 TWh para 2014-2015.
3. Deste modo, em termos de previsões, o CT considera que deverá ser considerado no valor das tarifas o efeito do desajuste das previsões para os centros electroprodutores e a tendência de redução da emissão do terminal de Sines.
4. Relativamente à utilização das entradas, o terminal introduzia mais de metade do gás consumido. A ERSE regista, agora, uma alteração substantiva no *mix* de abastecimento com uma nova estrutura para o ano-gás 2014-2015, redução do terminal para 34% e aumento para 66% das interligações.

<sup>4</sup> Cf. documento "Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano de 2014-2015"

*[Handwritten signatures and initials]*

## **A.2. Utilização das infraestruturas**

1. O CT regista positivamente o facto de o terminal de GNL durante os anos de 2012 e 2013 ter verificado valores de stock de GNL próximos da capacidade máxima dos tanques após a expansão e um aumento do valor médio de energia armazenada. A emissão para a rede aproxima-se dos níveis de emissão mínima com uma utilização de 36% e a carga de camiões cisterna tem vindo a aumentar de forma consistente para uma utilização anual de 41%.
2. Relativamente às outras infraestruturas, o armazenamento subterrâneo, teve um papel relevante na gestão do abastecimento realizada pelos agentes, tendo-se verificado níveis de utilização com uma grande amplitude de variação de *stock* comercial entre o valor máximo armazenado, 15 dias de consumo médio equivalente e o mínimo 4 dias verificado em Dezembro de 2013, tendo tido as entregas às redes de distribuição uma utilização de 74% evidenciando regularidade na sua evolução.
3. Neste quadro, o CT regista a estabilidade e nível adequado de utilização das infraestruturas, chamando contudo a atenção para o comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização das interligações, solicitando que a ERSE adapte a sua análise a estas novas realidades da procura em termos de variáveis tarifárias sem prejudicar os consumidores com maior regularidade de consumo.

## **B. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

1. O CT tem vindo a alertar para a necessidade de que, atempadamente, a ERSE proponha um modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso que seja adequado ao seu carácter progressivamente residual e de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis, assegurando a sua eficiência.
2. A proposta de tarifas para o ano gás 2014-2015 vem reforçar a necessidade desta reorganização, tendo em conta a estimativa de taxa de liberalização apresentada, com um aumento superior a 30% para clientes com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup> anuais, quer em termos de volume, quer em número de clientes.
3. Por outro lado, o CT regista a opção pela continuação da publicação de tarifas transitórias para clientes com consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> anuais, apesar de não existir suporte legal à sua existência para lá do final do ano gás em curso.

*[Handwritten signatures and initials]*

4. Neste contexto, e tal como referido em pareceres anteriores, o Conselho considera essencial que a ERSE promova com a maior brevidade a análise e discussão de um novo modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso, que assegure a eficiência dos custos incorridos no seu desempenho.
5. Especificamente para os clientes com consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> anuais, e a manter-se a opção da ERSE pela publicação de tarifas transitórias para além do horizonte legal previsto, de junho de 2014, o CT considera que o incentivo à mudança incluído na tarifa de energia aplicável a estes clientes deverá ser mais expressivo do que o agora proposto (cerca de 47.4% para consumos em MP e de 47.9% para consumos em BP face ao preço da tarifa de energia do comercializador grossista), de forma a assegurar uma rápida passagem destes clientes para regime de mercado.

### **C. MERCADO LIVRE**

1. O CT tem defendido a necessidade de definição de regras de mercado por forma a facilitar a liberalização do mercado, a necessidade de disponibilização de informação regular, bem como a harmonização e rigor na informação disponibilizada pelos vários operadores de mercado.
2. É de salientar que a informação sobre o mercado liberalizado de Gás Natural já está a ser disponibilizada, no entanto, seria aconselhável que se realizasse mensalmente tal como acontece no mercado de Eletricidade.
3. Reconhece-se, que em regime de mercado, os comercializadores são livres de formar os seus preços na negociação ou nas propostas que apresentam aos clientes, no entanto, as tarifas definidas pela ERSE, tanto as tarifas de acesso como também as tarifas transitórias de venda, desempenham um papel importante nessa dinâmica e na capacidade que os comercializadores têm, ou não, de competir no Mercado.
4. A extinção do mercado regulado pressupõe a adesão dos consumidores ao mercado livre, tendo, para esse efeito, sido fixadas tarifas transitórias de venda a clientes finais, previstas serem agravadas trimestralmente pela ERSE e com aplicabilidade até ao final do próximo ano.
5. No entanto, baseado na última informação disponibilizada pela ERSE deteta-se que, ao fim de mais de 4 anos desde o levantamento da última barreira legislativa que ainda impedia o acesso de alguns clientes, nomeadamente residenciais, à contratação do seu fornecimento de gás natural em mercado livre e perto do fim do período de aplicação das tarifas transitórias, uma percentagem elevada dos clientes ainda está, atualmente, a ser fornecida pelos CURr em regime de tarifas transitórias de venda.

*JL*  
*sh*  
*by*  
*ry*  
*af*

6. Assim, em particular, o CT observa:
- a) A existência de tarifas transitórias de venda a clientes finais prevista no documento disponibilizado pela ERSE pressupõe a não extinção do mercado regulado
  - b) A previsão da taxa de liberalização do mercado, em especial dos clientes com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>, parece demasiado otimista sem que se note nenhuma medida que incentive a liberalização do mercado:
    - Consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>
      - Aumento de 32,7% para 65,0% em termos de Consumo
      - Aumento de 30,0% para 65,0% em número de Clientes
    - Consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup>:
      - Aumento de 97,9% para 99,7% em termos de Consumo
      - Aumento de 70,8% para 87,9% em número de Clientes
  - c) O CT solicita a reanálise da incorporação de quantidades associadas a polos cujas licenças de distribuição, ainda se encontram em fase de atribuição por concurso público, pois entende que não é exetável que ocorram consumos durante o período de tarifas em questão.
  - d) Assume-se que a caracterização das taxas de liberalização (% ML/MTtotal) apresentadas, em especial para a Baixa Pressão Inferior, são demasiado simétricas para o ano gás de 2014-2015, tendo em conta a existente assimetria.
  - e) O CT recomenda que a ERSE avalie a razoabilidade fundamental da construção tarifária e que defina e partilhe com os agentes de mercado e com este Conselho, de uma forma transparente, a trajetória de evolução das tarifas para a aditividade, que permita, nomeadamente aos comercializadores em mercado, fazer a avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais.
  - f) A proposta contempla, por um lado uma evolução crescente dos custos de utilização das infraestruturas do SNGN e, por outro, a falta de aditividade em alguns escalões da BP <, vetores que podem condicionar a dinâmica competitiva dos agentes em Mercado.
7. Confrontando a trajetória de passagem para o mercado com as previsões da ERSE, o CT não pode deixar de alertar para a necessidade da ERSE informar claramente e com a antecedência suficiente de alterações que tenha previsto tomar neste âmbito, designadamente, quanto a agravamentos abruptos das tarifas transitórias.

*JR*  
*AL*  
*to*  
*ry*  
*SA*

## D. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS

### D.1. Desvios de faturação e proveitos

1. O valor total dos proveitos permitidos publicados, inclui o valor dos ajustamentos de anos anteriores bem como, valores não diretamente relacionados com a atividade do ano das empresas, encontrando-se nesta categoria custos ocorridos a recuperar via tarifas (v.g. na RNTIAT a UGS II ou parcelas da UGS I, como transporte de GNL por camião cisterna). A consideração agrupada destas componentes não permite avaliar claramente o contributo real da atividade das empresas a recuperar pelas tarifas e o peso dos ajustamentos.
2. Nestes termos, o CT recomenda que para cada uma das atividades os proveitos permitidos apresentados a discussão no CT passem a indicar explicitamente e em separado as seguintes parcelas:
  - O montante destinado a cobrir os custos das empresas para a atividade do ano;
  - O valor dos ajustamentos com indicação do montante associado a desvios de faturação;
  - Incluir numa rubrica de ‘outros’ os restantes valores.
3. O CT reitera a sua preocupação pelo valor crescente e sempre no mesmo sentido dos montantes em desvio e a necessidade de os conhecer. Sem UGS II e para o ano gás 2014-2015 estão incorporados desvios nos proveitos para tarifas (7,1 % dos proveitos das empresas da RNTIAT e 8% das empresas de distribuição) com implicações crescentes no aumento por esta via do nível tarifário e na distorção dos preços para os consumidores dos anos seguintes. O “*stock*”<sup>5</sup> de desvio incorporado pela ERSE nas tarifas do ano gás 2013-2014 atingiu os 26,7 % dos proveitos das empresas da RNTIAT e 9,1% das empresas de distribuição.
4. O CT considera que existe o risco de incorrer numa espiral de inflação de nível tarifário e desvios que prejudica claramente os consumidores, os custos de contexto das indústrias e as empresas, para além de transferir para os consumos futuros o esforço do pagamento dos descontos passados.
5. O CT recomenda, também, que passe a ser indicada pela ERSE a trajetória anual dos desvios de faturação nos últimos 4 anos gás e civis, de modo a permitir acompanhar a sua evolução de forma mais precisa bem como entender o seu impacte no preço final.

<sup>5</sup> Considerando os desvios tarifários com base nos valores publicados para as tarifas do corrente ano gás.

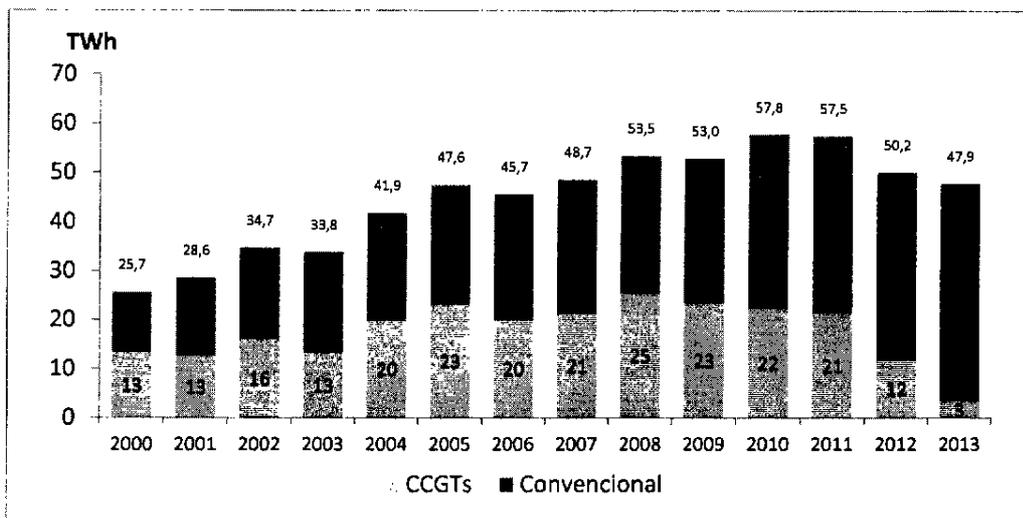
*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

- Para que o CT possa acompanhar as decisões tarifárias da ERSE, deverá ser igualmente estimado o comportamento futuro esperado dos desvios de faturação, que componentes tarifárias mais têm contribuído para a sua variação e explicitado o diferencial entre a previsão e a realidade por variável tarifária e o seu impacte percentual na recuperação de proveitos totais.

## D.2. Tarifas

- A volatilidade do consumo de GN determinada quer pelas energias concorrentes quer pela atividade económica, tem tido impacte no consumo. A queda de consumo verificada na produção de eletricidade foi de 85% em dois anos gás<sup>6</sup> passando de 22 TWh em 2011 para 3 TWh em 2013, contudo, entre 2012 e 2013 o consumo total reduziu 4,6% decorrente do crescimento do consumo convencional, resultado da entrada em funcionamento de novos clientes de grande dimensão.

### Consumos do SNGN - Ano Civil



Fonte: REN<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Fonte: 'Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015' – abril de 2014

<sup>7</sup> Fonte: Relatório e Contas – REN 2013



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

2. A precisão das estimativas de quantidades associadas às variáveis de faturação é essencial mas depende do perfil de utilização das infraestruturas pelos agentes que reagem, às tarifas de acesso, ao custo de aprovisionamento, às opções de aquisição de gás com peso sobre o *mix* (GN/ GNL). As previsões vão, por isso, muito além da simples previsão de consumo global sendo crítica uma estimativa adequada das capacidades a reservar pelos comercializadores nas diferentes infraestruturas da RNTIAT.
3. A volatilidade decorre das decisões dos comercializadores e clientes finais. A gestão do seu risco de utilização das redes, associada à multiplicação de ofertas tarifárias especialmente de curto prazo, dificulta a capacidade de previsão das variáveis tarifárias e aumenta a imprevisibilidade de recuperação dos custos regulados.
4. Acresce a tendência para a manutenção de previsões otimistas no processo de definição de tarifas com a consequência de uma redução aparente do preço que resulta sempre num adiamento da recuperação de proveitos com consequente acumular de desvios de faturação.
5. Por outro lado, os desvios de quantidades previstas e reais para as variáveis tarifárias tem-se nos últimos tempos acentuado no sistema português, nomeadamente, quanto à opção de contratação de capacidade nas saídas para as centrais de ciclo combinado, nas entradas do SNGN, na emissão para a rede do terminal GNL de Sines e quanto ao nível contratação de armazenamento de GN nas infraestruturas de armazenamento. Este efeito é menos sensível nas redes de distribuição que, sendo pontos de saída com número elevado de consumidores, estão sujeitas a menor volatilidade. A variação de consumos de distribuição considerada para o próximo ano-gás segundo a ERSE <sup>8</sup> é de -1,2%, valor muito próximo do valor proposto pelas empresas.
6. A variação tarifária apresentada pela ERSE, tendo em conta os proveitos do ano gás anterior com as quantidades atualmente previstas, refere aumentos para a tarifa UTRAR 6%; UAS 49,3%; URT 21,8% e UGS 30,3%. No caso do uso da rede de distribuição, as variações tarifárias são da ordem dos 6,3%.
7. Considerando-se que a variação total de proveitos das empresas, antes de contabilizar desvios, é no conjunto das empresas da RNTIAT de 0,04% e para as empresas de distribuição de 2,59%, a explicação para tamanha divergência tem obrigatoriamente de decorrer de outros efeitos.

<sup>8</sup> Do documento 'Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2014-2015 – Abril 2014 pág. 13.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*[Handwritten signatures and initials in the top right corner]*

8. O CT considera que existe necessidade de monitorizar e acompanhar os desvios pois impactam de forma substancial o nível tarifário, seja no presente (consequência dos desvios considerados nas tarifas), seja no futuro, (quando não são recuperados os custos nas tarifas devido ao otimismo das previsões das variáveis tarifárias), sendo fundamental isolar as suas causas para que se possam tomar medidas, para o que se recomenda à ERSE a publicação de análises detalhadas.
9. O CT recomenda a realização duma análise detalhada do impacte no comportamento dos comercializadores e dos preços praticados e que decorrente das conclusões, sejam ajustados os preços das tarifas de modo a que seja aumentada a base de incidência tarifária para, assegurando a aderência das tarifas aos custos, garantir a recuperação de proveitos de modo a minimizar o aumento dos desvios no próximo ano gás e assegurar que no futuro, existam medidas para a redução efetiva dos desvios e do *stock* de desvios tarifários.

#### **D.2.1. Tarifas de Acesso à Rede (TAR)**

1. O CT regista que se mantém a menor de transparência da tarifa de acesso à rede que deixou de refletir a totalidade dos custos associados ao acesso à rede de transporte, importando referir que, de um modo geral, os comercializadores têm optado por evidenciar o “termo de entrada” separadamente nas suas faturas de fornecimento, reconhecendo-lhe o carácter de tarifa de uso de rede tal como publicado pela entidade reguladora.
2. O CT reconhece que a situação presente do mercado de gás natural, com uma diminuição significativa do consumo originou uma pressão tarifária não despendianda sobre as Tarifas de Acesso.
3. Atendendo a que a recuperação dos desvios do custo de aquisição de gás natural é realizada pela Tarifa UGS-II, o CT acolhe a iniciativa da ERSE no sentido de minimizar o seu impacto tarifário no presente ano-gás, dando cumprimento ao princípio da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.
4. Na busca do equilíbrio entre estas duas realidades, o CT não se opõe à revisão agora proposta, mas coerentemente com as posições que tem defendido, volta a instar a ERSE a que a fixação das tarifas permita a efetiva recuperação dos proveitos permitidos do SNGN. Apenas quando este princípio de racionalidade económica for atingido, o qual é fundamental em qualquer atividade e, por maioria de razão, quando se trata de um enquadramento regulado, será evitada a criação de desvios tarifários, indesejáveis no que impedem a sinalização dos custos reais no SNGN e no que representam de encargos para os consumos (leia-se “consumidores”) futuros.



5. Contudo, o CT considera que a proposta da ERSE deverá ser revista (quer a curto, quer a médio prazo) no sentido de assegurar uma justa repartição destes custos pelos utilizadores do SNGN e garantir que as regras de alocação dos custos em causa são devidamente fundamentadas do ponto de vista económico.
6. A solicitação do CT a ERSE realizou uma simulação dos impactes nas tarifas transitórias, nas tarifas de acesso (por segmento de consumo) e nas tarifas por atividade, que permite elaborar o seguinte quadro:

	Proposta Tarifas 2014/2015	Com repercussão anual dos desvios de custos de aquisição de energia
Variação 3º Trim 2014/2º Trim 2014		
<b>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais</b>		
Consumo <= 10 000 m <sup>3</sup> /ano	2,40%	2,40%
Consumo > 10 000 m <sup>3</sup> /ano	2,40%	3,60%
<b>Tarifas de Acessos às Redes</b>		
Clientes em AP (> 50 milhões de m <sup>3</sup> ) *	29,20%	<b>73,60%</b>
Clientes em MP e BP (> 10 000 m <sup>3</sup> )	MP + 4,8% / BP > + 6,2%	<b>14,60%</b>
Clientes em BP (< 10 000 m <sup>3</sup> )	5,40%	5,40%
<b>Tarifas por atividade</b>		
<b>Infra-estruturas de Alta Pressão</b>		
Tarifa de Uso do Terminal de GNL	6%	6%
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	49%	49%
<b>Acesso às Redes e Gestão Global do Sistema</b>		
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	22%	22%
Tarifa de Uso Global do Sistema	30%	<b>118%</b>
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	6%	6%

7. O CT não pode deixar de constatar que, a curto prazo, os grandes consumidores de GN (com especial relevância no caso dos consumidores em AP) enfrentam já um aumento muito significativo da tarifa UGS II, sendo que, uma simulação para alguns casos reais de consumo em AP – Alta Pressão conduz a aumentos da tarifa de acesso às redes superiores a 30%.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*J. J. J.*  
*to Rj*  
*S. J.*

8. Este aumento tarifário é particularmente gravoso no contexto da atual conjuntura económica em que é exigido aos consumidores de GN industriais, e ao tecido empresarial português em geral, um aumento sustentado da competitividade por forma a solidificar o processo de retoma económica. Como tal, consideramos positivos os esforços do regulador no sentido de reduzir o impacto da tarifa UGS II para o presente ano-gás.
9. No entanto, o CT salienta que, a longo prazo, esta medida tem efeitos adversos, nomeadamente através do agravamento dos desvios e geração de custos financeiros associados.
10. A ERSE refere que as TAR-Tarifas de Acesso às Redes para os Centros Electroprodutores não incorporam os custos da UGS II, pois estes nunca integraram o mercado regulado, não tendo, conseqüentemente, gerado desvios na componente de compra de gás no mercado regulado.
11. Mas o CT também reconhece a dificuldade de, hoje, se restabelecer um equilíbrio efetivo, para o qual, por exemplo, também se teria de considerar as datas efetivas de saída do mercado regulado de outros consumidores, ou de entrada no SNGN de novos clientes.
12. Como princípio de base, o CT considera que devem ser evitadas medidas que distorçam os custos a alocar aos vários segmentos do mercado, pelo que a ERSE poderia reanalisar a alocação dos custos a cada tipo de consumidores.
13. O CT entende que é igualmente importante que a ERSE avalie globalmente os dois setores energéticos, gás natural e eletricidade, para que atendendo aos respetivos pesos, custos e benefícios, possa efetivamente alocar os custos ao sistema beneficiário.

#### **D.2.2. Capacidade de entrada e tarifas flexíveis**

1. O CT regista a necessidade de uma maior monitorização da aplicação do termo regulado de contratação da capacidade de entrada, assegurando por um lado a recuperação dos proveitos permitidos da atividade de transporte através da otimização da contratação de longo prazo, permitindo em simultâneo uma maior concorrência entre comercializadores, eventualmente ajustando os multiplicadores.
2. Reconhecendo vantagens no alinhamento de soluções com as diretrizes europeias, o CT considera que a proposta não contém os elementos suficientes para poder recomendar uma ou outra opção pelo que, deverá a ERSE procurar aquela que aporte maior volume ao SNGN, evitando os aproveitamentos oportunistas de curto prazo.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*[Handwritten signatures and initials]*

3. A aplicação da tarifa de capacidade de entrada poderá conduzir a entraves e limitação de competitividade a comercializadores com menores carteiras de clientes/consumo (não podendo diluir eventuais desvios de consumos e principalmente picos diários de consumo) e poderá privilegiar comercializadores com grandes volumes.
4. Apesar de a ERSE ter implementado os mecanismos previstos nas diretrizes europeias, que muitas vezes têm mais aderência a mercados da Europa central, mais regionalizados e complexos, deverão ser estudados mecanismos alternativos adicionais que diferenciem positivamente os consumos mais estáveis, definindo regras de repasse mais objetivas.
5. O CT regista, também, o pressuposto assumido pela ERSE que, a introdução de tarifas flexíveis é benéfica para o sector do gás natural dado que contribui para a redução das restrições na utilização das infraestruturas de gás natural por consumidores que, de outra forma, se veriam impedidos de o fazer, potenciando o aumento de volumes no sistema, com a consequente redução de custos unitários a suportar por todos os consumidores.
6. No caso de grandes consumos industriais mas intermitentes, devido ao gás natural funcionar como segundo recurso a outros combustíveis, como RSU- Resíduos Sólidos Urbanos ou biomassa, deverão ser estudadas e propostas outras alternativas de forma a permitir um maior uso de gás natural, garantindo uma diluição de custos para todos os consumidores.

### **D.2.3. Tarifas transitórias**

1. Embora o CT registe um esforço na correção no sentido da maior aditividade das tarifas transitórias de venda a clientes finais, não pode deixar de lembrar que as mesmas não atingem a aditividade plena em alguns segmentos de clientes.
2. Tendo em consideração que esses segmentos de clientes não são, *a priori*, clientes vulneráveis deverão ser tomadas medidas no sentido de migrarem para o mercado liberalizado sob pena de um muito maior agravamento das tarifas transitórias eventualmente com penalização adicional.
3. Relativamente aos consumidores socialmente vulneráveis será fundamental aprofundar as medidas para sua proteção que poderão ser enquadradas no âmbito do fornecimento por comercializadores em regime de mercado.
4. Todas as sinergias deverão ser tidas em consideração de forma a reduzir os custos a pagar pelos consumidores acautelando em especial os consumidores socialmente vulneráveis.

*[Handwritten signatures and initials]*

#### **D.2.4. Tarifa Social e ASECE**

1. A Diretiva 2009/73/CE, de 13 de Julho, determinou que os Estados Membros definissem o conceito de consumidor vulnerável e identificassem situações de pobreza energética, situação premente num contexto de liberalização dos mercados.
2. A Tarifa Social para o setor do Gás Natural foi criada pelo Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, complementada pelo Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ACESE), instituído pelo Decreto-lei n.º 102/2011 na mesma data. Os apoios aqui definidos aos consumidores carenciados são cumulativos.
3. Os consumidores elegíveis a estes apoios são os titulares de contrato de fornecimento em instalação unicamente para fins domésticos, em Baixa Pressão e com consumo anual até 500m<sup>3</sup>, devendo usufruir de uma das seguintes prestações sociais: complemento social para idosos, rendimento social de inserção, subsídio social de desemprego, 1.º escalão do abono de família ou pensão social de invalidez.
4. Os consumidores devem solicitar estes apoios junto do seu comercializador, a quem compete verificar junto das competentes instituições de segurança social, as respetivas condições de elegibilidade.
5. A ERSE aprovou uma Diretiva sobre as obrigações de informação relativas a estes apoios sociais, que incumbem aos comercializadores, estabelecendo um conjunto mínimo de informações que devem ser transmitidas aos clientes respetivos.
6. 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 económico geral que onera o fornecimento do serviço aos consumidores.
7. O valor global proposto pela ERSE e o correspondente número de consumidores elegíveis excedem o que efetivamente foi registado no ano-gás 2013/2014. O CT concorda com esta proposta que garante alguma folga na previsão de novos consumidores elegíveis, nomeadamente devido a alterações legislativas anunciadas.
8. O financiamento do ASECE é realizado por transferência direta do Estado para os operadores das redes de distribuição, que devem reembolsar os comercializadores.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

9. O modelo adotado pela ERSE para repercussão da Tarifa Social, assenta em dois níveis: desconto nas tarifas de Acesso às Redes em baixa pressão e estabelecimento de tarifas sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso (CUR). Nas tarifas de acesso às redes, é anulado o valor relativo ao termo fixo. É ainda realizado 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 não ultrapasse um valor que é definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia (o valor fixado de 1%, de acordo com o Despacho n.º 4321-B/2014).
10. Em resultado da inexistência de uniformidade tarifária no setor do GN, as tarifas sociais aplicadas pelos CUR variam em função da área de distribuição, com valores diferenciados quer para o termo tarifário fixo, quer para a energia.
11. Para colmatar estas distorções, indesejáveis em segmentos críticos como o dos consumidores vulneráveis, o CT sugere a uniformização das Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão estabelecidas pela ERSE.
12. Tendo em consideração a experiência de três anos de implementação dos apoios sociais aos consumidores carenciados do setor de Gás Natural face ao contexto socioeconómico e atendendo à perspetiva de alterações legislativas, o CT considera que deverá:
  - Ser dada sequência ao estabelecido no art.º 10º do Decreto-lei n.º 101/2011 de 30 de Setembro sobre “(...) *caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 (...)*”;
  - Serem implementadas alternativas de financiamento da Tarifa Social que não recaiam exclusivamente nos consumidores;
  - Manter-se o reforço das obrigações de informação, sobretudo dirigidas às famílias economicamente mais carenciadas e com dificuldade no acesso à informação;
  - Serem estudadas novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversas taxas incluídas na tarifa (TOS, ISP etc.).
13. Sobre a presente proposta de tarifário para o ano-gás de 2014/2015, o CT entende que, enquanto as condições descritas não se efetivarem, o valor de 1% de aumento proposto para a Tarifa Social representa um acréscimo de custos para as famílias economicamente carenciadas ou em risco de exclusão energética. Por outro lado, representa um valor relativamente modesto no contexto geral dos custos a serem suportados por este financiamento.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*[Handwritten signatures and initials]*

14. Assim, o CT recomenda que seja equacionada a manutenção dos preços na Tarifa Social, sendo o valor de 1% proposto financiado como o resto desta tarifa. Deste modo será dado um sinal importante no contexto de combate à exclusão social e energética.
15. O CT recomenda, ainda, que a ERSE passe a incluir na sua proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa e o valor efetivamente despendido no ano transato, por forma a facilitar a monitorização deste subsídio.

## **E. 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.<sup>9</sup>
2. No âmbito das suas competências e conforme metodologia prevista no art.º 154.º do RT, a ERSE quantificou os valores das TOS a serem aplicados pelos operadores de redes em cada Município, conforme quadro:

---

<sup>9</sup> Cf Resolução do Conselho de Ministros n.º 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 expresso 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 município, tendo por base o valor efetivamente cobrado pelo mesmo."

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

**Variação Taxas de ocupação do subsolo, por Município**

Entre abril2014 e junho2013

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Setgás	Almada	28%	28%	28%	28%
Lusitaniagás	Aveiro	-	-	-	-
Lisboagás	Azambuja	-	-	-	-
Setgás	Barreiro	-26%	-26%	-26%	-26%
Portgás	Braga	265%	265%	265%	265%
Lisboagás	Cascais	-	-	-	-
Duriensegás	Chaves	-95%	-95%	-95%	-95%
Lusitaniagás	Coimbra	-	-	-	-
Lusitaniagás	Condeixa	-62%	-62%	-62%	-62%
Berragás	Covilhã	-61%	-61%	-61%	-61%
Portgás	Esposende	1098%	1098%	1098%	1098%
Lusitaniagás	Estarreja	-91%	-91%	-91%	-91%
Dianagás	Évora	-68%	-68%	-68%	-68%
Portgás	Fafe	80%	80%	80%	80%
Berragás	Fundão	-27%	-27%	-27%	-27%
Portgás	Gondomar	242%	242%	242%	242%
Portgás	Guimarães	1103%	1103%	1103%	1104%
Lisboagás	Lisboa	104%	106%	106%	105%
Lisboagás	Loures	-	-	-	-
Lisboagás	Mafra	-	-	-	-
Portgás	Maia	179%	179%	179%	179%
Portgás	Matosinhos	393%	393%	393%	393%
Lusitaniagás	Mealhada	523%	523%	523%	523%
Dourogás	Mirandela	-26%	-26%	-26%	-26%
Setgás	Moita	-	-	-	-
Lisboagás	Odivelas	-	-	-	-
Lisboagás	Oeiras	-	-	-	-
Lusitaniagás	Ovar	302%	305%	305%	307%
Setgás	Palmela	-	-	-	-
Dourogás	Peso da Régua	-52%	-52%	-51%	-52%
Portgás	Porto	114%	114%	114%	114%
Portgás	Póvoa Varzim	77%	77%	77%	77%
Portgás	Santo Tirso	35%	35%	35%	35%
Setgás	Seixal	-12%	-12%	-12%	-12%
Dianagás	Sines	19%	19%	19%	19%
Lisboagás	Sintra	66%	67%	67%	67%
Lisboagás	Torres Vedras	-	-	-	-
Portgás	Valongo	145%	145%	145%	145%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	-80%	-80%	-80%	-80%
Portgás	Vila Nova Famalicão	-33%	-33%	-33%	-33%
Portgás	Vila Nova de Gaia	62%	62%	62%	62%
Portgás	Vizela	28%	28%	28%	28%

Fonte: ERSE Nota: Os municípios de Aveiro; Azambuja; Cascais; Coimbra; Loures; Mafra; Moita; Odivelas; Oeiras; Palmela e Torres Vedras não definiram TOS em 2013.



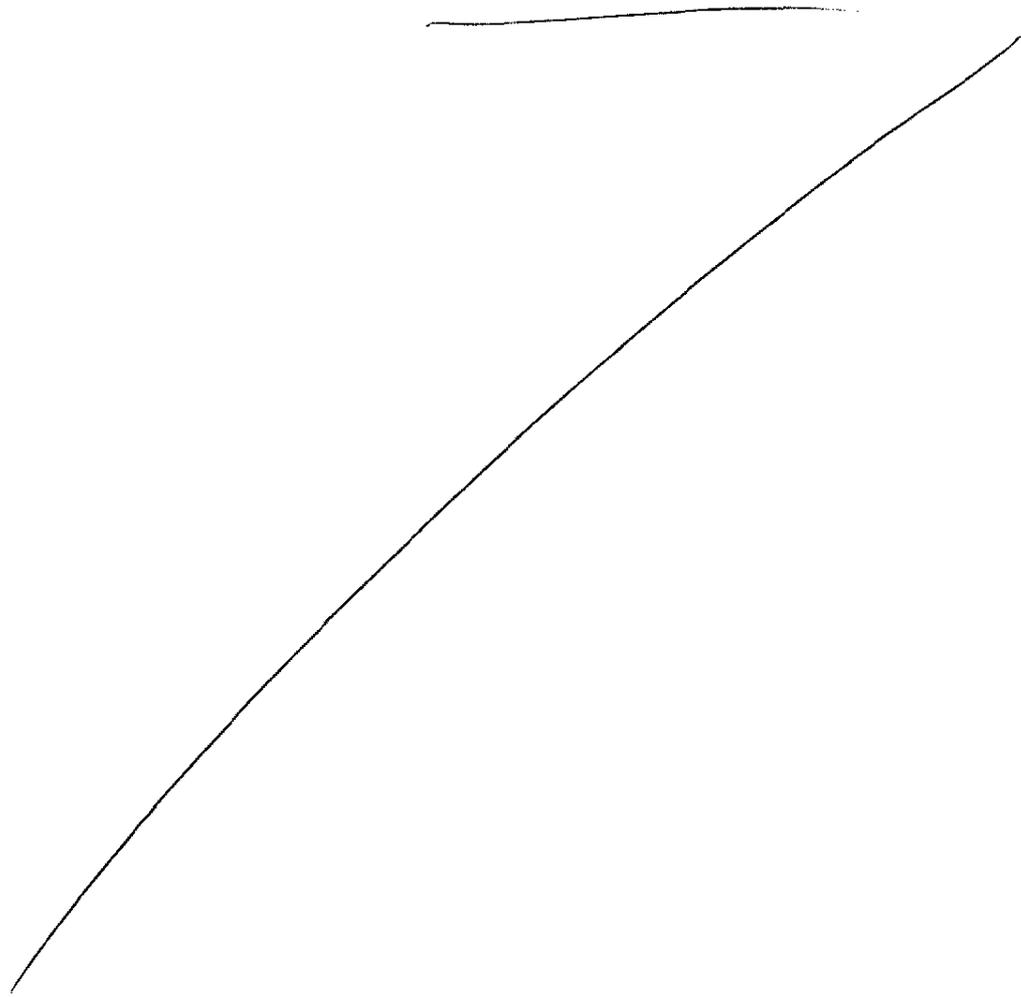
**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*[Handwritten signatures and initials]*

3. O CT constata que o impacto da introdução das TOS, apresentado pela ERSE no documento Estrutura Tarifária para o ano gás 2014-2015, reveste uma grande heterogeneidade entre municípios, coexistindo situações de municípios a aplicar taxas nulas, logo com impacte zero, outros em que a variação das mesmas chega a atingir quatro dígitos percentuais.
4. Esta situação sendo potenciadora de acentuadas distorções tarifárias, desvirtua a uniformidade tarifária no país que o CT tem propugnado desde sempre, implícita nos quadros abaixo:



**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

**Impacte das Taxas de ocupação do subsolo, por Município, nas Tarifas de Acesso às redes aplicadas pelos ORD's - Ano Gás 2014-2015**

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Total Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Total Mensal
Setgás	Almada	3,7	4,5%	0,9	2,0%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	5,2%	1,0	2,3%
Lisboagás	Azambuja	6,1	7,4%	1,5	3,4%
Setgás	Barreiro	5,3	6,5%	1,3	2,9%
Portgás	Braga	2,9	3,5%	0,7	1,6%
Lisboagás	Cascais	2,4	2,9%	0,6	1,3%
Duriensegás	Chaves	0,2	0,3%	0,1	0,1%
Lusitaniagás	Coimbra	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Lusitaniagás	Condeixa	4,3	5,2%	1,0	2,4%
Beiragás	Covilhã	7,2	8,7%	1,7	4,0%
Portgás	Esposende	2,0	2,5%	0,5	1,1%
Lusitaniagás	Estarreja	0,3	0,3%	0,1	0,1%
Dianagás	Evora	5,8	7,0%	1,4	3,2%
Portgás	Fafe	1,8	2,2%	0,4	1,0%
Beiragás	Fundão	2,3	2,7%	0,5	1,2%
Portgás	Gondomar	0,1	0,2%	0,0	0,1%
Portgás	Guimarães	0,9	1,1%	0,2	0,5%
Lisboagás	Lisboa	9,2	11,2%	2,2	5,1%
Lisboagás	Loures	2,0	2,5%	0,5	1,1%
Lisboagás	Mafra	32,0	38,9%	7,8	17,6%
Portgás	Mala	8,0	9,7%	1,9	4,4%
Portgás	Matosinhos	9,0	11,0%	2,2	5,0%
Lusitaniagás	Mealhada	32,7	39,9%	8,0	18,1%
Dourogás	Mirandela	2,9	3,5%	0,7	1,6%
Setgás	Moita	18,5	22,5%	4,5	10,2%
Lisboagás	Odivelas	1,3	1,6%	0,3	0,7%
Lisboagás	Oeiras	5,0	6,1%	1,2	2,8%
Lusitaniagás	Ovar	3,8	4,6%	0,9	2,1%
Setgás	Palmela	10,3	12,6%	2,5	5,7%
Dourogás	Peso da Régua	1,2	1,4%	0,3	0,6%
Portgás	Porto	4,0	4,8%	1,0	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	6,0	7,3%	1,5	3,3%
Portgás	Santo Tirso	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Setgás	Seixal	3,3	4,0%	0,8	1,8%
Dianagás	Sines	10,9	13,2%	2,6	6,0%
Lisboagás	Sintra	16,9	20,6%	4,1	9,3%
Lisboagás	Torres Vedras	3,5	4,3%	0,9	1,9%
Portgás	Valongo	0,5	0,6%	0,1	0,3%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,8	1,0%	0,2	0,5%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,2	0,2%	0,0	0,1%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,6	4,4%	0,9	2,0%
Portgás	Vizela	3,0	3,7%	0,7	1,7%

Fonte: Área de concessão da Portgás<sup>18</sup>, áreas de concessão do Grupo GALP<sup>19</sup>, área de concessão da Tagusgás<sup>20</sup>, e área de concessão da Sonorgás<sup>21</sup>.

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

**Preço de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacto na fatura de acesso às redes mensal dos clientes - Ano Gás 2014-2015**

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Acesso Mensal
Setgás	Almada	3,7	8,2%	0,9	8,1%
Lusitaniagás	Aveiro	4,3	9,4%	1,0	9,4%
Lisboagás	Azambuja	6,1	13,4%	1,5	13,4%
Setgás	Barreiro	5,3	11,7%	1,3	11,7%
Portgás	Braga	2,9	6,3%	0,7	6,3%
Lisboagás	Cascais	2,4	5,3%	0,6	5,3%
Duriensgás	Chaves	0,2	0,5%	0,1	0,5%
Lusitaniagás	Coimbra	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Lusitaniagás	Condeixa	4,3	9,5%	1,0	9,5%
Beiragás	Covilhã	7,2	15,8%	1,7	15,8%
Portgás	Esposende	2,0	4,5%	0,5	4,5%
Lusitaniagás	Estarreja	0,3	0,6%	0,1	0,6%
Dianagás	Evora	5,8	12,7%	1,4	12,7%
Portgás	Fafe	1,8	4,0%	0,4	4,0%
Beiragás	Fundão	2,3	5,0%	0,5	5,0%
Portgás	Gondomar	0,1	0,3%	0,0	0,3%
Portgás	Guimarães	0,9	2,0%	0,2	2,0%
Lisboagás	Lisboa	9,2	20,4%	2,2	20,3%
Lisboagás	Loures	2,0	4,5%	0,5	4,5%
Lisboagás	Mafra	32,0	70,6%	7,8	70,3%
Portgás	Maia	8,0	17,6%	1,9	17,5%
Portgás	Matosinhos	9,0	20,0%	2,2	19,9%
Lusitaniagás	Mealhada	32,7	72,3%	8,0	72,1%
Dourógas	Mirandela	2,9	6,3%	0,7	6,3%
Setgás	Moita	18,5	40,9%	4,5	40,7%
Lisboagás	Odivelas	1,3	2,9%	0,3	2,9%
Lisboagás	Oeiras	5,0	11,1%	1,2	11,0%
Lusitaniagás	Ovar	3,8	8,4%	0,9	8,4%
Setgás	Palmela	10,3	22,8%	2,5	22,8%
Dourógas	Peso da Régua	1,2	2,5%	0,3	2,5%
Portgás	Porto	4,0	8,7%	1,0	8,7%
Portgás	Póvoa Varzim	6,0	13,2%	1,5	13,1%
Portgás	Santo Tirso	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Setgás	Seixal	3,3	7,3%	0,8	7,3%
Dianagás	Sines	10,9	24,0%	2,6	23,9%
Lisboagás	Sintra	16,9	37,3%	4,1	37,2%
Lisboagás	Torres Vedras	3,5	7,8%	0,9	7,8%
Portgás	Valongo	0,5	1,2%	0,1	1,2%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,8	1,8%	0,2	1,8%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,2	0,4%	0,0	0,4%
Portgás	Vila Nova Gaia	3,6	7,9%	0,9	7,9%
Portgás	Vizela	3,0	6,7%	0,7	6,6%

Fonte:ERSE



*[Handwritten signatures and initials]*

Da análise dos quadros anteriores, não pode o CT deixar de destacar, pela sua expressividade, Municípios onde o impacte é particularmente oneroso:

Município	BP<	BP> e MP	BP<	BP> e MP
	Impacte das TOS nas TAR		Peso das TOS na factura de acesso mensal	
Mafra	38,90%	17,60%	70,60%	70,30%
Mealhada	39,90%	18,10%	72,30%	72,10%
Moita	22,50%	10,20%	40,90%	40,70%
Sintra	20,60%	9,30%	37,30%	37,20%

5. O CT releva que algumas destas taxas traduzem aumentos acrescidos totalmente inaceitáveis para os consumidores de GN que igualmente importa estancar, qualquer que seja o contexto económico em que se analise.
6. Importa ressaltar que estas taxas não sendo repassáveis, (como o caso do IVA para consumidores não domésticos) são internalizadas pelos consumidores qualquer que seja o escalão de consumo, incidindo ainda sobre elas o IVA à taxa em vigor à data da faturação.
7. As taxas de ocupação de subsolo aplicadas em alguns municípios são potencialmente impeditivas da adesão de mais consumidores de gás natural, devido ao seu custo muito excessivo que por sua vez não permite diluir /reduzir os custos das infraestruturas por um maior número de consumidores.
8. No caso de consumidores industriais poderá ser mesmo fator dissuasor de 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.) o exercício dessa opção reduzirá o consumo de gás natural nesse município contrariando o uso racionalmente económico do sistema de gás natural nessa região.
9. O mesmo se aplicará aos consumidores mais pequenos (consumos <10.000m<sup>3</sup>), que não tendo hipóteses de se deslocalizar, registarão aumentos desproporcionados na sua fatura mensal.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*J. C. Silva*  
*bo. T. J.*  
*[Signature]*

10. Apesar de a 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 definidos mecanismos por forma a atenuar as desigualdades regionais causadas por estas taxas.
  
11. O CT reitera o seu entendimento de que a ERSE 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 na sustentabilidade do sistema de GN, propondo nomeadamente:
  - a. Alteração da legislação em vigor estabelecendo tetos máximos de taxas a aplicar, *(como se verifica p.ex. no IMI e telecomunicações)*, e de critérios de modulação em função dos consumos, em detrimento da aplicação estrita de um valor por metro linear;
  
  - b. Que a ERSE divulgue junto da ANMP, dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais o excerto do Parecer nesta matéria;
  
  - c. Que a ERSE se disponibilize, junto dos Presidentes de Câmara e dos Presidentes das Assembleias Municipais, para elaborar os estudos de impactes das TOS que servirão de base às decisões das Assembleias Municipais;
  
  - d. Finalmente que a ERSE promova junto dos referidos órgãos autárquicos uma campanha de sensibilização sobre os efeitos da aplicação das TOS na almejada sustentabilidade do setor do GN.



## F - 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 é penalizador para o SNGN.

**Quadro 1-1 – Montantes de investimento e períodos analisados, por infraestrutura do SNGN**

Infraestrutura do SNGN	Período analisado	Classificação do investimento	Montante de investimento [10 <sup>6</sup> EUR]
RNTGN	Até 31 de dezembro 2012	Executado	25,27
	2013	Estimado	34,11
	2014	Previsto (c/ orçamento)	5,64
	2015	Previsto	4,45
	<b>TOTAL</b>		
Terminal de GNL de Sines	Até 31 de dezembro 2012	Executado	182,61
	2013	Estimado	0,87
	2014	Previsto (c/ orçamento)	1,84
	2015	Previsto	3,66
	<b>TOTAL</b>		
Armazenamento subterrâneo	Até 31 de dezembro 2012	Executado	51,73
	2013	Estimado	33,65
	2014	Previsto (c/ orçamento)	18,68
	2015	Previsto	15,36
	<b>TOTAL</b>		
RNDGN	2012	Executado	65,12
	2013	Estimado	50,28
	2014	Previsto (c/ orçamento)	67,61
	2015	Previsto	69,21
	<b>TOTAL</b>		
<b>TOTAL (RPGN)</b>			<b>630,11</b>

Fonte: Grupo REN, Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

2. O agravamento dos custos para os consumidores não se prende só com o aumento eventualmente excessivo de infraestruturas, pela remuneração dos seus ativos depois de entrarem em funcionamento mas, também, com os seus custos de operação e manutenção especialmente em situação de subutilização.
3. Este facto é, ainda, mais agravado em situações de contração económica em que os consumos de gás natural são mais reduzidos induzindo mais custos sobre menos consumos e conduzindo a espiral de aumentos de custos como se tem vindo a assistir nos últimos anos.



**ERSE**

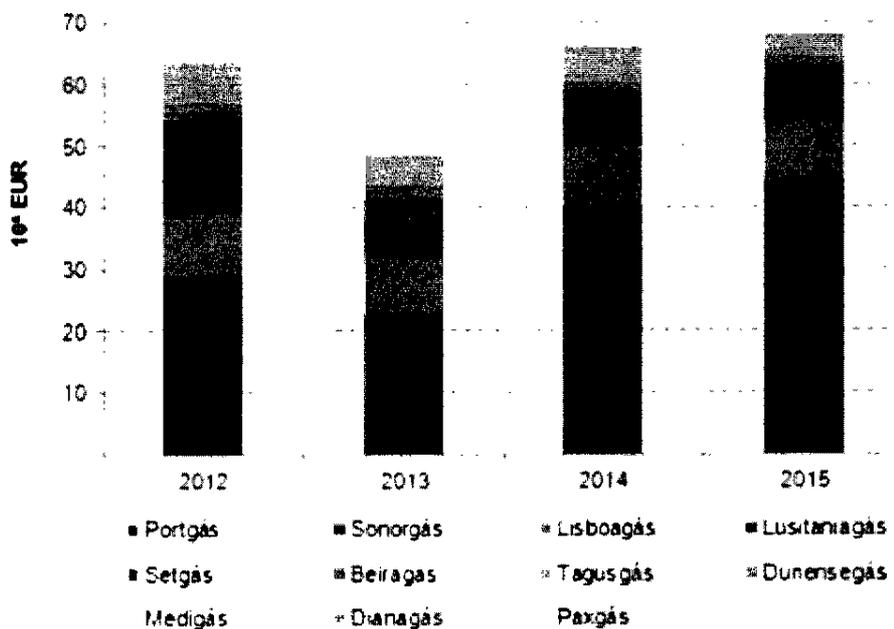
ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

4. Constata-se, pelos documentos apresentados pela ERSE, contenção dos investimentos em várias infraestruturas em AP-Alta Pressão.
5. Conforme referido pela ERSE, a fundamentação da expansão das redes de distribuição deverá merecer um suporte técnico-económico adequado, garantindo que não se geram situações de sobreinvestimento.
6. Considerando que na atividade de distribuição os investimentos se mantêm na ordem de 70 Milhões de Euros /ano.
7. Recorda também o CT, ter tecido observações sobre a temática do sobreinvestimento no seu parecer de 2012 aí explicitando algumas situações que careciam de informação adicional e que tinha expectativa de ver esclarecida na presente proposta, em particular no que respeita a UAGs e nos custos Conversões/Reconversões.
8. Esta omissão torna-se mais relevante, quando se observa que o montante global de investimento anual na RNDGN se mantêm em torno dos 70 M€.

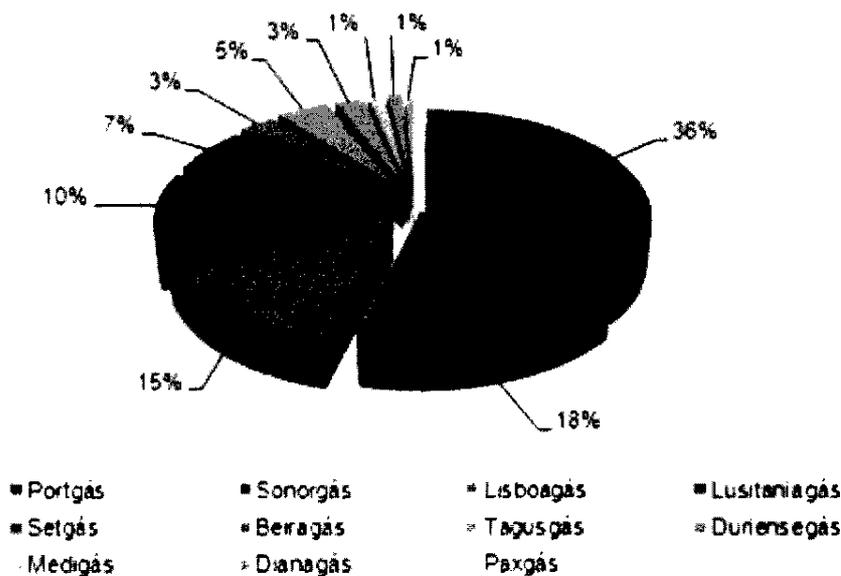
**Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015**



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

**Repartição dos investimentos previstos para a RNDGN, para os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015, por operador de rede de distribuição**



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

- Assim, o CT destaca ser fundamental elaborar atempadamente a subregulamentação sobre o mecanismo de derrapagem orçamental de execução de investimentos, com identificação dos critérios a adotar para que um determinado investimento seja qualificado como sobre investimento e da penalização na remuneração dos desvios referentes ao sobre investimento.

**F.1. Investimentos em UAG's**

- Analizados os investimentos na RNDGN no que respeita a 2014 e 2015 e perspetivas para o futuro próximo, os operadores de distribuição apresentaram orçamentos que refletem uma tendência de crescimento (Portgás, Sonorgás, Lisboagás e Tagusgás) e estagnação (Lusitâniagás, Setgás, Beiragás, Duriensegás, Dianagás e Paxgás).
- O CT considera que não deve ser considerado qualquer CAPEX implícito na proposta tarifária correspondente à consideração de investimento associado ao concurso dos novos pólos, tendo em conta o estado do concurso.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

3. O Conselho entende que a ERSE deverá ser transparente relativamente ao resultado das auditorias que entenda realizar, divulgando publicamente o resultado das mesmas.
4. Relativamente à auditoria aos custos de construção de UAGs, lançada pela ERSE em 2012, a informação recebida do Regulador – e apenas na sequência de questão diretamente colocada pelo conselho – limita-se a referir que “/.../ as diferenças observadas decorrem da metodologia seguida pelos ORDs na classificação e reporte de informação /.../”. Sendo certo que tem sido a própria ERSE a notar as dificuldades que regista no tratamento da informação recebida das empresas reguladas, do que resultou um esforço de sistematização e harmonização da mesma, a informação recebida do regulador parece redutora.
5. O CT não pode deixar de referir que cabe à ERSE o balizamento de alguns dos princípios a que devem obedecer os investimentos na RPGN, com especial relevância para a atividade das Distribuidoras, de modo a respeitar o princípio da racionalidade económica na análise e avaliação dos investimentos.

## **G -PROVEITOS PERMITIDOS**

### **A) Cálculo dos Proveitos Permitidos e Ajustamentos**

1. O CT nota que ao contrário do sucedido em anos anteriores, a ERSE optou por apresentar em documento único o cálculo dos Proveitos Permitidos para o Ano Gás 2014-15 e dos Ajustamentos devidos pelos anos 2011 (ano “s-2”) e 2012 (“s-1”).
2. O CT considera que em termos de seguimento do cálculo a nova metodologia é preferível, evidenciando-se mais claramente e de forma integrada as contribuições de cada uma das componentes (proveitos devidos no ano e ajustamentos tarifários) no valor dos proveitos a recuperar no ano gás de interesse. No entanto, a exemplo de anos anteriores, mantêm-se as dúvidas quanto à aplicação de fórmulas únicas de cálculo para as mesmas grandezas.<sup>10</sup>
3. No que respeita à não consideração do Ajustamento Provisório relativo ao ano (s-1) no cálculo dos Proveitos Permitidos, o CT reconhece que neste ano em particular tal resultaria num exercício de difícil resolução, atenta a prevista diminuição do consumo, o que agravaria ainda mais o impacto tarifário.

<sup>10</sup> A título exemplificativo, já por mais de uma vez anotado, há que referir a incorporação do valor das amortizações no caso do cálculo dos proveitos permitidos das distribuidoras: enquanto que nuns casos a ERSE aplica diretamente o valor constante do Quadro de cálculo do “Imobilizado Líquido”, noutros tal não se verifica. Estas diferenças deveriam ser explicadas, sob pena de criação de situações de opacidade menos desejáveis.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

## **B) Contas Reguladas Auditadas**

1. Do ponto de vista negativo na apresentação dos cálculos dos Ajustamentos, o CT nota que a ERSE não incluiu cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas. Sendo certo que os recentes desenvolvimentos da regulamentação (não apenas no tarifário) apontam para uma maior utilização de auditorias externas, pareceria que a divulgação dos valores apenas contribuiria para uma maior transparência do processo, pelo que o CT recomenda a sua inclusão no documento final.
2. Acresce que notando-se existirem discrepâncias entre os valores auditados e os aplicados no cálculo dos Ajustamentos, caberia à ERSE justificar a utilização de valores diferentes, sob pena do exercício de auditoria se tornar inadequado, por ser gerador de incertezas e opacidade.

## **H - PREÇOS REGULADOS**

1. O Conselho Tarifário tem defendido o princípio destes preços permitirem a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores. De um modo geral, considera-se que a proposta apresentada pela ERSE respeita estes princípios.
2. No particular, o CT tem a notar:

### **a) Serviços Regulados**

Neste sentido, no que se refere aos itens “Interrupção e Restabelecimento do Fornecimento”, “Leitura Extraordinária” e “Quantia Mínima em Caso de Mora”, entende-se a proposta dos operadores regulados e a sua aceitação pela ERSE, dado o referido equilíbrio já ter sido atingido anos anteriores, sendo que a manutenção dos valores unitários é positiva, evitando agravamentos a suportar pelos consumidores.

### **b) Encargos de Ligação à Rede**

No que respeita aos custos de ligação à rede, traduzidos nas propostas relativas aos preços unitários de construção (em que também aqui os valores são mantidos face aos anos anteriores) e aos “fatores a considerar no sobrecusto de veiculação” (em que a ERSE aplica a metodologia prevista na subregulamentação aplicável), o CT considera igualmente adequados os preços propostos.



**ERSE**

ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

Sem prejuízo do anterior, o CT recomenda que, após estes 2 primeiros anos da aplicação, a ERSE realize uma primeira avaliação da subregulamentação atualmente em vigor, em especial no que concerne aos custos suportados pelos maiores utilizadores, que ao aportarem gás às redes têm um efeito benéfico nas tarifas médias de veiculação-

**c) Valores de Referência a considerar na Integração de Pólos de Consumo**

O CT regista a diminuição do valor máximo aceite para a adequação para gás natural das instalações consumidoras, que, de acordo com a ERSE, sinaliza a progressiva maturidade das redes de distribuição, sendo assim menos justificável que o SNGN continue a suportar aqueles custos.

O CT reconhece racionalidade económica na proposta da ERSE, sugerindo que seja feito o necessário acompanhamento do impacto que esta diminuição terá no sucesso de contratação de ligação dos clientes às redes. Sendo certo que as atividades de conversão e reconversão representam uma parcela importante na criação de novos pontos de consumo, recomenda-se que a retirada dos apoios existentes seja feita de forma gradual e com uma avaliação continuada do seu impacto, de modo a prevenir um corte demasiado radical no crescimento do mercado.

**I. PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL**

1. O Conselho Tarifário regista o aumento verificado no preço do mecanismo das “Trocas Reguladas”, de cerca de 103% face ao ano gás 2013 – 2014.
2. Este aumento significativo de preço conjugado com o facto de o mecanismo ser aplicável apenas em casos muito específicos de agentes que pretendam introduzir no mínimo 2 TWh de gás natural no mercado português através do terminal de Sines, parece confirmar a inadequação do mecanismo das “trocas reguladas de GNL” como potencial contribuinte para o aumento de utilização desta infraestrutura.
3. Tendo este mecanismo sido estabelecido como forma de potenciar a dinamização da utilização do terminal de Sines e de contribuir para a sua competitividade, o CT recomenda que a ERSE inicie junto dos agentes de mercado uma análise das regras de acesso ao terminal de GNL de Sines procurando identificar mecanismos alternativos que cumpram de forma efetiva este objetivo, a incorporar, se finalmente julgado necessário, na próxima revisão regulamentar.

*Handwritten initials and signatures in the top right corner.*

4. O CT nota, aliás, que o documento da ERSE é omissivo quanto à efetiva utilização do mesmo, o que sugere que os agentes têm conseguido obter os acordos bilaterais necessários e recorda que, já no parecer de 2013 recomendara à ERSE a concreta avaliação da aplicabilidade do mecanismo face aos objetivos pretendidos que, claramente, não estão a ser atingidos.

**III**

**CONCLUSÃO**

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

Em 15 de Maio de 2014, o parecer que antecede foi votado na **GENERALIDADE** com exceção do ponto II (z) F tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE** com exceção do ponto II (z) F, aprovado por maioria.

com a seguinte votação:

Representante		Favor	Contra	Abstenção	Anexo
Associação de defesa do consumidor (UGC)	Alfredo Rocha	cf. anexo	—	—	I
Comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP)	Ana Teixeira Pinto	cf. anexo	—	—	II
Entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural (AGN)	António Domingues Pires	<i>[Signature]</i> cf. anexo de 10/10	—	—	III IV 3V

*Handwritten signatures and initials in the top right corner.*

Associação Nacional de Municípios (ANP)	Paulo Fonseca	—	—	—	—
Associações de defesa do consumidor de carácter genérico	Nuno Gomes	Cf. anexo	—	—	VI
Associações de defesa do consumidor de carácter genérico (Fenacoop)	Fernando Parreira	—	—	—	—
Associação tendo como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m <sup>3</sup> (APICER)	João Guimarães	Cf. anexos	—	—	VII VIII
Associação de defesa do consumidor (UGC)	Eduardo Quinta Nova	Cf. anexo	—	—	I
Comercializadores de gás natural em regime livre (EDP-Comercial)	Fernanda Moreira da Silva	Cf. anexos	—	—	IX
Entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural (REN)	Isabel Fernandes	Cf. anexos	II (2) F Cf. anexo	—	X XI
Entidades titulares de distribuição de gás natural em regime de serviço público (GALP)	Jorge Lúcio	Jorge Lúcio c/ Declaração Voto	—	—	III IV 3 V
Comercializador de último recurso grossista de gás natural (Transgás)	José M. Saldanha Bento	Cf. anexo	—	—	XII
Associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m <sup>3</sup> (CELPA)	José Ricardo Rodrigues	Rodrigues c/ declaração de voto	—	—	VIII
Associações de defesa do consumidor (DECO)	Manuela Moniz	Manuela Moniz	—	—	—



*[Handwritten signatures]*

Direcção-Geral do Consumidor (DGC)	Manuel Tão	<i>M. Tão</i> <i>cf. declaração de voto</i>	—	Bones	<del>XIII</del> I
Concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) (REN)	Pedro Furtado	<i>cf. anexos</i>	II (2) F	—	XI XIV

		Favor	Contra	Abstenção	Voto de Qualidade	Anexo
Presidente do Conselho Tarifário	Maria Cristina Portugal	<i>[Signature]</i>	—	—	—	—

O parecer que antecede tem *trinta e uma (31)* páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: *quatorze anexos, numerados de I a XIV* contendo *votação e declaração de voto.*

ANEXO I

Data: 15/05/2014 [11:29:24]  
De: Geral <geral@ugc.pt>  
Para: mcportugal@sgpa.pt, manuela.n.moniz@portugalmail.pt  
Assunto: UGC- votação dos representantes no Conselho Tarifário

Exma. Senhora,

Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

Dra. Maria Cristina Portugal,

Incumbiram-nos os representantes da UGC no Conselho Tarifário da ERSE, Alfredo Rocha e Eduardo Quinta Nova, de vos informar que votam favoravelmente a **"Proposta de Tarifas e Preços para o ano Gás 2014-2015"**, votando também favoravelmente a **"Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário"**.

Com os melhores cumprimentos

Célia Marques

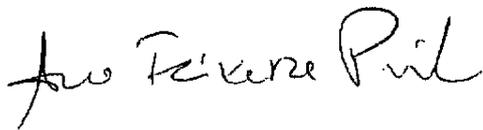
ANEXO II

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário (Secção do Gás Natural) / ERSE

Dr<sup>a</sup> Maria Cristina de Portugal

Os Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural votam Globalmente a Favor o Parecer do Conselho Tarifário – Secção Gás Natural - à Proposta da ERSE para Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015.

15 de Maio de 2014



Ana Teixeira Pinto

Representante dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

**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  
2014-15"**

**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 2014-15" apresentada pela, ERSE ressalta a referência no documento "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2014-2015", na sua Secção 2.1, pág. 23, aos "processos judiciais interpostos contra a decisão do regulador" iniciado pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural.

A menção da pendência dos processos, em si mesma, é correcta, assim como a descrição da sua tramitação até à data.

No entanto, e reconhecendo-se que a ERSE, finalmente, se ateu a uma descrição factual, apresentando apenas a sua posição e a sua estimativa de valores, não pretendendo, como nas propostas de tarifários de anos anteriores, que teria demonstrado "com base na lei aplicável a correcção dos seus cálculos e do resultado obtido", as Concessionárias repetem a sua convicção de que existe um incumprimento objectivo do estabelecido nos Contratos de Concessão da Distribuição, em particular dos mecanismos de reposição do reequilíbrio económico-financeiro acordados com o Concedente, que a ERSE está obrigada a aplicar na fixação dos proveitos e tarifas.

Neste sentido, as empresas concessionárias expressam a sua convicção de que o documento " Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2014-15" não estabelece o montante de Proveitos Permitidos de acordo com os seus Contratos de Concessão, pelo que deveria seja reformulado em conformidade.

Representante das Entidades Licenciadas de Distribuição  
de Gás Natural

João Manuel Rodrigues

Representante das Entidades Concessionárias das Redes de  
Distribuição de Gás Natural

António

**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 2014-15"**

**Contadores**

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que, novamente, o 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 processo de renovação dos contadores nomeadamente nas concessões 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:

*"1..1*

*As Entidades Concessionárias e Licenciadas de distribuição de gás natural entendem que o sentido retirado pela ERSE do Artº80º da Lei 12/2008, de 26 de Fevereiro, 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.*

*12.1*

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.

..."

Representante das Entidades Licenciadas de  
Distribuição de Gás Natural

Jorge Miguel Rodrigues

REPRESENTANTE DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS DAS REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL



**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 2014-15"**

**Taxa de Remuneração dos Activos**

As Entidades Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural notam que a presente metodologia para a determinação do custo de capital das atividades reguladas, conduziu a uma redução da taxa de remuneração para 8,4%.

Este valor de taxa de remuneração confirma o erro incorrido nas tarifas do ano gás 2013-2014 quando se definiu um valor de referência das OTs de 9,5%, quando o expectável seria que o valor de referência estivesse próximo de valores verificados no passado recente à data de estabelecimento do valor de referência.

Neste cenário, para o próximo ano gás a taxa de remuneração será inferior à aplicada no setor elétrico, apesar do risco do setor do gás natural ser superior, conforme mencionado diversas vezes pela ERSE nos seus documentos. Será ainda inferior à taxa de remuneração da RNTIAT, configurando uma discriminação dentro do SNGN para o mesmo tipo de atividades reguladas, dada a diferente indexação aplicada no estabelecimento dos mesmos parâmetros.

Deste modo a remuneração atualmente prevista não respeita a cláusula 39ª do Contrato de Concessão, dado que, na prática, não se obedece ao preceito segundo o qual a taxa de remuneração a estabelecer pela ERSE nos quatro períodos regulatórios a seguir ao primeiro deve ter em consideração o prémio de risco implícito na taxa de remuneração estabelecida para o primeiro período regulatório.

Representante das Entidades Licenciadas de  
Distribuição de Gás Natural

João Manuel Pacheco

RESERVADEIRO DAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS DA ERSE DE  
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

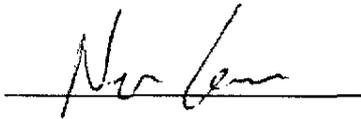
01/02

Nuno Miguel Pereira Gomes, representante das associações de defesa dos consumidores de carácter genérico, **vota favoravelmente** os pareceres, emitidos pelo Conselho Tarifário:

- *“Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015”*
- *“Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário”*

ERSE – Conselho Tarifário, seção do setor de gás natural

Lisboa, 15 de Maio de 2014



Nuno Gomes

ANEXO VII

Data: 15/05/2014 [15:58:54]  
De: jampgui <jampgui@gmail.com>  
Para: Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>, Manuel.Tao@dg.consumidor.pt, manel\_tao@hotmail.com, jose.ricardo.rodrigues@portucelsoporcel.com, isabel.fernandes@ren.pt, Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, Alfredo Rocha <manuel.silva.00@hotmail.com>, diogo.baptista@mail.cm-ourem.pt, antonio.pires@agnatural.pt, ana.teixeirapinto@edp.pt, Pedro Furtado <Pedro.Furtado@rengasodutos.pt>, eduardo quintanova <eduardo.quintanova@cm-sintra.pt>, Nuno Gomes <nunogomes03@gmail.com>, "Fernando Parreira (FENACOO)" <fernando.parreira@consumo-pt.coop>, Saldanha Bento <saldanha.bento@galpenenergia.com>, Gonçalo Santos <goncalo.santos@edp.pt>, "Moreira da Silva, Fernanda Maria" <fsilva@gasnatural.com>, Jorge Lúcio <jmlucio@galpenenergia.com>  
Assunto: Re: Pareceres versões finais

Exmas Presidente e Vice-Presidente do CT de Gás

Como solicitado, venho votar, **favoravelmente na generalidade**, os pareceres do CT sobre "Proposta de alteração do Regulamento Tarifário" e "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-15".

Havendo no entanto uma série de questões pertinentes que não posso deixar de criticar, subscrevo por inteiro a declaração de voto que será apresentada pelo meu colega Eng<sup>o</sup> Ricardo Rodrigues e cujo conteúdo já conheço.

Melhores cumprimentos  
João Guimarães

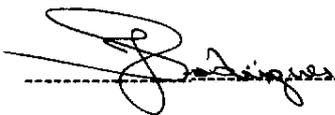
**Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015” dos representantes das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m3.**

Os representantes das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m3, **declaram votar o parecer favoravelmente na generalidade**, mas não deixando de referir as seguintes reservas e comentários:

- Apesar da proposta de revisão do RT-Regulamento Tarifário tentar minimizar os incomportáveis aumentos dos desvios a incorporar em algumas das tarifas reguladas, os incrementos das tarifas de acesso às redes (TAR) apresentados na proposta da ERSE são exageradamente gravosos em particular no que diz respeito aos clientes em alta pressão. A ERSE deverá tomar todas as medidas para reduzir esses aumentos de forma a minimizar a perda de competitividade da indústria nacional de bens transacionáveis em geral e em particular de bens para exportação, competindo num mercado global.
- Recomenda-se à ERSE a monitorização dos valores totais cobrados anualmente, por cada comercializador, aos seus clientes, por alegado repasse das tarifas do termo de capacidade de entrada e sua comparação com o valor pago efetivamente por cada comercializador referente a essa mesma tarifa, pois a atual metodologia indicia a existência dum sobre-proveito (tendo em consideração que é usado o argumento do repasse de uma tarifa regulada). Mesmo que contratualmente suportado, deve ser conhecido, pois distorce as análises que se torna necessário efetuar.
- Mais uma vez manifesta-se a necessidade de uma maior responsabilização da partilha de risco (entre empresas reguladas e consumidores) em novos investimentos para que exista maior equidade entre aqueles que recebem proveitos permitidos e aqueles que têm de pagar através das tarifas reguladas.

**Lisboa, 15 de Maio de 2014.**

Os representantes das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m3, (CELPA e APICER)

  
-----  
CONFORME EMAIL ANEXO VII  
-----

AUG 10 1X

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário (Secção do Gás Natural) / ERSE

D<sup>ra</sup> Maria Cristina de Portugal

Os Comercializadores em Regime de Mercado Livre votam Globalmente a Favor o Parecer do Conselho Tarifário à Proposta da ERSE para Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015.

15 de Maio de 2014



Fernanda Moreira da Silva

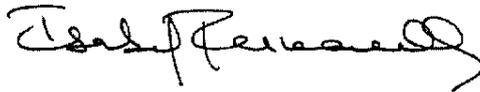


Gonçalo Ferreira dos Santos

**Voto dos representantes das entidades concessionárias das actividades de recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) (REN Atlântico, S.A.) e das entidades concessionárias das actividades de armazenagem de gás natural (REN Armazenagem, S.A.) ao parecer do Conselho Tarifário sobre "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015"**

As entidades concessionárias das actividades de recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e as entidades concessionárias das actividades de armazenagem de gás natural declaram **votar favoravelmente o parecer na globalidade, votando contra o nº 2 do Ponto F**, devido aos termos em que está redigido, conforme declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de maio de 2014



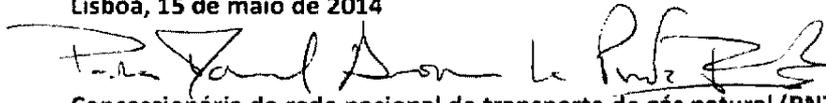
**Concessionárias das actividades de recepção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das actividades de armazenagem de gás natural**

**Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre  
"Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015 da concessionária da  
rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como das entidades  
concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural  
liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás  
natural"**

A concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) bem como as entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e as entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural, declaram **votar favoravelmente o parecer na globalidade, votando contra o nº 2 do Ponto F**, devido aos termos em que está redigido, tendo em consideração o comentário que se segue.

Concorda-se que o agravamento de custos finais para os consumidores decorre de um conjunto de fatores, aliás referidos ao longo do parecer, contudo, são também claros do texto do parecer quais os principais contributos para esse agravamento. Em nenhum momento é referida e muito menos fundamentada a existência de infraestruturas excessivas em particular nas nossas representadas, muito menos os seus custos de operação e manutenção, matéria em que as empresas têm sido particularmente pressionadas por objetivos de eficiência muito desafiantes. O próprio parecer refere em ponto específico e de forma positiva, o nível de utilização das infraestruturas em operação, considerando-se por isso a frase em causa sem fundamentação objetiva.

Lisboa, 15 de maio de 2014



Concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)



Concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e das entidades concessionárias das atividades de armazenamento de gás natural

ANEXO XII

**Data:** 15/05/2014 [14:58:17]  
**De:** Saldanha Bento <saldanha.bento@galpenenergia.com>  
**Para:** Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>  
**Cc:** "Manuela Moniz (manuela.n.moniz@portugalmail.pt)" <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, Jorge Manuel Lúcio <jmlucio@galpenenergia.com>  
**Assunto:** RE: Pareceres versões finais

Caras Presidente e Vice-Presidente,

Junto transmito o meu voto favorável a ambos os Pareceres.

Apresento os meus cumprimentos e os parabéns pelo trabalho realizado na condução das diversas reuniões.

José Manuel Saldanha Bento

**Declaração de voto da Direção-Geral do Consumidor ao parecer do Conselho Tarifário sobre o documento da ERSE do setor de Gás Natural:**

**Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015**

Na Generalidade - Vota a favor

Na Especialidade - vota a favor, com exceção do ponto B. nº5 em que se Abstém e apresenta a seguinte declaração de voto:

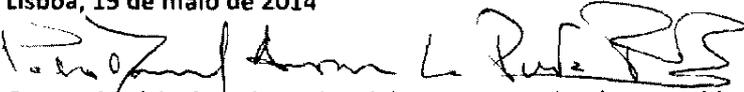
**“A Direção-Geral do Consumidor, atendendo ao contexto socioeconómico atual e, em particular, à evolução tarifária do Serviço Público Essencial de fornecimento de Gás Natural, considera que a proposta apresentada pela ERSE já preenche os objetivos de sinalização através do preço para incentivo à mudança, e entende que a mesma é mais adequada face ao sobre aumento mais expressivo constante do parecer do Conselho Tarifário”**

Direção-Geral do Consumidor, em 15 de Maio de 2014

**Voto do representante da entidade concessionária da RNTGN (REN Gasodutos, S.A.) ao parecer do Conselho Tarifário sobre "Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015"**

A concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN) declara **votar favoravelmente o parecer na globalidade, votando contra o nº 2 do Ponto F**, devido aos termos em que está redigido, conforme declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de maio de 2014



Concessionária da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN)

**ANEXO IV**  
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A “PROPOSTA DE**  
**TARIFAS E PREÇOS DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2014-2015”**



## I – GENERALIDADE

Para efeitos da aprovação das tarifas e preços de gás natural a vigorarem em 2014-2015, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de abril de 2014, a “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015”, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de maio de 2014.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de junho de 2014 as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2014-2015” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

## II – ESPECIALIDADE

### A – ESPECIFICIDADES DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL (SNGN)

#### A.1 – QUANTIDADES E ESTIMATIVAS

As previsões do CA da ERSE para o consumo de gás natural das centrais de ciclo combinado, assentam nos pressupostos enunciados no documento de “Caracterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2014-2015”, designadamente: (i) no cumprimento das quantidades contratuais da central da Turbogás e (ii) na neutralização no *mix* de produção elétrica de 2014 e 2015 dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas que se registaram em 2013, respetivamente  $IPH_{2013}=1,17$  e  $IPE_{2013}=1,18$ , em especial para 2015,

Os consumos dos centros electroprodutores de 2013 indicados nos documentos da proposta apresentada ao CT (2,8TWh) correspondem a valores estimados pelo ORT para 2013, embora os dados disponibilizados mais recentemente indiquem um consumo deste tipo de instalações de 3,4TWh.

No que respeita ao AGC da Turbogás, importa referir que em 2013 o consumo ficou cerca de 0,7 TWh abaixo do valor de *take-or-pay*. Além disso, o acordo celebrado entre a Galp e a REN, para redução das

---

quantidades contratadas vigorará entre outubro de 2012 e setembro de 2015, pelo que, mantendo-se os pressupostos do referido acordo, é expectável uma subida das quantidades contratuais, e portanto dos consumos, durante o ano de 2015.

Por outro lado, os dados constantes no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2013-2030, mostram que a banda de variação da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural devido à alteração dos regimes hidrológicos deverá situar-se nos +/-10%. Mesmo considerando uma redução desta banda de variação, atendendo ao contexto atual do setor elétrico, verifica-se que uma variação do fator de utilização das centrais de ciclo combinado de Lares, Pego e Ribatejo entre 2% e 3%, representa um crescimento da produção elétrica destas centrais de 650GWh, o que corresponde a um aumento do respetivo consumo de gás de aproximadamente 1,4 TWh.

Assim, face ao acima exposto, optou-se por manter a previsão de 5,6 TWh para consumo de gás dos centros electroprodutores.

No que diz respeito ao cenário de aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2014-2015, o CA da ERSE incorporou na sua “Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2014-2015” uma alteração substancial na estrutura de abastecimento dos consumos, entre as injeções na rede de alta pressão através do Terminal de GNL de Sines e as interligações. Esta alteração resultou numa estrutura de aprovisionamento de 34% e 66%, entre o Terminal de GNL de Sines e as interligações, respetivamente. Como foi justificado no documento da “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2014-2015”, a previsão do aprovisionamento considerou a previsão do operador da RNT e do operador do Terminal de Sines, a evolução histórica da estrutura de abastecimento do consumo entre o Terminal de Sines e as interligações e os resultados do leilão de atribuição de capacidade anual (PRISMA). Esta previsão resulta numa injeção do Terminal de GNL de Sines na rede de alta pressão de 16 131 GWh e de uma injeção nas interligações de 31 314 GWh no ponto virtual (soma das quantidades entre Campo Maior e Valença do Minho).

No entanto, os dados mais recentes para a emissão do terminal de GNL de Sines são conducentes à adoção de um cenário de aprovisionamento de gás natural para o ano gás 2014-2015, que deverá acentuar a assimetria da repartição entre injeções do terminal de GNL e interligações por gasoduto

Acresce que o CT no seu parecer à “Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2014-2015” salienta o facto do comportamento em baixa da emissão do terminal de Sines e os crescentes níveis de utilização das interligações, solicitando que sejam adaptadas as respetivas previsões a esta nova realidade da procura.

Atendendo à solicitação do CT, onde estão representados todos os agentes do setor do gás natural, e à evolução histórica da estrutura de abastecimento do consumo entre o Terminal de Sines e as interligações, foi revista em baixa a previsão de emissão do Terminal de Sines para a rede de Alta

---

Pressão. Desta forma, prevê-se que no ano gás 2014-2015 o Terminal de Sines seja responsável pela injeção de 14 230 GWh e as interligações pela injeção de 33 204 GWh. Altera-se assim a estrutura no abastecimento dos consumos, para 30% através do Terminal de Sines e 70% através das interligações.

## **A.2 – UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS**

Conforme justificado no ponto anterior e de acordo com a solicitação do parecer do CT, a previsão de injeção do Terminal de Sines para o ano gás 2014-2015 foi alterada.

## **B – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

Na conceção do modelo de regulação da atividade de comercialização de último recurso (CUR) para o presente período de regulação, o CA da ERSE, tal como desde o início do processo de liberalização do mercado, teve em consideração o decréscimo do nível daquela atividade regulada. Além de pretender assegurar a eficiência dos custos aceites associados à atividade de comercialização de último recurso, a ERSE pretende assegurar a inexistência de subsidiação cruzada entre atividades dos operadores que operam no mercado regulado e no mercado livre.

Assim, na definição dos parâmetros e dos indutores de custos para o atual período regulatório foi solicitada mais informação a cada um dos CUR com o objetivo de proporcionar uma correta aderência dos custos desta atividade aos parâmetros a definir para o período de regulação.

Outra evidência das preocupações do CA da ERSE face à redução do nível de atividade de comercialização de último recurso é a repercussão do diferencial por extinção de tarifas, apurado ao nível da função de Comercialização de gás natural do CUR na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e dos ajustamentos da função de Compra e Venda de gás natural na parcela II da tarifa de UGS, tarifa paga pelos consumidores do mercado regulado e do mercado livre.

O CA da ERSE opta pela publicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> na expectativa de prorrogação das tarifas transitórias através de Portaria, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro, que procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho. Importa salientar que a não aprovação das tarifas de último recurso teria impactes significativos para os consumidores que ainda continuam a ser fornecidos pelo CUR.

Adicionalmente toma-se boa nota da proposta apresentada pelo CT de tornar mais expressivo o incentivo à mudança de comercializador, para os clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m<sup>3</sup>. As decisões que têm sido tomadas sobre esta matéria têm permitido uma adesão significativa ao mercado livre, sabendo-se que em abril de 2014 cerca de 53% dos clientes continuavam no mercado regulado (o que corresponde a apenas 9% do consumo).

## C – MERCADO LIVRE

A informação sobre os desenvolvimentos do mercado liberalizado de gás natural está dependente do cumprimento atempado dos deveres de informação por parte dos operadores de redes e da entidade encarregue da gestão da mudança de comercializador. Como foi do conhecimento público, após um reiterada falha no cumprimento daqueles deveres de informação e, posteriormente, da deteção de inconsistências na informação recebida, a ERSE determinou a realização de um auditoria que viesse a determinar as circunstâncias e razões subjacentes àqueles problemas.

A ERSE defendeu, desde sempre, que, como sustenta o CT, a existência e divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista constitui um importante contributo para a sua afirmação em condições de transparência e igualdade de oportunidades entre os agentes económicos. Como também reconhece o CT, está, no presente, a ser efetuada a divulgação pela ERSE desta informação, no presente, ainda em periodicidade trimestral. Tal foi tornado possível com a conclusão do processo de auditoria acima mencionado, que, além da circunstanciar as condições relativas ao incumprimento na remessa de informação, permitiu ainda garantir, por entidade terceira e independente, que a informação ora fornecida apresenta características de robustez e mínima compatível com a sua divulgação pública.

Neste sentido, a ERSE considera que a divulgação de informação do mercado liberalizado de gás natural em periodicidade superior a trimestral deverá concretizar-se quando, de forma continuada, haja garantias de comprovada regularidade no envio de informação de forma atempada e coerente com a realidade que se pretende constatar.

Assim, reconhecendo a ERSE a pertinência do comentário do CT, não deixará de envidar todos os esforços para que a divulgação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural possa beneficiar da periodicidade mensal que se observa para o mercado elétrico. Mantendo a informação a regularidade e a integridade que se pôde observar no decurso dos últimos 6 meses, a ERSE crê que a curto prazo se alcançará esse objetivo.

Tal como descrito no documento de “Caraterização da Procura de Gás Natural no ano gás 2014-2015” previram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso, ou seja, em função da informação previsional disponibilizada pelos vários CUR:

- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 99,0% (energia) e de 87,8% (número de clientes).
- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 64,9% (energia) e de 65,0% (número de clientes).

Atendendo ao parecer do CT, reconsiderou-se a incorporação na Sonorgás de energia e pontos de entrega de gás natural associados a novos polos de consumo, cuja atribuição de licença de distribuição se encontra ainda em fase de concurso. Deste modo, para esta empresa passou a considerar-se apenas o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes, tendo em conta a evolução proposta por este operador da rede de distribuição para os mesmos.

No que diz respeito à simetria das taxas de liberalização para a os clientes em BP< (valores próximos dos 65%, quer em termos de consumo quer em termos de número de clientes) estes valores resultam da informação disponibilizada pelos vários CUR, correspondendo a um valor ponderado. Na análise desta mesma informação por operador da rede de distribuição verificamos que esta simetria não se verifica.

#### Quota de mercado (consumo e nº clientes)

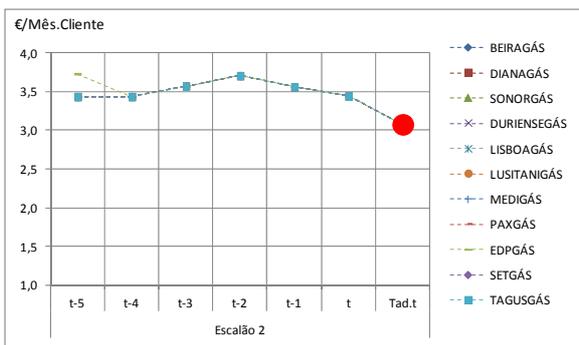
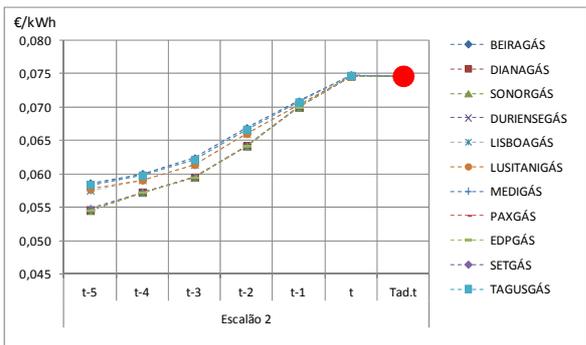
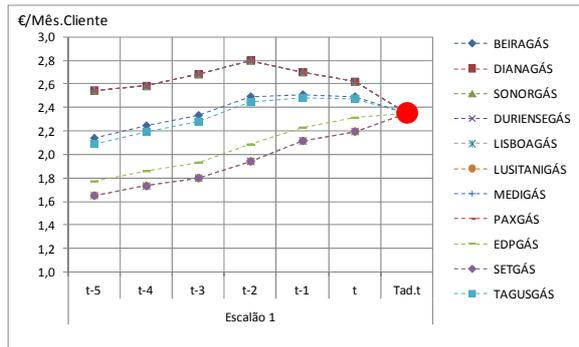
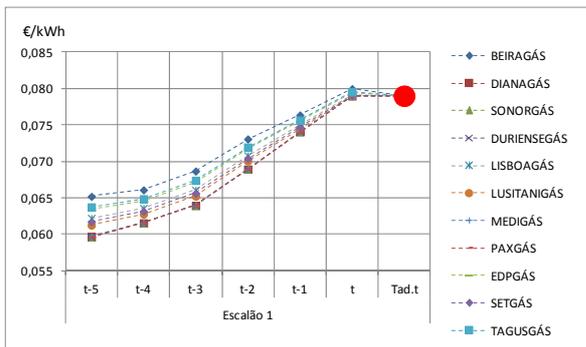
ML	Energia		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	65%	92%	100%
Dianagás	74%	95%	100%
Duriensegás	66%	93%	97%
Lisboagás	57%	90%	99%
Lusitaniagás	63%	97%	100%
Medigás	64%	97%	0%
Paxgás	64%	93%	0%
EDPgás	77%	97%	100%
Setgás	64%	95%	100%
Sonorgás	66%	90%	0%
Tagusgás	41%	100%	100%
<b>Total</b>	<b>65%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>

Nº Clientes		
BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
61%	78%	94%
65%	78%	100%
63%	83%	77%
60%	79%	88%
62%	86%	94%
61%	89%	0%
61%	78%	0%
79%	98%	100%
63%	80%	100%
71%	91%	0%
50%	100%	100%
<b>65%</b>	<b>87%</b>	<b>96%</b>

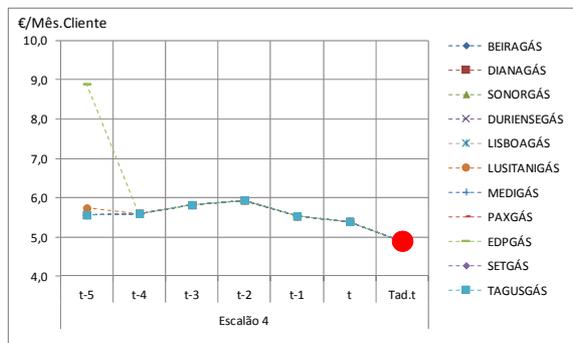
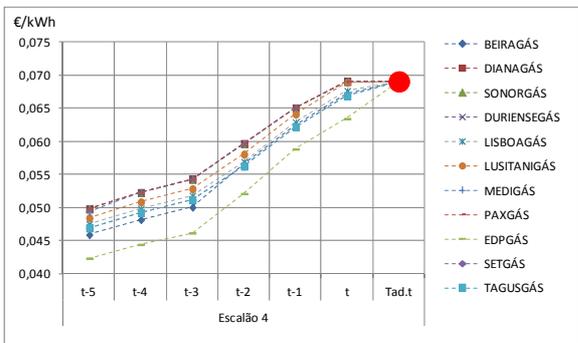
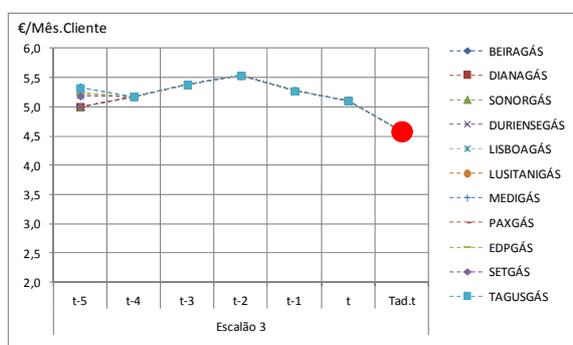
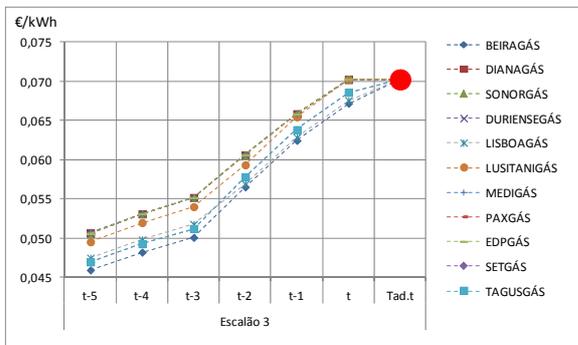
A ERSE tem procurado alcançar a aditividade em todos os escalões de consumo da BP<, através de variações diferenciadas de preços. A convergência para tarifas aditivas tem vindo a ser prosseguida de forma gradual, por forma a acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores de gás natural.

As figuras seguintes apresentam a trajetória de evolução para as tarifas aditivas, discriminada por escalão de consumo, quer para os preços de energia, quer para o preço do termo fixo mensal, sendo evidente o esforço de convergência para preços aditivos.

**Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo**



**Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo**



---

## **D – TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS**

### **D.1 – DESVIOS DE FATURAÇÃO E PROVEITOS**

A ERSE na elaboração dos seus documentos tem a preocupação de apresentar a informação e os cálculos efetuados de forma tão detalhada quanto possível. Os documentos publicados pela ERSE apresentam, para cada atividade regulada as várias parcelas que compõem os seus proveitos e ajustamentos. Desta forma é possível aferir quais as parcelas que dizem respeito aos proveitos próprios de cada operador e os valores que são recuperados pela atividade sendo posteriormente transferidos para os operadores aos quais são devidos.

Nesta perspetiva é importante distinguir os conceitos de proveitos permitidos e de proveitos a recuperar. Os proveitos permitidos de um operador, nem sempre são recuperados no âmbito do exercício da sua atividade, mas sim por outros operadores no âmbito das atividades que exercem. Estes proveitos são posteriormente transferidos pelos operadores que os recuperaram por aplicação da sua tarifa, para os operadores a quem são devidos. Assim os proveitos a recuperar por uma atividade são os que resultam da aplicação da sua tarifa. Os proveitos permitidos de um operador são os proveitos que lhe são devidos, podendo ser recuperados pela aplicação da sua tarifa ou por transferência entre empresas.

O CA da ERSE tem o cuidado de publicar nos seus documentos<sup>9</sup> a informação dos proveitos permitidos e a recuperar por cada operador bem como as razões que justificam as diferenças entre os valores apresentados nos quadros de proveitos permitidos e de proveitos a recuperar. Neste particular, realça-se o quadro 3-4 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do setor do gás natural” onde se apresentam detalhadamente os valores a recuperar pelo Operador da Rede de Transporte, no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, através da aplicação das tarifas de UGS I e de UGS II e que são posteriormente transferidos para outros operadores.

Os documentos publicados pela ERSE apresentam, também, os valores detalhados dos ajustamentos de cada atividade. Realçam-se, o quadro 3-3 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do setor do gás natural”, onde se apresentam os impactes dos ajustamentos por atividade regulada e o capítulo 3.2 do mesmo documento onde se apresentam a síntese dos ajustamentos referentes aos anos civis de 2012 e de 2013, apesar deste, não ter sido considerado no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás 2013-2014.

---

<sup>9</sup> Vide quadros 3-1 e 3-2 do documento “Proveitos Permitidos do ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural” e quadros 0-11 e 0-12 do documento “Proposta de Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2014-2015”.

Os ajustamentos calculados para efeitos de tarifas têm por base a comparação entre os proveitos faturados (montante global que resulta de quantidades reais multiplicadas pelos preços publicados pela ERSE) e os proveitos permitidos às empresas baseado em custos reais aceites pelo regulador.

Os ajustamentos aos proveitos permitidos de cada atividade resultam de vários fatores como sejam os desvios de faturação e o nível de atividade de cada operador. A quantificação rigorosa dos impactes dos desvios de faturação para todas os operadores tornar-se-ia uma tarefa complexa e morosa dado o número de empresas a operar no setor do gás natural e à complexidade da estrutura tarifária que permite recuperar os proveitos de cada operador.

Refira-se, no entanto, que os ajustamentos dos acessos resultam principalmente de desvios de quantidades, nomeadamente, no que respeita ao terminal de GNL e ao transporte. Os preços previstos para os acessos divergem pouco dos preços reais. No que respeita à energia, os desvios de preços têm maior impacto do que os desvios de quantidades.

## **D.2 – TARIFAS**

Conforme referido pelo CT tem existido nos últimos anos uma forte volatilidade do consumo de gás natural, tendo-se observado uma queda do consumo de gás natural pelas centrais de produção de energia elétrica de 22 TWh em 2011 para cerca de 3 TWh em 2013. A inversão da tendência de crescimento do consumo de gás natural e a forte quebra do consumo registada em 2012 e em 2013 era de difícil previsão, conforme evidencia a figura apresentada no parecer do CT.

Adicionalmente, no ano gás 2013-2014 ocorreu uma alteração do modelo de contratação das infraestruturas da RNTIAT, que dificultou a precisão das previsões associadas às variáveis de faturação, bastante dependentes do perfil de utilização das infraestruturas pelos agentes de mercado. Essa alteração do modelo de contratação de capacidade criou algumas dificuldades na previsão das variáveis de faturação devido a uma maior imprevisibilidade sobre o comportamento dos agentes perante o novo modelo de atribuição de capacidade.

Com o novo modelo os agentes têm que efetuar a contratação de produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários, sendo o leilão de atribuição de capacidade anual para o período de outubro do ano t a setembro do ano t+1 realizado em março do ano t. Assim, passada a fase inicial de adaptação dos agentes, o novo modelo de atribuição de capacidade vem dar uma maior previsibilidade sobre a utilização futura das infraestruturas, esperando o CA da ERSE que tal possa contribuir para a redução dos desvios de faturação no futuro.

### D.2.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE (TAR)

A ERSE, à semelhança do plano de repercussão dos ajustamentos da aquisição de gás natural definido em 2010-2011, na sua proposta de alteração da metodologia de recuperação daqueles custos para o ano gás 2014-2015, teve em conta o impacte tarifário que resultaria da contemplação no cálculo dos proveitos permitidos para o ano gás 2014-2015 dos valores referentes à parcela II da tarifa de UGS.

Por outro lado, a alocação dos custos a cada segmento de consumidores foi sempre tida em atenção, como ficou evidenciado na separação das tarifas de UGS II entre UGS II< e UGS II>. No que respeita à relação entre quem gera os desvios e quem os paga, a ERSE teve em atenção os clientes que, embora, já estejam no mercado, e não tendo atualmente, qualquer relação com o CURG, antes da passagem para o mercado faziam parte do mercado regulado. Desta forma, e porque antes da sua passagem para o mercado, também contribuíram para a existência de desvios, deverão, também, ser pagadores dos mesmos, pois, caso contrário não se evitaria o desequilíbrio entre o mercado livre e o mercado regulado aquando da passagem dos clientes para o mercado e não se asseguraria o equilíbrio económico-financeiro dos CURr.

Chama-se ainda a atenção que, embora os centros electroprodutores não sejam afetados pela UGS II pela razão identificada pelo próprio CT, os desvios das atividades de acesso têm impacte nas tarifas de acesso pagas pelos centros electroprodutores.

Face ao exposto, aquando da definição da metodologia para recuperação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do CUR Grossista em sede de regulamentação complementar, a ERSE terá em conta as situações anteriormente descritas e que se traduzem nas preocupações agora demonstradas pelo CT.

### D.2.2 CAPACIDADE DE ENTRADA E TARIFAS FLEXÍVEIS

#### Capacidade de entrada

No que respeita à tarifa de URT, a ERSE procedeu em 2010 a uma alteração que visou, por um lado, seguir as melhores práticas a nível europeu adaptando o sistema tarifário à nova diretiva Europeia e ao novo Regulamento n.º 715/2009 e, por outro lado, proceder a um esforço de harmonização com Espanha no âmbito da criação do mercado ibérico de gás natural. A tarifa de URT, cujos preços são aprovados pelo CA da ERSE, é faturada quer nos pontos de entrada na rede de transporte quer nos pontos de saída.

Em 2013, com a revisão do Regulamento Tarifário, as variáveis de faturação desta tarifa de entrada foram alteradas. Inicialmente, o pagamento da tarifa anual de entrada era aplicável a valores da capacidade máxima tomada dos últimos 12 meses, sendo por isso uma tarifa *ex-post*. Atualmente, no novo modelo de pagamento da tarifa os comercializadores pagam pela capacidade que reservam. Foram

---

introduzidos no modelo de contratação de capacidade, produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários, o que permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Esta nova forma de contratação de capacidade pelos comercializadores é orientada pelas obrigações que resultam do normativo Europeu relativo aos mecanismos de alocação de capacidade.

Nos termos do Regulamento Tarifário os preços da componente de entrada da tarifa de URT são aplicáveis exclusivamente aos agentes de mercado (comercializadores e clientes com estatuto de agentes de mercado). Os comercializadores transmitem o custo incorrido (pelo uso dos pontos de entrada da rede de transporte) nas faturas dos seus clientes em variáveis preço, a escolher por cada comercializador, à semelhança dos custos com a utilização do terminal de gás natural liquefeito, do armazenamento subterrâneo ou do aprovisionamento de gás natural.

A forma de cobrança dos custos de entrada da tarifa de URT pelos comercializadores aos seus clientes é livre, podendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.

#### Tarifas flexíveis

Em 2013 foram aprovadas novas opções tarifárias de acesso às redes para consumos com carácter iminentemente sazonal, designadas por tarifas flexíveis para alta, média e baixa pressão, com consumos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup>. Com estas novas opções flexíveis, a contratação de capacidade pode ser efetuada exclusivamente em base mensal, enquanto com as tarifas de acesso de longas e de curtas utilizações, os pagamentos de capacidade contratada são devidos todos os meses, mesmo que não exista consumo de gás natural.

Com esta alteração, os consumidores podem aceder a novas ofertas comerciais que constituirão alternativas às formas de contratação vigentes.

- Tarifa de longas utilizações: esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com utilizações de gás natural estáveis ao longo de todo o ano.
- Tarifa de curtas utilizações: esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com utilizações de gás natural menos intensivas (utilizadores com energia consumida em períodos de tempo curtos, como por exemplo os consumos sazonais).
- Tarifa flexível - Contratação exclusivamente mensal: esta opção tarifária apresenta vantagens para instalações com consumos sazonais e pontas esporádicas.

- Tarifa flexível - Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão: esta opção tarifária apresenta vantagens para instalações com um perfil de consumo estável mas com consumos mais elevados nos meses de abril a setembro.

A opção tarifária de acesso às redes mais adequada a cada consumidor depende das suas características de consumo, designadamente da sua modulação anual. De uma forma geral, as opções tarifárias de acesso às redes flexível e de curtas utilizações são mais adequadas para os consumidores com consumos anuais irregulares e sazonais (com menores modulações anuais) e a tarifa de longas utilizações para consumidores com consumos anuais mais constantes ao longo de todo o ano (maiores modulações anuais). As opções tarifárias de longas e curtas utilizações correspondem a contratos de acesso às redes anuais. As opções tarifárias flexíveis correspondem a contratos de acesso às redes mensais.

Cabe aos consumidores escolher as opções tarifárias mais adequadas, designadamente no que respeita às tarifas de acesso às redes devendo os comercializadores informar e orientar nesta escolha.

#### D.2.3 TARIFAS TRANSITÓRIAS

Conforme mostrado na resposta ao ponto C a ERSE tem procurado alcançar a aditividade em todos os escalões de consumo da BP<, através de variações diferenciadas de preços. A convergência para tarifas aditivas tem vindo a ser prosseguida de forma gradual, por forma a acautelar impactes tarifários significativos nos consumidores de gás natural.

O CA da ERSE toma boa nota do comentário do CT da adoção de medidas no sentido de maior migração dos clientes para o mercado liberalizado, que poderá passar por um maior agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais, considerando que estas tarifas não são aplicadas aos consumidores vulneráveis aos quais se aplicam as tarifas sociais.

Relativamente aos consumidores vulneráveis a ERSE continuará a colaborar com as entidades competentes, para aprofundar as medidas de proteção destes consumidores.

#### D.2.4 TARIFA SOCIAL E ASECE

O parecer do CT apresenta um conjunto de sugestões sobre questões que são da competência do Governo, tomando o CA da ERSE boa nota dessas sugestões, estando disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes.

No que se refere à uniformização da tarifa Social de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão, considera-se que esse objetivo deve ser atingido de forma gradual, acautelando impactes tarifários significativos sobre os clientes.

Tendo em atenção a necessidade de proteger os clientes economicamente vulneráveis no setor do gás natural, o Governo criou a tarifa social de gás natural através do Decreto-Lei n.º 101/2011. O referido Decreto-Lei estabelece que a tarifa social será calculada através da aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa pressão e que o valor deste desconto é determinado pela ERSE, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais, a fixar anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia. O membro do Governo responsável pela área da energia veio estabelecer, através do Despacho n.º 4321-B/2014, que o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso do ano gás 2013 -2014 para o ano gás 2014-2015 é de 1,0 %.

De acordo com a sugestão do CT, passa a incluída no documento de caracterização da procura a informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa social.

## **E – TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO**

Conforme referido no parecer do CT com a publicação da Lei n.º 53-E/2006, de 29 de Dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respetivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objetiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de Abril, foram aprovadas as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, os quais preveem que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) são suportados pelos consumidores de gás natural de cada Município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural emitidas pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural que operam na área de cada Município.

Nos termos da Lei, o valor das taxas de ocupação do subsolo resulta de decisão aprovada em cada Assembleia Municipal, diferindo assim de Município para Município.

Nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de Abril compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada Município.

Assim, a ERSE estabeleceu no artigo 154.º do Regulamento Tarifário a referida metodologia e anualmente publica em conjunto com o pacote de tarifas de gás natural informação sobre as taxas de ocupação de subsolo que estão a ser praticadas em cada município.

A publicação desta informação decorre de pedidos do CT para que a ERSE proceda à publicação da mesma. Essa solicitação é feita, por exemplo, no parecer do CT à proposta de tarifas para o ano gás

2010-2011, que passamos a transcrever: “O CT expressa uma grande preocupação com o efeito que a soma destas taxas podem ter no consumidor final, recomendando à ERSE não apenas que divulgue e publicite claramente quais os montantes cobrados por cada Município, como, também, que desenvolva junto da associação representativa dos mesmos diligências que visem por um lado, a moderação dos valores e a convergência de critérios e, por outro, a sensibilização para a isenção de taxas municipais em caso que os justifiquem”.

Em resposta a esta solicitação a ERSE passou a apresentar a informação recolhida na página de internet dos vários operadores de redes de distribuição, apresentando-se os impactes na fatura dos consumidores de BP com consumos inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>/ano.

No seu parecer à proposta de tarifas para o ano gás 2011-2012 o CT voltou a solicitar à ERSE que publicasse também a informação para os consumidores com consumos anuais de gás natural acima de 10000m<sup>3</sup>/ano: “O CT recomenda, ainda, que a ERSE inclua no documento final uma avaliação do impacto das TOS no preço de gás natural de clientes de consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>/ano, por exemplo por referência às tarifas de acesso aplicáveis.”

Assim, a ERSE passou a publicar no anexo I do seu documento de estrutura tarifária toda a informação solicitada pelo CT, nomeadamente:

1. Quadro com as taxas de ocupação do subsolo que estão a ser aplicadas por cada município, publicadas nas paginas de Internet dos vários operadores de redes de distribuição;
2. Quadro com valor médio das TOS por unidade de energia e o seu peso na fatura de acesso às redes dos clientes em BP<, BP> e MP, por Município;
3. Quadro com valor médio das TOS por unidade de energia e o seu peso na fatura final dos clientes em BP<, BP> e MP, por Município.

Importa reforçar que se trata de uma apresentação dos valores em vigor em abril de 2014, podendo os mesmos ser alterados durante o ano gás 2014-2015, designadamente em janeiro de 2015. Qualquer comparação entre estes valores e os valores verificados em abril de 2013 terá de ter em conta que, em cada ano, não é apenas repassado o valor das TOS cobrada no ano anterior pelo Município, como também são repassados pagamentos já efetuados pelo ORD relativos a dívidas resultantes de decisões do tribunal.

Tal como solicitado pelo CT, a ERSE continuará a sensibilizar todos os interessados sobre os impactes das TOS nos preços finais pagos pelos consumidores.

---

**F – INVESTIMENTOS**

A análise dos investimentos no SNGN, levada a cabo pela ERSE, integra as seguintes duas dimensões:

- d) Uma análise técnico-económica dos projetos de investimento, tanto para a RNTIAT como para a RNDGN, focada em aspetos como a oportunidade, os montantes associados a cada projeto, a calendarização da sua execução, o impacto tarifário e o impacto na segurança de abastecimento para o SNGN.
- e) A adequação dos montantes associados aos investimentos executados e previstos, relativamente ao valor de mercado de obras ou intervenções similares, sendo que essa análise, no caso da RNTIAT, recorre a benchmarking internacional e, para a RNDGN, tem sido sustentada através de uma prestação de informação sistemática dos operadores de distribuição com atividade no SNGN.

A intervenção da ERSE na análise de investimentos é tanto mais relevante quanto melhor for a articulação destas duas dimensões.

Com efeito, o CT sublinha a contenção dos investimentos nas infraestruturas de alta pressão, sendo notório que essa contenção resulta de uma revisão do investimento proposto pela REN Gasodutos em sede de PDIRGN que foi objeto de consulta pública e parecer da ERSE em 2013.

No que respeita à RNDGN o CT manifesta diversas preocupações, partilhando a opinião da ERSE relativamente à necessidade de um melhor suporte técnico-económico para o investimento em ativos de distribuição. Refere ainda o CT a necessidade de maior intervenção da ERSE ao nível dos custos associados a conversões/reconversões e UAGs.

A ERSE toma boa nota das preocupações apontadas pelo CT, porém, importa assinalar que, no que respeita à justificação do investimento na RNDGN, esses objetivos devem ser materializados nos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na nova redação que lhe é dada pelos Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, Decreto-Lei n.º 230/2012 e Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Entende a ERSE que, no decurso de 2014, em particular na consulta pública à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNDGN estarão criadas as condições necessárias a uma discussão mais participada e abrangente sobre esta temática, sendo certo que nos futuros exercícios de análise de investimento para efeitos de determinação de tarifas, associados essencialmente a orçamentações e relatórios de execução, estarão devidamente enquadrados os investimentos na expansão da RNDGN.

Importa ainda considerar que a ERSE regista e acompanha a referência do CT quanto à necessidade de se efetuar um exercício de reflexão sobre a aplicação da subregulamentação de ligações às redes, matéria esta que tem óbvias interseções com os investimentos nas mesmas. Este exercício não deixará

---

de ponderar todos os aspetos relevantes envolvidos e ser acompanhados de uma discussão ampla com todos os interessados.

### **F.1 – INVESTIMENTO EM UAG's**

A ERSE concorda com a perspetiva do CT relativamente aos novos polos de consumo, designadamente os integrados no concurso por prévia qualificação das 26 licenças de distribuição local de gás natural a norte do Douro, que irá decorrer nos termos do artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, na nova redação que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, devidamente regulamentado na Portaria 1213/2010, de 2 de dezembro. Com efeito, sublinha-se que não foram considerados os montantes de investimento associados a estes novos polos de consumo na determinação das tarifas para o ano gás 2014-2015.

Relativamente ao investimento em UAG's, importa apontar que os montantes executados em 2012 representaram 1,4 milhões de euros, ou seja, 2% do total realizado na RNDGN nesse ano. Refira-se ainda que, em anos anteriores, o investimento em UAG's tem-se mantido dentro da mesma ordem de grandeza. No entanto, foi apontado pelo CT a necessidade de maior transparência no que respeita à realização destes investimentos tendo, em consequência dessa sugestão, sido realizada em 2012 uma auditoria aos custos associados às UAG's. Ficou notório dessa auditoria que as abordagens seguidas pelos operadores das redes de distribuição na adjudicação de construção das UAG's são muito diversas, resultando em informação sobre montantes de investimento desagregados de forma muito diferenciada e, por essa razão, pouco comparável. Assim, a ERSE irá proceder à revisão da sua Norma N-12, sobre investimentos na RNDGN, no sentido de sistematizar e harmonizar a informação prestada pelos operadores de distribuição no que respeita às UAGs, tornando essa mesma informação pública nos relatórios anuais de análise de investimentos do SNGN.

### **G – PROVEITOS PERMITIDOS**

#### **A) Cálculo dos Proveitos Permitidos e Ajustamentos**

A apresentação dos proveitos permitidos para o ano de 2014-2015 e dos ajustamentos de 2012 e de 2013<sup>10</sup> num único documento foi efetuada no sentido de facilitar a leitura dos documentos por parte dos interessados e permitir ter uma visão integrada dos ajustamentos e dos respetivos impactes nas atividades reguladas.

---

<sup>10</sup> No parecer do CT, no ponto A) 1 do capítulo G, há uma referência à apresentação dos "...Ajustamentos devidos pelos anos 2011 (ano "s-2") e 2012 ("2-1"). Tal deve ter sido um lapso uma vez que os valores dos ajustamentos apresentados no documento "Proveitos Permitidos do ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural" referem-se aos anos de 2012 (s-2) e de 2013(s-1).

## B) Contas Reguladas Auditadas

O procedimento adotado por parte do CA da ERSE, de não incluir as demonstrações financeiras no documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do setor do gás natural" foi o mesmo já adotado no processo de tarifas do setor elétrico para o ano de 2014.

Registe-se, no entanto, que a ERSE no cálculo dos ajustamentos tem em consideração os valores reais auditados enviados por cada um dos operadores. No entanto, no desempenho do seu papel de regulador, a ERSE, tem o dever de analisar e avaliar os valores enviados pelas empresas, o que pode resultar na não aceitação de determinados valores não considerados eficientes ou na aceitação de valores diferentes dos auditados e constantes das contas reguladas.

Além disso, importa esclarecer que em alguns casos o facto dos valores apresentados nas contas reais auditadas não serem evidenciados de forma direta nos mapas da ERSE não significa que os mesmos não tenham sido aceites. Nestes casos, a ERSE considera os valores agregados ou repartidos de forma diferentes da que por vezes é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas.

O facto de a ERSE não incluir no documento "Proveitos Permitidos do ano gás 2014-2015 das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural" a cópia das demonstrações financeiras auditadas apresentadas pelas empresas não invalida que as mesmas estejam disponíveis sempre que algum agente solicite a sua consulta.

## H – PREÇOS REGULADOS

A definição dos preços regulados deve, no entender da ERSE, observar o princípio de adequação aos custos incorridos com as prestações de serviços que lhe estão associados, como, de resto, menciona o CT. O equilíbrio, reconhecido pelo CT, que já se alcançou ao nível de alguns desses preços decorre da aplicação continuada desse princípio.

A respeito da definição dos parâmetros associados ao estabelecimento de ligações às redes, a ERSE acompanha a recomendação de se efetuar uma verificação das condições de aplicação da subregulamentação em vigor, desde logo para aferir da sua adequabilidade às condições específicas dos diferentes utilizadores, bem como à racionalidade económica na distribuição dos custos associados com o estabelecimento de ligações às redes e à própria utilização desta.

Neste contexto, a sugerida avaliação da subregulamentação não deixará de se fazer de forma consistente e integradora, cruzando os aspetos conexos com o estabelecimento de ligações às redes, a maturidade e o enquadramento presente do mercado de gás natural. É, de resto, neste contexto que se pretende efetuar um acompanhamento das implicações da diminuição do valor de referência para as conversões e reconversões.

---

## **I – PREÇO PARA AS TROCAS REGULADAS DE GNL**

O Regulamento Tarifário do setor do gás natural (RT), com a última redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, prevê um Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) 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. Os princípios do Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas de GNL estão previstos no artigo 103.º do RT.

Trata-se de um mecanismo de último recurso que deve ser utilizado como tal. Uma análise histórica da informação disponível mostra que o mercado tem encontrado outras alternativas mais favoráveis, pelo que não tem sido necessária a utilização deste mecanismo de último recurso.

Importa realçar que na proposta apresentada ao CT a determinação do preço aplicável a este mecanismo foi aperfeiçoada, tendo em conta a nova realidade de utilização do Terminal de GNL, com uma crescente utilização deste para o carregamento de navios, o que contribui para necessidades adicionais de armazenamento de GNL. Neste novo contexto o cálculo das existências inerentes ao processamento de GNL passou a integrar apenas as necessidades de armazenamento associadas ao gás regaseificado e entregue na RNTGN. Desta forma passaram a ser determinadas as existências inerentes ao processamento de GNL através de um pro-rata entre a energia regaseificada e a energia rececionada no Terminal de GNL, descontando-se a parte inerente ao carregamento de navios.

Desta forma o CA da ERSE toma em boa conta as sugestões apresentadas pelo CT e irá avaliar a oportunidade de proceder à introdução de melhorias adicionais neste mecanismo.